



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autor:

Robinson Daniel Reinoso Acosta

Tutor:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C

LATACUNGA – ECUADOR

MARZO 2022



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **REINOSO ACOSTA ROBINSON DANIEL** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: **“DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”**, siendo el Ing. **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

.....
Reinoso Acosta Robinson Daniel

C.C. 1805191010



Universidad
Técnica de
Cotopaxi



Ingeniería
Eléctrica

AVAL DEL TUTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”, del estudiante **REINOSO ACOSTA ROBINSON DANIEL**, de la carrera de ingeniería en Electricidad, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la ingeniería y aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo, 2022

El Tutor

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.

C.C. 0603578956



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la FACULTAD de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante **REINOSO ACOSTA ROBINSON DANIEL** con el título de Proyecto de titulación **“DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”** han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo 2022

Para constancia firman:


.....
Ing. Gabriel Pesántez Palacios MSc.

C.C. 0301893889


.....
Ing. Xavier Proaño Maldonado MSc.

C.C. 0502656424


.....
Ing. Gabriela Cabrera Celi MSc.

C.C. 1104683873

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres Rovinson y Elena que con mucho cariño me dieron la posibilidad de realizar mi sueño de ser profesional gracias al apoyo moral y económico que con mucho esfuerzo siempre me brindaron. A todas las personas que de una u otra manera siempre me alentaban a seguir con mi formación universitaria.

Además, quiero agradecer a la Universidad Técnica de Cotopaxi por permitirme acceder al sistema de educación de nivel superior, mis sinceros agradecimientos con la carrera de Ingeniería Eléctrica y los señores profesores que la conforman que me brindaron los conocimientos necesarios para adentrarme al mundo de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Finalmente quiero agradecer al Ing. Wilian Guamán, tutor de este trabajo de investigación quien fue la persona que me supo guiar desde que cursaba la carrera hasta la finalización de este trabajo de investigación brindándome su apoyo y ayuda incondicional.

Robinson Daniel Reinoso Acosta

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios por brindarme el don de la sabiduría y la fortaleza para el desarrollo de este trabajo de investigación.

A mis padres Rovinson y Elena que fueron el pilar fundamental para mi formación universitaria, gracias a ustedes he logrado terminar con éxito mi carrera universitaria.

Robinson Daniel Reinoso Acosta

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN:.....	2
2.1.1. Situación Problémica:.....	2
2.1.2. Formulación Del Problema.....	3
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	3
2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO.....	3
2.3.1. Beneficiarios Directos:	3
2.3.2. Beneficiarios Indirectos:.....	4
2.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	4
2.6. OBJETIVOS:	5
2.6.1. General.....	5
2.6.2. Específicos.....	5
2.7. SISTEMA DE TAREAS.....	5
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	8
3.1. ANTECEDENTES	8
3.2. ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA.....	10
3.2.1. El problema de flujos de potencia	10
3.2.2. Método de Newton-Raphson.....	13
3.3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	14
3.3.1. Tipos de cortocircuitos	14
3.4. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	16
3.4.1. Clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia	17
3.4.2. La Ecuación de Oscilación	17
3.4.3. La Ecuación Potencia Ángulo	20
3.4.4. Sistemas Multimáquina	21
3.5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	23
3.5.1. Estados del Sistema Eléctrico.....	23
3.5.2. Análisis de contingencias	24
3.5.3. Análisis de Sensibilidad del Flujo de Potencia.....	25
4. MATERIALES Y MÉTODOS	26

4.1.	MODELADO DEL SNI	26
4.1.1.	Zona SNI.....	27
4.1.2.	Sistema de Transmisión 500 kV	27
4.1.3.	Zona Noroccidental	28
4.1.4.	Zona Nororiental.....	28
4.1.5.	Zona Suroccidental	29
4.1.6.	Zona Suroriental	29
4.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MODELADO EN POWERFACTORY.....	30
4.3.	MODELADO DE LOS ELEMENTOS DEL SNI ECUATORIANO	30
4.3.1.	Generadores	30
4.3.2.	Transformadores.....	31
4.3.3.	Líneas de Transmisión.....	31
4.3.4.	Cargas	31
4.3.5.	Compensación Reactiva	34
4.3.6.	Redes externas en la simulación.....	34
4.4.	MÉTODO DE SIMULACIÓN	36
4.4.1.	Flujo de Potencia en PowerFactory	37
4.4.2.	Cortocircuito en PowerFactory.....	37
4.4.3.	Estabilidad Transitoria en PowerFactory	38
4.4.4.	Análisis de Sensibilidad.....	39
4.5.	LÍMITES DE OPERACIÓN NORMAL Y EN EMERGENCIA.....	42
4.6.	DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	43
4.6.1.	CASO 1: Caso Base.....	43
4.6.2.	Caso 2: Año 2022	43
4.6.3.	CASO 3: Año 2027 Expansión según el PME	45
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	48
5.1.	RESULTADOS CASO 1: CASO BASE.....	48
5.2.	RESULTADOS CASO 2: AÑO 2022	51
5.2.1.	Flujos de potencia en el SNI	51
5.2.2.	Análisis de contingencia n-1 línea de transmisión Totoras-Ambato 138 kV	53
5.2.3.	Análisis de contingencia N-2: Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV	54
5.2.4.	Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia N-1 de la Línea de transmisión Totoras-Sta. Rosa 230 kV	55

5.2.5.	Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia N-2 de la Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV	57
5.2.6.	Análisis de estabilidad transitoria falla en línea de transmisión Riobamba-Molino 230 kV	59
5.2.8.	Reducción del SNI con equivalentes en el sistema de transmisión de 500 kV año 2022	64
5.3.	Resultados caso 3: Año 2027	65
5.3.1.	Flujo de potencia con la entrada de operación de la central Santiago y la incorporación de cargas singulares en la zona de Posorja	65
5.3.2.	Flujo de potencia interconexión Ecuador-Perú 500 kV.....	67
5.3.3.	Red reducida al sistema de 500 kV año 2027.....	69
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
6.1.	CONCLUSIONES	71
6.2.	RECOMENDACIONES.....	73
8.	ANEXOS.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3. 1. Nodo de generación y nodo de carga.	11
Figura 3. 2. Cortocircuito trifásico [12].....	15
Figura 3. 3. Cortocircuito monofásico a tierra [12].	16
Figura 3. 4. Clasificación de la estabilidad de sistemas de potencia [4].	17
Figura 3. 5. Circuito equivalente y diagrama fasorial del generador [3].....	21
Figura 3. 6. Modelo utilizado para estabilidad transitoria [3]	23
Figura 3. 7. Estados de un Sistema Eléctrico [13].....	24
Figura 4. 1. Zonas del SNI [15].....	27
Figura 4. 2. Cortocircuito trifásico en la barra de Zorritos.....	35
Figura 4. 3. Cortocircuito monofásico en la barra de Zorritos.	35
Figura 4. 4. Modelo de red externa barra Zorritos.....	36
Figura 4. 5. Módulo para el cálculo de flujo de potencia en PowerFactory.....	37
Figura 4. 6. Módulo de cortocircuito PowerFactory.	38
Figura 4. 7. Módulo de Estabilidad Transitoria PowerFactory.	38
Figura 4. 8. Ventana para ejecutar "RMS-EMT SIMULATION".	39
Figura 4. 9. Módulo "Load Flow Sensitives"	40
Figura 4. 10. Módulo para el análisis de contingencias.....	40
Figura 4. 11. Contingencias creadas.....	41
Figura 4. 12. Ventana para ejecutar el análisis de contingencias.	41
Figura 4. 13. Visualización de resultados de análisis de contingencias.	42
Figura 4. 14. Falla y apertura de Línea de Transmisión Riobamba-Taday.	45
Figura 4. 15. Seccionamiento de la línea de transmisión Minas San Francisco-Machala- Milagro	46
Figura 5. 1. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 500 kV.	52
Figura 5. 2. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 230 kV.	52
Figura 5. 3. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 138 kV.	53
Figura 5. 4. Contingencia N-1 Línea de Transmisión Ambato-Totoras 138 kV.....	54
Figura 5. 5. Reporte de las contingencias de PowerFactory para sobrecargas.....	55
Figura 5. 6. Reporte de las contingencias de PowerFactory para violaciones de voltaje.	55
Figura 5. 7. Ángulo del Rotor de las máquinas del SNI para la contingencia N-1 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.....	56
Figura 5. 8. Frecuencia en Hz en las barras principales de 230 kV del SNI para la contingencia N-1 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.	57
Figura 5. 9. Doble contingencia línea de transmisión Ambato-Sta. Rosa.	58
Figura 5. 10. Ángulo del rotor en grados ante la contingencia N-2 de la línea de transmisión Ambato-Sta. Rosa.....	58
Figura 5. 11. Frecuencia en Hz en las barras principales de 230 kV del SNI para la contingencia N-2 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.	59
Figura 5. 13. Ángulo del rotor en máquinas del SNI, falla trifásica en la línea de transmisión Riobamba-Taday.	60
Figura 5. 14. Voltaje en terminales de generación en máquinas del SNI, falla trifásica en la línea de transmisión Riobamba-Taday.	61

Figura 5. 15. Aumento en la generación de la unidad 4 de Coca Codo Sinclair.	62
Figura 5. 16. Flujo por las líneas de transmisión CCS- San Rafael ante el aumento de generación de CCS.	62
Figura 5. 17. Ángulo de rotor en máquinas del SNI ante la salida de la unidad 2 de San Francisco.....	63
Figura 5. 18. Frecuencia en Barras cercanas a la central San Francisco.	64
Figura 5. 19. SNI reducido al sistema de 500 kV año 2022.	65
Figura 5. 20. Zona de Posorja año 2027.	66
Figura 5. 21. Transferencia de 400 MW desde el lado de Ecuador hacia Perú.	68
Figura 5. 22. Red Reducida al sistema de 500 kV año 2027.	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1. Zona Sistema 500 kV.	28
Tabla 4. 2. Zona Noroccidental	28
Tabla 4. 3. Zona Nororiental.	29
Tabla 4. 4. Zona Suroccidental.....	29
Tabla 4. 5. Zona Suroriental.	30
Tabla 4. 6. Elementos Modelados del SNI.	30
Tabla 4. 7. Proyección de la demanda según el PME para el año 2022 [15].	32
Tabla 4. 8. Demanda para el año 2022 por empresa de concesión según el PME	32
Tabla 4. 9. Proyección de la demanda según el PME para el año 2027 [15].	33
Tabla 4. 10. Demanda para el año 2027 por empresa de concesión según el PME	33
Tabla 4. 11. Resultados obtenidos en PowerFactory para el modelo de red externa Perú.	35
Tabla 4. 12. Rangos aceptables de la variación del voltaje [15].	42
Tabla 4. 13. Potencia generada y demandada para el caso base.....	43
Tabla 4. 14. Elementos que ingresan en el año 2027 junto al proyecto Santiago según la expansión de la transmisión del PME [15].	46
Tabla 4. 15. Cargas zona Posorja a ingresar en operación al año 2027 [15].	47
Tabla 5. 1. Resultados obtenidos de Potencia Aparente en MVA de los Principales Transformadores del SNI en PowerFactory.	48
Tabla 5. 2. Resultados obtenidos de Potencia Aparente en MVA de los Principales Transformadores del SNI en PowerFactory (Continuación)	49
Tabla 5. 3. Voltaje en barras de 230 kV del caso base.	50
Tabla 5. 4. Voltaje en el sistema de Transmisión de 500 kV del caso base	51
Tabla 5. 5. Sobrecargas que superan el 80% de cargabilidad ante la contingencia N-2 Línea de Transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV.....	54
Tabla 5. 6. Voltaje en barras de 500 kV, demanda máxima, hidrología alta año 2027.....	67
Tabla 5. 7. Flujo de potencia en líneas de transmisión de 500 kV, demanda máxima, hidrología alta año 2027.	67
Tabla 5. 8. Voltaje en barras de 500 kV de la interconexión Ecuador-Perú.	69
Tabla 5. 9. Flujo de Potencia en las líneas de transmisión de la interconexión.	69
Tabla 5. 10. Resultado de un cortocircuito trifásico para la validación de los equivalentes del sistema de 500 kV año 2027.....	69

RESUMEN

TÍTULO: “DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”

Autor:

Reinoso Acosta Robinson Daniel

En este proyecto de investigación se realizó el modelado del SNI de Ecuador para desarrollar casos de estudio considerando información por parte de CELEC-TRANSLECTRIC y el Plan Maestro de Electrificación (PME) actual para obtener un modelo en base a la topología del diagrama unifilar del SNI y proceder a modelar las zonas expuestas en el PME. Se utilizó el software PowerFactory de DIgSILENT, en donde se incluyeron los elementos característicos del SEP, en el cual se pueden obtener simulaciones en régimen permanente y transitorio.

Para comprobar que el sistema modelado en PowerFactory se asemeja con el SNI real, se cargaron los transformadores del SNI con valores obtenidos del reporte posoperativo de CELEC-TRANSELECTRIC perteneciente al día doce de enero del 2021, se obtuvieron valores de cargabilidad de transformadores y voltaje en las barras del SNI similares con pequeñas variaciones y en algunos casos con errores mayores al 5%, lo cual demuestra la incertidumbre del modelo. Luego, se diseñaron casos de estudio para el análisis de flujo de potencia, estabilidad y contingencias en base a la revisión de referencias para determinar el comportamiento del SNI para los años 2022 y 2027. Finalmente, PowerFactory arrojó valores de voltaje en barras dentro de los límites de operación normal CENACE (5%) para el estudio de flujo de potencia y contingencias. Para el análisis de estabilidad transitoria se consideraron dos casos: falla en la línea de transmisión Riobamba-Taday y la salida de la unidad 2 de la central Hidroeléctrica San Francisco, para lo cual el sistema no presentó problemas de estabilidad. Para finalizar se redujo el SNI modelado al sistema de 500 kV mediante equivalentes de red.

Palabras Clave: Contingencia, Estabilidad, Flujo de Potencia, Sistema Nacional Interconectado.

ABSTRACT

TITLE: "DEVELOPMENT OF CASE STUDIES BASED ON THE NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM OF ECUADOR FOR THE ANALYSIS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS".

Author:

Reinoso Acosta Robinson Daniel

In this research project, the modeling of the Ecuadorian SNI was carried out to perform case studies considering information from CELEC-TRANSLECTRIC and the current Electrification Master Plan (PME) to obtain a model based on the topology of the single-line diagram of the SNI and proceed to model the zones exposed in the PME. DIgSILENT's PowerFactory software was used, where the characteristic elements of the SEP were included, in which simulations in permanent and transient regime can be obtained.

To verify that the system modeled in PowerFactory is similar to the real SNI, the SNI transformers were loaded with values obtained from the CELEC-TRANSELECTRIC post-operational report for January 12, 2021. Similar transformer chargeability and voltage values were obtained in the SNI busbars with small variations and in some cases with errors greater than 5%, which demonstrates the uncertainty of the model. Then, case studies were designed for the analysis of power flow, stability and contingencies based on the review of references to determine the behavior of the SNI for the years 2022 and 2027. Finally, PowerFactory yielded busbar voltage values within CENACE normal operating limits (5%) for the power flow and contingency study. For the transient stability analysis, two cases were considered: failure in the Riobamba-Taday transmission line and the output of unit 2 of the San Francisco hydroelectric power plant, for which the system did not present stability problems. Finally, the modeled SNI was reduced to the 500 kV system by means of network equivalents.

Key words: Contingency, Stability, Power Flow, National Interconnected System.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del trabajo de titulación cuyo título versa: **“DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”** presentado por: **Reinoso Acosta Robinson Daniel**, estudiantes de la Carrera de: **Ingeniería Eléctrica** perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo al peticionario hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, 24 marzo del 2022

Atentamente,



CENTRO
DE IDIOMAS

Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0502666514

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: DESARROLLO DE CASOS DE ESTUDIO EN BASE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Fecha de inicio: octubre 2021

Fecha de finalización: febrero 2022

Lugar de ejecución: No aplica

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Proyecto Macro Asociado: Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Tutor de Titulación: Ing. Wilian Guamán M.Sc.

Estudiante: Robinson Daniel Reinoso Acosta

Grupo de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sublíneas de investigación de la Carrera:

Sublínea 1: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia

Grupos Temáticos:

1. Planificación y operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.
2. Protecciones eléctricas.
3. Sistemas de Transmisión y Distribución de energía.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN:

2.1.1. Situación Problémica:

La evaluación de Sistemas eléctricos de potencia (SEP) en régimen permanente y transitorio son de carácter obligatorio en los estudios de prefactibilidad de proyectos de generación eléctrica para obtener los permisos de conexión al sistema eléctrico interconectado, es de vital importancia para asegurar el funcionamiento a lo largo del tiempo del sistema de potencia [1].

Los SEP están constante crecimiento, por lo que desarrollar casos de estudio es fundamental al momento de operar un sistema de potencia especialmente cuando se hace el análisis a sistemas grandes como es el caso del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Con la creciente demanda de electricidad es indispensable que no existan cortes del suministro eléctrico, se formularán casos de estudio para determinar ante posibles contingencias el comportamiento de los elementos del sistema eléctrico [2].

A nivel académico y de investigación, los estudios de SEP utilizan generalmente casos base desarrollados por instituciones internacionales, como la IEEE que dispone de sistemas de 9, 14,37 barras, etc. Sin embargo, cada sistema eléctrico tiene sus particularidades y resulta importante analizar a nivel local, el comportamiento del sistema mediante estudios en régimen estacionario y transitorio tomando como referencia el SNI ecuatoriano.

Además, los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principal que se obtiene de un estudio de flujos de potencia en régimen permanente es la magnitud y el ángulo de fase en cada barra y las potencias real y reactiva que fluye en cada línea. Sin embargo, se puede obtener gran cantidad de información adicional que es valiosa, a través de la salida impresa de los programas de computadora que usan las compañías eléctricas de generación [3].

Realizar un análisis en régimen transitorio es de gran utilidad al momento de operar el SEP, puesto que se considera la dinámica del alma del sistema eléctrico de potencia, la máquina síncrona, y se la debe estudiar a detalle para conocer la respuesta ante una falla para asegurar la estabilidad de ángulo de todo el sistema [4] . La pérdida de sincronismo en un SEP sería el peor de los escenarios y gracias a un estudio de estabilidad transitoria se podría predecir el comportamiento de los ángulos de los rotores y brindar soluciones a través de sistemas de

control asociados a la máquina síncrona. Comúnmente los estudios de estabilidad transitoria los realizan los departamentos de planeación de las compañías eléctricas que son responsables de asegurar el comportamiento dinámico apropiado del sistema. Los modelos del sistema usados en tales estudios son extensivos porque, en el presente, los sistemas de potencia son vastos, altamente interconectados y con cientos de máquinas que pueden interactuar a través de las redes de extra alto y ultra alto voltaje. Estas máquinas tienen sistemas de excitación asociados y sistemas de control del gobernador de la turbina que, en algunos casos se modelan con el fin de simular apropiadamente el comportamiento dinámico del sistema [3].

La estabilidad transitoria, es la habilidad del SEP para mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación o contingencia severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema resultante implica grandes excursiones de los ángulos de rotor de los generadores y está influenciada por la relación no lineal entre el ángulo de rotor y la potencia generada [4].

La ausencia de una base de datos de libre acceso, con información de nominal de transformadores, generadores, compensadores reactivos y líneas de transmisión del SNI, limita los trabajos de investigación en los ámbitos de optimización, inteligencia artificial, análisis de contingencias y estabilidad, etc. La idea de este proyecto de investigación se basa en obtener un modelo completo del sistema nacional interconectado de Ecuador y desarrollar casos de estudio que permitan estudiar sistemas de potencia en régimen permanente y transitorio.

2.1.2. Formulación del Problema.

El sistema nacional interconectado está permanentemente expuesto a eventos que podrían afectar la seguridad de la operación del sistema.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

El objeto de estudio es el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.

El campo de acción para el proyecto: 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

2.3. BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

2.3.1. Beneficiarios Directos:

Los beneficiarios directos son estudiantes que estén cursando materias relacionadas con el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

2.3.2. Beneficiarios Indirectos:

Los beneficiarios indirectos son estudiantes y profesionales de carreras afines.

Operadores de sistemas eléctricos de potencia, CENACE, TRANSELECTRIC y consultores.

2.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Desde el punto de vista académico, disponer de un modelo del sistema nacional interconectado de Ecuador permitirá comprender con casos base reales el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en estudios de Flujos de Potencia, Cortocircuito, Estabilidad de SEP, Planificación y Confiabilidad de SEP, entre otros.

Recientemente, la Universidad Técnica de Cotopaxi, adquirió la licencia educativa del software PowerFactory, por lo que resulta importante la aplicación de esta potente herramienta computacional para el análisis de sistemas de potencia en los casos base tomando como referencia el SNI.

Con este proyecto se pretende desarrollar casos de estudio mediante el modelamiento adecuado de cada uno de los elementos del SNI, para simular escenarios de contingencias y determinar su comportamiento frente a cada una de ellas. Lo cual, permitirá evaluar futuras expansiones de la red o tomar decisiones respecto a la repotenciación de la infraestructura existente.

Este proyecto forma parte del proyecto macro formativo titulado: “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional” de la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en dicha investigación se menciona el estudio de SEP enfocándose en sistemas de abastecimiento y el uso de energía eléctrica desde su concepción en las centrales de generación hasta el usuario final, por lo que este trabajo de investigación sería de gran utilidad como punto inicial para realizar estos estudios, puesto que se modelará el SNI ecuatoriano y se contaría con una base de datos para el desarrollo del proyecto de investigación formativa.

En el ámbito profesional, el ingeniero eléctrico debe estar en capacidad de realizar estudios de estabilidad, flujos de potencia, cortocircuito, análisis de contingencias, entre otros, puesto que estos estudios exigen el operador CENACE para realizar expansiones e interconexiones al Sistema Nacional Interconectado.

2.5. HIPÓTESIS

La constante expansión de la red, el aumento de la demanda y el ingreso de nuevas centrales de generación afectan la seguridad de la operación del SNI.

2.6. OBJETIVOS:

2.6.1. General

Desarrollar casos de estudio basados en el SNI para el análisis de sistemas eléctricos de potencia en régimen permanente y transitorio.

2.6.2. Específicos

- Revisar el estado del arte del análisis de sistemas eléctricos de potencia en régimen permanente y transitorio aplicados al sistema eléctrico de Ecuador.
- Modelar los elementos característicos del SNI para desarrollar simulaciones en el software PowerFactory de DIGSILENT.
- Diseñar casos de estudio para para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Revisar el estado del arte del análisis de sistemas eléctricos de potencia en régimen permanente y transitorio aplicados al sistema eléctrico de Ecuador.	<ul style="list-style-type: none"> - Revisión de trabajos relacionados con el modelamiento del SNI ecuatoriano. - Recopilación de información de la operación del SNI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Antecedentes del trabajo de titulación. - Diagrama Unifilar del SNI actualizado. - Información del despacho de generación en la red del SNI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Bibliografía relacionada al modelado de SEP, - Catálogos de generadores, transformadores, conductores.

<p>Modelar los elementos característicos del SNI para desarrollar simulaciones en el software PowerFactory de DIGSILENT.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Recopilación de información asociada a los parámetros de diseño del SNI. - Modelado del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador en el software PowerFactory. - Validación de resultados de parámetros eléctricos de Líneas de Transmisión - Aplicación de los módulos de simulación: Flujo de Potencia, RMS/EMT, Análisis de contingencias y scripts para el desarrollo de casos de estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Base de datos con el detalle de los tipos de conductores, longitud, estructuras utilizadas en líneas de transmisión, entre otros. - Archivo PFD, con el sistema de potencia modelado. - Datos validados del sistema de Transmisión. - Gráficas y resultados del comportamiento del SEP Ecuatoriano en los casos de estudio planteados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Datos del sistema de transmisión proporcionado por CELEC-Transelectric. - Plan Maestro de electricidad. - Software DigSilent PowerFactory - Excel: Programa de modelado de líneas de transmisión desarrollado por el autor. - Archivo PFD del sistema eléctrico peruano año 2017-2021.
--	--	---	--

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

<p>Diseñar casos de estudio para para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollo de casos de estudio de ingreso de nueva infraestructura considerando el PME. - Elaboración guías de práctica de los nuevos casos de estudio detallando datos, desarrollo y resultados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Archivo PFD de casos de estudio relacionados con el SNI. - Guía en formato PDF de los casos de estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> - Software PowerFactory - ANEXO: Guías de Práctica - Microsoft Word - Microsoft Excel
---	--	--	--

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En esta parte del trabajo de investigación se hace referencia a la revisión bibliográfica para la sustentación del capítulo 4, en la sección 3.1 se presenta la base del estudio que se va a realizar, hacia donde está dirigida la investigación y conocer estudios que ya han sido realizados desde los cuales se puede obtener un punto de partida para el desarrollo de la investigación, en la sección 3.2 se presenta la utilidad del estudio de flujo de potencia para conocer el comportamiento del SNI en régimen permanente y los flujos de potencia que fluyen por los elementos del SEP. En la sección 3.3 se hace referencia al estudio de cortocircuito que en este trabajo será de mucha utilidad para la obtención de equivalentes de red externos al SNI. En la sección 3.4 se presenta la teoría para estudios de estabilidad en SEP, donde se describe los tipos de estabilidad existentes y la ecuación de la dinámica rotacional del generador síncrono. En la 3.5 se presenta el análisis de contingencias en sistemas de potencia.

3.1. ANTECEDENTES

En el año 2007, Arcos Lenin y Flores Iván [2] desarrollaron un modelo del SNI ecuatoriano considerando las centrales de generación que en ese año proporcionaban de potencia activa a Ecuador, con el modelado de las maquinas síncronas y sus respectivos sistemas de control AVR, Gobernador y estabilizadores de sistemas de potencia, de acuerdo al tipo de central (Hidráulica, Vapor, Diesel). El trabajo ha sido desarrollado principalmente para estudios de estabilidad utilizando la herramienta computacional NEPLAN, así como para estructurar una sólida base de datos que reflejen el comportamiento real del sistema para simular en estado estable y dinámico, incluyendo la influencia de la interconexión con Colombia. Los autores definieron dos áreas: Colombia y Ecuador, las cuales están divididas en doce zonas, de donde ocho pertenecen a Colombia y cuatro a Ecuador.

Para validar su modelo, [2] comparó la respuesta de los ángulos del rotor ante la salida de la Central Térmica Trinitaria (130 MW), para $t = 1s$ luego de iniciada la simulación, esto para un escenario de demanda máxima (19H00) correspondiente al día 16 de agosto del 2006, con una potencia de generación aproximada de 2300 MW, e importando 200 MW de Colombia por el doble circuito de la línea de transmisión Jamondino-Pomasqui, para una demanda de 2483 MW en bornes de entrega. Se compararon los resultados con las informaciones obtenidas del operador de electricidad CENACE. Además, mediante el software DIgSILENT PowerFactory se obtuvieron respuestas idénticas de las oscilaciones de las máquinas del sistema, validando

así la simulación desarrollada en NEPLAN. En estudios de estabilidad transitoria, el período de estudio de interés es por lo general de 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque puede ser extendido de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con predominio de modos de oscilación interárea.

Por otra parte, J.C. Cepeda y J.L. Rueda [5] identificaron que el modelo del sistema colombiano (área externa) que comprende de 1 729 barras y 109 generadores, con una capacidad instalada total de 11 081 MW, con lo cual satisface una demanda pico de 8 780 MW, mientras que el sistema ecuatoriano (área de estudio) tiene 320 barras y 64 generadores, con 3 227 MW de capacidad instalada y una demanda a pico de 2 663 MW. Los autores demostraron que los equivalentes dinámicos del sistema ED's permiten disminuir considerablemente los tiempos de cálculo cuando se analizan sistemas de potencia relativamente grandes.

En el trabajo desarrollado por Villegas Daniel y Jesús Ibarra [6], se presenta un análisis de estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado (SNI) con la incorporación de la central hidroeléctrica Manduriacu, debido a la salida de carga y generación, en la zona de influencia del proyecto en los periodos de máxima y mínima demanda, para lo cual se establecen los ajustes necesarios en los sistemas de regulación de velocidad, voltaje y estabilizadores de sistemas de potencia, IEEEG3, ST1 y PSS2A respectivamente, de las unidades de esta central. Se analizan las respuestas de ángulos y velocidades en las unidades más importantes del SNI, voltaje y frecuencia en barras específicas, y transferencia de potencia en las líneas de la zona de influencia como en la línea de interconexión con Colombia, con la ayuda del paquete computacional DIgSILENT PowerFactory.

En 2015 Ullauari Marlon [7] desarrolló un trabajo enfocado a las unidades de control de acuerdo al tipo de central de generación con el propósito de consolidar una base de datos del SNI. Ecuatoriano, en la que se incorporen modelos de los sistemas de control de las unidades de generación, que hayan sido debidamente validados, con la finalidad de emular de mejor manera las respuestas dinámicas del sistema de potencia ante contingencias típicas. En este trabajo existe una serie de paso del lenguaje de programación DSL (DIgSILENT Programming Language) propio del software PowerFactory, y es utilizado para crear diagramas de bloque y modelar los sistemas de control AVR, Gobernador y PSS, utilizando *frames* para crear un modelo de planta en cada central de generación. En este trabajo existen parámetros típicos como constantes de tiempo y ganancias para el modelado de sistemas de control.

Para el año 2020 Riascos Barrazueta, F. D [8] desarrolló modelos de sistemas de control de velocidad para las unidades de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair considerando las características constructivas de los 8 generadores de 187.5 MW cada uno. Aplicando la teoría de control Moderna consiguió desarrollar el control de regulador de velocidad utilizando lenguaje DSL de PowerFactory para el modelado respectivo mediante bloques. Para validar sus modelos realizó pruebas de respuesta al escalón y con equivalentes de red del SNI ecuatoriano.

En el trabajo desarrollado por Vargas Aracelly [9] se realizó el modelamiento de las líneas de transmisión de 500 kV, donde muestra valores de los conductores de fase y de cable de guarda para el respectivo modelado en PowerFactory, considerando el tipo de estructura utilizado para el sistema de Transmisión a niveles de 138, 230 y 500 kV, además se valida los resultados obtenidos de resistencia, inductancia y capacitancia con el cálculo desarrollado a mano, este trabajo es un buen punto de partida para el modelado de líneas de transmisión.

En 2016 Jonnathan Ramírez [10] desarrolla un trabajo enfocado en la inclusión de software para el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia para los estudiantes de la Universidad San Carlos de Guatemala de la Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, propone diseñar nuevas prácticas de simulación de flujo de potencia, fallas de corto circuitos y estabilidad transitoria que permitan al estudiante tener una experiencia idéntica a los estudios que se realizan en el subsector eléctrico, para estructurar nuevos lineamientos y profundizar los conocimientos obtenidos por parte del estudiante.

3.2. ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA

Los estudios de flujo de carga son de vital importancia en la planificación del sistema de potencia considerando futuras expansiones, para determinar la mejor condición del sistema en operación. Esta información que se obtiene del estudio de flujo de carga es la tensión en magnitud y el ángulo de fase en cada barra y las potencias activa y reactiva que fluyen en cada rama de la red. Con el estudio de flujo de potencia se puede obtener información importante a través de programas computacionales que usan los departamentos de planificación de las compañías eléctricas de generación [3].

3.2.1. El problema de flujos de potencia

Para la solución de flujos de potencia se usan los elementos que une toda la red, es decir la matriz de admitancia, para considerar las resistencias, reactancias y susceptancias de

transformadores y líneas de transmisión. Para cualquier tipo de barra, la ecuación de la corriente en términos de su de sus admitancias se expresa como:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (3.1)$$

Donde:

I_i : Corriente en el bus i .

Y_{ij} : Admitancia entre los buses i y j .

V_j : Voltaje en el bus j .

La admitancia entre los nudos i y j , si se tienen más de dos barras **Figura 3. 1** se representa mediante la matriz de admitancias de barra, Y_{Bus} , que se puede construir a partir de los datos de entrada de transformadores y líneas de transmisión. Los datos de entrada para cada línea de transmisión son la impedancia serie Z' compuesto por la resistencia y la reactancia inductiva y la admitancia paralelo Y' compuesto por la conductancia y susceptancia capacitiva del circuito pi equivalente en por unidad. De la misma manera, los datos de entrada para transformadores son las impedancias de los devanados Z , la admitancia de la rama de excitación en por unidad Y [2].

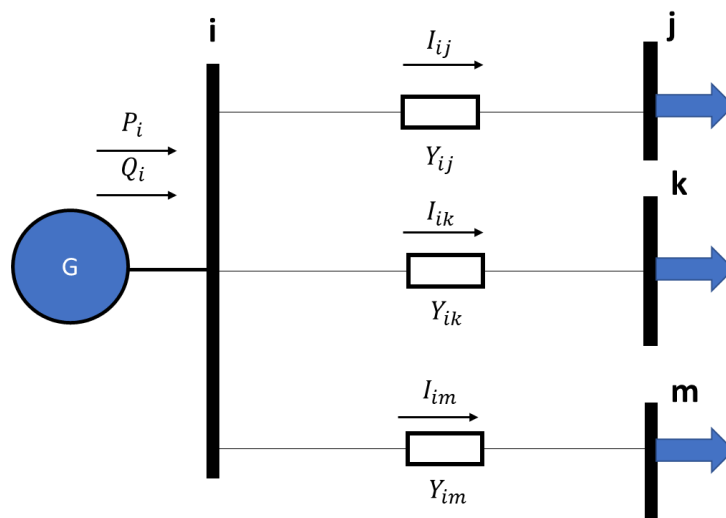


Figura 3. 1. Nodo de generación y nodo de carga.

Si la potencia compleja en la barra i es:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_j \cdot I_i \quad (3.2)$$

Donde:

P_i : Potencia Activa en la barra i .

jQ_i : Potencia Reactiva la barra i .

Sustituyendo I_i de (3.1) en la ecuación (3.2) y separando la parte real e imaginaria:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.3)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.4)$$

Las ecuaciones (3.3) y (3.4) constituyen ecuaciones algebraicas no lineales que, para todos los casos, se encuentran en por unidad (p.u.) con ángulos dados en radianes. Utilizar estas ecuaciones para obtener voltaje en módulo y ángulo, constituye el primer paso de la solución de flujos de carga. Para este objetivo, no es posible utilizar métodos de solución de ecuaciones lineales, puesto que las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva dependen de funciones no lineales senos y cosenos. Con los resultados de voltaje en todas las barras del sistema es posible calcular los flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, cargabilidad de los elementos del SEP, etc [11].

En cada barra del sistema se obtiene una ecuación de potencia activa y una ecuación de potencia reactiva. Entonces, el problema consiste en que, para cada barra, se tienen dos ecuaciones de flujos de potencia, una de potencia activa y otra de potencia reactiva, con estas ecuaciones se puede plantear el sistema de ecuaciones que servirá para encontrar el ángulo del voltaje δ_i y la magnitud del voltaje $|V_i|$.

Se deben identificar tres tipos de barra en el sistema eléctrico de potencia. A continuación, se describen cada una de las barras según [3]:

- **Barras de carga:** Este tipo de barra se la puede reconocer fácilmente porque no tiene asociada una central de generación, es decir que se tiene como datos la potencia activa y reactiva y como incógnitas el voltaje en módulo δ_i y ángulo $|V_i|$. A este tipo de barra se la conoce también como PQ porque se conocen los valores de potencia especificada.

- **Barras de voltaje controlado:** Este tipo de barra tiene la característica de que tiene conectado un generador que proporciona potencia activa y se puede controlar el voltaje en módulo. Es por esta razón que a este tipo de barras se las llama barra *PV*. Ciertas barras sin generadores pueden controlar voltaje, por ejemplo, utilizando bancos de capacitores, donde Pg_i será cero o también con compensadores síncronos que solo proporcionan potencia reactiva.
- **Barras de compensación:** Esta barra es la referencia de todo el sistema, es decir que toda la potencia activa o reactiva que no puedan proporcionar los demás generadores programados la barra de compensación la asumirá. En este tipo de barra se conoce como dato el voltaje en módulo y ángulo, solo al obtener los voltajes en todas las barras se puede calcular la potencia activa y reactiva que proporcionará la barra de referencia. A la barra de compensación también se la llama nudo balance o en inglés Slack Bus.

3.2.2. Método de Newton-Raphson

Todo proceso iterativo debe tener condiciones iniciales, en el problema de flujo de potencia se considera como condición inicial para módulo de voltaje $V = 1 pu$ y ángulo de fase $\delta = 0^\circ$. Se deben clasificar las barras en PV, PQ y Slack, para proceder a plantear las ecuaciones de flujo de potencia, para encontrar módulos de voltaje se plantea ecuaciones de potencia reactiva ecuación (3.3) y para calcular ángulos ecuaciones de potencia activa ecuación (3.4) [3].

Se debe realizar el balance de potencia activa y reactiva en cada barra del sistema, con las siguientes ecuaciones:

$$P_{especificada} = P_{generada} - P_{demandada} = \Delta P \quad (3.5)$$

$$Q_{especificada} = Q_{generada} - Q_{demandada} = \Delta Q \quad (3.6)$$

Con las ecuaciones (3.5) y (3.6) se pueden obtener las variaciones de P y Q. Los elementos de la matriz jacobiana se obtienen de las derivadas parciales de las incógnitas módulo de voltaje y ángulo de fase, con respecto a P y Q

$$J = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Las ecuaciones expresadas en sus derivadas parciales muestran los elementos de la matriz jacobiana, los elementos de la submatriz H es el resultado de derivar ecuaciones de potencia activa con respecto al ángulo de fase, la submatriz M es la derivada parcial de potencia activa con respecto al módulo del voltaje, la submatriz N es el resultado de derivar ecuaciones de potencia reactiva con respecto al ángulo de fase y la submatriz L es la derivada parcial de potencia reactiva con respecto al módulo del voltaje, como lo expresa la ecuación:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} \cdot |V_i| \right. & \dots & \left. \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \cdot |V_n| \right| \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_i|} \cdot |V_i| & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \cdot |V_n| \\ \hline \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} \cdot |V_i| & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \cdot |V_n| \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_i|} \cdot |V_i| & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \cdot |V_n| \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Con la matriz jacobiana se pueden calcular las pequeñas variaciones del P y Q:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Despejando $\Delta \delta$ y $\Delta |V|$, de la ecuación (3.9) se obtiene las variaciones de voltaje y ángulo con respecto a la anterior iteración:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

3.3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.3.1. Tipos de cortocircuitos

Para este trabajo de investigación el estudio de cortocircuito se centra en obtener equivalentes de Thévenin para obtener equivalentes de red en cualquier punto del sistema, es por esa razón que se centrara el estudio en el circuito monofásico a tierra y trifásico, con el fin de reducir y obtener pequeños tramos del sistema inicial, esto puede ser utilizado para correr flujos de potencia, coordinar protecciones y para el estudio de transitorios electromagnéticos y electromecánicos.

- **Cortocircuito trifásico**

Las fallas trifásicas son simétricas, puesto que las tres fases están afectadas al mismo tiempo. El voltaje en el punto de la falla es cero si las fases se conectan con tierra o no y las corrientes presentan igual módulo, pero con ángulos desfasados 120°. Al ser un sistema simétrico, para su determinación solo es necesario el voltaje de prefalla y la red de secuencia positiva [12].

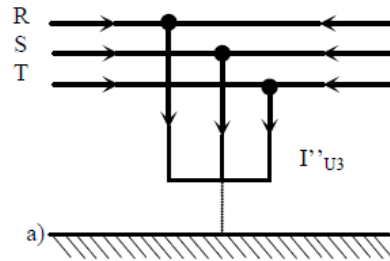


Figura 3. 2. Cortocircuito trifásico [12].

Según [3] con la ecuación se calcula el cortocircuito trifásico:

$$I_{Fallas} = \frac{V_F}{Z^1} \quad (3. 11)$$

V_F : Voltaje de Prefalla.

Z^1 : Impedancia de secuencia positiva.

- **Cortocircuito monofásico a tierra**

Es el cortocircuito que más tasa de falla presenta y afecta en el sistema de potencia. Su determinación es de suma importancia, puesto que produce corrientes superiores a la nominal y se conecta una fase con la referencia que es la tierra, lo que permite calcular el drenado de corrientes de cortocircuito a tierra, los voltajes de paso y toque, o valorar los efectos pueden provocar en los equipos de protección. Para su cálculo, al tratarse de un cortocircuito asimétrico, son necesarias las tres redes de secuencia homopolar, positiva y negativa mediante el teorema de Fortescue [12].

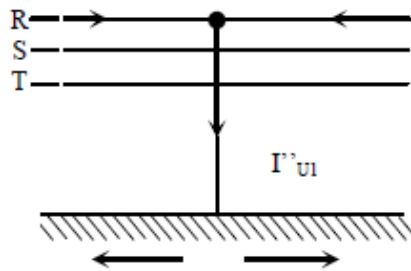


Figura 3. 3. Cortocircuito monofásico a tierra [12].

Según [3] con la ecuación se calcula el cortocircuito monofásico a tierra:

$$I_{Falla} = 3 \cdot \frac{V_F}{Z^0 + Z^1 + Z^2} \quad (3.12)$$

Donde:

V_F : Voltaje de Prefalla.

Z^0 : Impedancia de secuencia cero.

Z^1 : Impedancia de secuencia positiva.

Z^2 : Impedancia de secuencia negativa.

3.4. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los estudios de estabilidad que evalúan el impacto de disturbios en el comportamiento de que describe la dinámica de una máquina síncrona de los sistemas de potencia son de dos tipos: transitorios y de estado estable. Usualmente los estudios de estabilidad transitoria los realizan los departamentos de planificación de las empresas eléctricas que son las responsables de asegurar el comportamiento dinámico del sistema. Los modelos del sistema usados en los estudios de estabilidad transitoria son extensos porque en la actualidad los sistemas de potencias son extensos, altamente interconectados y con cientos de máquinas síncronas que pueden interactuar a través de las redes de transmisión. Las máquinas conectadas al sistema tienen sistemas de excitación asociados y sistemas de control o gobernadores de la turbina que, en algunos, pero no en todos casos, se modelan con fin de simular apropiadamente el correcto funcionamiento del sistema. [3].

Las contingencias que se pueden dar en sistema de transmisión, los cambios instantáneos de carga, la salida de unidades de generación y las maniobras en líneas de transmisión son ejemplos de disturbios de larga duración. Un ejemplo de un disturbio de pequeña duración puede ser un

$$J \cdot \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e[n - m] \quad (3. 13)$$

Donde:

- J : Momento total de inercia de la masa del rotor, en kgs-m²
 θ_m : Desplazamiento angular del rotor, en radianes eléctricos [rad]
 T_m : Torque mecanico[n-m]
 T_e : Torque eléctrico[n-m]
 T_a : Torque de aceleración [n-m]

Se considera que el torque eléctrico T_e y torque mecánico T_m son de tendencia positiva para una máquina síncrona. El desplazamiento angular se mide con respecto al eje directo sobre el estator que se alinea con el eje de cuadratura. En definitiva, seguidamente se incrementa en función del tiempo a una velocidad síncrona constante, se obtiene:

$$\theta_m = \omega_{sm} \cdot t + \delta_m \quad (3. 14)$$

Donde ω_{sm} es la velocidad síncrona del generador en radianes por segundo y δ_m es el desplazamiento angular del rotor, en radianes. Derivando la ecuación (3. 14) para su primera y segunda derivada se obtiene:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (3. 15)$$

y

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (3. 16)$$

La ecuación (3. 15) muestra que la velocidad angular del rotor, dada por $\frac{d\theta_m}{dt}$, es constante e igual a la velocidad síncrona solo cuando $\frac{d\delta_m}{dt}$ es cero. Por lo tanto, $\frac{d\delta_m}{dt}$ representa la desviación que hay de la velocidad del rotor con respecto a la síncrona. La ecuación (3. 16) representa la aceleración del rotor medida en radianes por segundo al cuadrado.

Al sustituir la ecuación (3. 16) en la ecuación (3. 13), se obtiene:

$$J \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e [n - m] \quad (3. 17)$$

Si multiplicamos la ecuación (3. 17) por ω_m , teniendo en cuenta la dinámica elemental, que la potencia es igual al par por la velocidad angular tendremos como resultados vatios:

$$J \cdot \omega_m \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (3. 18)$$

Asumiendo:

$$\omega_m \approx \omega_{sm} \quad (3. 19)$$

El coeficiente $J \cdot \omega_m$ es el momento angular del rotor; a velocidad sincrónica, este coeficiente se denota con M y se llama constante de inercia de la máquina y se puede escribir así:

$$M \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (3. 20)$$

Frecuentemente, en los datos de las máquinas que se suministran para realizar los estudios de estabilidad, se encuentra otra constante que se relaciona con la inercia. Esta es llamada constante H y se define por:

$$H = \frac{\text{energía cinética en Mega Joule a velocidad sincrónica}}{\text{capacidad de lamáquina en MVA}}$$

Y

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{sm}^2}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot M \cdot \omega_{sm}}{S_{maq}} \left[\frac{MJ}{MVA} \right] \quad (3. 21)$$

Despejando M :

$$M = \frac{2 \cdot H \cdot S_{maq}}{\omega_{sm}} = \left[\frac{MJ}{radianes} \right] \quad (3. 22)$$

Despejando la ecuación (3. 20):

$$\frac{2 \cdot H \cdot S_{maq}}{w_{sm}} \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{maq}} = (P_m - P_e)/S_{maq} [pu] \quad (3.23)$$

δ_m se escribe en radianes mecánicos en el numerador y w_{sm} se expresa en radianes mecánicos por segundo en el denominador, por lo tanto:

$$\frac{2 \cdot H}{w_s} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [pu] \quad (3.24)$$

En consecuencia w_s es la velocidad sincrónica en unidades eléctricas. Para un sistema que tiene frecuencia eléctrica en Hertz, la ecuación da:

$$\frac{H}{180f} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [pu] \quad (3.25)$$

La ecuación (3.25) llamada ecuación de oscilación del generador, es la ecuación fundamental que dirige la dinámica rotacional del generador síncrono en los estudios de la estabilidad transitoria. Se observa que esta ecuación diferencial es de grado dos que se puede escribir como dos ecuaciones diferenciales de grado uno:

$$\frac{2 \cdot H}{w_s} \cdot \frac{d^2 w}{dt} = P_a = P_m - P_e [pu] \quad (3.26)$$

y

$$\frac{d\delta}{dt} = w - w_s \quad (3.27)$$

Cuando se resuelve la ecuación diferencial de oscilación se obtiene una expresión para el ángulo del rotor δ como una función del tiempo. La gráfica de oscilación se llama curva de oscilación del generador síncrono y el análisis de estas curvas de todos los generadores de un sistema eléctrico de potencia determinará si los generadores permanecen en sincronismo después de una falla o contingencia [3].

3.4.3. La Ecuación Potencia Ángulo

En la ecuación de oscilación de una máquina síncrona, la entrada de potencia mecánica que proviene de la turbina, P_m será ser considerada como constante. Esto debido a que la turbina

no puede cambiar de manera instantánea. Como P_m es constante, la salida de potencia eléctrica P_e , determinará si el rotor se acelera, desacelera o permanece en sincronismo, Cuando P_e es igual a P_m la máquina está en estado estable; cuando P_e , cambia de valor, el rotor se desvía de la velocidad síncrona, es decir que tiene que aumentar o disminuir su valor para entrar en sincronismo con la red. La ecuación Potencia-Angulo define si la máquina debe acelerar o frenar ante la variación de la carga o contingencias en el SEP.

En estudios de estabilidad angular, cada generador síncrono se representa por su voltaje interno E_m en serie con la reactancia transitoria $X'd$, ver Figura 3.5. (a), V_t es el voltaje en terminales de generación. Esto corresponde a la representación de estado en régimen permanente en la que la reactancia síncrona $X'd$, esté en serie con el interno de la máquina E_t .

En la mayoría de los casos, la resistencia de armadura es despreciable, de manera que el diagrama fasorial de la Figura 3.5. (b) se aplica. Como cada máquina se debe considerar en referencia al sistema del que forma parte, los ángulos del rotor las máquinas se miden con respecto a la referencia común del sistema [3].

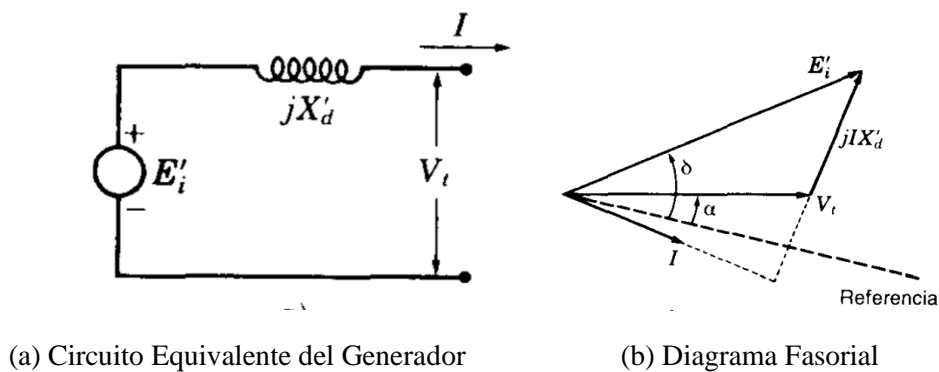


Figura 3. 5. Circuito equivalente y diagrama fasorial del generador [3].

3.4.4. Sistemas Multimáquina

En sistemas donde existen varias máquinas se pueden coincidir ecuaciones que se pueden escribir de manera similar al sistema de un generador síncrono conectada a la barra infinita para reducir la complejidad del análisis de estabilidad transitoria de la siguiente forma:

- Cada máquina síncrona está representada por una fuente de voltaje constante detrás de la reactancia transitoria del eje directo.

- Las acciones del gobernador se ignoran y las potencias de entrada son similares para permanecer constantes durante todo el período de simulación. Utilizando el voltaje de barra previo a la falla, todas las cargas se convierten en admitancias equivalentes a tierra y se supone que permanecen constantes.
- El ángulo mecánico del rotor de cada máquina coincide con el ángulo de la máquina de voltaje detrás de la reactancia de la máquina.
- Las máquinas que pertenecen a la misma central de generación oscilan de la misma forma [4].

Las condiciones iniciales del SEP antes de que ocurra la falla y las condiciones en falla y postfalla, se deben conocer para el estudio de estabilidad angular. Por lo tanto, en el caso de sistemas que tiene más de un generador conectado se consideran dos etapas iniciales:

- Las condiciones de prefalla en régimen permanente para el SEP se determina a través de la ejecución del flujo de potencia.
- La matriz de admitancia se determina en condiciones de prefalla, falla y postfalla.

El primer paso es conocer correr un flujo de potencia para conocer los valores de voltaje, potencia reactiva y activa en cada barra del sistema con los ángulos medidos de acuerdo a la barra slack del sistema, el voltaje interno de las maquinas síncronas se calcula con la ecuación:

$$E = V_t + jX'_d \cdot I \quad (3. 28)$$

donde V_t es el voltaje en terminales de generación e I es la corriente del generador. Las cargas del sistema se convierten en admitancias con respecto a tierra de valor definido mediante:

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{|V_L|^2} \quad (3. 29)$$

En la matriz de admitancia del sistema que se utiliza para el cálculo de flujo de cargas en prefalla se debe aumentar la reactancia transitoria de cada generador y la admitancia paralelo de las cargas, la corriente inyectada en las barras del sistema es cero con excepción de las barras que tienen generadores, por lo tanto, la matriz de admitancia será de dimensiones de acuerdo al número de generadores.

El segundo paso es modificar la matriz de admitancia para las condiciones de falla y post falla. Solos barras donde se encuentran conectadas máquinas síncronas tienen inyecciones de corriente, se pueden eliminar barras PQ o barras de carga a través de la reducción de *kron*. El flujo de carga con que cada generador contribuye el SEP, durante y después de la falla, se calcula a través de la ecuación potencia ángulo.

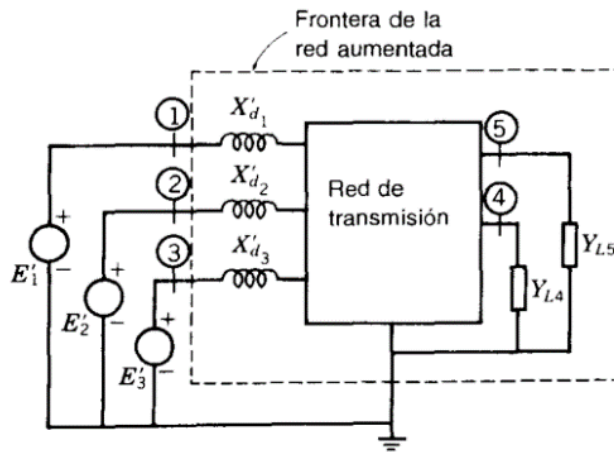


Figura 3. 6. Modelo utilizado para estabilidad transitoria [3]

Por ejemplo, en la “Figura 3. 6” la potencia de salida desde el generador 1 está dada por:

$$P_{e1} = |E'1| \cdot G_{11} + |E'1| \cdot |E'2| \cdot |Y_{12}| \cdot \cos(\delta_{12} - \theta_{12}) + |E'1| \cdot |E'3| \cdot |Y_{13}| \cdot \cos(\delta_{13} - \theta_{13}) + \dots \quad (3. 30)$$

donde δ_{12} es igual a $\delta_1 - \delta_2$. Se escriben ecuaciones similares para P_{e2} y P_{e3} usando los elementos de la matriz de admitancias de barra apropiada para la condición de falla o posterior a la falla. Las expresiones P_{ei} forman parte de las ecuaciones de oscilación:

$$\frac{2 \cdot H_i}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \delta_i}{dt} = P_a = P_{mi} - P_{ei} \quad i = 1,2,3 \quad (3. 31)$$

Representan el movimiento de cada rotor durante los periodos de falla y posteriores a ella. Las soluciones dependen de la localización y duración de la falla y la matriz Y barra se obtiene cuando se remueve la línea que ha fallado [3].

3.5. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

3.5.1. Estados del Sistema Eléctrico

En la operación del sistema eléctrico de potencia el principal objetivo del monitoreo y control en tiempo real es mantener variables eléctricas en especial los flujos de carga que circula por las líneas de transmisión y transformadores de potencia y el voltaje en las barras dentro de los límites impuestos por el operador de electricidad, para planificar eventos con el paso de los años como el crecimiento de la demanda y las consecuencias de los posibles eventos imposibles de prever. En consecuencia, para la persona responsable de la operación del SEP, la “seguridad” del sistema puede ser cuantificada en términos de la capacidad del mismo para permanecer en un estado normal, sin violaciones de los límites impuestos por el organismo regulador a las variables controladas, antes cambios planificados (crecimiento de la demanda y de la generación) y ante posibles contingencias [11].

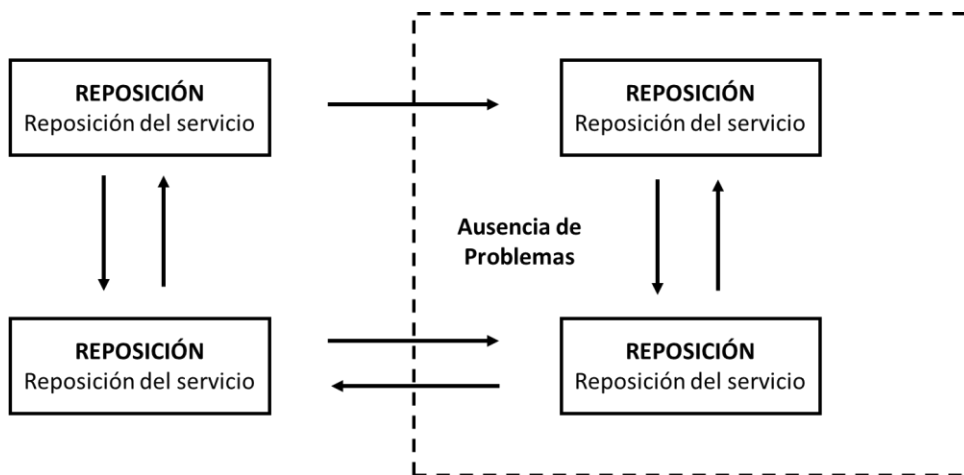


Figura 3. 7. Estados de un Sistema Eléctrico [13].

3.5.2. Análisis de contingencias

Comprender el nivel de seguridad de un SEP es una tarea de vital importancia en actividades de operación como en planificación. Despreciando los problemas de estabilidad de la dinámica de los elementos del SEP, la seguridad del sistema siempre debe considerar la capacidad de que el SEP pueda operar frente a una serie de contingencias determinadas a priori, y que, por consecuencia, condicionan el propio concepto de seguridad y de su determinación. En este sentido, las contingencias que se consideran a menudo son las siguientes:

- La falla de cualquier elemento del sistema (generador, línea de una sola terna, transformador), se conoce como contingencia N-1.
- La falla simultánea de líneas de doble terna.

- En situaciones especiales, el fallo del generador de mayor capacidad de la zona y de una de las líneas de interconexión con el resto zonas.

En la etapa de planificación del sistema de transmisión, cuando es más exigente en cuanto a seguridad que la propia operación, es usual considerar la falla simultánea de dos elementos al azar del sistema eléctrico, criterio conocido como N-2. También, los análisis de confiabilidad o adecuación del sistema eléctrico, de gran utilidad en las actividades de planificación, están basados en el estudio detallado del sistema ante la falla de uno a varios elementos, haciendo uso de funciones de probabilidad.

Por lo tanto, el análisis de contingencias consiste esencialmente en realizar varios estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del SEP. El análisis de contingencias consiste, en primera instancia realizar un flujo de potencia completo para cada una de las contingencias a analizar con detalle. El problema consiste en reducir tiempos de compilación, para que ninguna falla pase desapercibida del análisis y que este siempre dentro de los límites propios de la operación en tiempo real de variables como la tensión en barras y cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores [11].

3.5.3. Análisis de Sensibilidad del Flujo de Potencia

El análisis de sensibilidad se realiza para identificar los elementos de la red más sensibles ante pequeñas variaciones de P y Q , para realizar el análisis de contingencias de acuerdo a los elementos que más sensibilidad presentan. Es una parte inicial para realizar el análisis de contingencias.

Este análisis se lo realizará para los elementos que conforman la matriz de admitancia del SEP descrita en la Ecuación (3. 1), puesto que en esta matriz se encuentran los valores de la diagonal principal donde se encuentran conectados transformadores, líneas de transmisión y equipos de compensación.

3.5.4. Sensibilidad de los elementos de la diagonal principal de la matriz de admitancia

El efecto de las inyecciones de P y Q en cada barra se evalúa para la barra misma (efecto sobre la magnitud del voltaje $(\partial v_i / \partial P_i)$, $(\partial v_i / \partial Q_i)$, y en el ángulo de voltaje $(\partial \delta_i / \partial P_i)$, $(\partial \delta_i / \partial Q_i)$ para cada barra) y los correspondientes elementos adyacentes. Esto significa que las sensibilidades se calculan para todas las barras y para todos los elementos fuera de la diagonal principal de la matriz de admitancia, según las variaciones de potencia activa y reactiva en las barras directamente conectadas [14].

4. MATERIALES Y MÉTODOS

En este capítulo se describe el proceso realizado para la modelación del SNI, basándose en información de CELEC-TRANSELECTRIC, CENACE, artículos de la revista técnica “energía” y el PME.

En la sección 4.1 se detallan las zonas del SNI ecuatoriano según el Plan Maestro de Electrificación (PME), con ese criterio se basó el modelo en PowerFactory, puesto que es un programa de alta capacidad para el análisis de sistemas eléctricos de potencia de gran tamaño, como lo es el sistema de potencia ecuatoriano.

En la sección 4.2 se realiza una breve descripción de la cantidad de elementos modelados en PowerFactory y se define la barra de referencia.

Haciendo referencia a lo descrito en la sección 4.3 se presenta la metodología para obtener equivalentes de red externos al SNI, con la finalidad de considerar interconexiones con sistemas más grandes como el de Perú.

PowerFactory posee herramientas para realizar estudios de planificación, operación y post operación, por lo que es uno de los programas más utilizado por el operador de electricidad CENACE en conjunto con CELEC-TRANSELECTRIC. En la sección 4.4 se detalla el método de simulación con la herramienta de PowerFactory para obtener simulaciones de flujos de potencia, estabilidad y análisis de contingencias.

En la sección 4.5 se hace referencia a los límites en estado normal y en emergencia para la regulación de voltaje en barras, voltaje en bornes de generación y factor de potencia para las cargas del SNI, según el CENACE y CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad).

En la sección 4.6 se seleccionan los casos de estudio a desarrollar en este trabajo de titulación.

4.1. MODELADO DEL SNI

Según el PME vigente [15], el SNI ecuatoriano consta de cuatro grandes zonas como se muestra en la **Figura 4. 1**, para el modelado en PowerFactory, se consideraron las 4 zonas, puesto que se puede trabajar de mejor manera modelando por áreas separadas pero conectadas entre sí, debido al tamaño del espacio de trabajo. En total se realizó el modelado del SNI en 6 hojas de trabajo.

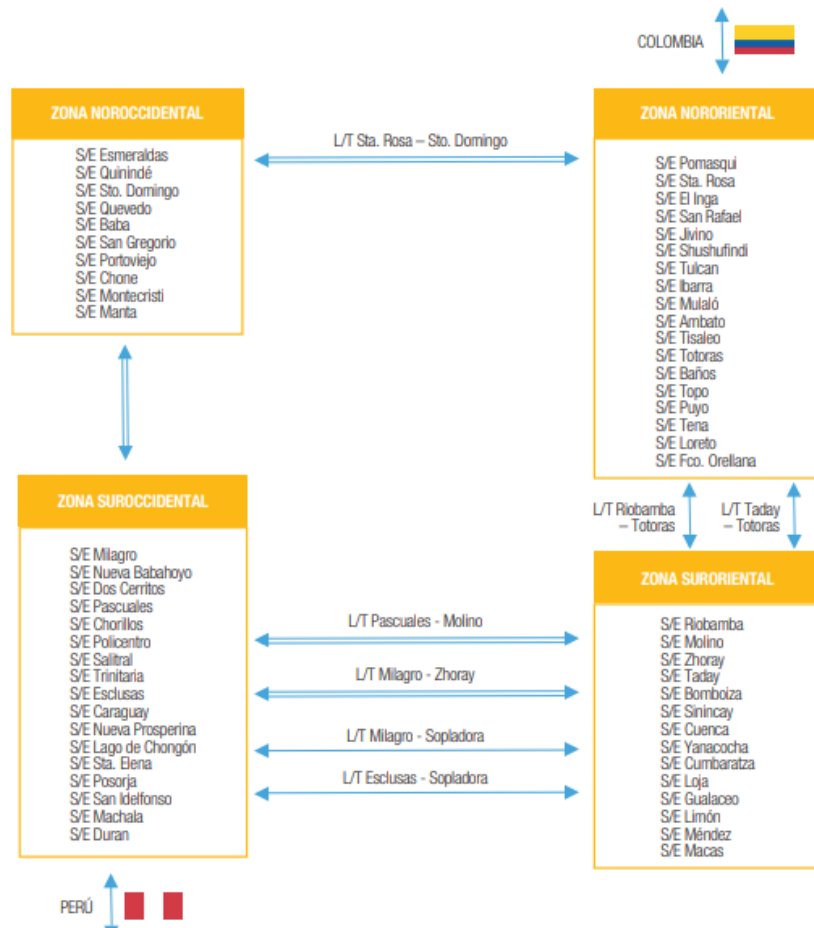


Figura 4. 1. Zonas del SNI [15].

4.1.1. Zona SNI

Esta parte del SNI consta del sistema de transmisión de 230 kV de todo el Ecuador, es el sistema principal en donde se conectan todos los sistemas radiales y centrales de generación de niveles de 138 y 69 kV. En el **ANEXO C** se muestra la ZONA SNI.

Esta zona es la troncal más importante del sistema de transmisión, puesto que permite la transferencia de potencia a todo el país, además de considerar las interconexiones con Colombia y Perú a través de las barras de Jamondino y Zorritos.

4.1.2. Sistema de Transmisión 500 kV

En esta parte del SIN, se modelo todo lo correspondiente al sistema de transmisión 500 kV, como parte principal la central Coca Codo Sinclair de 1500 MW, según CENACE representa el 19% de la producción total de Potencia del SNI, se muestra en el **ANEXO D**.

En la **Tabla 4. 1** se muestra las centrales de generación y subestaciones que conforman la zona.

Tabla 4. 1. Zona Sistema 500 kV.

Centrales de Generación	Subestaciones
C. Hidroeléctrica CCS	Coca Codo Sinclair (500/13.8) kV
C. Hidroeléctrica Due	El Inga (500/230) kV
	San Rafael (500/230) kV
	Tisaleo (500/230) kV
	Chorrillos (500/230) kV

4.1.3. Zona Noroccidental

Es la zona correspondiente a la región Costa en la parte noroccidental del país. En esta zona se encuentran grandes centrales de generación además de poseer una de las zonas con más demanda de potencia, se muestra en el **ANEXO E**. En la **Tabla 4. 2** se muestra las centrales de generación y subestaciones que conforman la zona.

Tabla 4. 2. Zona Noroccidental

Centrales de Generación	Subestaciones
C. Térmica Propicia	Montecristi (138/69) kV
C. Térmica Esmeraldas	Quevedo (230/138/69) kV
C. Térmica Jaramijó	Sto. Domingo (230/138/69) kV
C. Hidroeléctrica Daule Peripa	Esmeraldas (230/138/69) kV
C. Hidroeléctrica Baba	Quinindé (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Calope	Chone (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Manduriacu	San Juan de Manta (230/69) kV
	San Gregorio (230/69) kV

4.1.4. Zona Nororiental

Es la zona correspondiente a la región Sierra norte con parte en la región amazónica, en el **ANEXO F** se muestra el modelado. En la **Tabla 4. 3** se muestra las centrales de generación y subestaciones que conforman la zona.

Tabla 4. 3. Zona Nororiental.

Centrales de Generación	Subestaciones
C. Térmica Termo Pichincha	Pimampiro (230/138) kV
C. Térmica Sta. Rosa	Santa Rosa (230/138/46) kV
C. Térmica Guangopolo	Totoras (230/138/69) kV
C. Hidroeléctrica Agoyán	Vicentina (138/46) kV
C. Hidroeléctrica S. Francisco	Ambato (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Pucará	Ibarra (138/69/34,5) kV
C. Hidroeléctrica El Carmen	Tulcán (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Cumbayá	Mulaló (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Pusuno	Pomasqui (230/138) Kv
C. Hidroeléctrica Topo	Baños (138/69) kV
	Puyo (138/69) kV
	Tena (138/69) kV
	Pomasqui EEQ (138/46) kV

4.1.5. Zona Suroccidental

Esta zona está ubicada en gran parte del litoral ecuatoriano, el **ANEXO G** muestra el modelado en PowerFactory. En la **Tabla 4. 4** se muestra las centrales de generación y subestaciones que conforman la zona.

Tabla 4. 4. Zona Suroccidental.

Centrales de Generación	Subestaciones
C. Térmica Gonzalo Cevallos	Esclusas (230/138) kV
C. Térmica Álvaro Tinajero	Trinitaria (230/138/69) kV
C. Térmica A Santos	Posorja (138/69) kV
C. Térmica Electroquil	Sta. Elena (138/69) kV
C. Térmica Trinitaria	Machala (230/138/69) kV
C. Térmica Sta. Elena	Milagro (230/138/69) kV
C. Térmica Ecudos	Babahoyo (138/69) kV
C. Térmica Ecoelectric	Pascuales (230/138/69) kV
C. Térmica Termo gas Machala	
C. Térmica Pascuales	
C. Hidroeléctrica Sibimbe	
C. Hidroeléctrica Minas S. Fco	

4.1.6. Zona Suroriental

Esta zona está ubicada en gran parte la región sierra y el norte de la Amazonía ecuatoriana, el **ANEXO H** muestra el modelado en PowerFactory. En la **Tabla 4. 5** se muestra las centrales de generación y subestaciones que conforman la zona.

Tabla 4. 5. Zona Suroriental.

Centrales de Generación	Subestaciones
C. Eólica Villonaco	Riobamba (230/69) kV
C. Térmica Catamayo	Molino (230/138) kV
C. Hidroeléctrica Delsintanisagua	Cuenca (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Mazar-Dudas	Sinincay (230/69) kV
C. Hidroeléctrica Paute AB-C	Loja (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Abanico	Macas (138/69/13.8) kV
C. Hidroeléctrica Sopladora	Limón (138/69) kV
C. Hidroeléctrica San Bartolo	Cumbaratza (138/69) kV
C. Hidroeléctrica Normandía	

4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MODELADO EN POWERFACTORY

El SNI modelado consta de los elementos que se muestran en la **Tabla 4. 6** para el año 2022 y 2027 considerando la expansión de la transmisión del PME.

Tabla 4. 6. Elementos Modelados del SNI.

ELEMENTO	Año 2022	Año 2027
Barras	451	489
Transformadores de dos devanados	168	183
Transformadores de dos devanados	95	103
Circuitos de Líneas de Transmisión	232	265

Se tomó como máquina de referencia a la unidad 1 de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair tanto para estudios de flujo de potencia como de estabilidad.

4.3. MODELADO DE LOS ELEMENTOS DEL SNI ECUATORIANO

4.3.1. Generadores

Los datos de los generadores del SNI, se obtuvieron de la página de CELEC-TRANELECTRIC [16], datos como:

- Número de máquinas en cada central
- Potencia Nominal
- Voltaje nominal
- Tipo de central

- Ubicación
- Punto de conexión con el SNI

También se obtuvo información del PME [15], en donde se muestra información de las unidades en operación y próximas a entrar en servicio.

4.3.2. Transformadores

Los transformadores fueron modelados en base a la información publicada en la página web de CELEC EP-Transelectric [17], donde existe información real de los Transformadores de potencia de 3 y 2 devanados de las principales subestaciones del SNI, en el **ANEXO R** se puede apreciar las características de los transformadores del SNI.

4.3.3. Líneas de Transmisión

El sistema de transmisión ecuatoriano está conformado por líneas de transmisión que operan a voltajes de 69,138, 230 y 500 kV. Para el modelado respectivo de cada línea de transmisión se consideró la información operativa de la página web de CELEC EP-Transelectric [18], ver **ANEXO B**, muestra la longitud, el conductor utilizado, el número de conductores por fase y la cargabilidad en condiciones normales y de emergencia. Con esa información se investigó estructuras típicas para el sistema de transmisión en función del número de circuitos y el voltaje de operación.

Los conductores que utiliza Transelectric son de tipo ACAR (aluminio con alma de aleación 6201) y ACSR (Aluminio con alma de acero). La información de los conductores de fase se obtuvo del catálogo de ELECTROCABLES S.A [19] para conductores ACAR Y del catálogo de PROCABLES S.A [20] para conductores ACSR, en los catálogos se puede obtener parámetros como la resistencia, diámetro exterior del conductor, radio medio geométrico, etc.

Con los datos de los conductores es posible utilizar el módulo “*Tower Type*” de PowerFactory para modelar la geometría de la torre y obtener los valores de los parámetros eléctricos de secuencia positiva y cero, en el **ANEXO A** se muestra el proceso para modelar líneas de transmisión.

4.3.4. Cargas

Se considero la demanda propuesta en el PME, sección Estudio de la demanda donde se muestran las proyecciones de demanda máxima, media y mínima del año 2022 y 2027 que son

los objetos de estudio. En la **Tabla 4. 7** se muestra la proyección de la demanda para el año 2022 según el PME.

Tabla 4. 7. Proyección de la demanda según el PME para el año 2022 [15].

MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
MW	MW	MW
5128	4842	4528

En la **Tabla 4. 8** se muestra la potencia que necesitarán las empresas eléctricas para el año 2022 que brindan el suministro eléctrico dentro de su área de concesión.

Tabla 4. 8. Demanda para el año 2022 por empresa de concesión según el PME

Empresa	Demanda de Potencia MW
CNEL-ESMERALDAS	115
CNEL-STO.DOMINGO	131
CNEL-MANABÍ	357
CNEL-GUAYAS LOS RIOS	429
CNEL-LOS RIOS	90
CNEL-BOLÍVAR	23
CNEL-STA. ELENA	170
CNEL-GUAYAQUIL	1157
CNEL-EL ORO	246
CNEL-MILAGRO	179
CNEL-SUCUMBIOS	105
E.E. NORTE	136
E.E. QUITO	971
E.E. COTOPAXI	130
E.E. AMBATO	151
E.E. RIOBAMBA	127
E.E. AZOGUES	19
E.E. CENTRO SUR	231
E.E. SUR	77

En la **Tabla 4. 9** se expone la proyección de la demanda para el año 2027, considerando la hipótesis 3.

Tabla 4. 9. Proyección de la demanda según el PME para el año 2027 [15].

MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
MW	MW	MW
7030	6196	5387

En la **Tabla 4. 10** se muestra la potencia que necesitarán las empresas eléctricas para el año 2027 que brindan el suministro eléctrico dentro de su área de concesión.

Tabla 4. 10. Demanda para el año 2027 por empresa de concesión según el PME

Empresa	Demanda de Potencia
	MW
CNEL-ESMERALDAS	141
CNEL-STO.DOMINGO	240
CNEL-MANABÍ	416
CNEL-GUAYAS LOS RIOS	522
CNEL-LOS RIOS	107
CNEL-BOLÍVAR	25
CNEL-STA. ELENA	212
CNEL-GUAYAQUIL	1494
CNEL-EL ORO	313
CNEL-MILAGRO	224
CNEL-SUCUMBIOS	123
E.E. NORTE	173
E.E. QUITO	1223
E.E. COTOPAXI	169
E.E. AMBATO	196
E.E. RIOBAMBA	149
E.E. AZOGUES	24
E.E. CENTRO SUR	252
E.E. SUR	91

4.3.5. Sistemas de control de las máquinas síncronas

Para considerar los sistemas de excitación y regulador de velocidad se consideraron los modelos que utilizan Arcos. L y Flores. I [2] , los autores utilizan los siguientes modelos estándar IEEE para el AVR (Regulador Automático de Voltaje):

- IEEE2
- SEXS
- EXAC1

- EXST1
- EXST3
- EXPIC

Para el modelado de los gobernadores se utilizan los controles:

- GAST
- IEEEG1
- IEEEG3
- HYGOV

En [2], se exponen los tipos de control y los parámetros con los que se modelan para las unidades de generación del SNI. Para incorporar los controles en PowerFactory se debe incluir los modelos de planta y los modelos del AVR, GOV y PSS, que existen en sus librerías.

4.3.6. Compensación Reactiva

4.3.6.1. Compensación inductiva y reactiva

Los datos de compensación reactiva tanto capacitiva como inductiva se tomó de referencia del PME 2016-2027, sección expansión de la transmisión, en el **ANEXO U** se puede apreciar los elementos de compensación del SNI.

4.3.6.2. Compensación estática de potencia reactiva (SVC)

Se modeló el SVC de la subestación chorrillos en la barra de 230 kV, los datos del SVC se tomaron del trabajo realizado por Jadán, B [21], muestra el modelado del SVC en PowerFactory.

4.3.7. Redes externas en la simulación

Para considerar el nivel de cortocircuito que pudiese aportar las interconexiones internacionales se debe modelar redes externas como se menciona en la sección 3.3, puesto que representan un equivalente de Thévenin en el punto de la interconexión, según [22], se puede obtener el equivalente de red al calcular un cortocircuito trifásico **Figura 4. 2** y monofásico **Figura 4. 3** en el punto de la interconexión, con la base de datos del sistema eléctrico peruano en

PowerFactory realizado por el COES [23], se puede obtener el equivalente en la barra de 220 kV de Zorritos, Perú.

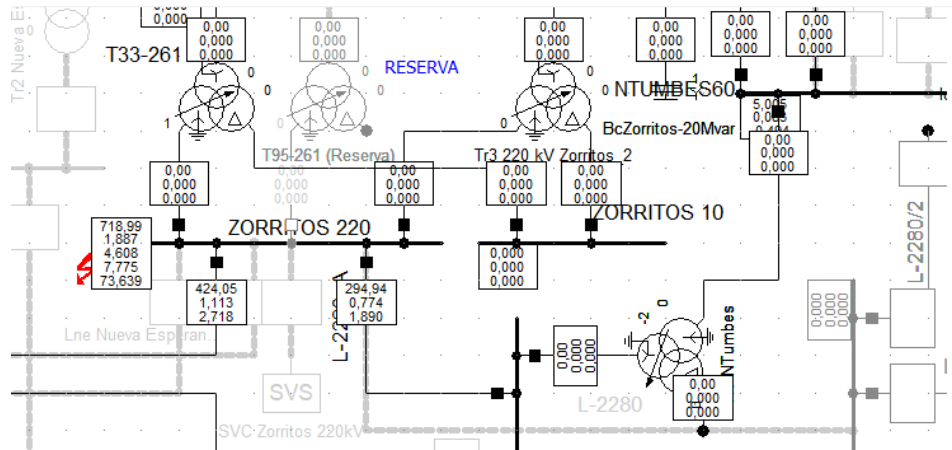


Figura 4. 2. Cortocircuito trifásico en la barra de Zorritos.

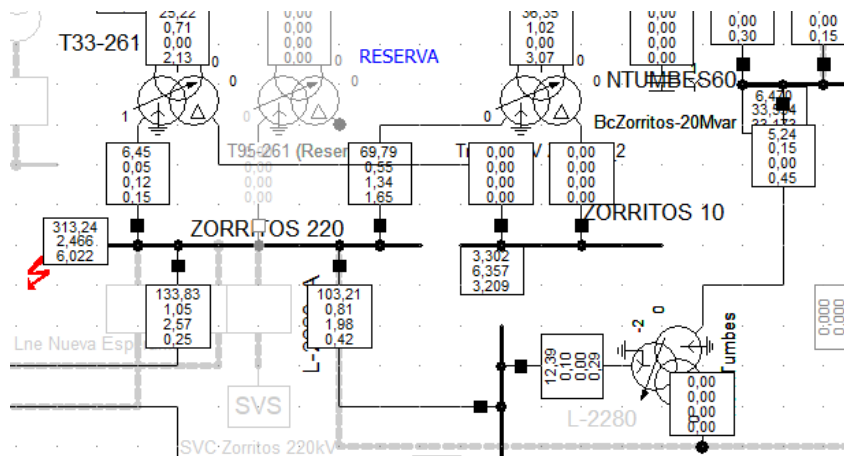


Figura 4. 3. Cortocircuito monofásico en la barra de Zorritos.

Se obtienen los valores de potencia de cortocircuito, corriente de cortocircuito, resistencia y reactancia de secuencia positiva y cero, para el caso de Perú la existente interconexión con la barra de Zorritos a 230 kV y la futura con la barra de Piura a 500 kV a partir de la base de datos en PowerFactory del sistema eléctrico peruano se obtuvieron para demanda máxima y de hidrología alta para el año 2022 los resultados mostrados en la **Tabla 4. 11**.

Tabla 4. 11. Resultados obtenidos en PowerFactory para el modelo de red externa Perú.

Potencia de Cortocircuito	Corriente de Cortocircuito	Resistencia sec. cero	Reactancia sec. cero	Resistencia sec. pos	Reactancia sec. pos
MVA	kA	ohm	ohm	ohm	ohm
718,9887	1,886856	0,7228613	21,73636	7,774558	73,63918

Con los valores de la **Tabla 4. 11** se procede a utilizar el modelo de “external grid” en PowerFactory para ingresar los parámetros del cortocircuito y modelar el equivalente deseado, en la **Figura 4. 4** se muestra los datos ingresados en la red externa.

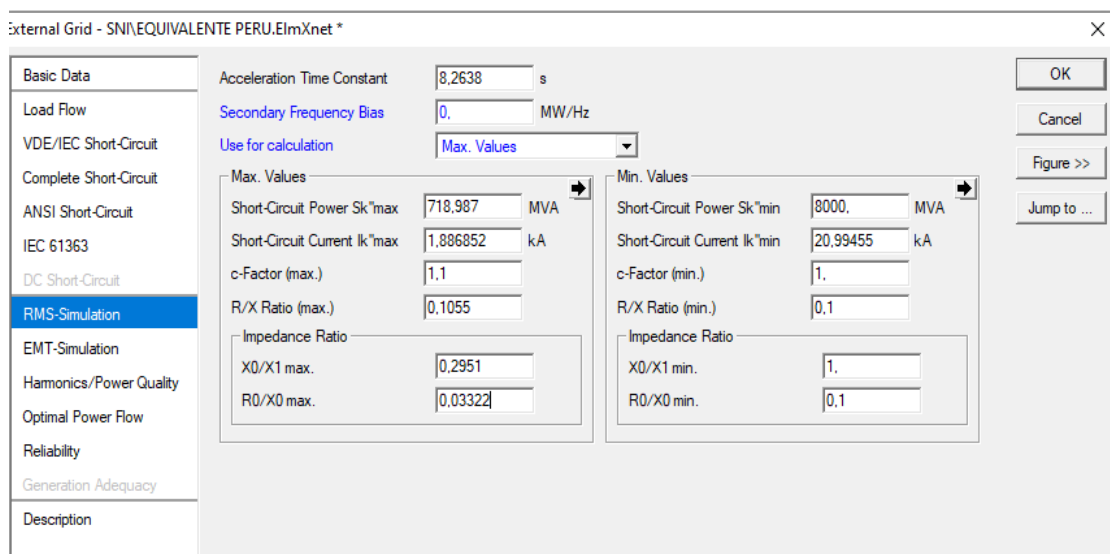


Figura 4. 4. Modelo de red externa barra Zorritos.

De manera análoga se pueden obtener para los escenarios de demanda media y mínima, en el **ANEXO N** se puede apreciar los valores de red externa en la barra La Niña 500 kV.

Para el equivalente del sistema colombiano situado en la barra de Jamondino se tomaron los datos del trabajo realizado por Ulluari M. [7] , en el cual expone los valores para representar este equivalente.

4.4. MÉTODO DE SIMULACIÓN

PowerFactory es una poderosa herramienta, con la que se puede realizar estudios de flujos de potencia, Estudios de cortocircuito, análisis de estabilidad transitoria y análisis de

contingencias. El más importante es el flujo de potencia, ya que se utiliza como paso inicial para la mayoría de casos de estudio.

4.4.1. Flujo de Potencia en PowerFactory

En el estudio de flujos de potencia PowerFactory considera el método de flujos en corriente alterna con el método de Newton-Raphson descrito en el capítulo 3, puesto que este método es el más utilizado debido a su rápida convergencia. El flujo de potencia muestra el estado de la red en estado estacionario y es de gran utilidad al momento de realizar el análisis del módulo y ángulo de voltaje en las barras del sistema. En la **Figura 4. 5** se muestra el módulo para el cálculo de flujos de potencia en PowerFactory.

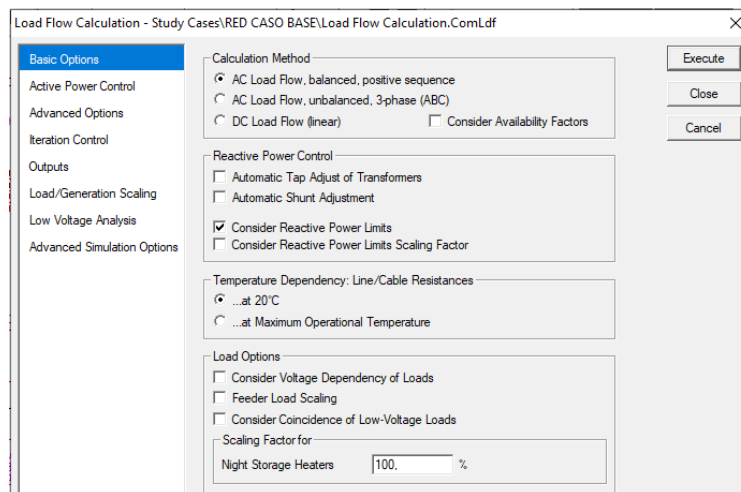


Figura 4. 5. Módulo para el cálculo de flujo de potencia en PowerFactory.

4.4.2. Cortocircuito en PowerFactory

Para el cálculo de cortocircuito se utiliza el módulo “*short circuit calculation*”, el cual permite elegir distintas metodologías en base a normas IEC y VDE, para cálculos de cortocircuito en cualquier lugar del SEP (barras, líneas, transformadores, generadores), como se muestra en la **Figura 4. 6**.

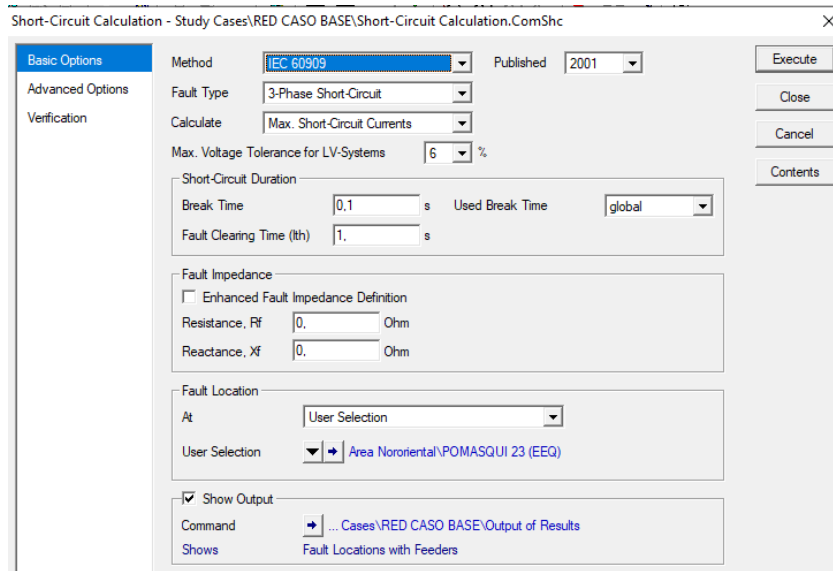


Figura 4. 6. Módulo de cortocircuito PowerFactory.

4.4.3. Estabilidad Transitoria en PowerFactory

El módulo utilizado es “*RMS-EMT SIMULATION*”, se muestra en la **Figura 4. 7**, este módulo necesita de condiciones iniciales y considera el flujo de potencia como paso inicial, PowerFactory para resolver las ecuaciones de Oscilación de la maquina síncrona utiliza el método trapezoidal, para mostrar el comportamiento del Angulo de rotor, voltaje de excitación, Voltaje en terminales de generación.

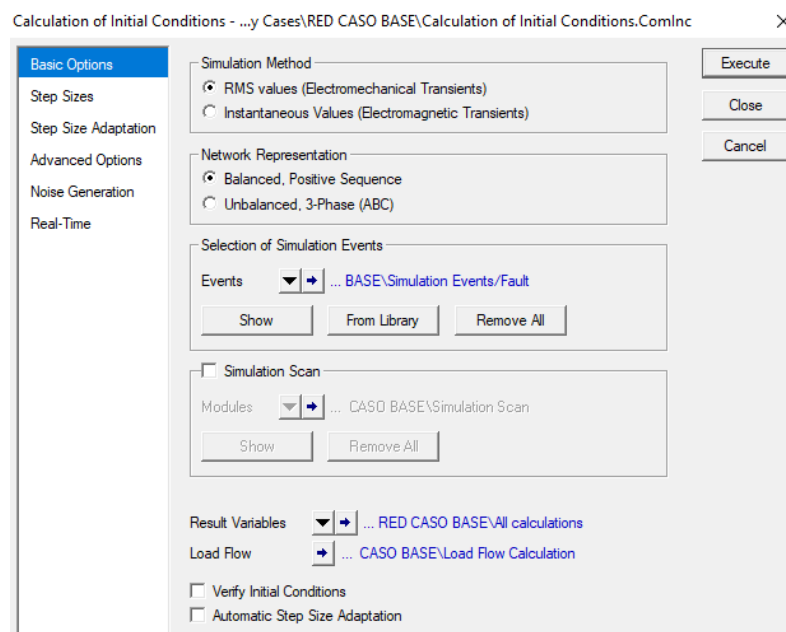


Figura 4. 7. Módulo de Estabilidad Transitoria PowerFactory.

Después del cálculo de condiciones iniciales se procede a utilizar la ventana de “*Run Simulation*” para empezar a resolver las ecuaciones de la red y visualizar el comportamiento del SEP en estado transitorio, ver

Figura 4. 8.

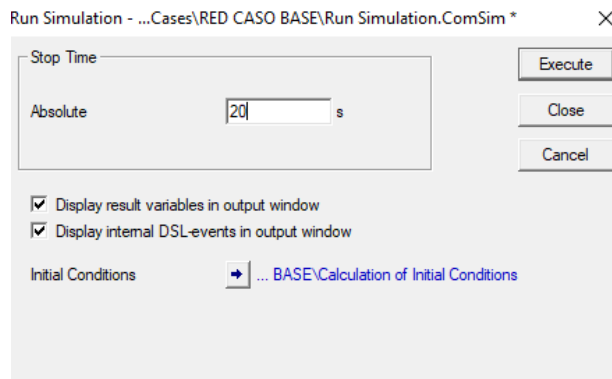


Figura 4. 8. Ventana para ejecutar "*RMS-EMT SIMULATION*".

Este módulo de estabilidad transitoria considera los modelos dinámicos de las máquinas síncronas en conjunto con sus sistemas de control (AVR, GOV, PSS), se puede realizar simulaciones en el dominio del tiempo considerando fallas en el sistema de potencia para visualizar su comportamiento transitorio.

4.4.4. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es el paso inicial para realizar el análisis de contingencias ante la entrada de nuevos proyectos, es necesario para elegir los elementos de la red a desconectar mediante el módulo de flujo de potencia sensible, **Figura 4. 9**, PowerFactory inyecta 1 MW en los elementos de la diagonal principal de la matriz de admitancia es decir a cada barra del sistema, y verifica que línea de transmisión o transformador es más sensible a estas pequeñas variaciones de P y Q.

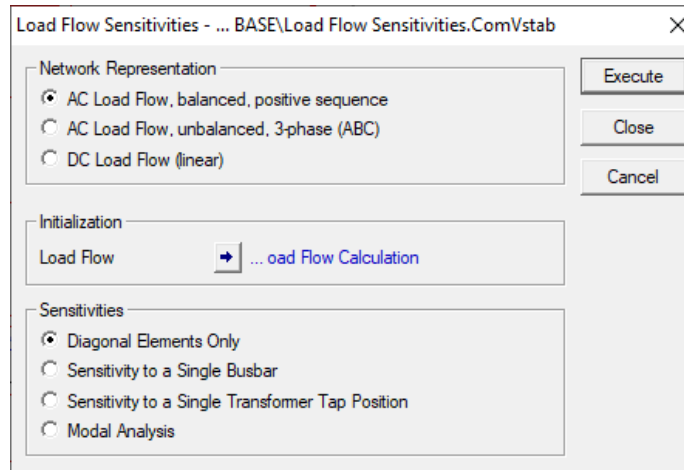


Figura 4. 9. Módulo "Load Flow Sensitives"

4.4.5. Análisis de Contingencias

PowerFactory es capaz de realizar análisis de contingencias, es decir desconectar uno o dos elementos simultáneamente de la red para evaluar el comportamiento del SEP y verificar cargabilidad de transformadores y líneas de transmisión y voltajes dentro de los límites permitidos para operación normal y en emergencia. En la **Figura 4. 10** se muestra el módulo de análisis de contingencias.

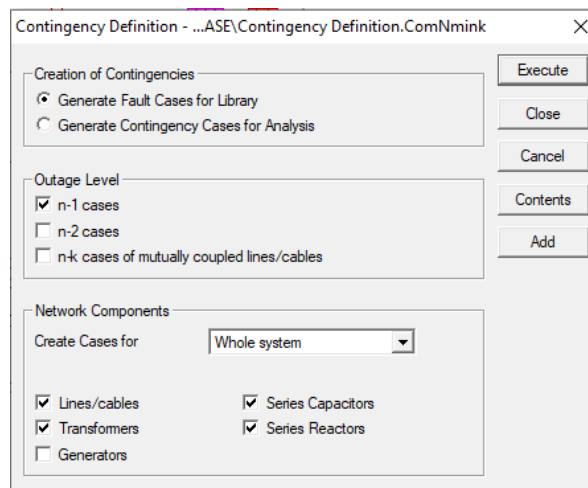


Figura 4. 10. Módulo para el análisis de contingencias.

En este módulo se crean las contingencias para todos los elementos del sistema, pueden ser contingencias N-1 y N-2. En la **Figura 4. 11** se muestran las contingencias creadas para el módulo de simulación.

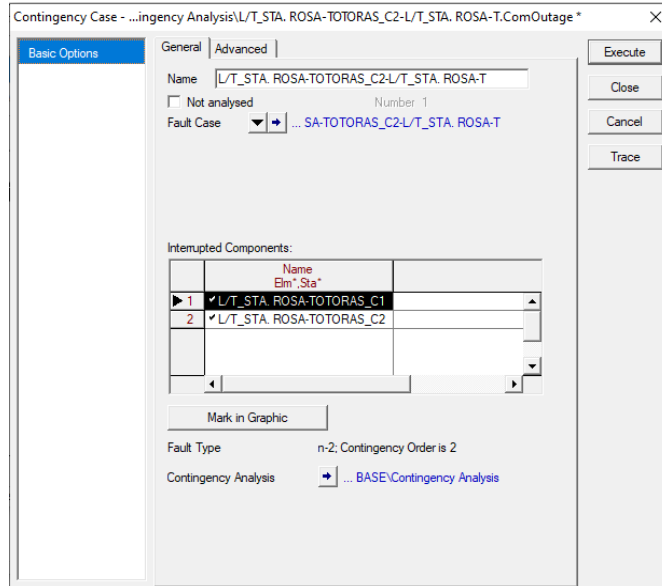


Figura 4. 11. Contingencias creadas.

En la **Figura 4. 12** se muestra la ventana para ejecutar el análisis de contingencias, puede realizar el análisis con flujos de potencia en corriente alterna y en corriente directa, puesto que es más importante analizar la transferencia de potencia activa del SEP.

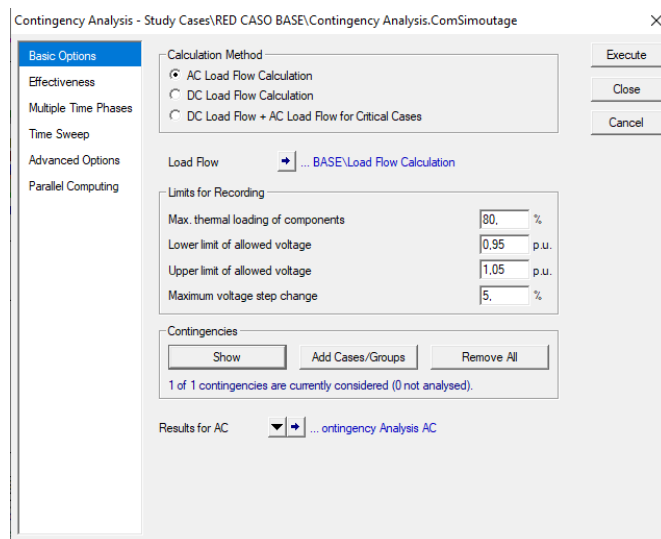


Figura 4. 12. Ventana para ejecutar el análisis de contingencias.

Para la visualización de los resultados de las contingencias se debe seleccionar el ícono y en la venta que muestra la **Figura 4. 13** seleccionar las violaciones de voltaje y cargabilidad en el SEP.

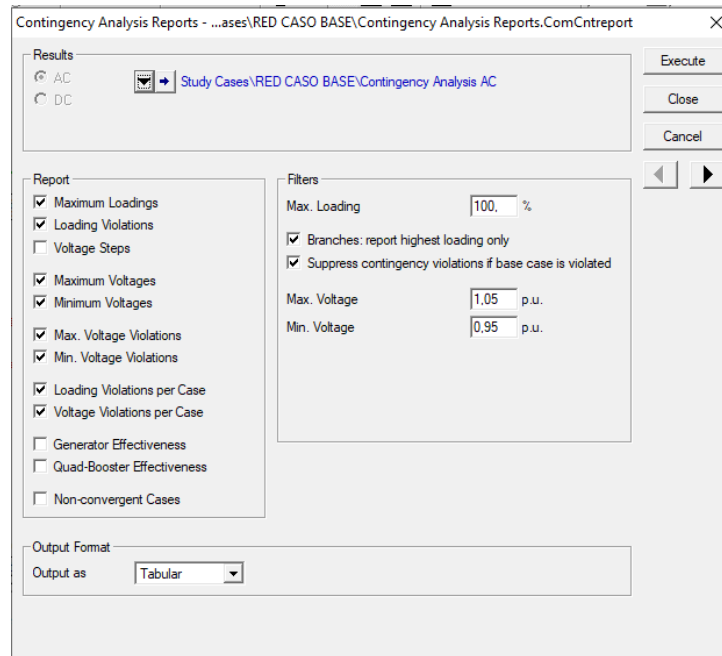


Figura 4. 13. Visualización de resultados de análisis de contingencias.

4.5. LÍMITES DE OPERACIÓN NORMAL Y EN EMERGENCIA

Según el PME, el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) en conjunto con el CENACE remitieron la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras [15]. En la **Tabla 4. 12** se muestra los rangos aceptables de la variación del voltaje en estado normal y de emergencia.

Tabla 4. 12. Rangos aceptables de la variación del voltaje [15].

Nivel de Voltaje	Banda Inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
kV	%	%	%	%
500	-5	-8	5	7
230	-5	-7	5	6
138	-5	-10	5	6
69 y 46	-3	-5	4	6

El factor de potencia debe tener un valor de 0,96 inductivo o mayor, para barras de generación se sugiere que operen con un voltaje 6% mayor al nominal, para zonas radiales del sistema de

transmisión a 138 kV que no dispongan de centrales de generación o recursos necesarios para el control de voltaje (SVC, banco de capacitores), los valores aceptables serán -7% y -10% para la operación del sistema en condiciones normales y en emergencia, conforme requerimientos operativos del sistema, establecidos en el CENACE [15].

4.6. DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Se definirán 3 casos principales como objeto de estudio, en el caso 1 se realizará la validación del sistema modelado, mientras que en los casos 2 y 3 se realizarán los estudios de flujos de potencia, estabilidad y análisis de contingencias.

4.6.1. CASO 1: Caso Base

El resultado de la simulación en PowerFactory debe ser validado para corroborar los resultados de los casos de estudio. Con los datos de post operación obtenidos de la página oficial de CELEC-Transelectric [24], pertenecientes al doce de enero del año 2021 a las 20h00 se obtuvo los valores de cargabilidad de los transformadores, flujos de potencia por las líneas de transmisión y perfiles de tensión, ver **ANEXO W**. En la **Tabla 4. 13** se muestran los datos de generación y demanda para el caso base.

Tabla 4. 13. Potencia generada y demandada para el caso base.

P GENERADA	P DEMANDA	PÉRDIDAS
MW	MW	MW
3886,015	3816,235	69,780

4.6.2. Caso 2: Año 2022

Una vez validado el modelado en PowerFactory, se desarrollan los casos de estudio con la proyección de la demanda para el año 2022 según el Plan Maestro de Electricidad, en el apartado de estudio de la demanda se hace el análisis de las proyecciones de potencia activa hasta el año 2027, para el objeto de estudio se plantean hipótesis considerando el caso base y caso matriz productiva, se seleccionó la hipótesis 3, es resultado del ingreso de energía requerida por la etapa del sistema de transmisión, subestaciones y pérdidas de potencia activa, se obtienen los requerimientos de potencia y energía en bornes de generación, es decir los que tendrá el SNI en el periodo de análisis [15]. Se considerará para este caso general el escenario de demanda media periodo lluvioso del año 2022.

Para el análisis de las contingencias se realizó en base al trabajo realizado por V. Flores y J. Iza [25], en el cual identifican las contingencias N-1 y N-2 más importantes que afectarían a la operación normal y en emergencia del SNI.

- **Flujos de potencia en el SNI:** En este caso se correrán flujos de potencia en PowerFactory para determinar el comportamiento en estado estacionario del SNI, para verificar que los niveles de tensión y cargabilidad de los elementos del sistema de transmisión estén dentro de los límites permitidos en operación normal.
- **Análisis de contingencia n-1 línea de transmisión Totoras-Ambato 138 kV**
- **Análisis de contingencia n-2: Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV**
- **Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia n-1 de la Línea de transmisión Sta. Rosa-Totoras 230 kV:** Se realizará el análisis dinámico para verificar el funcionamiento normal de los elementos del SNI, puesto que esta línea de transmisión es de gran importancia para el corredor que se forma entre la subestación Totoras en Ambato y Sta. Rosa en Quito.
- **Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia n-2 de la Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV:** Se considera este evento por ser una de las contingencias más críticas del SNI según [25], puesto que ocasiona problemas como inestabilidad angular, sobrecargas y bajos voltajes en la zona Nororiental del SNI.
- **Análisis de estabilidad falla en línea de transmisión Riobamba-Molino 230 kV:** Según [2], la línea de transmisión Molino-Riobamba es la que más falla por año presenta, hasta el año 2022 hubo modificaciones en el sistema de transmisión, el seccionamiento de la línea de transmisión Molino-Riobamba para formar la subestación Taday a 230 kV, es en esta nueva línea Riobamba-Taday es donde se realiza un evento de simulación de falla trifásica a 15 km de la subestación Riobamba en $t = 0$ s y la salida de la línea con la apertura de los interruptores de potencia en $t = 0,15$ s que es un valor típico en donde debe actuar el sistema de protección de la línea de transmisión, **Figura 4. 14.**

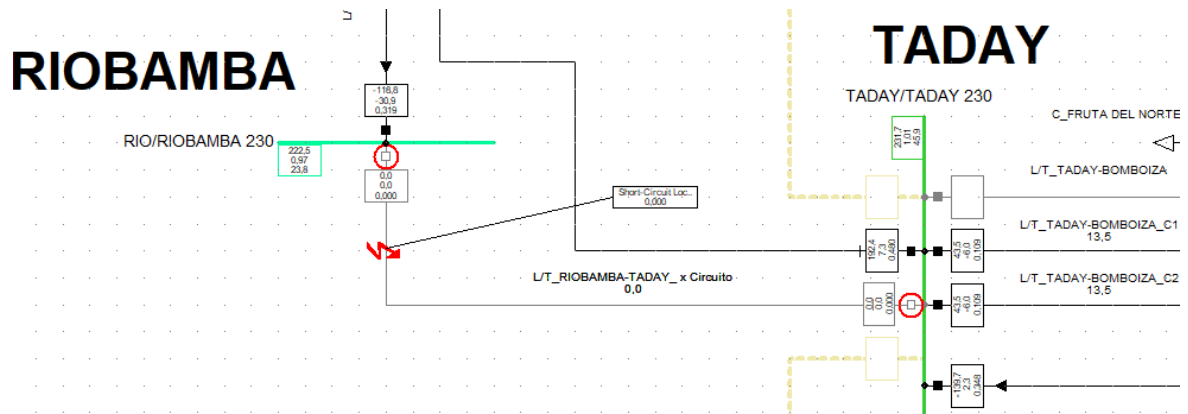


Figura 4. 14. Falla y apertura de Línea de Transmisión Riobamba-Taday.

- **Análisis de estabilidad salida de unidad 1 de la central Hidroeléctrica San Francisco**

Para evaluar la estabilidad de ángulo se deja fuera de servicio la unidad 1 de la central San Francisco de 115 MW con la opción “*outage event*” de PowerFactory para evaluar el comportamiento del ángulo del rotor, voltaje en terminales de generación y la variación de potencia activa, ante esta contingencia.

- **Reducción del SNI con equivalentes en el sistema de transmisión de 500 kV**

Para obtener equivalentes en los puntos en el que el sistema de transmisión de 500 kV se conecta con el anillo de 230 kV, se pueden utilizar equivalentes de Thévenin.

4.6.3. CASO 3: Año 2027 Expansión según el PME

Se realizará el análisis de la incorporación del proyecto hidroeléctrico Santiago 2400 MW, está previsto que opere para el año 2027 junto con la nueva interconexión con Perú a 500 kV y el ingreso de grandes consumidores.

Para este escenario se desarrolló el modelado de los elementos del SNI, que conforman la entrada del proyecto Santiago en el nivel de 500 kV, en la **Tabla 4. 14** se muestran los elementos que se modeló en PowerFactory con la herramienta “*Network Variations*”, para realizar la expansión del sistema de 500 kV.

Tabla 4. 14. Elementos que ingresan en el año 2027 junto al proyecto Santiago según la expansión de la transmisión del PME [15].

Subestaciones	Líneas de Transmisión	Centrales de Generación
Tisaleo (500/230) kV	Doble circuito Tisaleo-Totoras 230 kV	C.T Ciclo Combinado Zona Posorja 1000 MW
Pasaje (500/230) kV	Simple circuito Chorrillos-Posorja 500 kV	C.H Santiago 2400 MW
Zamora (500/13.8) kV	L1 y L2, simple Terna Zamora Taday 500 kV	
Posorja (500/230) kV	Doble circuito Pasaje-Frontera 500 kV	
Taday (500/230) kV	L1 y L2, simple Terna Pasaje-Zamora 500 kV	
Piura 500 kV	Doble circuito Pasaje-Chorrillos 500 kV	
	Doble circuito Frontera-Piura 500 kV	

Con los datos del PME se modeló el nuevo sistema de 500 kV en el lado ecuatoriano, para el lado peruano se modeló la línea de transmisión Frontera-Piura que se conecta con una barra ficticia para considerar el equivalente externo en la barra de Piura a 500 kV, con la base de datos del sistema peruano modelado en PowerFactory se obtiene el equivalente de todo el sistema peruano al año 2027. En el **ANEXO L** se puede apreciar el sistema de 500 kV.

Según Uquillas Gonzalo gerente general de CELEC EP en la conferencia titulada “Plan de desarrollo eléctrico y oportunidades de inversión” [26], en el sistema de 230 kV, se realizará el seccionamiento de la línea de transmisión Minas San Francisco-Machala para conectar la subestación San Idelfonso a 230 kV, y enlazar con el sistema de 500 kV mediante un transformador de 600 MVA, además de presentar el valor de los equipos de compensación reactiva utilizado en la interconexión con Perú.

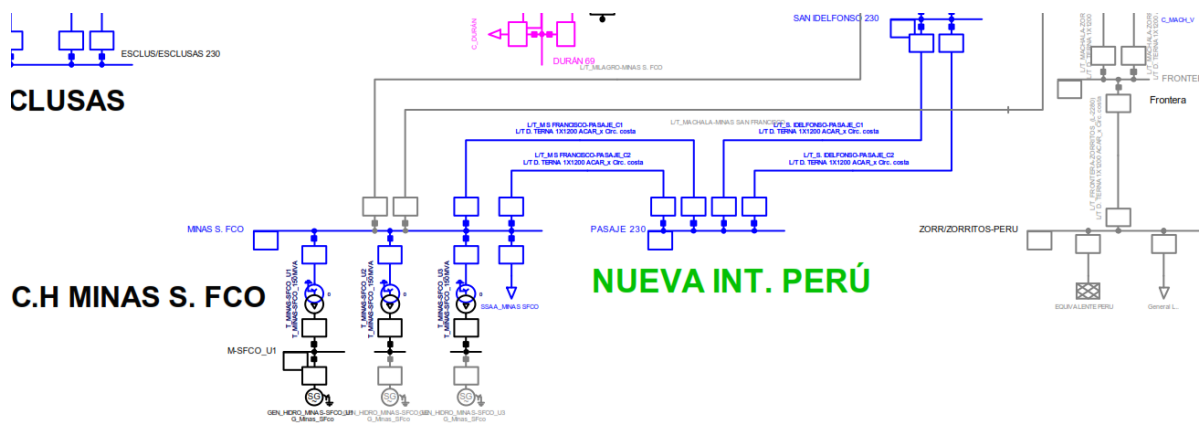


Figura 4. 15. Seccionamiento de la línea de transmisión Minas San Francisco-Machala-Milagro

- **Flujo de potencia con la entrada de operación de la central Santiago y la incorporación de cargas singulares en la zona de Posorja.**

Con la entrada de Santiago según el PME, proporcionará de potencia activa a proyectos de la industria metalúrgica en la zona de Posorja, en la **Tabla 4. 15.** se muestran los proyectos.

Tabla 4. 15. Cargas zona Posorja a ingresar en operación al año 2027 [15].

Aluminio	Acero	Cobre
MW	MW	MW
849	320	90

En total se planifica una carga de 1259 MW, en la zona de Posorja, En el PME se hace referencia a instalar dos transformadores de tres devanados de 600 MVA, con un nivel de tensión de 500/230 kV y un transformador de tres devanados de 225 MVA con un nivel de voltaje de 230/138 kV, para poder abastecer a este proyecto en conjunto con la inyección de potencia activa de Santiago.

- **Flujo de potencia interconexión Ecuador-Perú 500 kV**

Según el COES [27], se realizarán transacciones Internacionales a 500 kV con Ecuador, para una demanda pico la transferencia máxima de potencia es de 400 MW en hidrología alta.

La existente interconexión con Perú a nivel de 220/230 kV según [27], es un enlace asíncrono, es decir no permite la operación síncrona de los dos sistemas y solo sirve para limitadas transacciones de potencia de hasta 100 MVA, con la nueva interconexión a 500 kV la línea de transmisión que une la subestación Machala en Ecuador con la subestación Zorritos en Perú quedará fuera de servicio.

- **Reducción del SNI al sistema de 500 kV año 2027.**

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En capítulo se presenta los resultados obtenidos de los casos de estudios planteados en la sección 4, con sus respectivos análisis obtenidos de la simulación en PowerFactory.

En la sección 5.1 se muestran los resultados del caso de estudio 1 que es el caso base con el que se valida el sistema modelado en PowerFactory con los datos de post operación de CELEC-TRANSELECTRIC.

En la sección 5.2 se muestran los resultados del caso de estudio 2 denominado año 2022, en base al PME, se consideró lo expuesto en estudio de la demanda y expansión de la transmisión.

En la sección 5.3 se muestran los resultados del caso de estudio 3 denominado año 2027, donde se considera el ingreso de grandes industrias en la zona de Posorja, ingreso de la central hidroeléctrica Santiago y la interconexión Ecuador-Perú a 500 kV.

5.1. RESULTADOS CASO 1: CASO BASE

En la **Tabla 5. 1** y **Tabla 5. 2** se muestra los valores de flujo de potencia aparente en MVA en los principales transformadores de potencia obtenidos en la simulación de PowerFactory comparados con los valores de CELEC-Transelectric.

Tabla 5. 1. Resultados obtenidos de Potencia Aparente en MVA de los Principales Transformadores del SNI en PowerFactory.

S/E	TRAFO	NIVEL	CELEC	PF	Error
		kV	MVA	MVA	%
Ambato	AT1	138/69	25,713	25,144	2,213
Ambato	AT2	138/69	21,024	21,047	0,110
Baños	ATQ	138/69	6,404	6,396	0,124
Caraguay	ATQ	138/69	82,890	82,806	0,101
Chone	AMQ	138/69	55,143	55,145	0,003
Chorrillos	ATI	500/230	178,579	175,669	1,629
Chorrillos	ATJ	500/230	179,222	175,669	1,983
Cuenca	ATQ	138/69	89,991	91,280	1,432
Dos Cerritos	ATK	230/69	84,351	84,353	0,002
Duran	ATL	230/69	149,520	149,371	0,100
Esclusas	ATT	230/138	83,308	83,279	0,036
Esmeraldas	ATT	230/138	46,265	46,114	0,327
Ibarra	ATQ	138/69	42,833	42,829	0,009

Tabla 5. 2. Resultados obtenidos de Potencia Aparente en MVA de los Principales Transformadores del SNI en PowerFactory (Continuación)

S/E	TRAFO	NIVEL	CELEC	PF	Error
		kV	MVA	MVA	%
Inga	ATH	500/230	233,023	230,012	1,292
Inga	ATI	500/230	232,934	230,012	1,255
Inga	ATJ	500/230	233,800	230,012	1,620
Inga	ATT	230/138	34,041	33,294	2,195
Inga	ATU	230/138	34,361	32,739	4,721
Jivino	TRK	230/69	67,649	67,500	0,221
Limón	TRE	138/13.8	1,756	1,765	0,517
Loja	ATQ	138/69	46,818	46,805	0,028
Macas	TRQ	138/69	27,360	27,296	0,235
Machala	ATQ	138/69	43,428	43,410	0,041
Milagro	ATK	230/69	120,675	119,428	1,034
Milagro	ATU	230/138	89,962	89,755	0,230
Molino	AT1	230/138	110,390	110,615	0,203
Molino	AT2	230/138	110,488	110,615	0,115
Montecristi	ATQ	138/69	79,944	79,858	0,108
Mulaló	ATQ	138/69	35,807	35,212	1,662
N. Babahoyo	TRK	230/69	120,954	120,956	0,002
Pascuales	ATT	230/138	201,066	208,804	3,849
Pascuales	ATU	230/138	185,940	204,780	10,132
San Rafael	ATH	500/230	14,138	14,762	4,417
Santa Elena	ATQ	138/69	30,129	29,980	0,496
Santa Elena	ATR	138/69	30,959	31,227	0,865
Santa Rosa	ATT	230/138	134,511	122,320	9,063
Santa Rosa	ATU	230/138	108,338	118,352	9,243
Santa Rosa	TRN	138/46	36,390	36,500	0,303
Santa Rosa	TRP	138/46	37,968	36,500	3,866
S. Domingo	ATT	230/138	25,686	24,859	3,219
Sinincay	TRK	230/69	48,966	49,295	0,671
Tena	TRQ	138/69	14,280	14,290	0,067
Totoras	ATQ	138/69	33,625	33,347	0,827
Totoras	ATT	230/138	27,429	30,087	9,690
Trinitaria	ATT	230/138	50,000	46,577	6,846
Tulcán	ATQ	138/69	13,640	13,630	0,070
Yanacocha	ATQ	138/69	6,376	6,369	0,111

Con los resultados obtenidos se puede evidenciar pequeños cambios en la potencia aparente en el lado de alto voltaje, estos valores muestran la cargabilidad de los transformadores, validando la simulación en PowerFactory. El error es superior al 5% en los Transformadores de Santa

Rosa: ATU y TRN, Totoras: ATT, Pascuales: ATU y Trinitaria: ATT, lo cual demuestra que la incertidumbre del modelo para el escenario del 12 de enero de 2022 es de aproximadamente el 10%.

En la **Tabla 5. 3** se muestran las pequeñas variaciones del voltaje en barras de 230 kV, como se puede apreciar existen errores muy pequeños que no superan el 3%, además se puede evidenciar que todos los voltajes están dentro en el rango permitido en operación normal.

Tabla 5. 3. Voltaje en barras de 230 kV del caso base.

BARRA	CELEC	PF	Error
	p.u.	p.u.	%
Baba	1,013	1,029	1,596
Bomboiza	1,045	1,032	1,249
Chorrillos	1,022	0,997	2,461
Duran	1,001	0,985	1,688
Esclusas	1,017	0,986	3,100
Inga	1,028	1,019	0,941
Jivino	1,005	1,020	1,479
Machala	1,001	0,989	1,163
Manduriacu	1,024	1,030	0,546
Milagro	1,010	0,992	1,826
Pascuales	1,020	0,995	2,447
Pomasqui	1,000	1,012	1,154
Quevedo	1,013	1,028	1,491
Riobamba	1,019	1,025	0,599
San Francisco	1,039	1,039	0,062
S.J Manta	0,996	1,029	3,246
Santa Rosa	1,025	1,019	0,550
Santo Domingo	1,013	1,036	2,243
Taday	1,055	1,039	1,512
Totoras	1,040	1,029	1,020
Zhoray	1,045	1,027	1,769
Esmeraldas	1,026	1,050	2,254
Nueva Prosperina	1,013	0,988	2,451
Pimampiro	1,044	1,018	2,484

En la **Tabla 5. 4** se muestra los voltajes en el sistema de 500 kV, una de las barras que esta por supera el límite inferior es la barra chorrillos, pero por influencia del SVC en el lado de 230

kV, se pueden mantener los voltajes dentro de los límites definidos por CELEC-Transelectric en la zona suroccidental.

Tabla 5. 4. Voltaje en el sistema de Transmisión de 500 kV del caso base

Barra	CELEC	PF	Error
	p. u	p. u	%
Chorrillos	0,9572	0,97	0,997
CCS	1,0295	1,020	0,995
Inga	1,0245	1,025	0,509
San Rafael	1,0289	1,026	0,941
Tisaleo	1,0098	1,012	0,425
Chorrillos	0,9572	0,972	0,997

Con estos resultados obtenidos en PowerFactory comparados con el informe posoperativo de Transelectric, se puede asumir que el sistema está operando de manera similar al informe, con un error promedio en barras del 1,6 %.

5.2. RESULTADOS CASO 2: AÑO 2022

Al realizar la simulación en PowerFactory con el escenario del año 2022, demanda media e hidrología alta, se obtiene la simulación de flujos de potencia, necesario para determinar el estado en el que está operando el sistema eléctrico de potencia normal o emergencia descrito en la sección 4.

5.2.1. Flujos de potencia en el SNI

Con las cargas planteadas en la sección 4.6.2, se creó el escenario de demanda media del año 2022, considerando un periodo lluvioso, es decir que tendrán mayor participación las centrales hidroeléctricas y en menor proporción la participación de las centrales térmicas.

En la **Figura 5. 1** se muestra el perfil de tensiones en barras de 500 kV, como se puede apreciar la barra de Tisaleo es la que tiene un mayor nivel de tensión, esto se debe a que en la subestación Tisaleo no existe carga conectada, y por efecto capacitivo de las líneas de transmisión el voltaje tiende a operar a niveles mayores del 1 p.u. Este problema se resuelve con la entrada de compensación de bancos de reactores y el ingreso de la línea de transmisión Tisaleo-Totoras a 230 kV, que estará próxima a ser construida permitiendo la conexión directa de Coca Codo Sinclair con la zona centro del país mejoran el sistema de transmisión y la confiabilidad del SNI.

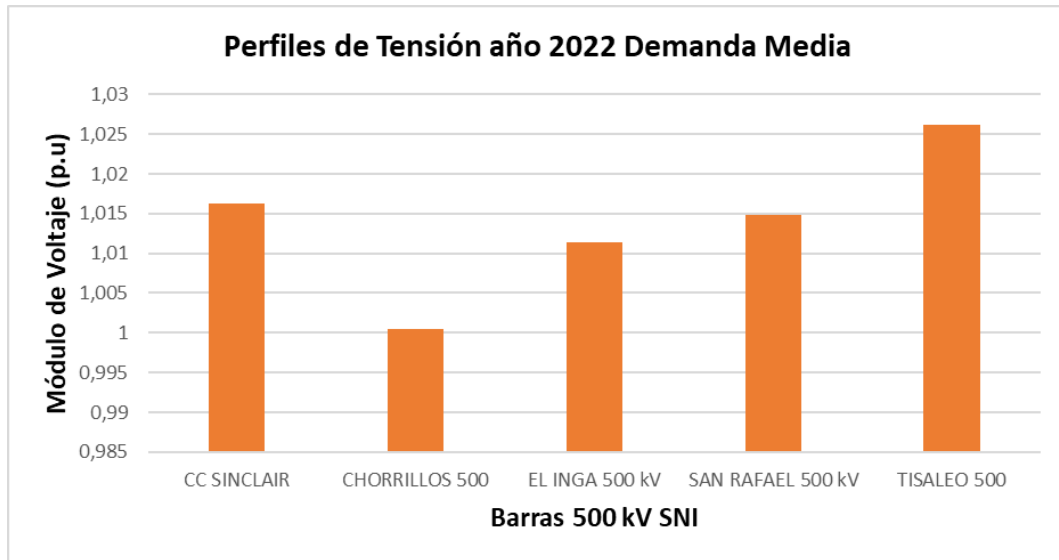


Figura 5. 1. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 500 kV.

En la **Figura 5. 2** se muestran los perfiles de tensión en barras de 230 kV, todas las barras están dentro de los límites permitidos para la operación normal, las barras que están por sobre el 0,98 p.u. son las barras de mayor demanda de potencia, como dato adicional cabe recalcar que en la zona suroccidental sin considerar el SVC de la barra de chorrillos los voltajes caen hasta valores menores a los permitidos por CONELEC, puesto que el SVC aporta de potencia reactiva capacitiva para la regulación de voltaje en esta zona de gran consumo.

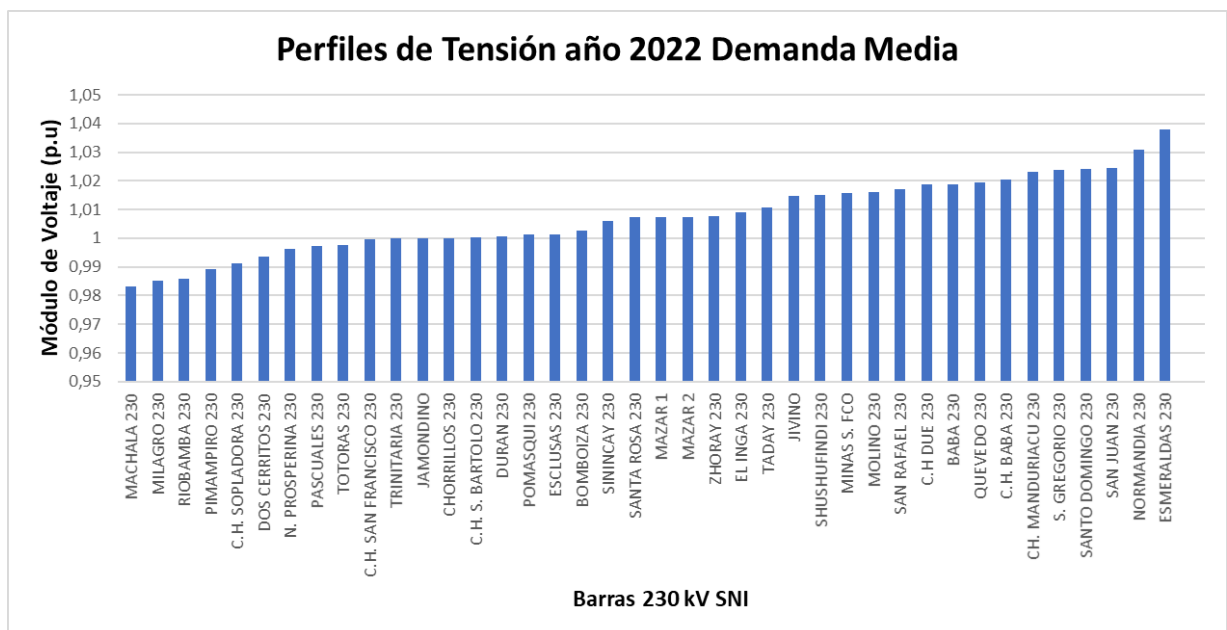


Figura 5. 2. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 230 kV.

En la **Figura 5. 3** se muestran los perfiles de tensión en barras de 138 kV, todas las barras están dentro de los límites permitidos para la operación normal, las barras que están por sobre el 0,97 p.u. son las barras de mayor demanda de potencia, con lo descrito en la **sección 4.5**, se puede concluir que los voltajes obtenidos están dentro de los límites de operación impuesto por CONELEC y CENCACE

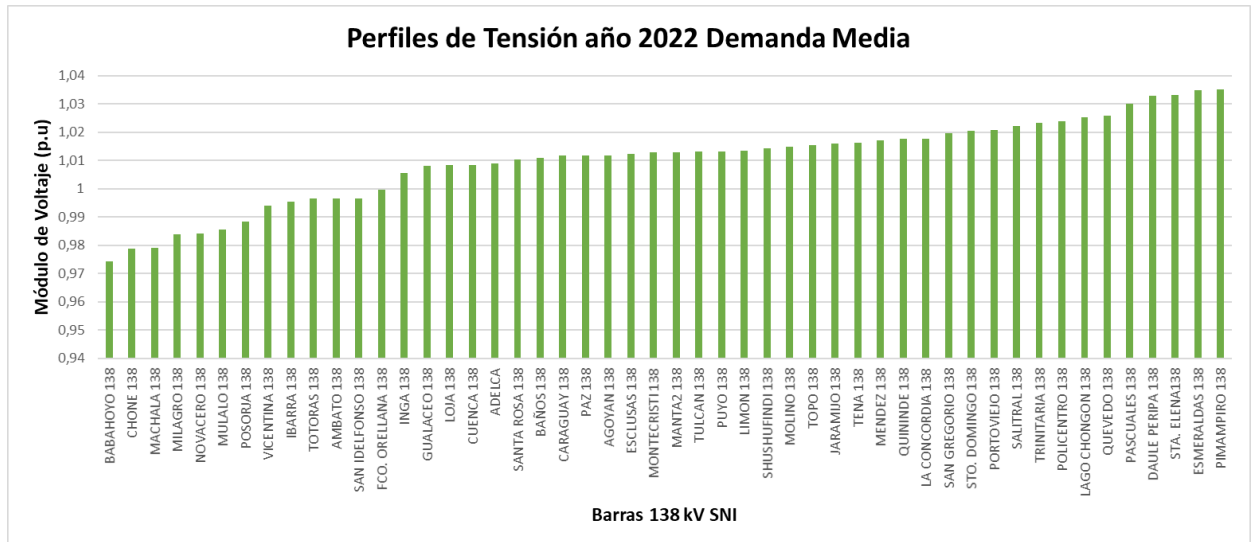


Figura 5. 3. Perfiles de tensión año 2022 Demanda media en barras de 138 kV.

En el **ANEXO I** se puede apreciar el voltaje en módulo y ángulo de las principales barras de 138, 230, 500 kV y en el **ANEXO J** se muestra los flujos de potencia activa, reactiva y pérdidas en el anillo de 230 kV.

5.2.2. Análisis de contingencia n-1 línea de transmisión Totoras-Ambato 138 kV

Este sistema de transmisión enlaza la subestación totoras con la subestación Ambato y a su vez con la central hidroeléctrica Pucará de 80 MVA, como se puede apreciar en la **Figura 5. 4**, no existen problemas de sobrecarga ni de violaciones del límite de voltaje al darse esta contingencia.

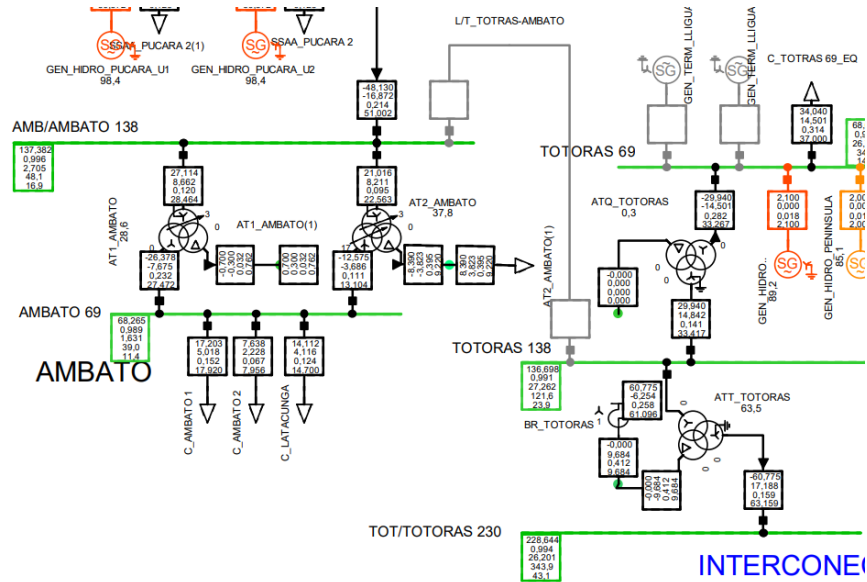


Figura 5. 4. Contingencia N-1 Línea de Transmisión Ambato-Totoras 138 kV.

5.2.3. Análisis de contingencia N-2: Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV

Con esta contingencia el flujo de potencia va a tomar el sistema de transmisión de 138 kV que une la subestación Vicentina con la subestación Totoras, en consecuencia, se sobrecargan los elementos cercanos a esta línea de transmisión, en la **Tabla 5. 1** se puede apreciar los elementos que presentan problemas.

Tabla 5. 5. Sobrecargas que superan el 80% de cargabilidad ante la contingencia N-2 Línea de Transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV.

Elemento	Caso Base	Contingencia N-2
	%	%
L/T Totoras Ambato 138 kV	62,3	115,7
L/T Ambato-Pucará 138 kV	48,3	112,3
L/T Mulaló-Vicentina 138 kV	26,5	96,3
Transformador ATT Totoras	29,9	132,4

En la **Figura 5. 5** se muestran el informe de las contingencias que se obtiene en PowerFactory.

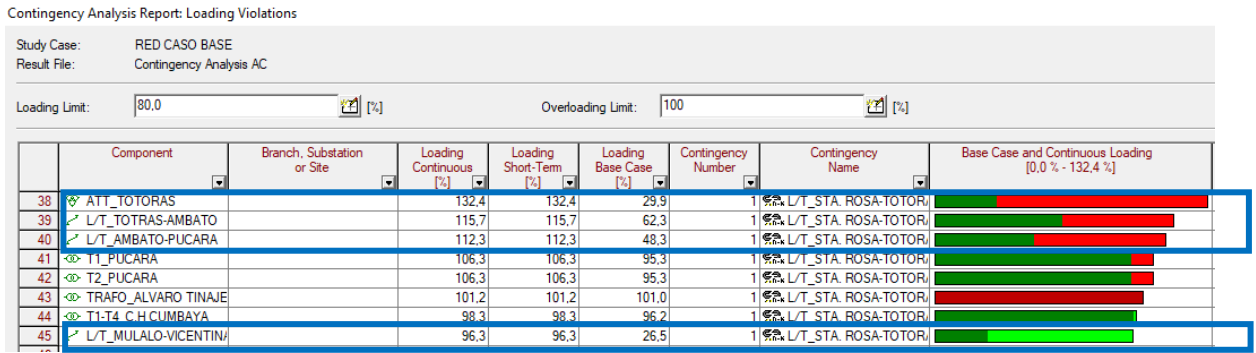


Figura 5. 5. Reporte de las contingencias de PowerFactory para sobrecargas.

En niveles de tensión se dieron problemas en las barras de Mulaló, Novacero y Conocoto, esto sucede debido a que son barras que tienen topología radial y no disponen de generación para la regulación de voltaje, en la Figura 5. 6 se muestra los resultados de esta contingencia, los voltajes están al límite de operación normal.

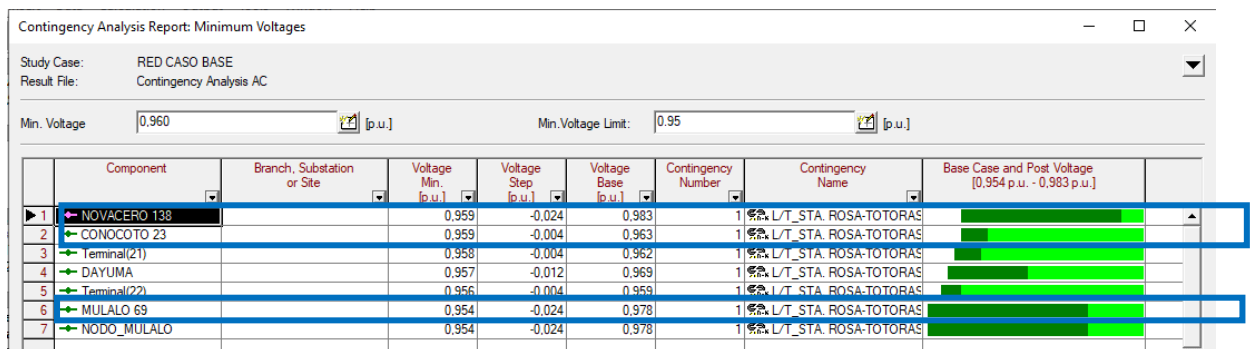


Figura 5. 6. Reporte de las contingencias de PowerFactory para violaciones de voltaje.

En los informes que realiza PowerFactory aparecen elementos que no tienen relación y no se deben tomar en cuenta, puesto que están alejados del lugar del análisis.

5.2.4. Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia N-1 de la Línea de transmisión Totoras-Sta. Rosa 230 kV

Al salir esta línea de transmisión no presenta problemas de estabilidad, puesto que los flujos de potencia pasan por las líneas de transmisión aledañas, en la Figura 5. 7 se puede apreciar el comportamiento del ángulo del rotor de máquinas cercanas al lugar de la contingencia, como se puede apreciar no existen cambios bruscos en la dinámica de los generadores.

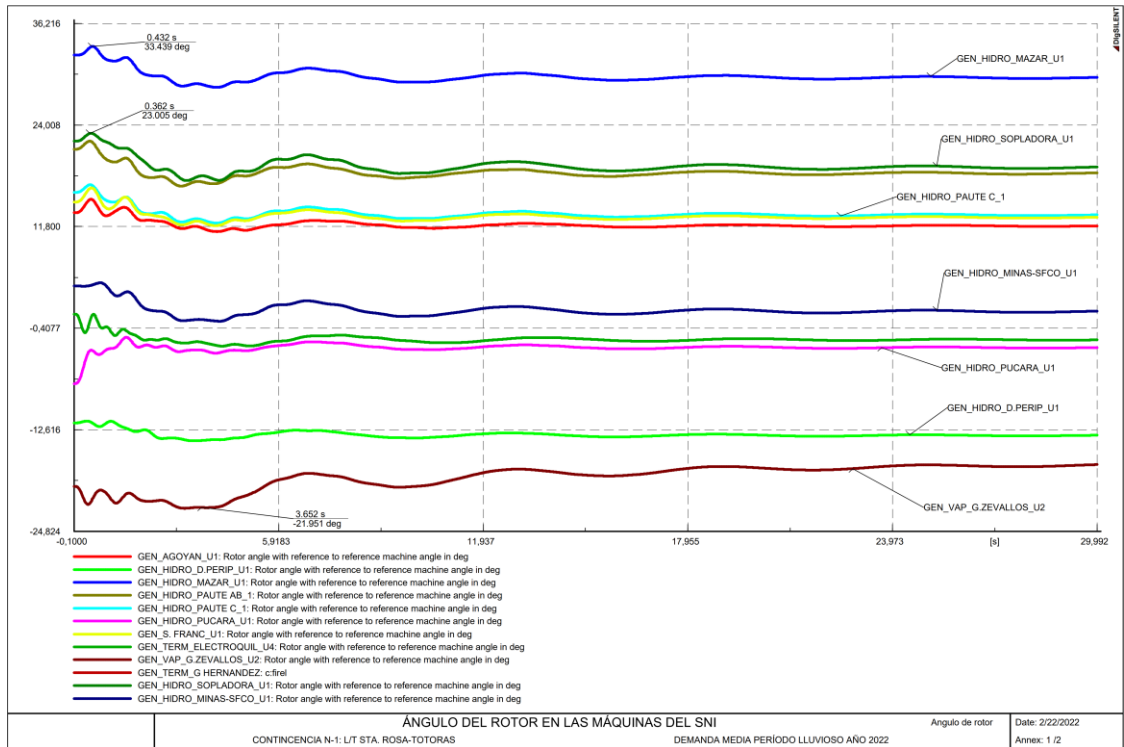


Figura 5. 7. Ángulo del Rotor de las máquinas del SNI para la contingencia N-1 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.

La frecuencia al darse la contingencia cae hasta 59,904 Hz y llega a un pico máximo de 60,067 Hz, como se indica en la **Figura 5. 8** , por efecto de los reguladores de velocidad de los generadores la frecuencia logra amortiguarse con el tiempo hasta llegar a un nuevo estado de régimen permanente.

Según Flores V. [25], esta contingencia no afecta en la estabilidad del SNI, es decir no sale de sincronismo las unidades de generación.

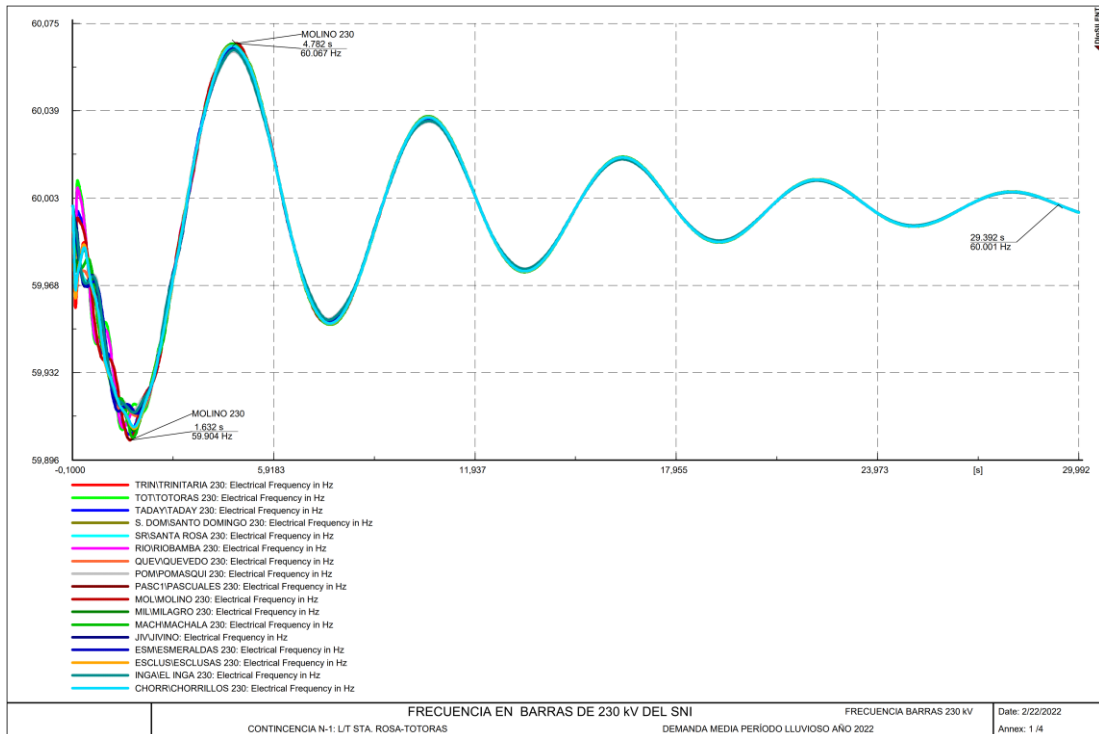


Figura 5. 8. Frecuencia en Hz en las barras principales de 230 kV del SNI para la contingencia N-1 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.

5.2.5. Evaluación de la estabilidad transitoria del análisis de contingencia N-2 de la Línea de transmisión Totoras-Santa Rosa 230 kV

Al ocurrir esta doble contingencia según [25], el sistema entra en inestabilidad lo que significa que es una falla crítica, puesto que para el año en que se realizó el estudio el SNI no contaba con los aportes de Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco y Sopladora y dependía directamente de los aportes de inercia del sistema colombiano en la barra de Jamondino, en este estudio se incluyó las centrales de generación mencionadas aumentando la robustez del SNI y mejorando la estabilidad del sistema, pese a eso el sistema entra en oscilación es decir que el sistema no logra amortiguarse y comienza oscilar, por lo que deberían salir de servicio las unidades que se salen de sincronismo o desconectar carga (Esquema de alivio de carga).

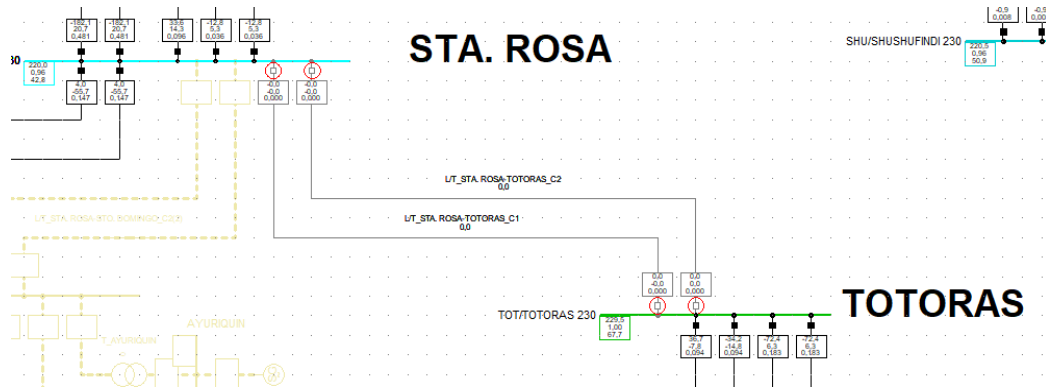


Figura 5. 9. Doble contingencia línea de transmisión Ambato-Sta. Rosa.

El comportamiento del ángulo del rotor, ver **Figura 5. 10**, muestra que el ángulo comienza a aumentar en los primeros ciclos, después empieza a decrecer, pero por efecto de la contingencia no puede estabilizarse y comienza a oscilar. En prefalla está circulando entre los dos circuitos 277 MW, al ocurrir esta contingencia crítica el sistema pierde sincronismo debido a que sale una carga significativa del SNI y las líneas de transmisión cercanas deben cargarse con la potencia que estuvo pasando por la línea antes del evento.

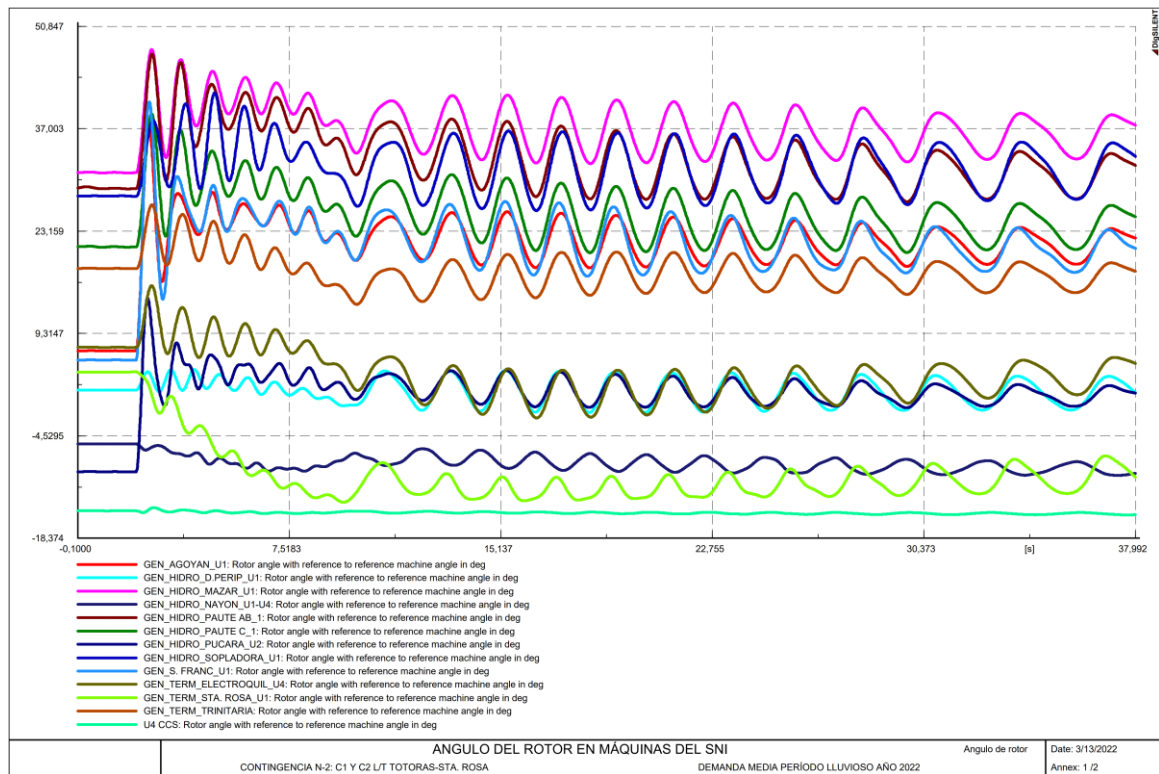


Figura 5. 10. Ángulo del rotor en grados ante la contingencia N-2 de la línea de transmisión Ambato-Sta. Rosa.

La frecuencia se puede apreciar en la **Figura 5. 11** , en los primeros segundos la frecuencia tiene tendencia a estabilizarse pero al desconectar los dos circuitos hay un considerable flujo de potencia que circula, es por esa razón que la frecuencia se dispara.

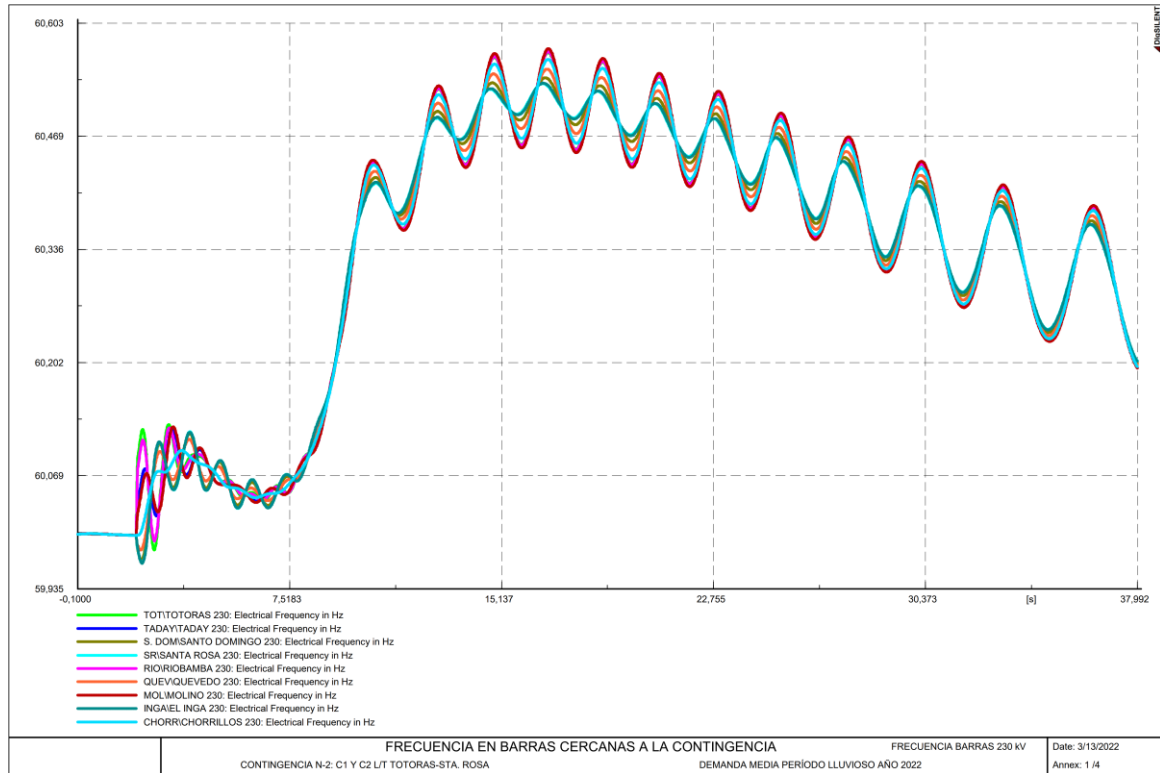


Figura 5. 11. Frecuencia en Hz en las barras principales de 230 kV del SNI para la contingencia N-2 de la línea de transmisión Totoras- Sta. Rosa.

5.2.6. Análisis de estabilidad transitoria falla en línea de transmisión Riobamba-Molino 230 kV

La falla trifásica se realiza en $t = 0$ s y el despeje se da en $t = 0,15$ s, debido al rápido despeje de la falla el sistema no sale de sincronismo como se muestra en **Figura 5. 12** debido a la inercia equivalente del SNI, el sistema es robusto y en $t = 30$ s se puede apreciar que el sistema se encuentra en un nuevo estado estable, las máquinas más afectadas son las que están más cerca del lugar de la falla, como por ejemplo la central hidroeléctrica Paute AB, Paute C, San Francisco y Agoyán.

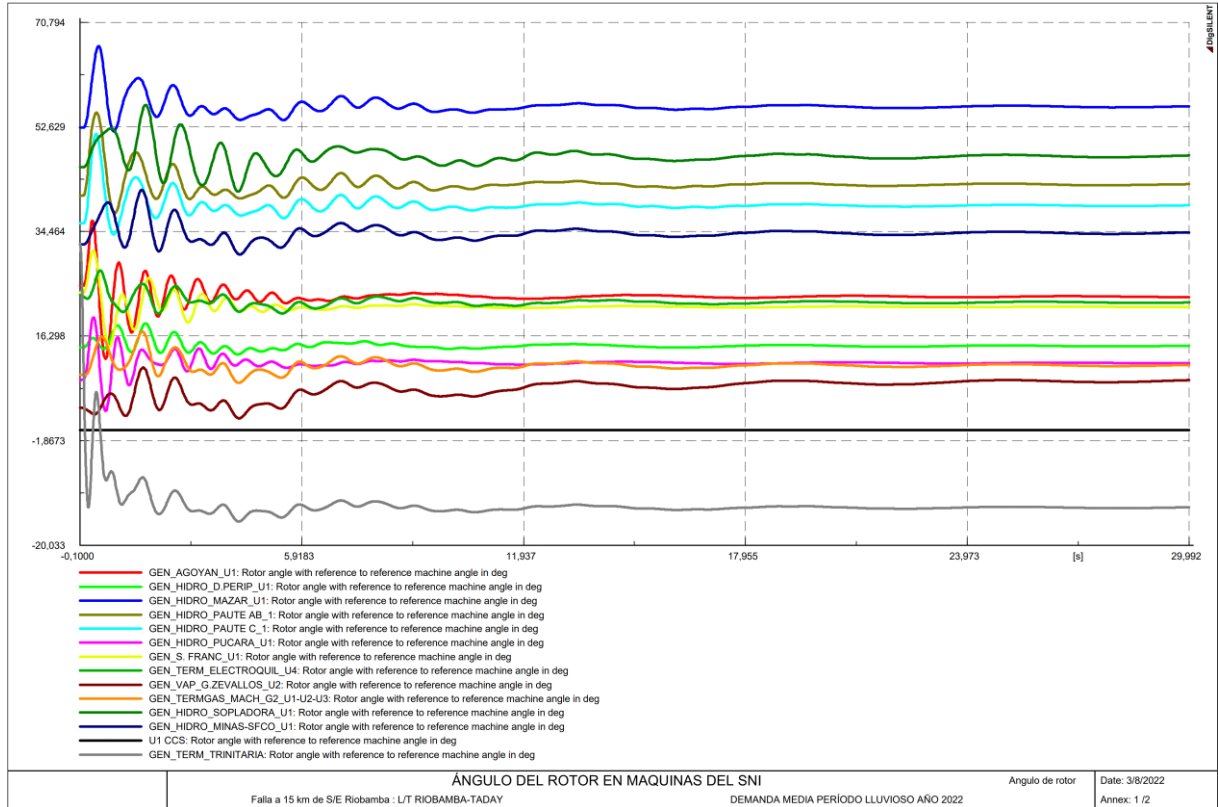


Figura 5. 12. Ángulo del rotor en máquinas del SNI, falla trifásica en la línea de transmisión Riobamba-Taday.

La **Figura 5. 13** muestra el voltaje en terminales de generación, debido al cortocircuito trifásico el voltaje en terminales de los generadores cercanos a la falla cae sobre el $1 p.u.$, El generador que presenta más caída de tensión es el de la central San Francisco con un valor de $0,788 p.u.$, después de que se despeja la falla el voltaje regresa a un valor cercano al nominal en un nuevo estado de régimen permanente.

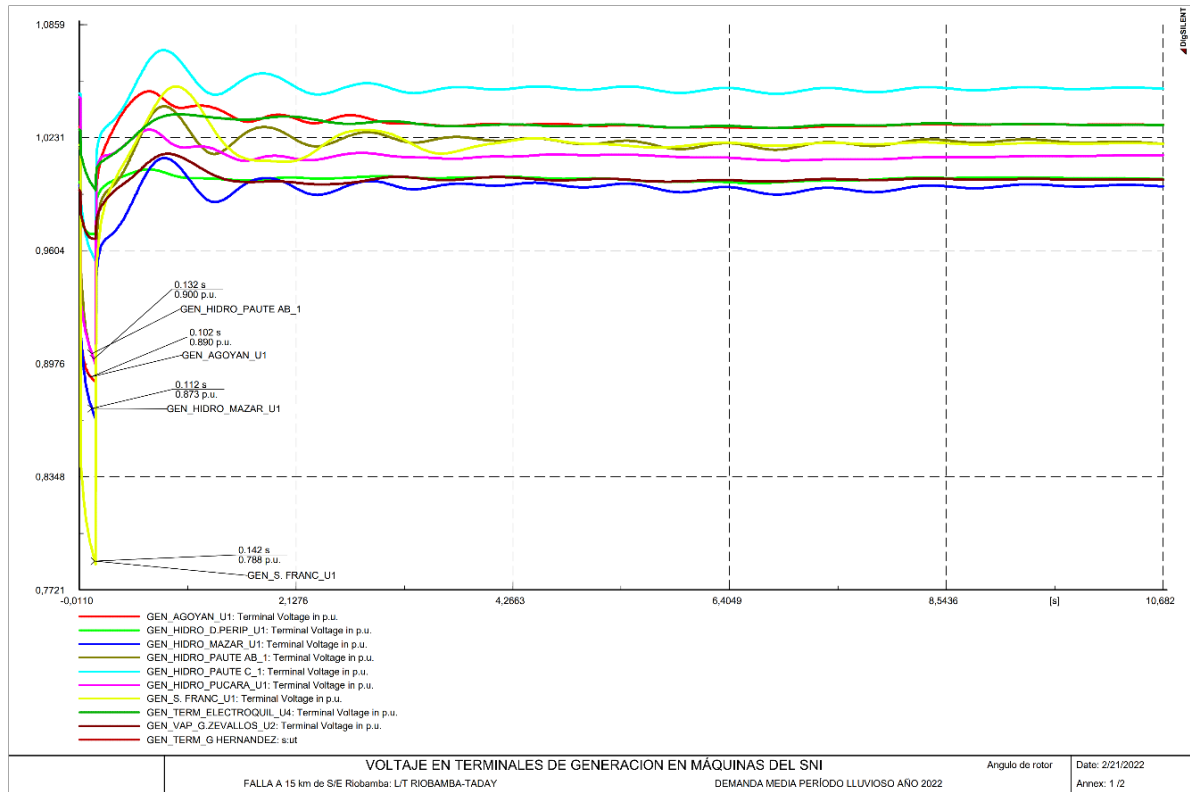


Figura 5. 13. Voltaje en terminales de generación en máquinas del SNI, falla trifásica en la línea de transmisión Riobamba-Taday.

En el **ANEXO M** se muestra el voltaje en barras aledañas, voltaje de excitación y velocidad síncrona en algunas máquinas del SNI.

5.2.7. Salida de la unidad 2 de la Central Hidroeléctrica San Francisco

En prefalla las dos unidades se encuentran generando 80 MW, en $t = 2s$ se deja fuera de servicio la unidad número 2, por lo que deja de aportar 80 MW al SNI. La barra de referencia es la de Coca Codo Sinclair, es por esa razón que es la barra que asumiría los 80 MW.

En la **Figura 5. 13** se puede apreciar el aumento de la potencia de la Unidad 4 de Coca Codo Sinclair (CCS). La potencia aumenta de 60,758 MW hasta 142,669 MW, cubriendo el déficit de la salida de generación de la unidad 2 de San Francisco.

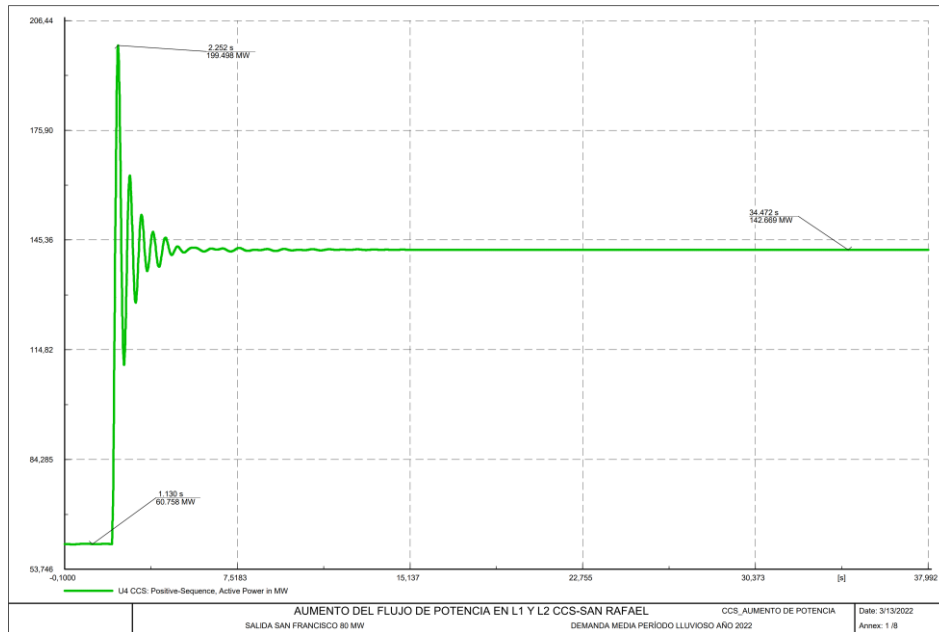


Figura 5. 14. Aumento en la generación de la unidad 4 de Coca Codo Sinclair.

Al aumentar la generación en la barra de CCS también aumenta el flujo de potencia por las dos líneas de transmisión que unen la subestación de CCS con la de San Rafael, las líneas de transmisión tienen los mismos parámetros eléctricos pero distintas longitudes por esa razón es que los flujos no son iguales, en la **Figura 5. 15** se puede apreciar el aumento de la inyección de potencia activa hacia el SNI.

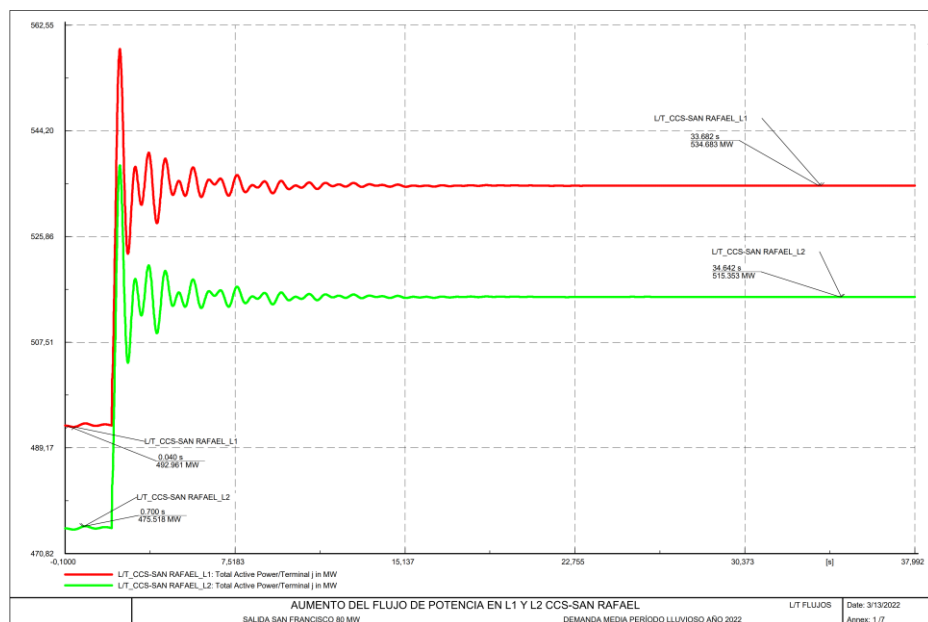


Figura 5. 15. Flujo por las líneas de transmisión CCS- San Rafael ante el aumento de generación de CCS.

En la **Figura 5. 16** se muestra el comportamiento del ángulo del rotor al salir la unidad 2 de San Francisco, el ángulo del rotor comienza a disminuir por que el sistema se frena debido a la salida de generación, a diferencia de la unida 4 de CCS que comienza a aumentar la potencia de generación, el sistema no pierde estabilidad puesto que logra estabilizarse y seguir en sincronismo después del evento.

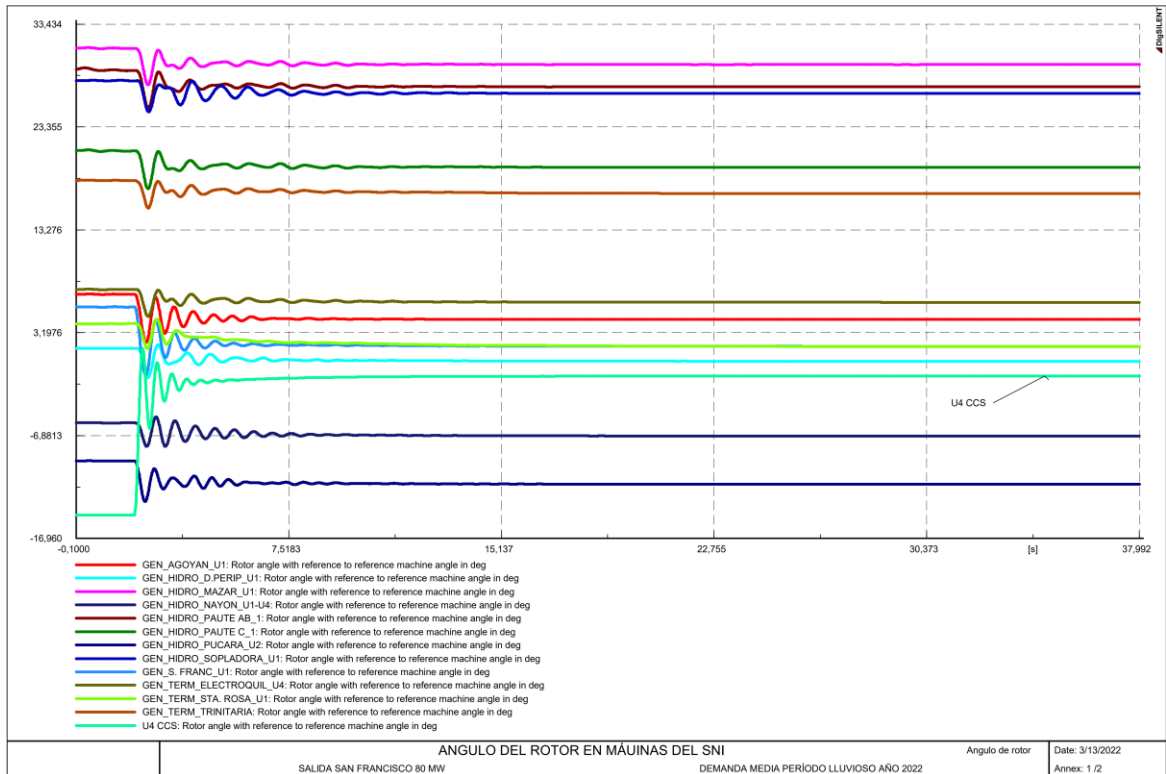


Figura 5. 16. Ángulo de rotor en máquinas del SNI ante la salida de la unidad 2 de San Francisco.

La frecuencia cae en barras aledañas a la central San Francisco debido a la salida de generación. Las barras más afectadas son las de Totoras 230 kV que su frecuencia cae hasta 59,720 Hz y la barra de Riobamba 230 kV cae hasta 59,767 Hz, debido a que la unidad 4 de CCS aumenta la potencia de la turbina la frecuencia logra estabilizarse. Ver **Figura 5. 17**.

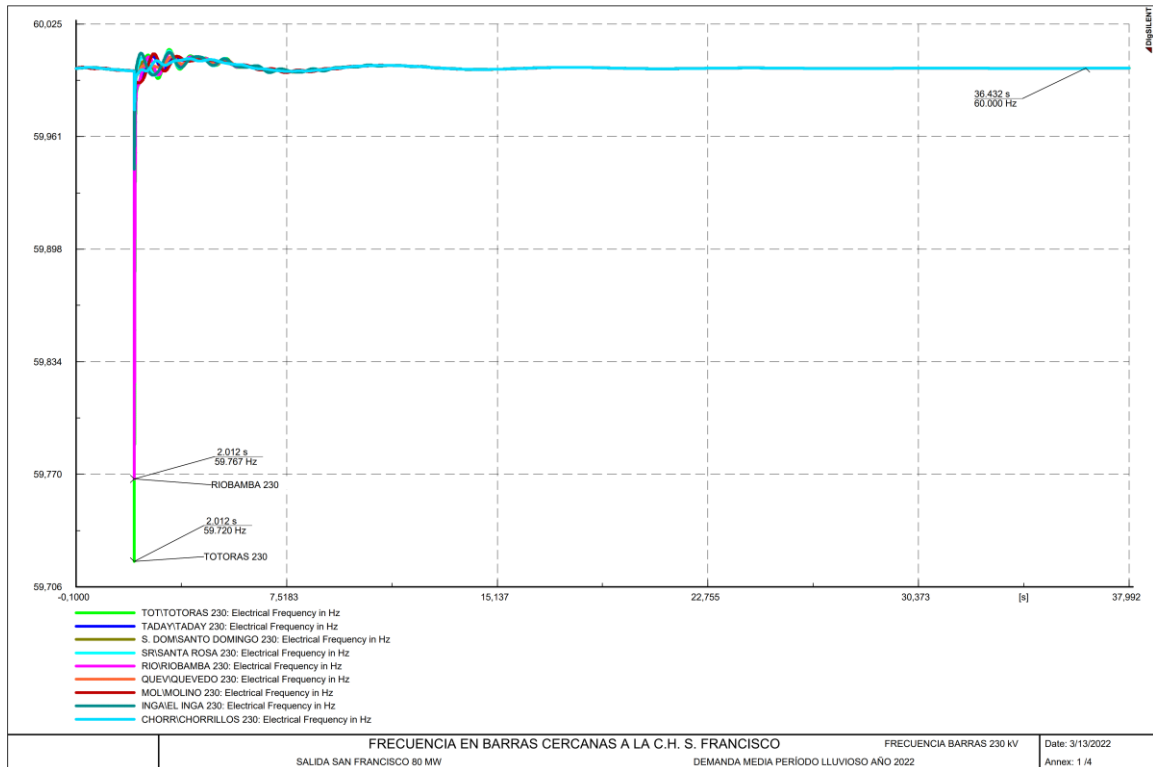


Figura 5. 17. Frecuencia en Barras cercanas a la central San Francisco.

En el **ANEXO M** se pueden apreciar el comportamiento de variables como el torque mecánico, voltaje de excitación y la potencia de las turbinas de máquinas del SNI. En la se puede apreciar el comportamiento del voltaje de excitación con respecto al voltaje en terminales de generación

5.2.8. Reducción del SNI con equivalentes en el sistema de transmisión de 500 kV año 2022

El **ANEXO O** muestra la guía para obtener equivalentes de red en cualquier punto del sistema, es de gran utilidad, puesto que se puede utilizar este sistema reducido para trabajar en estudios de transitorios electromecánicos y utilizar software como ATP DRAW, puesto que un sistema demasiado grande tardaría demasiado en ejecutar la simulación, en la **Figura 5. 18** se muestra el sistema de transmisión al año 2022 reducido.

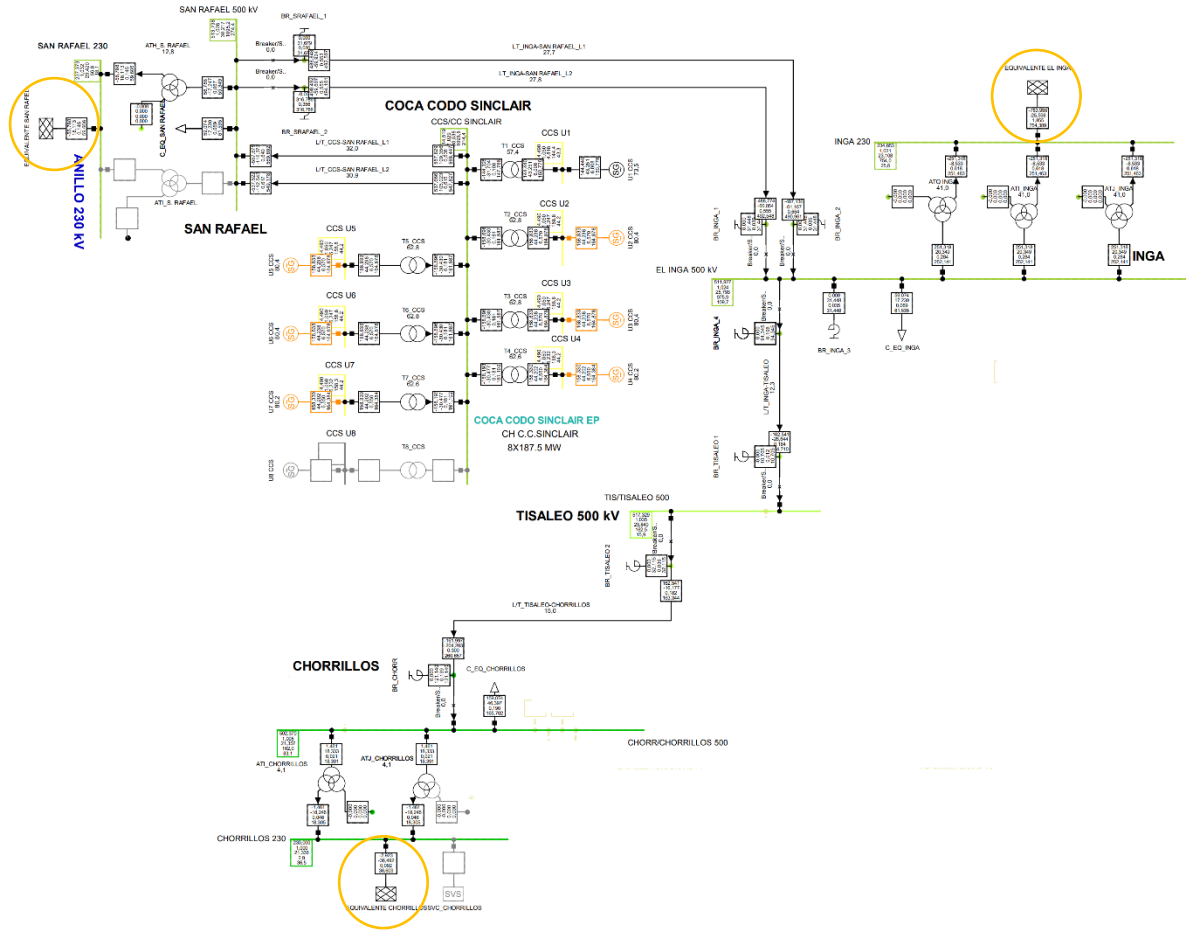


Figura 5. 18. SNI reducido al sistema de 500 kV año 2022.

5.3. Resultados caso 3: Año 2027

5.3.1. Flujo de potencia con la entrada de operación de la central Santiago y la incorporación de cargas singulares en la zona de Posorja

En el PME no se especifica que tipo de conductor de fase y arreglo de haz de conductores se utilizará para la línea de 500 kV que llegará a la barra de Posorja, se asumió las mismas características de la línea de transmisión Santiago-Taday, se utiliza 4 conductores por fase tipo ACAR 1100 MCM con una capacidad de transmisión de 2000 Amperios, según el reporte de TRANSELECTRIC para líneas de transmisión de similares características.

Con la entrada en operación de cargas en la zona de Posorja se necesitan 1259 MW, las centrales que pueden suplir esa demanda son las de coca codo Sinclair 1500 MW, Central térmica ciclo combinado de 1000 MW en la zona de Posorja y la nueva central Santiago que en su fase inicial

podrá aportar 1200 MW. En la **Figura 5. 19** se puede apreciar la zona de Posorja con sus cargas asociadas.

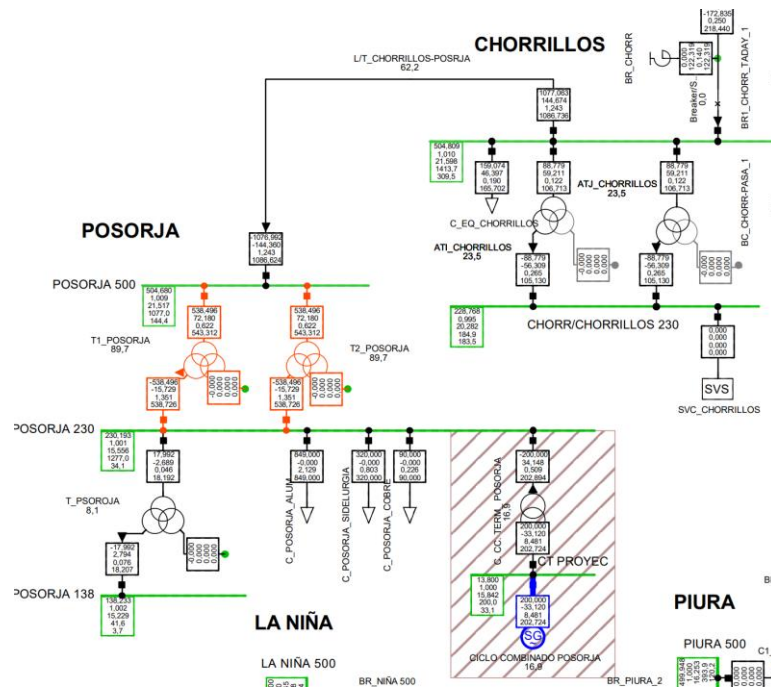


Figura 5. 19. Zona de Posorja año 2027.

Los dos transformadores de potencia de 500/230 kV de la barra de Posorja se encuentran operando al 89,7 %, puesto que el mayor aporte de potencia está asociada al sistema de 500 kV y se consideró un escenario de alta hidrología. La línea de transmisión que se incluyó y que enlaza la subestación chorrillos con la de Posorja está operando al 62 %, se puede corroborar que el sistema está operando de forma normal en este escenario de operación.

En la **Tabla 5. 6** se pueden apreciar los voltajes en el sistema de 500 kV, como se puede apreciar los voltajes en barras no superan el 5% del valor nominal, gracias a los equipos de compensación reactiva que están instalados en las líneas de transmisión y barras de 500 kV, la mayoría de líneas son consideradas largas por lo que el efecto ferranti tiene más aporte con potencia reactiva capacitiva.

Tabla 5. 6. Voltaje en barras de 500 kV, demanda máxima, hidrología alta año 2027.

Barra	Voltaje	Ángulo
	p.u.	grados
Santiago	1,021	29,279
Chorrillos	1,010	21,598
Pasaje	1,026	25,242
Posorja	1,009	21,517
San Rafael	1,015	28,404
Taday	1,018	27,981
Tisaleo	1,029	23,659
CCS	1,014	28,678

Los flujos de potencia se pueden apreciar en **Tabla 5. 7.**

Tabla 5. 7. Flujo de potencia en líneas de transmisión de 500 kV, demanda máxima, hidrología alta año 2027.

Nombre	P	Q	P Loss
	MW	MVAR	MW
CCS-San Rafael_L1	-455,951	90,475	0,103
CCS-San Rafael_L2	-439,471	86,835	0,099
Chorrillos-Pasaje_L2	-216,787	-155,995	0,798
Chorrillos-Taday_L1	534,369	-53,661	2,707
Chorrillos-Taday_L2	534,369	-53,661	2,707
Chorrillos-Posorja	-1076,99	-144,360	0,071
Inga-Tisaleo	76,369	-127,373	0,085
Tisaleo-Chorrillos	-133,582	-172,835	0,332
Zamora-Pasaje_L1	304,125	-138,253	0,980
Zamora-Pasaje_L2	-303,145	-69,915	0,980
Zamora-Taday_L1	195,708	-41,483	0,203

5.3.2. Flujo de potencia interconexión Ecuador-Perú 500 kV

Según estudios del COES se realizan equivalentes externos considerando el sistema Colombia-Ecuador, para plantear la máxima transferencia de potencia en la interconexión de la barra Pasaje en el lado de Ecuador y la barra Piura en el lado de Perú.

El ingeniero Gonzalo Uquillas en la en la conferencia titulada “Plan de desarrollo eléctrico y oportunidades de inversión” [26] , expone la construcción de la línea de transmisión PASAJE-PIURA de doble circuito de una longitud de 337.2 km, configuración cuádruplex con conductores ACAR 1100 MCM, para la primera fase del proyecto solo entraría en servicio la

primera terna. En el **ANEXO Q** se puede apreciar el resultado de flujo de potencia realizado por el COES.

En la **Figura 5. 20** se muestra la simulación desarrollada en PowerFactory, la mayor parte de producción aporta la central hidroeléctrica Minas-San Francisco, la inclusión de capacitores serie en el primer circuito de la línea de transmisión Pasaje-Piura sirve para aumentar la capacidad de transferencia de potencia activa del primer circuito energizado.

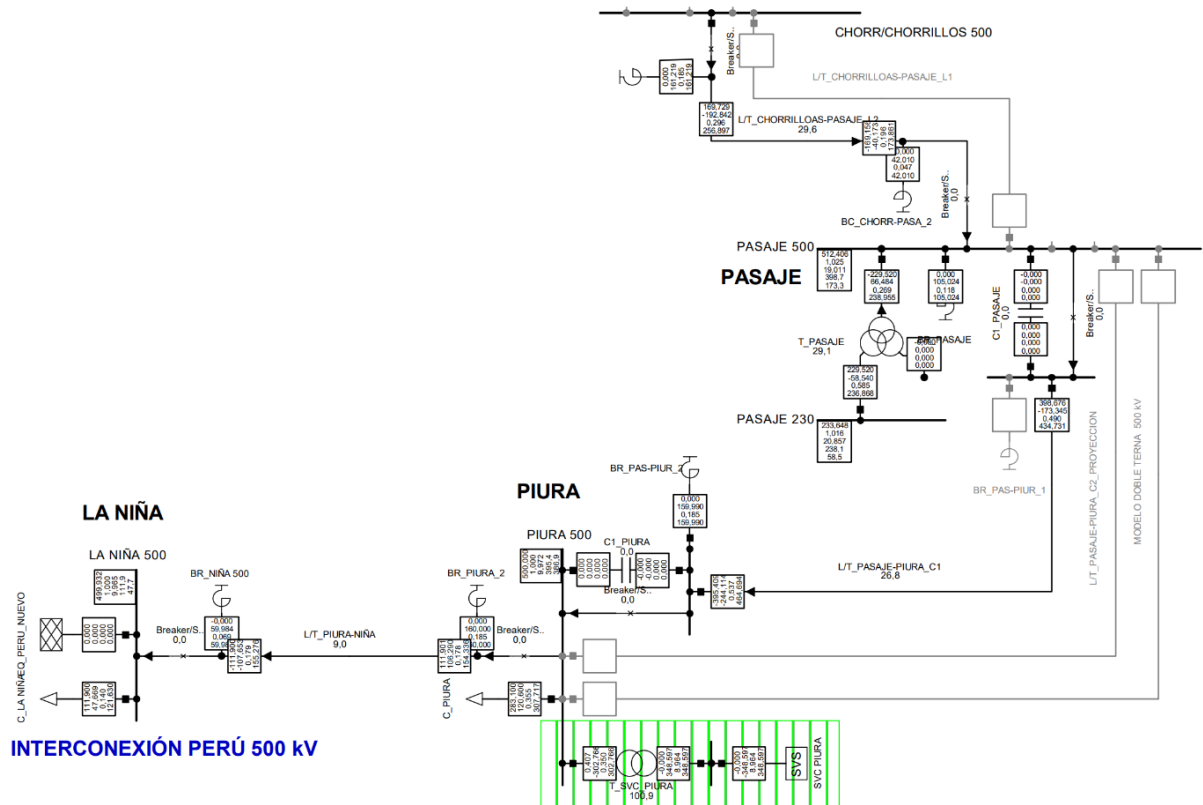


Figura 5. 20. Transferencia de 400 MW desde el lado de Ecuador hacia Perú.

En la **Tabla 5. 8** se muestra el voltaje en módulo y ángulo en las barras analizadas, como se puede apreciar todos los voltajes están dentro de los límites permitidos para la operación normal de la interconexión, esto gracias al SVC de la barra de Piura que compensa con potencia reactiva capacitiva para mantener el voltaje en 1 p.u. Se puede apreciar que al comparar con el estudio del COES [27], el error de voltaje es aceptable para validar el estudio.

Tabla 5. 8. Voltaje en barras de 500 kV de la interconexión Ecuador-Perú.

Barra	PF	COES	Error	Ángulo
	Voltaje	Voltaje		
	p.u.	p.u.		
Pasaje	1,025	1,021	0,392	19,011
Piura	1	1	0	9,972
La niña	0,998	1	0,2	9,965

El análisis del flujo de potencia activa en las líneas de transmisión muestra el nivel de pérdidas que existe por efecto Joule especialmente en el primer circuito energizado de Pasaje-Piura debido a su gran longitud de 327 km, en la **Tabla 5. 9** se puede apreciar los valores de las líneas de transmisión asociadas a la interconexión.

Tabla 5. 9. Flujo de Potencia en las líneas de transmisión de la interconexión.

Línea de Transmisión	P	Q	Pérdidas
	MW	MVAR	MW
Chorrillos-Pasaje C1	169,729	-192,482	0,573
Pasaje-Piura C1	398,6756	-173,345	3,266
Piura-La Niña	111,980	-11,876	0,0803

5.3.3. Red reducida al sistema de 500 kV año 2027

Para validar la el SNI reducido se realiza cortocircuitos trifásicos en las barras de 500 kV, como se obtuvieron los equivalentes el valor de la potencia y corriente de cortocircuito deben ser similares, ver **Tabla 5. 10**. El error corresponde a la corriente de cortocircuito.

Tabla 5. 10. Resultado de un cortocircuito trifásico para la validación de los equivalentes del sistema de 500 kV año 2027.

Barra	Red Completa		Con Equivalente		Error
	Ik''	Sk''	Ik''	Sk''	
	kA	MVA	kA	MVA	
Chorrillos 500	11,334	9815,236	11,668	10105,030	2,952
Pasaje 500	9,227	7990,700	9,007	7800,349	2,382
San Rafael 500	8,114	7026,753	7,893	6576,017	2,717
Taday 500	12,698	10996,960	12,687	10987,100	0,090
Tisaleo 500	7,164	6203,846	7,096	6145,624	0,938

En esta reducción de la red se considera la expansión de la transmisión, como por ejemplo la conexión del sistema de transmisión de 500 kV al de 230 kV mediante las barras de Tisaleo, Taday y Pasaje. Estos enlaces con el anillo de 230 kV ayudan a mejorar la robustez y confiabilidad del SNI, en la **Figura 5. 21** se puede apreciar la red al año 2027 con sus equivalentes de red.

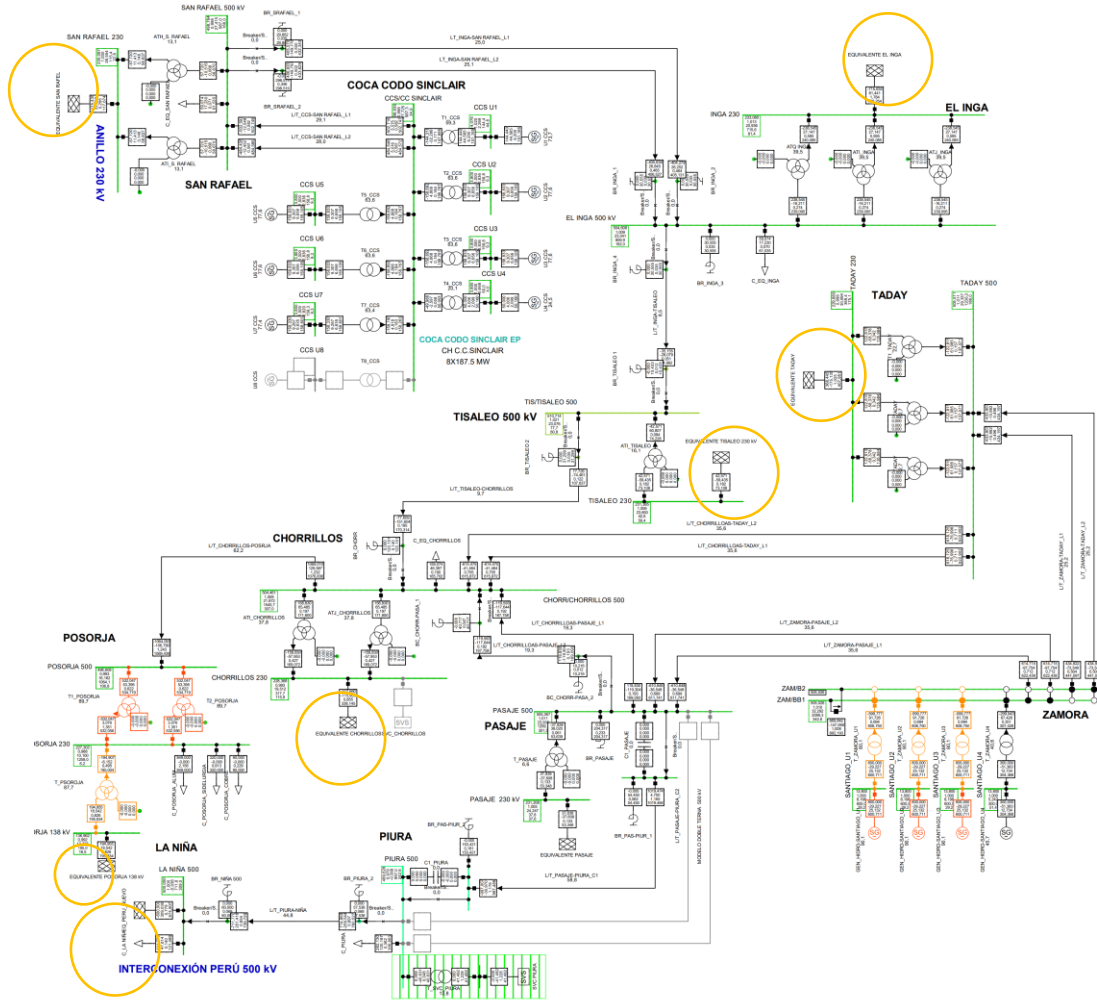


Figura 5. 21. Red Reducida al sistema de 500 kV año 2027.

En el **ANEXO V** se puede apreciar el valor de los equivalentes de red

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al finalizar este trabajo de investigación se presenta en este capítulo las conclusiones y recomendaciones.

6.1. CONCLUSIONES

Se modeló el SNI ecuatoriano con las características impuestas por CELEC-TRANSELECTRIC e información del PME. Para obtener una simulación lo más ajustada a la realidad considerando la topología de las barras en base al diagrama unifilar del SNI y las respectivas zonas presentadas en el PME. Se diseñaron casos de estudio en base al SNI en los cuales se hicieron estudios de flujos de potencia, análisis de contingencias y estudios de estabilidad, en base a la bibliografía investigada.

Para el caso 1, denominado caso base se tomó información de postoperación de CELEC-TRANSELECTRIC, con los valores de cargabilidad de los transformadores del SNI correspondientes al día doce de enero del 2021. Se introdujo en el SNI modelado en PowerFactory obteniendo valores similares para simular la cargabilidad que presenta el sistema a esa hora, obteniendo valores similares a los de CELEC-TRANSELECTRIC en la mayoría de transformadores donde el error no sobrepasa el 5%. En 5 Transformadores el error sobrepasa al 5% lo que representa la incertidumbre del modelo realizado. Para la comparación de voltaje en las barras en ninguno de los casos el error es superior al 3,2 %, lo cual demuestra que el modelo del SNI desarrollado presenta similar operación con el informe de postoperación de CELEC-TRANSELECTRIC.

Para el caso 2 denominado año 2022 se realizó el flujo de potencia en demanda media periodo lluvioso conforme a lo indicado en el PME estudio de la demanda, obteniendo valores de voltaje entre 0,97 y 1,025 p.u, lo cual indica que el sistema para el año 2022 estaría operando dentro de los límites impuestos por CONELEC y CENACE. En el análisis de contingencias se puede concluir que el sistema está diseñado para soportar contingencias N-1 y N-2 en régimen permanente con ligeros problemas de bajos niveles de tensión y sobrecargas de los elementos aledaños a lugar de la contingencia, pero en régimen transitorio las contingencias N-2 son las que presentan inestabilidad al SNI, a este tipo de contingencia se las denomina críticas. Para probar la estabilidad transitoria del SNI modelado se realizó una falla trifásica en la línea de transmisión Riobamba-Taday, se obtuvieron las gráficas del comportamiento del ángulo del rotor, voltaje en bornes de generación, voltaje de excitación, frecuencia en barras, las cuales para un tiempo $t = 20$ s se estabilizaron y llegaron a un nuevo estado después de la

perturbación gracias a la acción de los reguladores de velocidad, regulador automático de voltaje y PSS. Se dejó fuera de servicio a la unidad 2 de la central hidroeléctrica San Francisco que en ese momento entregaba 80 MW al SNI, lo cual desencadena en un déficit de generación de 80 MW al SNI, se asumió que este déficit lo cubre la barra de Coca Codo Sinclair aportando los 80 MW más las pérdidas que implica este cambio de generación, obteniendo un nuevo estado estable después de la contingencia en $t = 38$ s. Se realizó la reducción del SNI completo a un modelo equivalente del sistema de 500 kV mediante equivalentes de Thévenin, para obtener una base de datos válida para realizar estudios de estabilidad, coordinación de protecciones y transitorios electromagnéticos.

Para el caso 3 denominado año 2027 se realizó el análisis en la demanda máxima periodo lluvioso. Para el estudio de flujo de potencia con la entrada en operación de la central Santiago y cargas singulares de la zona de Posorja los voltajes en barras del sistema de 500 kV están en rangos de 1,00 p.u hasta 1,029 p.u, debido a que se consideraron los bancos de reactores asociados a barras y líneas de transmisión y permiten la regulación de voltaje permitido por CONELEC y CENACE, los dos transformadores de 600 MVA de la zona de Posorja asociados al sistema de 500 kV operan al 89,7 %, lo que indica para el periodo lluvioso la mayor parte de potencia activa proviene del sistema asociado a las centrales de Coca Codo Sinclair y Santiago y un pequeño porcentaje de una central térmica ciclo combinado de 100 MW diseñada para cubrir la demanda de Posorja en época seca, según el PME. Se realizó el estudio de flujo de potencia para la interconexión a 500 kV con Perú la transferencia de 400 MW desde el lado de Ecuador y se comparó con estudio realizado por el COES, obteniendo pequeños errores en los voltajes de las barras de Pasaje, Piura y la Niña a 500 kV.

Se realizaron reducciones de la red total del SNI al sistema de 500 kV, y se validaron mediante cortocircuitos obteniendo errores muy pequeños y comprobando que el SNI reducido se comporta de manera similar al sistema total.

6.2. RECOMENDACIONES

En futuras líneas de investigación este trabajo puede ser punto de partida para estudios eléctricos como: Coordinación de Protecciones, Estudio de Transitorios Electromagnéticos, Despacho económico del SNI, Estudio de arco eléctrico, Proyecciones de la demanda del SNI, etc. Cabe recalcar que este modelado es un punto de partida para obtener un modelo del SNI más ajustado a la realidad.

En este trabajo se consideró sistemas de control típicos en las máquinas síncronas (AVR, PSS, GOV), es decir modelos que existen en las librerías de PowerFactory, un trabajo futuro puede basarse en el modelado con DSL de PowerFactory de sistemas de control de máquinas del SNI con datos reales.

Consideraciones especiales al momento de trabajar con el sistema es la importancia del SVC de la barra de Chorrillos a 230 kV, puesto que sin este compensador los voltajes son bajos en la zona suroccidental comprendido por la provincia de Guayas y el Oro.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. S. Posso Jácome, “Análisis y planteamiento de estudios eléctricos en estado estable y estado dinámico para la fijación de parámetros necesarios en la implementación de un código de red para el sistema eléctrico ecuatoriano,” Quito, 2015. Accessed: Oct. 26, 2021. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10949>
- [2] L. J. Arcos Guerrón and I. S. Flores Gómez, “Análisis de estabilidad transitoria del sistema nacional interconectado del Ecuador,” Quito, 2007. Accessed: Oct. 26, 2021. [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2709>
- [3] John. J. Grainger and William. D. Stevenson, *Análisis de sistemas de potencia*. México D.F: McGraw-Hill Interamericana., 1996.
- [4] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill , 1994.
- [5] J. Cepeda and J. Rueda, “Identificación de Equivalentes Dinámicos Mediante Optimización de Mapeo Media-Varianza en Ambiente DIGSILENT Power Factory,” *Revista Técnica" energía"*, vol. 9, no. 1, pp. 13–22, 2013.
- [6] D. Villegas and J. J. Ibarra, “Análisis de Estabilidad Transitoria del Sistema Nacional Interconectado Considerando la Incorporación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu,” *XXV Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica*, Accessed: Oct. 26, 2021. [Online]. Available: <http://ciecfie.epn.edu.ec/wss/VirtualDirectories/80/JIEE/historial/XXV/Electrica/Memorias-80-85.pdf>
- [7] M. v. Ullauri Rosillo, “Estructuración de una Base de Datos del SNI Ecuatoriano en DIGSILENT PowerFactory para Análisis de Estabilidad con Modelos Validados de sus Unidades de Generación,” Quito, 2015.
- [8] F. D. Riascos Barraqueta, “Modelación matemática de los sistemas de control de velocidad de unidades de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair ,” Quito, 2020.
- [9] M. Vargas, “Estudio de coordinación de protecciones en líneas de transmisión de la zona norte considerando la influencia del ingreso en operación del sistema de 500 kV,” Quito, 2018.
- [10] J. S. Ramírez Castellanos, “Diseño del Manual de Laboratorio del curso de Análisis de Sistemas de Potencia 1,” 2016.
- [11] A. Gómez Expósito, *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid: Mc Graw Hill, 2002.
- [12] R. M. Mujal Rosas, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Catalunya: Universitat Politècnica de Catalunya, 2014. Accessed: Jan. 04, 2022. [Online]. Available: <https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=KgNqBQAAQBAJ&oi=fnd&pg=>

PA2&dq=Protecci%C3%B3n+de+sistemas+el%C3%A9ctricos+de+potencia&ots=lhSw9AguSM&sig=CmNJPomzeYow6Dm5U2Av7PucKiE#v=onepage&q=Protecci%C3%B3n%20de%20sistemas%20el%C3%A9ctricos%20de%20potencia&f=false

- [13] T. D. Liacco, “Real-time computer control of power systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, 1974.
- [14] DIgSILENT GmbH, “DIgSILENT PowerFactory Version 15 Tutorial.” Gomariningen, Germany, 2014.
- [15] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, *Plan Maestro de Electricidad*. Quito, 2018.
- [16] “Corporación Eléctrica del Ecuador-CELEC EP.” <https://www.celec.gob.ec/transelectric/> (accessed Mar. 09, 2022).
- [17] CELEC EP-TRANSELECTRIC, “DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES,” 2022. Accessed: Feb. 12, 2022. [Online]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/parametros%20limites%20operaciones/Declaraci%C3%B3n-1%C3%ADmites-transferencia-SNT-Transformadores_2022-01-31.pdf
- [18] CELEC EP-TRANSELECTRIC, “DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN,” 2021. Accessed: Feb. 12, 2022. [Online]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/parametros%20limites%20operaciones/Declaraci%C3%B3n-1%C3%ADmites-transferencia-SNT-L%C3%ADneas%20de%20Transmisi%C3%B3n_2021-07-26.pdf
- [19] ELECTROCABLES, “Conductores de Aluminio ACAR,” Guayaquil.
- [20] PROCABLES S.A, “Conductores ACSR.”
- [21] B. Jadán, “Efecto De La Operación Del Svc De La Subestación Chorrillos En La Distorsión Armónica De Corriente Y Voltaje En El Sistema Nacional De Transmisión,” Quito, 2017.
- [22] J. Videla, “Equivalente Thevenin,” 2018.
- [23] COES, “Modelo Electrico SEIN_EPO_Marzo2021.” Lima, 2021. Accessed: Mar. 14, 2022. [Online]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/NuevosProyectos/EstudiosPO>
- [24] CELEC EP-TRANSELECTRIC, “Reporte Postoperativo,” 2022. Accessed: Feb. 12, 2022. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/produccion-4/reporte-postoperativo>

- [25] V. Flores and J. Iza, “Identificación de Fallas Críticas en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y Diseño de un Esquema de Protección Sistémica,” *Revista Técnica" energía"*, pp. 28–34, 2014.
- [26] G. Uquillas, “Plan de desarrollo eléctrico y oportunidades de inversión,” 2020. Accessed: Feb. 12, 2022. [Online]. Available: https://issuu.com/artesjournal/docs/presentacion_ing._gonzalo_uquillas._plan_de_desarr
- [27] COES Sub Dirección de Planificación, “Equivalente Externo del sistema Ecuador-Colombia para la interconexión Ecuador-Perú 500 kV,” Lima, 2021.

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A

GUÍA PARA EL MODELADO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN POWERFACTORY

8.1.1. PREPARACIÓN DE LA PRÁCTICA

En esta práctica se va a realizar el modelado de líneas de transmisión para obtener sus parámetros eléctricos en función del conductor y la geometría de la torre de transmisión.

En primer lugar, se va a tomar datos de los conductores de fase de catálogos de fabricantes en este caso se seleccionó conductores ACSR de PROCABLES S.A. A continuación, se ingresará los datos obtenidos en el módulo “*tower geometry*” de PowerFactory y al finalizar se compara los valores obtenidos en PowerFactory con un programa de Excel.

8.1.1.1. Cálculo de la resistencia

La resistencia es el principal factor que causa las pérdidas de potencia activa por efecto Joule, es por esta razón que se la debe modelar en función de la resistividad del material conductor, la longitud y el área de la sección transversal, este valor es presentado en catálogos de conductores. Se calcula con la expresión:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \Omega$$

Donde:

ρ = resistividad del conductor

l = longitud

A = área de la sección transversal

8.1.1.2. Cálculo de la inductancia

La inductancia representa los enlaces de flujo magnético propio y mutuo que existe a la circular corriente por un conductor, se mide en Henrios. Para calcular la inductancia en una línea de transmisión se debe obtener el radio medio geométrico inductivo del conductor, usualmente este valore se presenta en los catálogos de conductores, se calcula con:

$$L = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{DMG}{RMG_L}\right)$$

Donde:

DMG = Distancia media geométrica

RMG_L = Radio medio geométrico inductivo

8.1.1.3. Cálculo de capacitancia

Al modelar la capacitancia se obtiene la influencia del campo eléctrico que tiene un conductor, se mide en faradios, el efecto capacitivo puede aumentar considerablemente en función de la longitud de la línea, se conoce como efecto ferranti. Se calcula con:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k}{\ln\left(\frac{DMG}{RMG_C}\right)}$$

Donde:

k = permitividad del vacío

DMG = Distancia media geométrica

RMG_C = Radio medio geométrico Capacitivo

8.1.2. Preguntas de comprobación de conocimientos

Las preguntas siguientes se refieren a aspectos analizados en esta práctica. Debe completar las respuestas antes de asistir a la sesión de prácticas y entregarlas al profesor al comienzo de la misma:

Pregunta 1

Se tienen los datos en la **Tabla A. 1** , los datos corresponden al conductor ACSR Bluejay 1113 MCM configuración simplex de doble circuito.

Tabla A. 1. Datos para la pregunta 1		
DMG	RMG_C	RMG_L
m	m	m
10,8125	0,3433	0,3890

Con esos datos determine:

- a) El valor de la Inductancia
- b) El valor de la Capacitancia

Pregunta 2

Indique si las siguientes afirmaciones son verdaderas o falsas:

- a) La inductancia representa el campo eléctrico que tiene una línea de transmisión.
- b) La capacitancia representa el campo magnético que tiene una línea de transmisión.
- c) La resistencia varía en función de la temperatura.
- d) El efecto ferranti es causado por la capacitancia.
- e) La inductancia total se compone de flujo magnético mutuo y propio.
- f) El efecto ferranti ocasiona caídas de tensión al final de una línea de transmisión.

8.1.3. Ejecución de la practica

8.1.3.1. Objetivos

- Utilizar software especializado en el análisis de sistemas eléctricos de potencia
- Utilizar catálogo de conductores ACSR reales.
- Modelar la línea de transmisión de acuerdo a la disposición geométrica de las torres, disposición del haz conductores y características de los conductores (diámetro, resistencia, ampacidad).

8.1.3.2. Instrucciones

Para el modelado tanto para conductores ACAR y ACSR, se toman valores reales de catálogos de fabricantes.

a) Catálogo de conductores ACSR PROCABLES S.A

Del catálogo se obtienen los valores de diámetro exterior del conductor, resistencia a 20°C, y capacidad de corriente. Para el ejemplo se utilizará el conductor BLUEJAY 1113 MCM, como se muestra en **Figura A. 1**.

Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total								
Code word	Total mass						Stress at 1% extension of each steel wire		Rated strength		Nominal d.c. resistance at 20 °C		Ampacity
	Aluminum		Steel		Total								
	kg/km	lb/ kft	kg/km	lb/ kft	kg/km	lb/ kft	Mínimo MPa	Minimum ksi	kgf	kips	Ω/ km	Ω/kft	A*
Crane	824,4	1226,8	301,1	448,0	1125	1675	1241	180	31,0	14046	0,065	0,0199	943
Ruddy	849,6	1264,3	165,5	246,3	1015	1511	1275	185	24,4	11086	0,063	0,0193	949
Canary	849,6	1264,3	310,3	461,7	1160	1726	1241	180	31,9	14475	0,063	0,0193	960
Catbird	896,3	1333,9	70,2	104,5	966,5	1438	1172	170	19,8	8964	0,059	0,0181	976
Rail	900,5	1340,1	175,5	261,1	1076	1601	1275	185	25,9	11751	0,060	0,0182	983
Cardinal	1340,2	900,6	489,4	328,9	1830	1229	1241	180	15344	33,8	0,060	0,0182	996
Tanager	1444,5	970,6	113,1	76,02	1558	1047	1172	170	9707	21,4	0,055	0,0167	1025
Ortolan	1451	975	282,5	189,9	1734	1165	1275	185	12552	27,8	0,065	0,0168	1033
Curlew	1451,2	975,2	530,0	356,1	1981	1331	1241	180	16615	36,6	0,055	0,0168	1046
Bluejay	1564	1051	304,8	204,8	1869	1256	1275	185	13533	29,8	0,051	0,0156	1081
Finch	1571,7	1056	559,6	376,1	2131	1432	1310	190	17226	39,1	0,051	0,0157	1092
Bunting	1675,5	1126	326,2	219,2	2002	1345	1275	185	14494	32,0	0,048	0,0146	1127

Figura A. 1. Características eléctricas de los conductores.

De la figura 1 se obtiene:

$$R_{20^{\circ}C} = 0.051 \frac{ohm}{km}$$

$$Ampacidad = 1081 A$$

La tabla se compone de dos partes la **Figura A. 1** muestra los parámetros eléctricos y la **Figura A. 2** muestra los datos constructivos del conductor (número de hilos, diámetro de cada hilo, Diámetro exterior) en mm y pulgadas.

Nombre clave	Calibre	N° hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero		Diámetro exterior		Área sección de Aluminio	
		Aluminio	Acero	Aluminio		Acero							
Code word	Size	N° of wire		Nominal wire diameter				Steel core diameter		Overall cable diameter		Aluminum cross section	
				Aluminum		Steel							
		AWG or kcmil	Aluminum	Steel	mm	mils	mm	mils	mm	in	mm	in	mm ²
Crane	874,5	54	7	3,23	127,2	3,23	127,2	9,69	0,381	29,1	1,144	442,5	873,2
Ruddy	900	45	7	3,59	141,4	2,40	94,3	7,19	0,283	28,7	1,131	456	899,9
Canary	900	54	7	3,28	129,1	3,28	129,1	9,84	0,387	29,5	1,162	456	899,9
Catbird	954	36	1	4,14	162,8	4,14	162,8	4,14	0,163	29,0	1,140	483,4	954,1
Rail	954	45	7	3,70	145,6	2,47	97,1	7,4	0,291	29,6	1,165	483,3	953,8
Cardinal	954	54	7	3,38	132,9	3,38	132,9	10,1	0,399	30,4	1,196	483,4	954
Tanager	1033,5	36	1	4,30	169,4	4,30	169,4	4,3	0,169	30,1	1,186	523,5	1033
Ortolan	1033,5	45	7	3,85	151,5	2,57	101,0	7,7	0,303	30,8	1,212	523,3	1033
Curlew	1033,5	54	7	3,51	138,3	3,51	138,3	10,5	0,415	31,8	1,245	523,4	1033
Bluejay	1113	45	7	4,00	157,3	2,66	104,9	7,99	0,315	32,0	1,258	564,1	1113
Finch	1113	54	19	3,65	143,6	2,19	86,2	11,0	0,433	32,8	1,292	564,1	1113
Bunting	1192,5	45	7	4,14	162,8	2,76	108,5	8,20	0,326	33,1	1,302	604,3	1193

Figura A. 2. Características físicas de los conductores.

El diámetro exterior obtenido en la **Figura A. 2** permite ingresar el radio medio geométrico en el software.

$$\text{Diámetro exterior} = 32.00 \text{ mm}$$

b) Ejemplo Modelado de la Línea de Transmisión Santa Rosa-Totoras

Se tomará como referencia la línea de transmisión de 230 kV del SNI, que une a la subestación Santa rosa (Quito) con la subestación Totoras (Ambato), es una estructura de doble circuito con conductores 1113 MCM Bluejay con una longitud de 110.1 km. En la **Figura A. 3** se muestra la disposición de fases

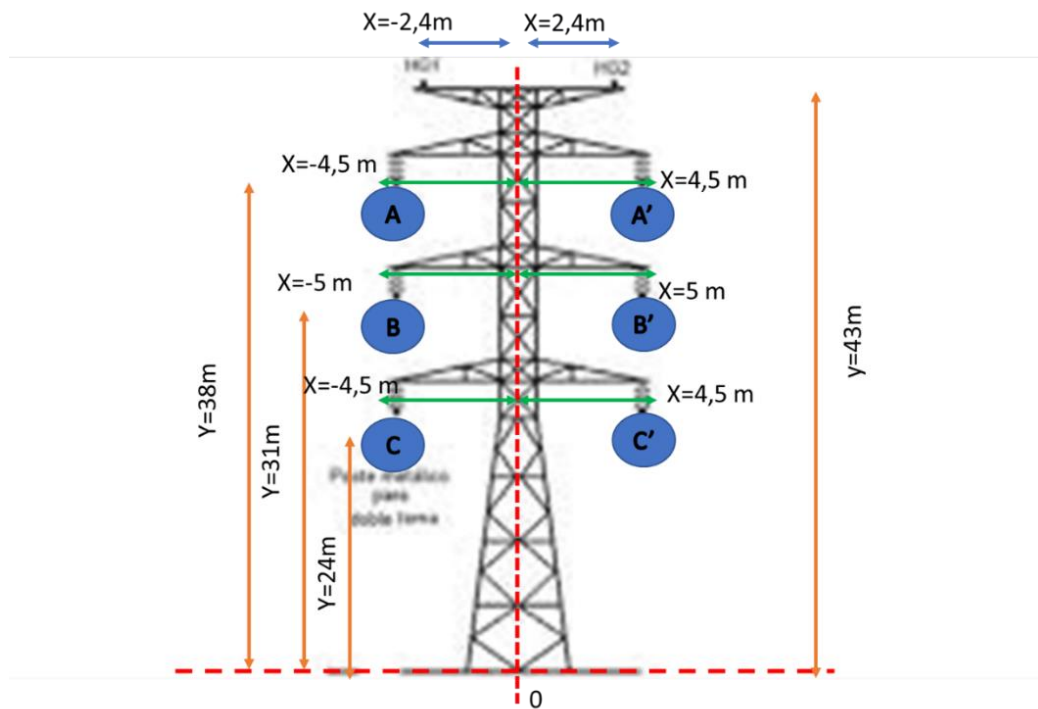


Figura A. 3. Disposición de los conductores de fase.

Por ejemplo, en la figura 8, en la fase **A** los valores negativos del eje x de cada fase significa que desde el centro de la torre hacia la izquierda existen 4.5 m y los valores de Y significa que existen 38 m desde el suelo. De manera similar para la fase **A'** el valor de x es positivo eso quiere decir que desde el centro de la torre hacia la derecha existen 4.5 m, el valor de Y es 38 m desde el suelo hacia el conductor.

c) Modelado de los conductores en PowerFactory

Existen conductores de fase y conductores de guarda. Primero se debe crear un nuevo proyecto de línea de transmisión utilizando la geometría de la torre como se indica en la **Figura A. 4**.

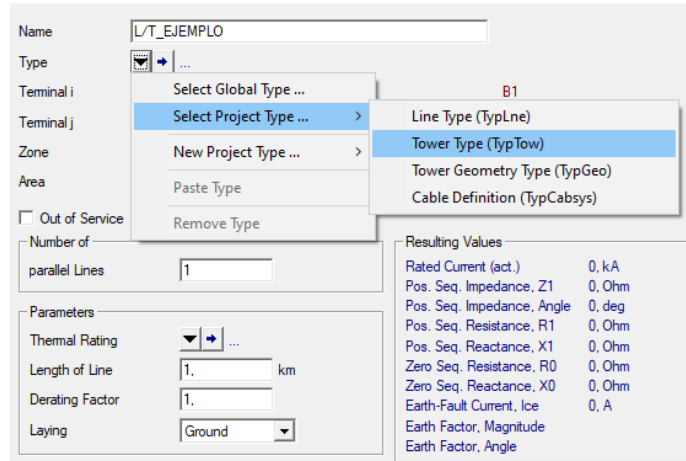


Figura A. 4. Módulo para el ingreso de datos de la línea de transmisión en PowerFactory.

Se abrirá la siguiente ventana como se muestra en la **Figura A. 5**, donde se puede elegir el número de conductores de fase y conductores de guarda. Como se puede apreciar se deberá ingresar dos conductores de guarda y dos circuitos de fase.

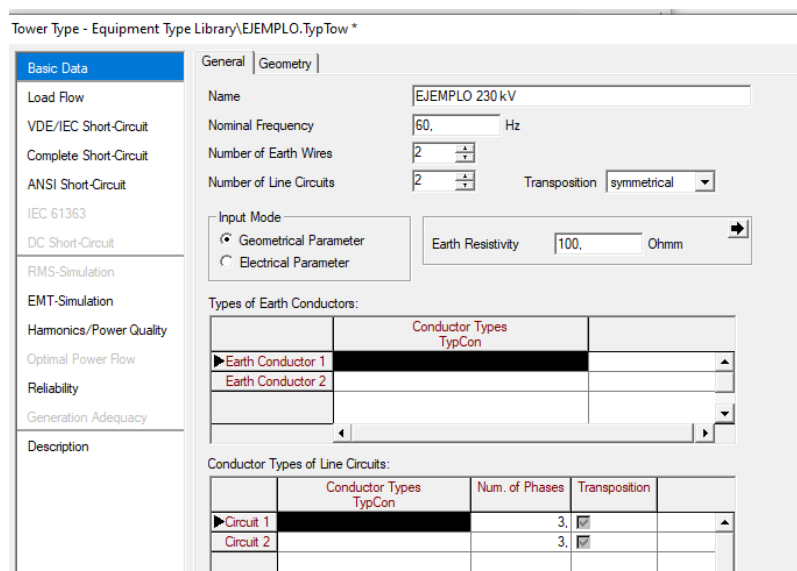


Figura A. 5. Módulo "Tower Type".

Para crear el conductor de fase se deberán considerar los valores del conductor ACSR BLUEJAY obtenidos en tablas. Damos clic en el conductor de fase y se abrirá la siguiente ventana, damos clic derecho en la parte blanca, seleccionamos en "new" y la opción "others" como se muestra en la **Figura A. 6**.

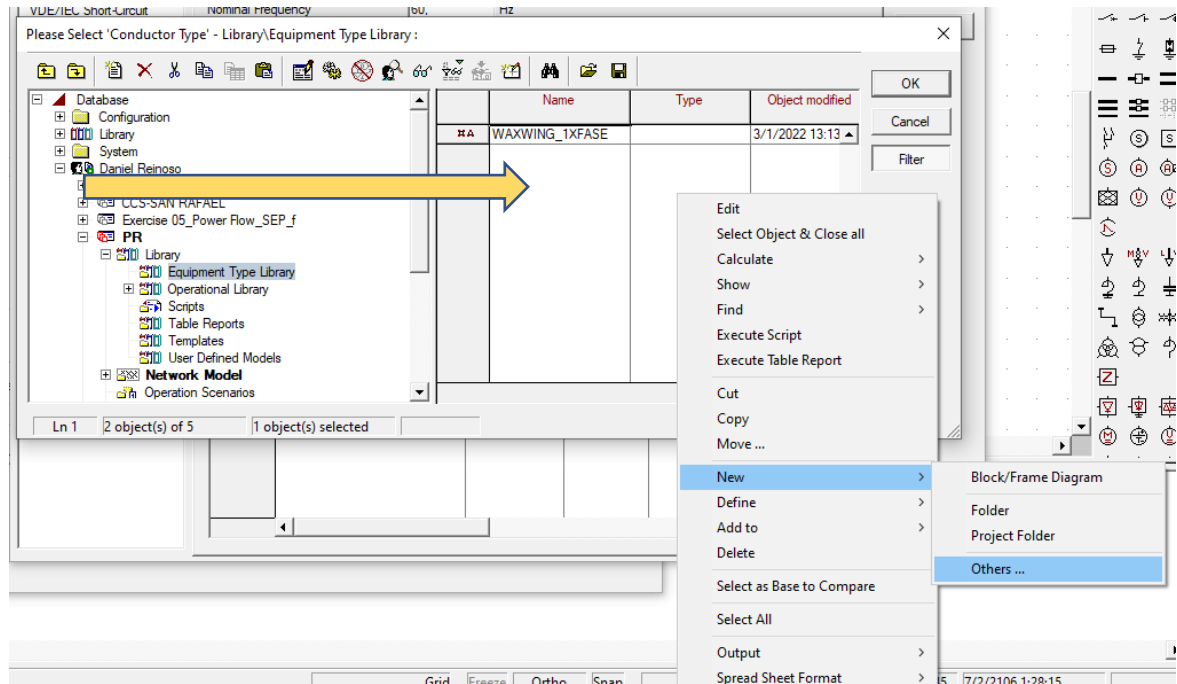


Figura A. 6. Pasos para crear un nuevo conductor.

Se abrirá una nueva ventana en donde se ingresará el nombre del conductor, voltaje nominal, capacidad de corriente, número de conductores por fase, resistencia DC a 20 °C, radio medio geométrico y diámetro exterior en milímetros.

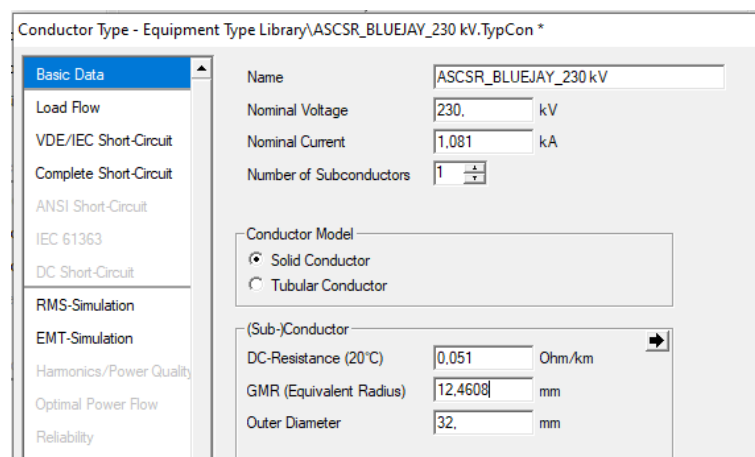


Figura A. 7. Datos para el conductor ACSR BLUEJAY.

Para ingresar el GMR se debe calcular con la ecuación:

$$GMR = \left(\frac{\text{Diámetro exterior}}{2} \right) \cdot e^{-\frac{1}{4}}$$

Antes de guardar se debe modificar la opción por corrección de temperatura para la resistencia, en la opción Load flow, en la **Figura A. 8** se muestra la opción para modificar el *coeficiente de temperatura* = 0.0039, si no se realiza este paso, se mostrará un error.

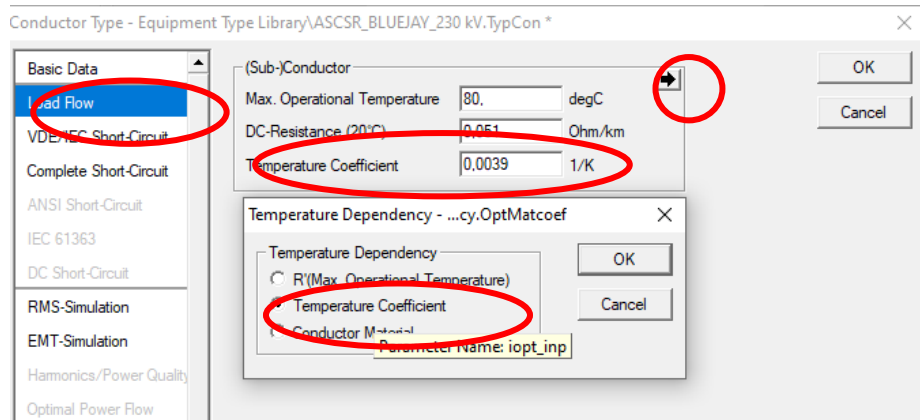


Figura A. 8. Ajuste del coeficiente de temperatura para la variación de la resistencia en función de la temperatura de operación.

Se debe realizar los mismos pasos para ingresar los conductores de guarda en la **Figura A. 9** se muestran los datos que se deben ingresar. Los conductores de guarda que se utilizan son de acero galvanizado 3/8.

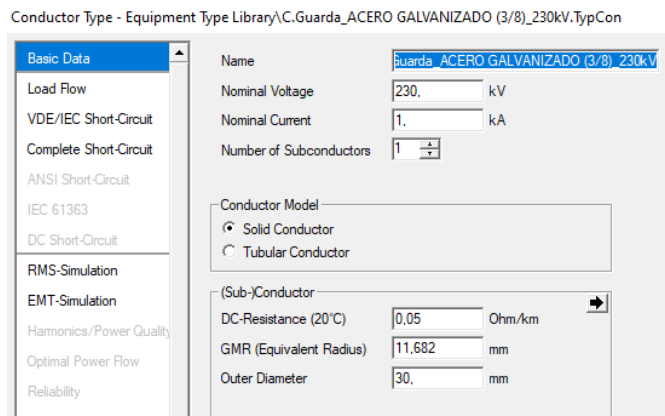


Figura A. 9. Conductor de guarda acero galvanizado 3/8.

Para ingresar la disposición de las fases se elige la opción “*geometry*”, y se ingresa los datos de la **Figura A. 3**.

La **Figura A. 10** muestra los datos ingresados en PowerFactory, seleccionamos en guardar y se calcularan los parámetros eléctricos.

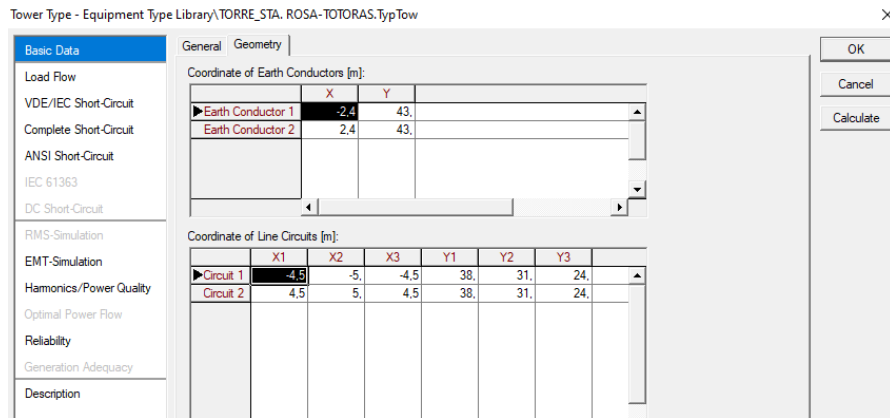


Figura A. 10. Disposición geométrica de los conductores de fase y de guarda en PowerFactory.

Se deberán ingresar el número de circuitos que en este caso son dos al ser una línea de transmisión doble circuito y la longitud que es 110.1 km. De lo contrario existirá un error como se muestra en la **Figura A. 11**:

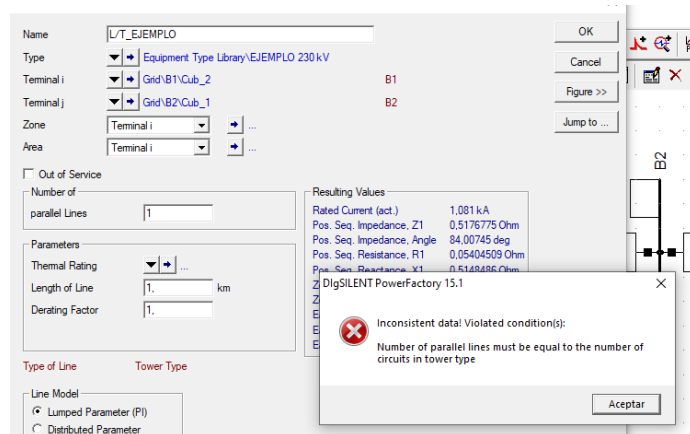


Figura A. 11. Error mostrado al ingresar un solo circuito como dato.

8.1.4. Resultados de la Practica

Para visualizar los resultados de R, XL y Bc se selecciona la opción “load Flow” del modelo de torre, como se muestra en la **Figura A. 12**.

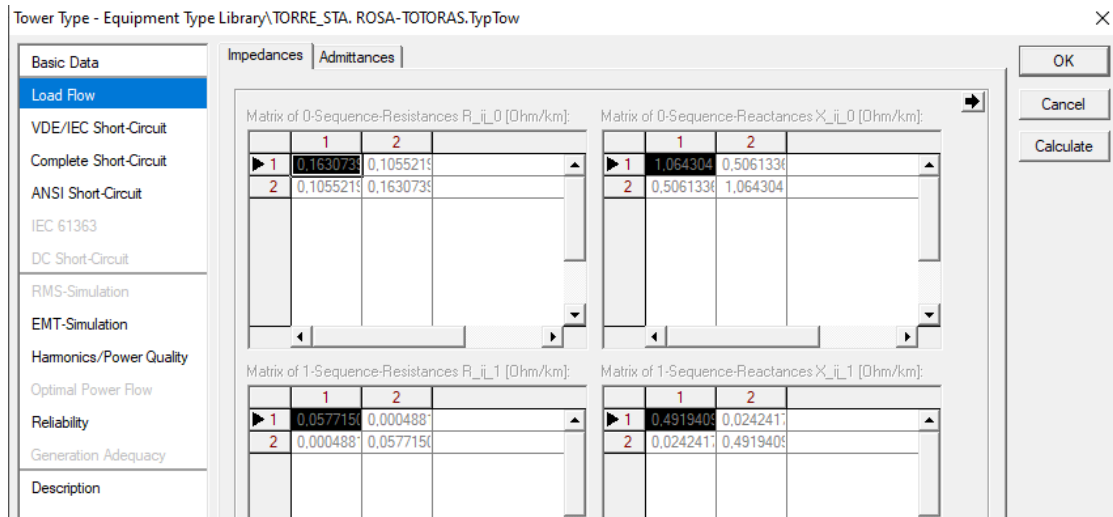


Figura A. 12. Resultados por circuito de R, XL y Bc.

PowerFactory muestra los resultados de R, XL Y Bc por circuito, por lo que al ingresar las dos líneas en paralelo de acuerdo a la teoría de cuadripolos se obtienen los siguientes resultados para una y dos ternas, ver **Tabla A. 2** .

Tabla A. 2. Resultados obtenidos en PowerFactory.

Ternas	Resultados PowerFactory		
	R	X	BC
	<i>ohm/km</i>	<i>ohm/km</i>	<i>μS/km</i>
1 terna	0,0582	0,5162	3,2552
2 ternas	0,0291	0,2581	6,5104

Programa de cálculo de parámetros eléctricos en líneas de transmisión desarrollado en Excel

Para comprobar los resultados obtenidos en PowerFactory se ingresan los mismos datos en el programa de Excel, en **Figura A. 13** se muestra la interfaz principal del programa.



Figura A. 13. Interfaz principal del programa desarrollado en Excel.

En la **Figura A. 14** se muestra el tipo de configuración de conductores disponible para el modelado de las torres de transmisión.



Figura A. 14. Menú Principal.

La configuración de la línea de transmisión TOTORAS-SANTA ROSA corresponde a la torre escalonada circuito doble, un conductor por fase ACSR BUEJAY 1113 MCM, ver **Figura A. 15**.

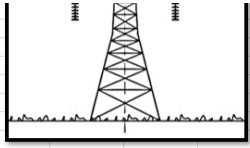
		DMGeq	10,81255243								
DATOS											
F(HZ)	60										
Temperatura	20										
Factor temp.	0,0039										
Longitud	1	km									
CODE WORD	RESISTENCIA		GMR(ft)	Separacion entre fases		Separacion de cond. de la misma fase					
	20°C (ohm/mi)	50°C (ohm/mi)		Unidad de entrada	Conversion a metros	d	Unidad de entrada	Conversion a metros			
BLUEJAY	0,0861	0,0941	0,0415	D.Mensula mas corta	9	Metros	9	d	0,45	Metros	0,45
				D.mensula mas larga	10	Metros	10				
				D.vertical entre mensulas	7	Metros	7				
		GMR(L)m	0,01264858								
		GMR(C)m	0,0162411								

Figura A. 15. Ingreso del conductor y disposición geométrica de los conductores.

Con los datos ingresados se obtienen los resultados para todas las configuraciones de haz de conductores desde simplex hasta cuádruplex, ver **Figura A. 16**.

0,0861						
5,35115E-05						
SELECCION DE UNIDADES DE MEDIDA						
	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD	UNIDAD
	Ohm/Km	H/Km	Ohm/Km	F/Km	Mohm*Km	S/Km
TIPO	R	L	XL	C	XC	BC
	Ohm/Km	H/Km	Ohm/Km	F/Km	Mohm*Km	S/Km
SÍMPLEX	0,0582126	0,000689928	0,26009676	1,67334E-08	1,5852E+05	6,3083E-06
DUPLEX	0,02675575	0,000511343	0,19277175	2,23046E-08	1,1893E+05	8,4086E-06
TRÍPLEX	0,01783717	0,000451815	0,17033009	2,5089E-08	1,0573E+05	9,4583E-06
CUÁDRUPLEX	0,01337787	0,000413386	0,15584287	2,73287E-08	9,7062E+04	1,0303E-05

Figura A. 16. Resultados Obtenidos para cada una de las configuraciones del haz de conductores.

Al comparar los resultados obtenidos de PowerFactory se puede apreciar en la **Tabla A. 3** un error inferior al 5% en XL y BC, lo cual es un valor muy pequeño y aceptable para comprobar que los resultados obtenidos en PowerFactory son correctos.

Tabla A. 3. Resultados obtenidos en PowerFactory vs Resultados Excel

Ternas	Resultados PowerFactory			Resultados herramienta Excel			Error		
	R	X	BC	R	X	BC	R	X	BC
	ohm/km	ohm/km	μS/km	ohm/km	ohm/km	μS/km	%	%	%
1 terna	0,0582	0,5162	3,2552	0,0582	0,5202	3,1542	0	0,777	3,105
2 ternas	0,0291	0,2581	6,5104	0,0291	0,2601	6,3083	0	0,777	3,105

8.1.5. Actividad:

Presentar el informe de la práctica con la simulación y el análisis de los resultados obtenidos. Utilizar el conductor CARDINAL que se muestra en la figura 1 y 2 y repita nuevamente el procedimiento para la misma configuración de torre.

El formato se sujetará al siguiente formato:

DATOS INFORMATIVOS:

INTRODUCCIÓN:

(Descripción de la práctica)

MATERIALES Y EQUIPOS A UTILIZAR:

(Especificar puntualmente los materiales y herramientas que se van a utilizar)

PROCEDIMIENTO:

(Indicar paso a paso todo el procedimiento que se siguió para realizar la práctica indicada)

ANÁLISIS DE RESULTADOS:

CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES:

REFERENCIAS:

8.1.6. Resultados esperados:

- El correcto modelado de líneas de transmisión utilizando software especializado.
- La inclusión de software de simulación en el modelado de líneas de transmisión.
- Minimizar tiempos de cálculo de los parámetros de líneas de transmisión.


8.1.7. Bibliografía

[1] J. Grainger, Analisis de los Sistemas Electricos de Potencia, Carolina del Norte: McGeaw-Hill, 1996.

[2] H. Saadat, Power System Analysis, Milwauke: Mc-Graw Hill, 1999.


8.2. ANEXO B

DECLARACION DE LÍMITES DE TRANSFERENCIAS DE LAS INSTALACIONES DEL SNT-LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

 <p>CELEC EP Corporación Eléctrica del Ecuador TRANSELECTRIC</p>	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento Sección de Ingeniería	Fecha 26/7/2021
		Página 1 de 3

Voltaje	Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo	Calibre	Continua [A] [MVA]		Emergencia [A] [MVA]		Número de Circuitos	Observaciones
500 kV										
	Coca Codo Sinclair - San Rafael - L1	8.0	ACAR	4x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
	Coca Codo Sinclair - San Rafael - L2	8.3	ACAR	4x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
	El Inga - Tisaleo	149.3	ACAR	3x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
	San Rafael - El Inga - L1	123.9	ACAR	4x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
	San Rafael - El Inga - L2	123.5	ACAR	4x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
	Tisaleo - Chorrillos	197.0	ACAR	3x1100	2000	1732.05	2400	2078.46	1	
230 kV										
	Baba - Quevedo	43.0	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Chorrillos - Esclusas	37.9	ACAR	750	746	297	806	321	1	Tramo 1: 3,275 km; Tramo 2: 27,31 km 1113 ACSR Bluejey; Tramo 3: 7,3 km 750 ACAR
	Chorrillos - Nueva Prosperina	13.6	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	Tramo 3,2 km 1200 ACAR; tramo 10,43 km 1113 ACSR
	Chorrillos - Pascuales C1-C2	4.8	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	Tramo 1: 2,08 km 1113 ACSR Bluejey; Tramo 2: 2,72 km 1200 ACAR
	Chorrillos - Pascuales C3-C4	4.6	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	Tramo 1: 1,33 km 1113 ACSR Bluejey; Tramo 2: 3,275 km 1200 ACAR
	Durán - Esclusas	37.5	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	
	Esclusas - Termoguayay	0.2	ACAR	750	620	247	743	296	1	
	Inga - Pomasqui	34.8	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	2	
	Inga - Santa Rosa	32.0	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	2	
	Jivino - Shushufindi	28.0	ACAR	750	746	297	806	321	1	Línea de doble circuito, energizado el C1
	Machala - Zorritos	110.0	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	
	Manduriacu - Santo Domingo	68.6	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	2	
	Milagro - Dos Cerritos	42.9	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Milagro - Durán	36.8	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	
	Milagro - Machala	135.2	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	
	Milagro - Minas San Francisco	153.3	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	13, 14 km 1200 ACAR; 140, 16 km 2x750 ACAR
	Milagro - Pascuales	52.8	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Milagro - Zhoray	120.7	ACSR Bluejey	1113	858	342	1110	442	2	
	Minas San Francisco - Machala	60.4	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	13, 14 km 1200 ACAR; 47,22 km 2x750 ACAR
	Molino - Pascuales	188.5	ACSR Bluejey	1113	858	342	1110	442	2	
	Molino - Taday	41.4	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	Tramo 31,3 km 1113 ACSR Bluejey; tramo 10,1 km 1200 ACAR
	Molino - Zhoray	15.0	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	2	
	Nueva Prosperina - Trinitaria	20.3	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Pascuales - Dos Cerritos	9.9	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Pimampiro - Jamondino C1-C2	138.7	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Pimampiro - Jamondino C3-C4	132.0	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Pomasqui - Pimampiro C1-C2	82.3	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Pomasqui - Pimampiro C3-C4	82.2	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Quevedo - Chorrillos	143.4	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	Tramo 1: 141,25 km 1113 ACSR Bluejey; Tramo 2: 2,2 km 1200 ACAR
	Quevedo - San Gregorio C1-C2	113.5	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Riobamba - Totoras	42.9	ACSR Bluejey	1113	858	342	1110	442	1	
	San Francisco - Totoras	44.6	ACSR	795	708	282	886	353	2	
	San Gregorio - San Juan de Manta C1-C2	41.0	ACAR	1200	816	324.91	994	396.17	2	
	San Rafael - Jivino	82.2	ACAR	750	746	297	806	321	2	
	Santa Rosa - Pomasqui	45.9	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Santa Rosa - Santo Domingo	78.3	ACSR Bluejey	1113	858	342	1110	442	2	
	Santa Rosa - Totoras	110.1	ACSR Bluejey	1113	858	342	1110	442	2	
	Santo Domingo - Baba	62.0	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Santo Domingo - Esmeraldas	156.8	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Santo Domingo - Quevedo	104.6	ACSR Bluejey	1113	886	353	1110	442	1	
	Sopladora - Esclusas	182.7	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	Tramo 37 km 2x1100 ACAR
	Sopladora - Milagro	181.7	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	Tramo 37 km 2x1100 ACAR
	Taday - Bomboiza	111.6	ACAR	1200	833	332	1074	428	2	
	Taday - Riobamba	135.5	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	Tramo 125,4 km 1113 ACSR Bluejey; tramo 10,1 km 1200 ACAR
	Taday - Totoras	178.4	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	Tramo 100,3 km 1113 ACSR Bluejey; tramo 10,1 km 1200 ACAR
	Trinitaria - Esclusas	7.4	ACAR	2x750	1240	494	1489	593	1	

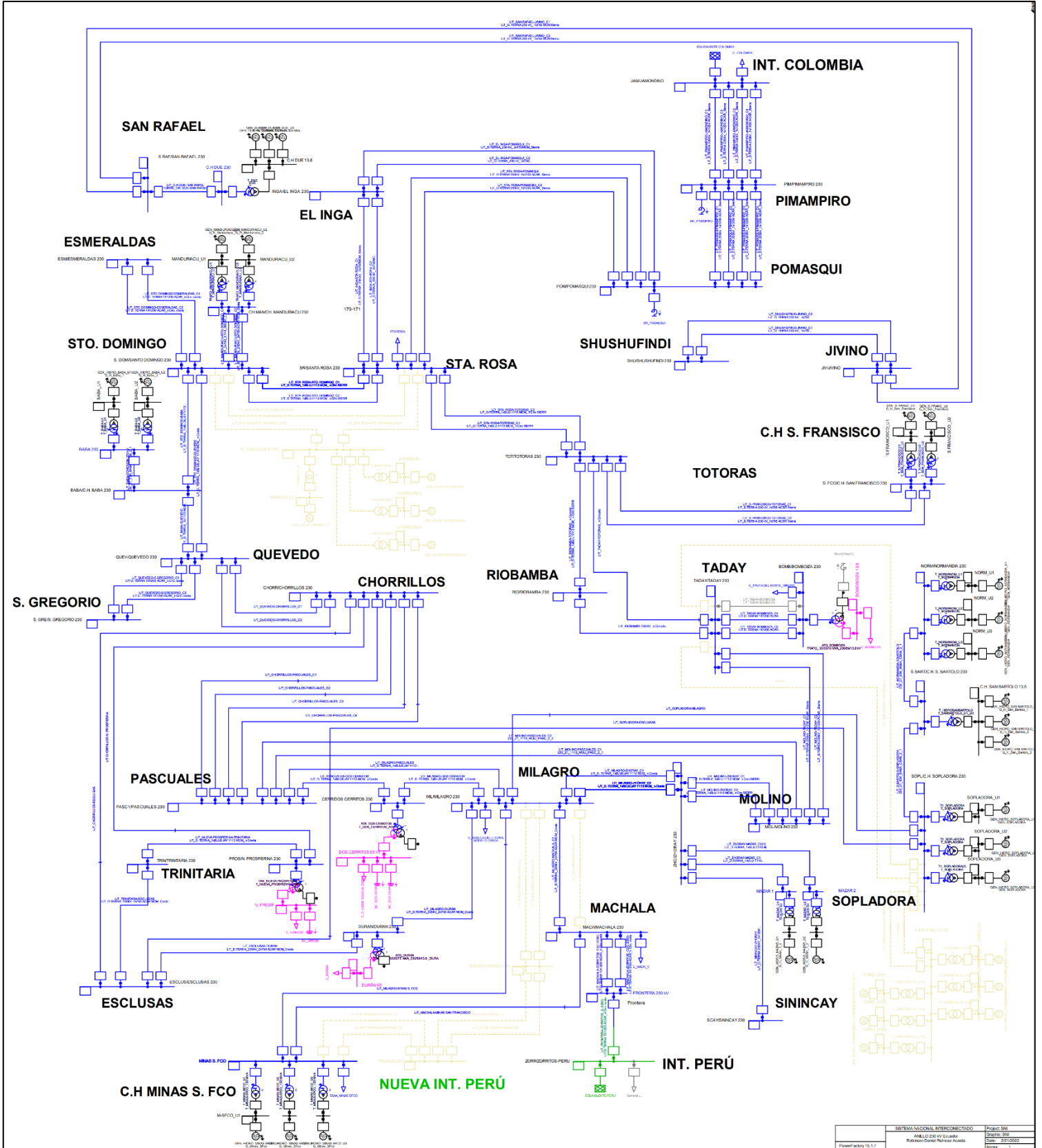
UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Código
		Versión 01
		Fecha 26/7/2021
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento Sección de Ingeniería	Página 2 de 3

Voltaje	Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo	Calibre	Continua		Emergencia		Número de Circuitos	Observaciones
					[A]	[MVA]	[A]	[MVA]		
	Zhoray - Mazar	2.0	ACSR Bluejay	1113	886	353	1110	442	2	
	Zhoray - Sinincay	52.0	ACAR	1200	833	332	1074	428	1	
138 kV										
	Agoyan - Baños	1.9	ACSR Rook	636	690	165	778	186	2	
	Ambato - Totoras	7.7	ACAR	750	619	148	682	163	1	
	Baños - Topo	27.1	ACSR Patridge	266,8	377	90	460	110	1	
	Baños -Totoras	31.7	ACSR Rook	636	690	165	778	186	2	
	Chone - Severino	30.3	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Chongón - Posorja	71.8	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Chongón - Santa Elena C1	81.6	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Chongón - Santa Elena C2	84.7	ACAR	1200	1113	266	1335	319	1	
	Cuenca - Gualaico	20.9	ACSR	266,8	372	88,8	460	110	1	
	Cuenca - Paz	60.5	ACAR	500	469	112	619	148	1	
	Cuenca - Yanacocha	131.8	ACSR Brant	397,5	418	100	590	141	1	Un tramo de 5,6 km 500 ACAR
	Daule Peripa - Chone	63.2	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Daule Peripa - Portoviejo	91.2	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	2	
	Delsintanisagua - Cumbatzata	18.1	ACSR Patridge	266,8	377	90	460	110	1	Tramo 1: 0,472 km 500 ACAR; Tramo 2: 17,06 km 266,8 ACAR
	Delsintanisagua - Yanacocha C1-C2	33.5	ACAR	1200	1389	332	1791	428	2	
	Esclusas - Caraguay	5.4	ACSR	750	619	148	757	181	2	
	Esclusas - Intervisa	0.5	ACSR	566,5	469	112	619	148	1	
	Gas Machala - San Idelfonso	11.2	ACSR	2x750	1238	296	1519	363	1	Se declara como un solo circuito ya que se encuentra encuelado los dos extremos
	Gualaico - Limón	45.1	ACSR	266,8	372	88,8	460	110	1	
	Ibarra - Pimampiro	25.9	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	Tramo 10,03 km 477 ACAR; tramo 15,05 km 750 ACAR
	Jaramijó - Manta	6.4	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	Un tramo de 0,964 km 750 ACAR
	Jaramijó - Montecristi	8.2	ACAR	750	577	138	678	162	1	
	La Concordia - Pedernales	79.7	ACAR	1200	847	202,57	1018	243,35	1	
	La Concordia - Quindindé	41.4	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Limón - Méndez	33.0	ACSR	266,8	372	88,8	460	110	1	
	Loreto - Francisco de Orellana	55.7	ACAR	300	377	90	473	113	1	
	Méndez - Macas	51.4	ACSR	266,8	372	88,8	460	110	1	
	Milagro - Babahoyo C1-C2	41.3	ACAR	1200	1389	332	1791	428	2	
	Milagro - San Idelfonso	112.8	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	2	
	Molino - Cuenca	67.1	ACSR Brant	397,5	418	100	590	141	2	
	Montecristi - San Gregorio	26.0	ACSR Flicker	477	460	110	573	137	1	
	Mulaló - Vicentina	68.2	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Pasuales - Chongón C1-C2	24.2	ACCFRCR JLRX1/F	477	935	223,48	1055	252,16	2	Para conexionado de equipos y barra AAC Blubel
	Pasuales - Policentro	15.1	ACSR Flicker	477	460	110	573	137	2	
	Pasuales - Salitral	17.4	ACSR Flicker	477	460	110	573	137	2	
	Paz - Yanacocha	74.8	ACAR	500	469	112	619	148	1	
	Pimampiro - Tulcán	80.3	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	Tramo 64,45 km 477 ACAR; tramo 15,05 km 750 ACAR
	Pomasqui - Ibarra	60.5	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Pomasqui - San Antonio	6.0	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Portoviejo - San Gregorio	8.0	ACSR Flicker	477	460	110	573	137	1	
	Pucará - Ambato	25.7	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Pucará - Mulaló	42.3	ACAR	750	619	148	682	163	1	
	Puerto Napo - Tena	4.5	ACSR Patridge	266,8	377	90	460	110	1	Tramo 1: 4,06 km 266,8 ACAR ; Tramo 2: 0,439 km 500 ACAR
	Puyo - Puerto Napo	62.0	ACSR Patridge	266,8	377	90	460	110	1	Tramo 1: 61,5 km 266,8 ACAR ; Tramo 2: 0,439 km 500 ACAR
	Quevedo - Daule Peripa	43.2	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	2	
	Quindindé - Esmeraldas	74.0	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	San Antonio - Ibarra	54.5	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	San Idelfonso - Machala	21.0	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	2	
	Santo Domingo - Esmeraldas	154.8	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Santo Domingo - La Concordia	39.1	ACSR Brant	397,5	473	113	590	141	1	
	Tena - Loreto	86.4	ACAR	300	377	90	473	113	1	
	Topo - Puyo	27.8	ACSR Patridge	266,8	377	90	460	110	1	
	Trinitaria - Salitral C1-C2	11.0	ACSR Flicker	477	460	110	573	137	2	
Voltaje	Línea de Transmisión	Longitud [km]	Tipo	Calibre	Continua		Emergencia		Número de Circuitos	Observaciones
	Tulcán - Panamericana	15.5	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Vicentina - Pomasqui	20.7	ACSR Flicker	477	469	112	669	160	1	
	Yanacocha - Loja	13.6	ACSR Brant	397,5	418	100	590	141	2	Un tramo de 5,6 km 500 ACAR

8.3. ANEXO C

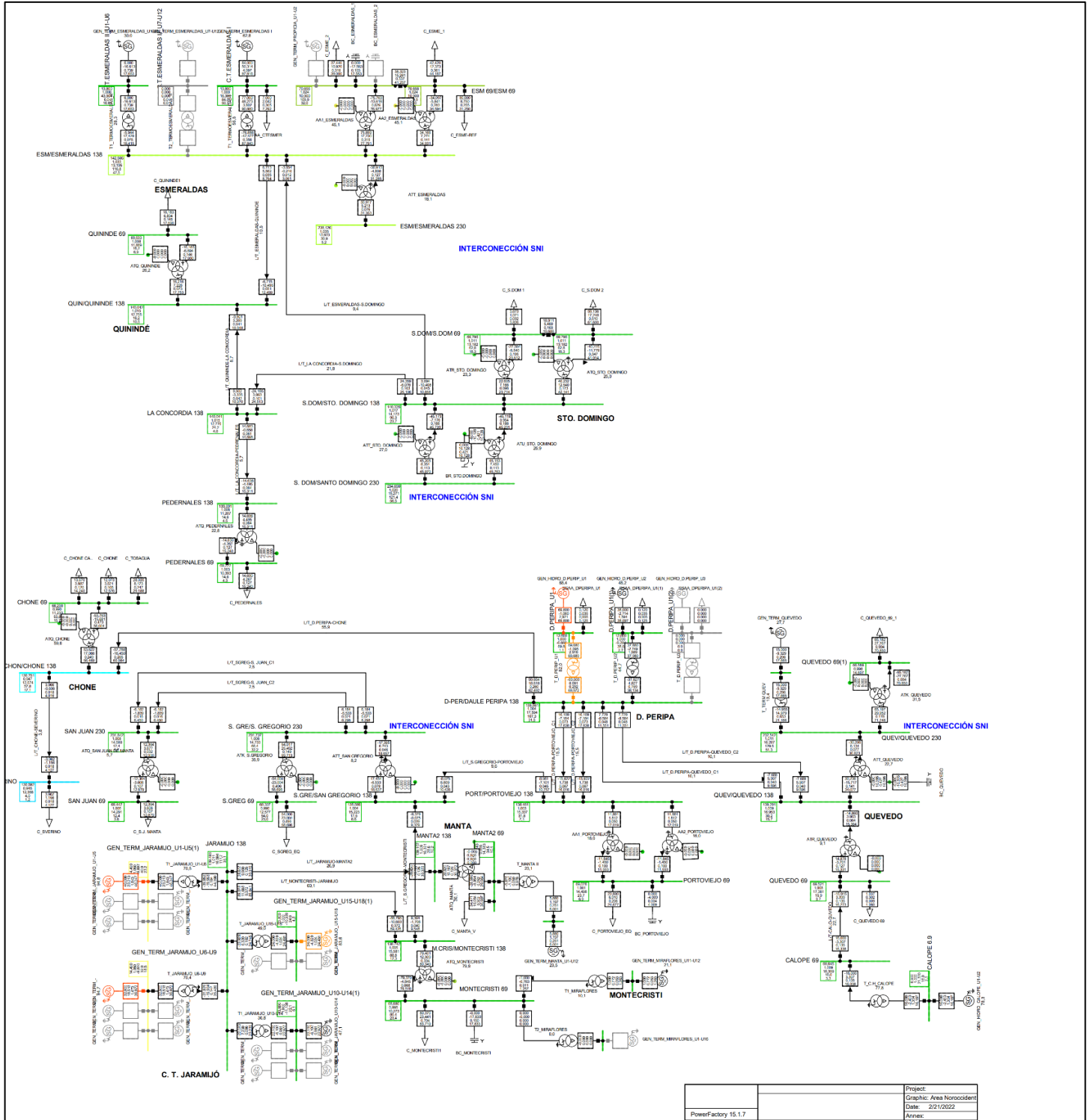
ZONA SNI MODELADA EN POWERFACTORY



SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	Project SNI
ANILLO 220 kV Ecuador	Drawing No.
Relación Electr. Transfer. Potencia	20150302
Powerfactory 15.1.7	Author

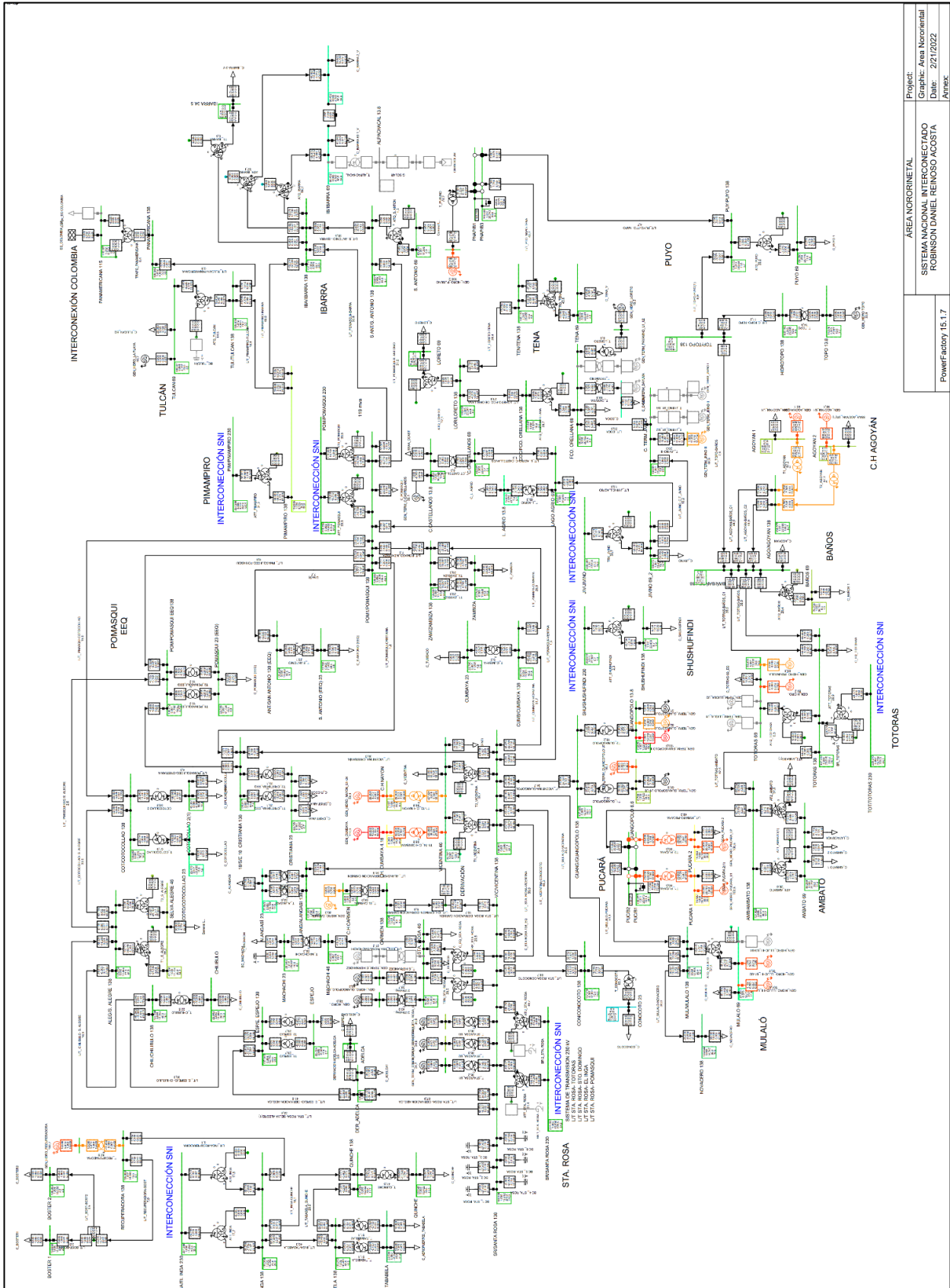
8.4. ANEXO D

ZONA NOROCCIDENTAL MODELADA EN POWERFACTORY



8.5. ANEXO E

ZONA NORORIENTAL MODELADA EN POWERFACTORY

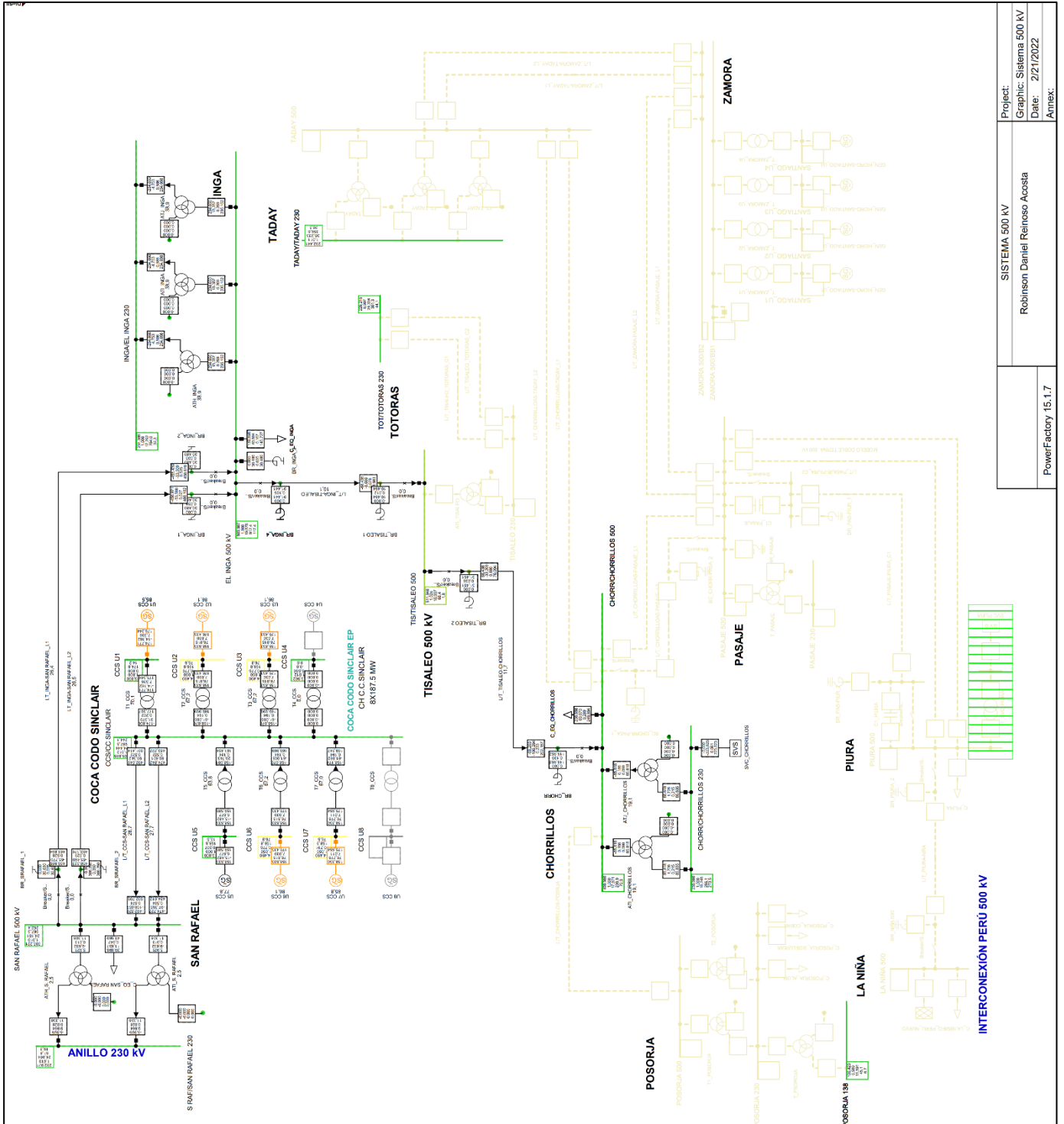


AREA NORORIENTAL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ROBINSON DANIEL REINOSO ACOSTA	Project: Graphic: Area Nororiental Date: 2/21/2022 Annex
---	---

PowerFactory 15.1.7

8.6. ANEXO F

ZONA SISTEMA 500 kV MODELADO EN POWERFACTORY

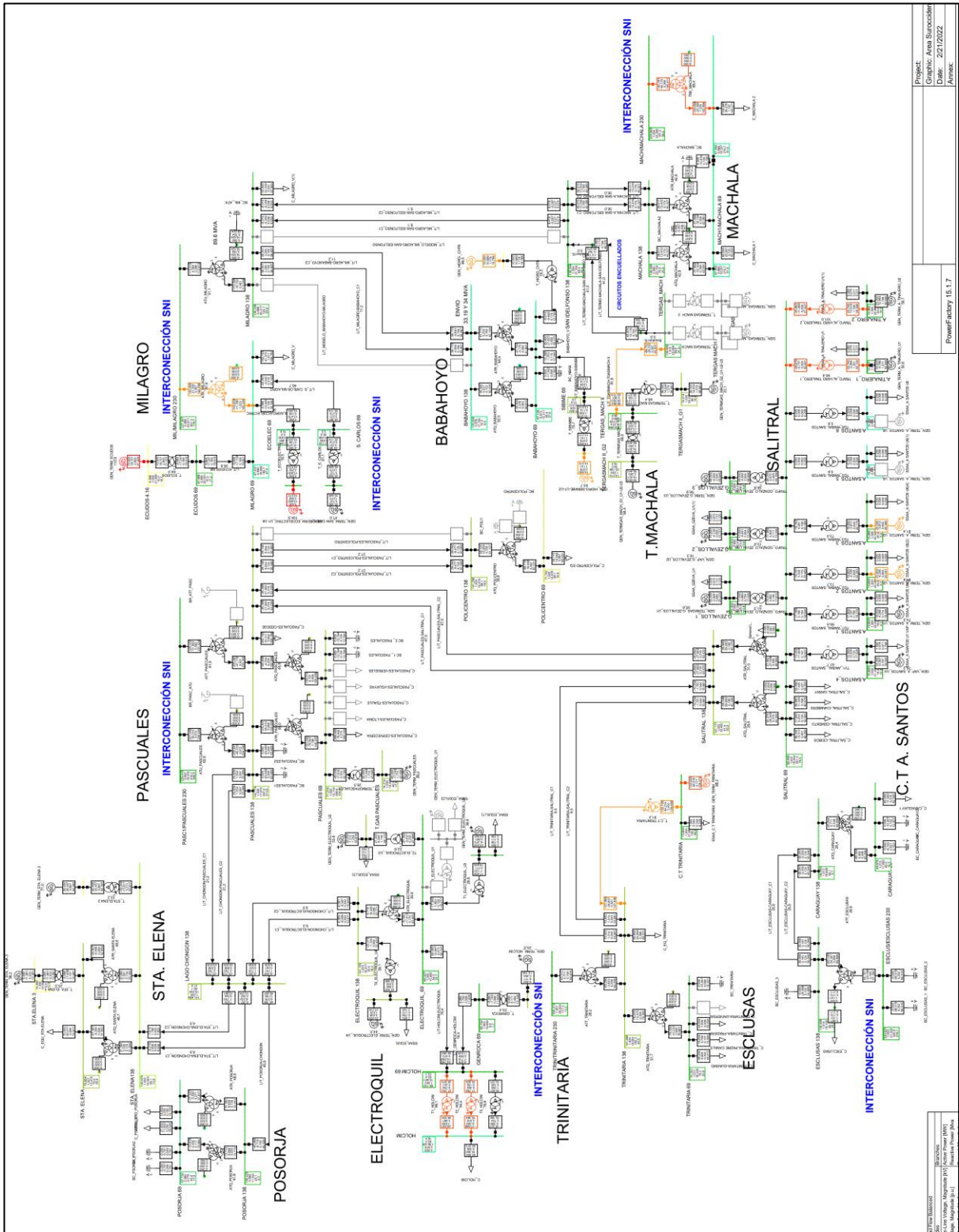


Project:	SISTEMA 500 kV
Graphic:	Sistema 500 kV
Date:	2/21/2022
Author:	Robinson Daniel Reinoso Acosta

PowerFactory 15.1.7

8.7. ANEXO G

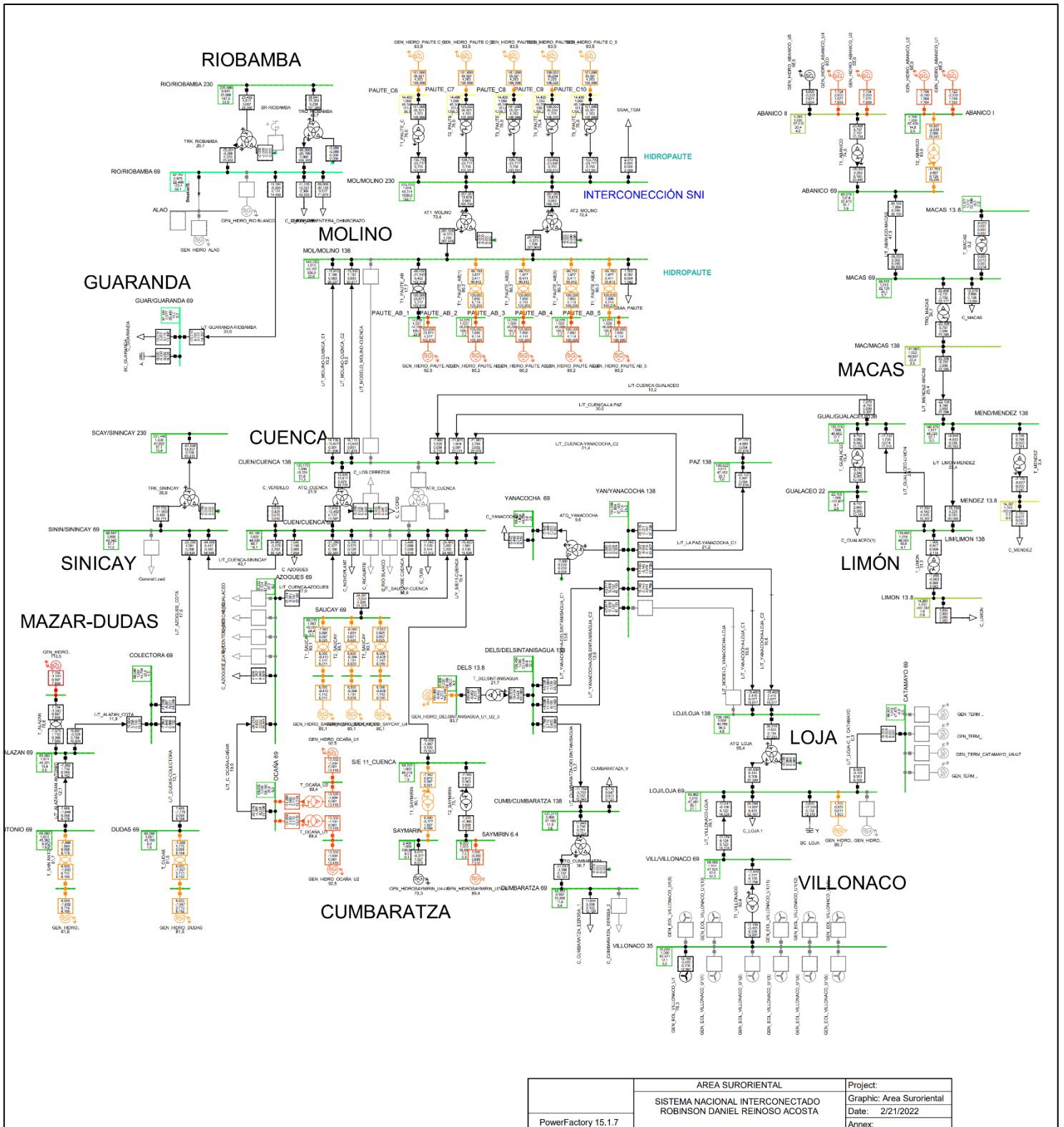
ZONA SUROCCIDENTAL MODELADA EN POWERFACTORY



Project: Original: Anillo Suroccidental Modificado: 25/10/2021 Autor: Anisco	PowerFactory 15.1.7
--	---------------------

8.8. ANEXO H

ZONA SURORIENTAL MODELADA EN POWERFACTORY



PowerFactory 15.1.7	AREA SURORIENTAL	Project:
	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ROBINSON DANIEL REINOSO ACOSTA	Graphic: Area Suroriental Date: 2/21/2022 Annex:

8.9. ANEXO I

MODULO DEL VOLTAJE Y ÁNGULOS DE FASE EN BARRAS DEL SNI CASO 2.

Tabla I. 1. Voltaje en módulo y ángulo en barras de 230 kV del SNI, demanda media, hidrología alta, año 2022.

BARRA	Voltaje	Ángulo
	p.u.	grados
Machala 230	0,983	29,452
Milagro 230	0,985	28,687
Riobamba 230	0,986	30,076
Pimampiro 230	0,989	15,033
C.H. Sopladora 230	0,991	48,505
Dos Cerritos 230	0,994	24,814
N. Prosperina 230	0,996	24,270
Pascuales 230	0,997	24,426
Totoras 230	0,998	29,406
C.H. San Francisco 230	1,000	31,461
Trinitaria 230	1,000	25,559
Jamondino	1,000	12,613
Chorrillos 230	1,000	24,299
C.H. S. Bartolo 230	1,000	49,153
Duran 230	1,001	26,108
Pomasqui 230	1,001	19,572
Esclusas 230	1,001	26,086
Bomboiza 230	1,003	38,641
Sinincay 230	1,006	46,149
Santa Rosa 230	1,007	20,778
Mazar 1	1,007	44,566
Mazar 2	1,007	44,566
Zhoray 230	1,008	44,469
El Inga 230	1,009	22,362
Taday 230	1,011	41,314
Jivino	1,015	27,651
Shushufindi 230	1,015	27,595
Molino 230	1,016	45,400
San Rafael 230	1,017	29,085
Quevedo 230	1,019	21,236
C.H. Baba 230	1,020	21,422
Ch. Manduriacu 230	1,023	21,151
S. Gregorio 230	1,024	19,763
Santo Domingo 230	1,024	20,345
San Juan 230	1,024	19,628
Normandía 230	1,031	50,159
Esmeraldas 230	1,038	19,018

Tabla I. 2. Voltaje en módulo y ángulo en barras de 138kV del SNI, demanda media, hidrología alta, año 2022.

BARRA	Voltaje	U, Angle
	p.u.	grados
Babahoyo 138	0,974	22,798
Chone 138	0,979	17,607
Machala 138	0,979	25,200
Milagro 138	0,984	25,348
Novacero 138	0,984	19,843
Mulaló 138	0,986	19,993
Posorja 138	0,988	16,640
Vicentina 138	0,994	16,998
Ibarra 138	0,995	13,687
Totoras 138	0,996	28,989
Ambato 138	0,997	27,947
San Idelfonso 138	0,997	26,359
Fco. Orellana 138	1,000	26,571
Inga 138	1,006	21,617
Gualaceo 138	1,008	50,750
Loja 138	1,008	54,857
Cuenca 138	1,008	50,442
Adelca	1,009	18,559
Santa Rosa 138	1,010	18,704
Baños 138	1,011	31,963
Caraguay 138	1,012	23,912
Paz 138	1,012	52,541
Agoyán 138	1,012	32,167
Esclusas 138	1,012	24,158
Montecristi 138	1,013	20,716
Manta2 138	1,013	21,502
Tulcán 138	1,013	11,775
Puyo 138	1,013	31,628
Limón 138	1,013	52,047
Shushufindi 138	1,014	27,448
Molino 138	1,015	48,244
Topo 138	1,016	32,013
Jaramijó 138	1,016	21,740
Tena 138	1,016	31,555
Méndez 138	1,017	53,113
Quinindé 138	1,018	17,848
La Concordia 138	1,018	17,863
San Gregorio 138	1,020	20,251
Sto. Domingo 138	1,020	19,253
Portoviejo 138	1,021	20,338
Salitral 138	1,022	23,452

Trinitaria 138	1,023	23,634
Policentro 138	1,024	21,528
Lago Chongon 138	1,025	21,300
Quevedo 138	1,026	21,954
Pascuales 138	1,030	22,123
Daule Peripa 138	1,033	22,338
Sta. Elena138	1,033	20,392
Esmeraldas 138	1,035	18,296
Pimampiro 138	1,035	13,847

Tabla I. 3. Voltaje en módulo y ángulo en barras de 500 kV del SNI, demanda media, hidrología alta, año 2022.

BARRA	Voltaje	Ángulo
	p.u.	grados
CC. Sinclair	1,016	29,461
Chorrillos 500	1,001	23,026
EL INGA 500	1,011	24,930
SAN RAFAEL 500	1,015	29,170
Tisaleo 500	1,026	24,052

8.10. ANEXO J

FLUJO POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SNI EN EL ANILLO DE 230 kV

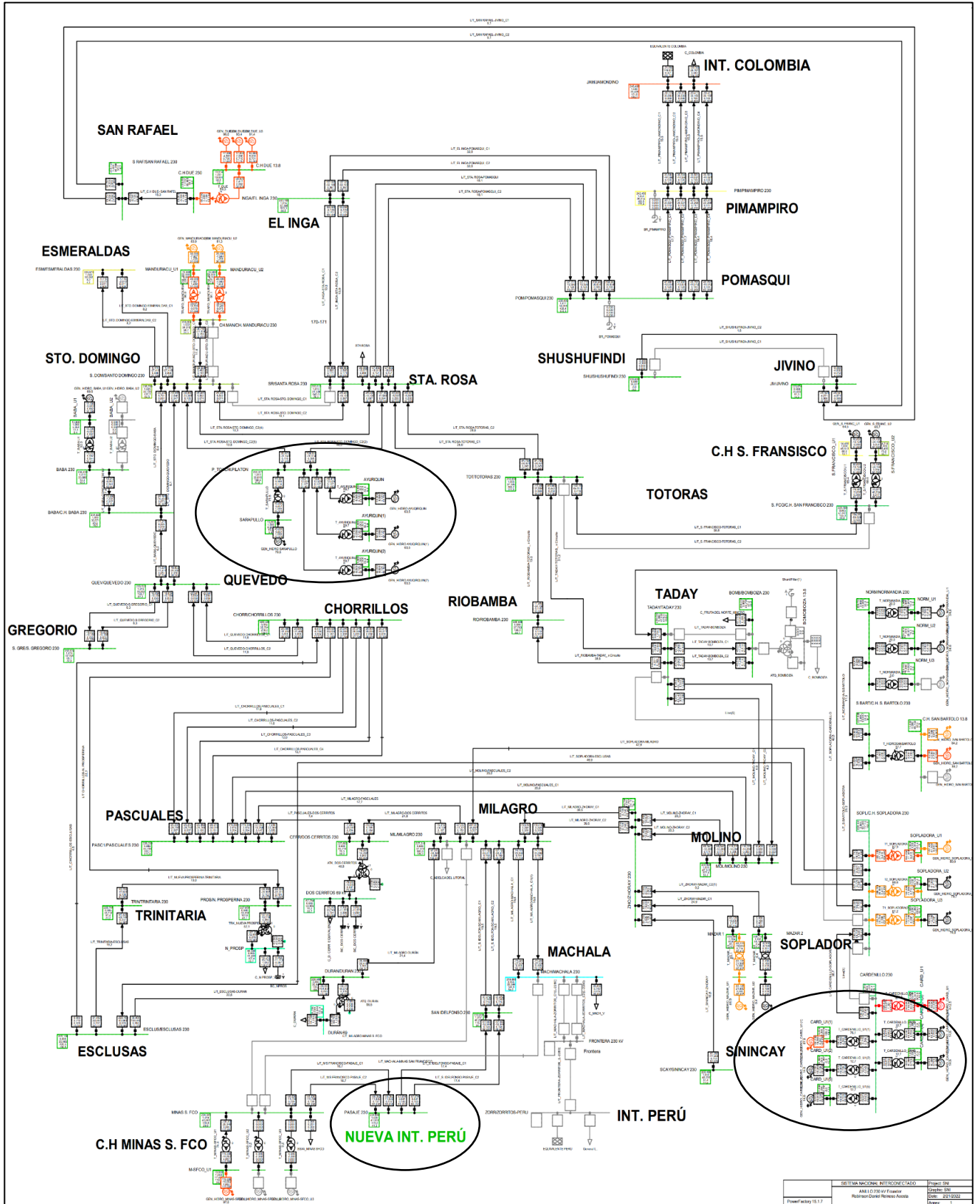
Nombre	Desde	Hacia	Cargabilidad	P	Q	Loss
			%	MW	MVAR	MW
L/T Chorrillos-N. Prosperina	Chorrillos 230	N. Prosperina	8,836	7,012	25,961	0,012
L/T_Baba-Conexion 230	C.H. Baba 230	Baba 230	19,895	-39,841	18,137	0,054
L/T_Baba-Quevedo	C.H. Baba 230	Quevedo 230	2,939	8,413	-3,021	0,003
L/T_C.H Due- San Rafel	San Rafael 230	C.H Due 230	14,999	-49,905	-0,595	0,095
L/T_Chorrillos-Esclusas	Esclusas 230	Chorrillos 230	28,296	83,739	-8,852	0,329
L/T_Chorrillos-Pascuales_C1	Chorrillos 230	Pascuales 230	23,184	-41,925	63,639	0,030
L/T_Chorrillos-Pascuales_C2	Pascuales 230	Chorrillos 230	23,184	41,954	-64,242	0,030
L/T_Chorrillos-Pascuales_C3	Pascuales 230	Chorrillos 230	23,934	43,499	-66,197	0,030
L/T_Chorrillos-Pascuales_C4	Pascuales 230	Chorrillos 230	24,160	43,830	-66,875	0,031
L/T_El Inga-Pomasqui_C1	El Inga 230	Pomasqui 230	38,149	189,476	10,151	0,973
L/T_El Inga-Pomasqui_C2	El Inga 230	Pomasqui 230	38,149	189,476	10,151	0,973
L/T_Esclusas-Duran	Esclusas 230	Duran 230	26,150	-41,151	122,553	0,013
L/T_Inga-Sta Rosa_C1	El Inga 230	Santa Rosa 230	25,809	128,424	-7,336	0,371
L/T_Inga-Sta Rosa_C2	El Inga 230	Santa Rosa 230	25,809	128,424	-7,336	0,371
L/T_Machala-Minas Sfco.	Machala 230	Minas S. Fco	56,937	-180,142	-45,320	1,827
L/T_Machala-Zorritos_C1	Machala 230	Frontera 230	5,148	0,051	7,393	0,008
L/T_Machala-Zorritos_C2	Machala 230	Frontera 230	5,148	0,051	7,393	0,008
L/T_Manduriacu-Sto. Dom_C1	Ch. Manduriacu	Santo Domingo	6,231	29,910	-13,980	0,050
L/T_Manduriacu-Sto. Dom_C2	Ch. Manduriacu	Santo Domingo	6,115	29,831	-8,073	0,049
L/T_Milagro-Dos Cerritos	Dos Cerritos	Milagro 230	46,927	-153,096	39,135	1,208
L/T_Milagro-Durán	Duran 230	Milagro 230	36,707	-161,213	80,504	0,973
L/T_Milagro-Machala_C1	Milagro 230	Machala 230	3,223	-13,142	-1,525	0,021
L/T_Milagro-Minas S. Fco	Milagro 230	Minas S. Fco	26,898	-85,679	-19,749	0,982
L/T_Milagro-Pascuales	Milagro 230	Pascuales 230	42,386	137,871	-38,122	1,206
L/T_Milagro-Zhoray_C1	Milagro 230	Zhoray 230	67,361	-224,998	28,050	7,127
L/T_Milagro-Zhoray_C2	Milagro 230	Zhoray 230	67,361	-224,998	28,050	7,127
L/T_Molino-Pascuales_C1	Pascuales 230	Molino 230	62,887	-208,476	37,357	9,837
L/T_Molino-Pascuales_C2	Pascuales 230	Molino 230	62,887	-208,476	37,357	9,837
L/T_Molino-Taday_C1	Taday 230	Molino 230	53,771	-179,940	8,025	1,330
L/T_Molino-Taday_C2	Molino 230	Taday 230	53,771	181,270	-2,489	1,330
L/T_Molino-Zhoray_C1	Zhoray 230	Molino 230	36,608	-118,390	-43,419	0,257
L/T_Molino-Zhoray_C2	Molino 230	Zhoray 230	36,608	118,647	43,050	0,257
L/T_Normandia-S.Bartolo	Normandia 230	C.H. S. Bartolo	22,390	29,946	25,644	0,312
L/T_N.Prosp-Trin	Trinitaria 230	N. Prosperina	33,299	113,850	4,099	0,290
L/T_Pascuales-Dos Cerritos	Pascuales 230	Dos Cerritos	23,308	-64,233	45,394	0,069
L/T_PimampiroJamondino_C1	Pimampiro 230	Jamondino	17,017	50,210	-24,467	0,240
L/T_PimampiroJamondino_C2	Pimampiro 230	Jamondino	17,017	50,210	-24,467	0,240
L/T_PimampiroJamondino_C3	Jamondino	Pimampiro 230	17,035	-50,030	12,801	0,240
L/T_PimampiroJamondino_C4	Jamondino	Pimampiro 230	17,035	-50,030	12,801	0,240
L/T_Pomasqui-Pimampiro_C1	Pomasqui 230	Pimampiro 230	18,062	58,468	-6,671	0,481

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

L/T_Pomasqui-Pimampiro_C2	Pomasqui 230	Pimampiro 230	18,062	58,468	-6,671	0,481
L/T_Pomasqui-Pimampiro_C3	Pimampiro 230	Pomasqui 230	18,909	-60,930	-11,806	0,506
L/T_Pomasqui-Pimampiro_C4	Pimampiro 230	Pomasqui 230	18,909	-60,930	-11,806	0,506
L/T_Quevedo-Chorrillos_C1	Quevedo 230	Chorrillos 230	14,856	-37,927	6,349	0,281
L/T_Quevedo-Chorrillos_C2	Quevedo 230	Chorrillos 230	14,856	-37,927	6,349	0,281
L/T_Quevedo-S.Gregorio_C1	S. Gregorio 230	Quevedo 230	8,768	-24,269	-3,410	0,070
L/T_Quevedo-S.Gregorio_C2	S. Gregorio 230	Quevedo 230	8,768	-24,269	-3,410	0,070
L/T_Riobamba-Taday	Riobamba 230	Taday 230	45,111	-147,57	1,418	3,330
L/T_Riobamba-Totoras	Totoras 230	Riobamba 230	12,262	-24,032	26,931	0,072
L/T_S. Francisco-Totoras_C1	Totoras 230	C.H. San Fco	28,509	-79,482	4,229	0,404
L/T_S. Francisco-Totoras_C2	Totoras 230	C.H. San Fco	28,509	-79,482	4,229	0,404
L/T_S.Bartolo-Sopladora	C.H. S. Bartolo	C.H. Sopladora	36,918	71,520	36,480	0,239
L/T_San Rafael-Jivino_C1	San Rafael 230	Jivino	10,610	30,873	-8,690	0,121
L/T_San Rafael-Jivino_C2	San Rafael 230	Jivino	10,610	30,873	-8,690	0,121
L/T_Sgreg-S. Juan_C1	S. Gregorio 230	San Juan 230	2,491	6,184	-5,777	0,002
L/T_Shushufindi-Jivino_C1	Shushufindi 230	Jivino	1,689	-3,367	-0,965	0,001
L/T_Shushufindi-Jivino_C2	Shushufindi 230	Jivino	1,689	-3,367	-0,965	0,001
L/T_Sinincay-Zhoray	Zhoray 230	Sinincay 230	17,726	-57,504	5,844	0,176
L/T_Sopladora-Esclusas	Esclusas 230	C.H. Sopladora	60,613	-284,03	90,000	12,504
L/T_Sopladora-Milagro	Milagro 230	C.H. Sopladora	53,466	-251,66	60,967	9,685
L/T_Sta. Rosa-Pomasqui	Santa Rosa 230	Pomasqui 230	14,949	48,357	4,910	0,110
L/T_Sta. Rosa-Pomasqui_C2	Santa Rosa 230	Pomasqui 230	14,949	48,357	4,910	0,110
L/T_Sta. Rosa-Sto. Dom_C1	Santa Rosa 230	Santo Domingo	8,932	7,636	-29,791	0,050
L/T_Sta. Rosa-Sto. Dom_C2	Santa Rosa 230	Santo Domingo	8,932	7,636	-29,791	0,050
L/T_Sta. Rosa-Totoras_C1	Totoras 230	Santa Rosa 230	41,274	138,734	-23,581	2,367
L/T_Sta. Rosa-Totoras_C2	Santa Rosa 230	Totoras 230	41,274	-136,36	25,525	2,367
L/T_Sto. Domingo-Baba	Santo Domingo	C.H. Baba 230	9,976	-31,357	4,581	0,071
L/T_Sto. Domingo-Esm. _C1	Santo Domingo	Esmeraldas 230	8,781	15,439	-25,538	0,054
L/T_Sto. Domingo-Esm. _C2	Santo Domingo	Esmeraldas 230	8,781	15,439	-25,538	0,054
L/T_Sto. Domingo-Quevedo	Santo Domingo	Quevedo 230	6,229	-15,197	-3,000	0,030
L/T_Taday-Bomboiza_C1	Taday 230	Bomboiza 230	13,537	43,793	-6,022	0,214
L/T_Taday-Bomboiza_C2	Taday 230	Bomboiza 230	13,537	43,793	-6,022	0,214
L/T_Taday-Totoras_	Totoras 230	Taday 230	36,294	-118,56	3,280	2,824
L/Trinitaria-Esclusas	Esclusas 230	Trinitaria 230	35,909	177,341	9,496	0,188
L/T_Zhoray-Mazar_C1	Mazar 1	Zhoray 230	25,828	85,000	-26,182	0,017
L/T_Zhoray-Mazar_C2	Mazar 2	Zhoray 230	25,828	85,000	-26,182	0,017
L/T_Sgreg-S. Juan_C2	San Juan 230	S. Gregorio 230	2,491	-6,182	-1,837	0,002
L/Frontera-Zorritos_(L-2280)	Frontera 230	Zorritos	13,138	0,085	33,370	0,085
					Pérdidas totales	86,942

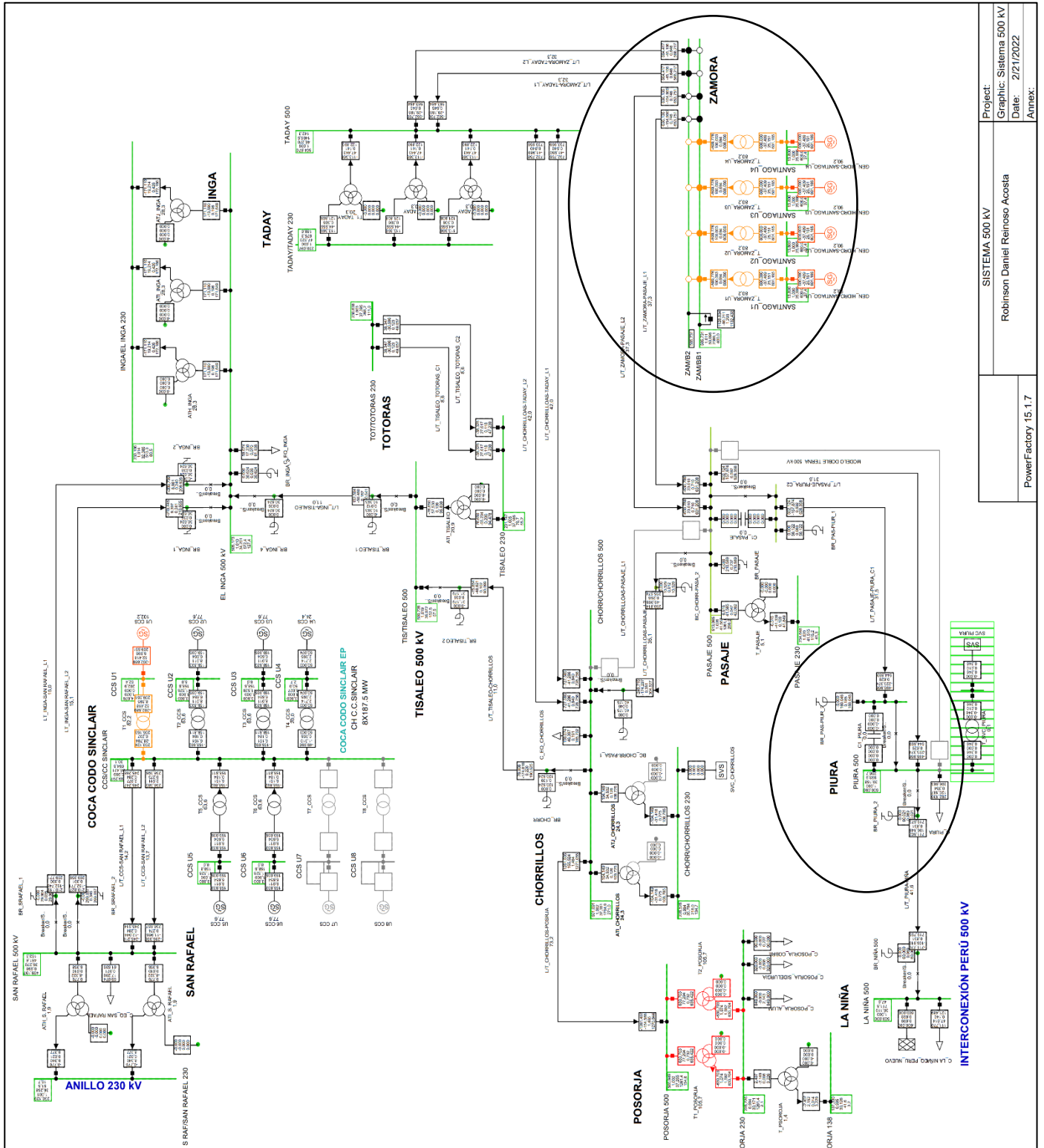
8.11. ANEXO K

INGRESO DE LAS CENTRALES CARDENILLO Y TOACHI PILATÓN



8.12. ANEXO L

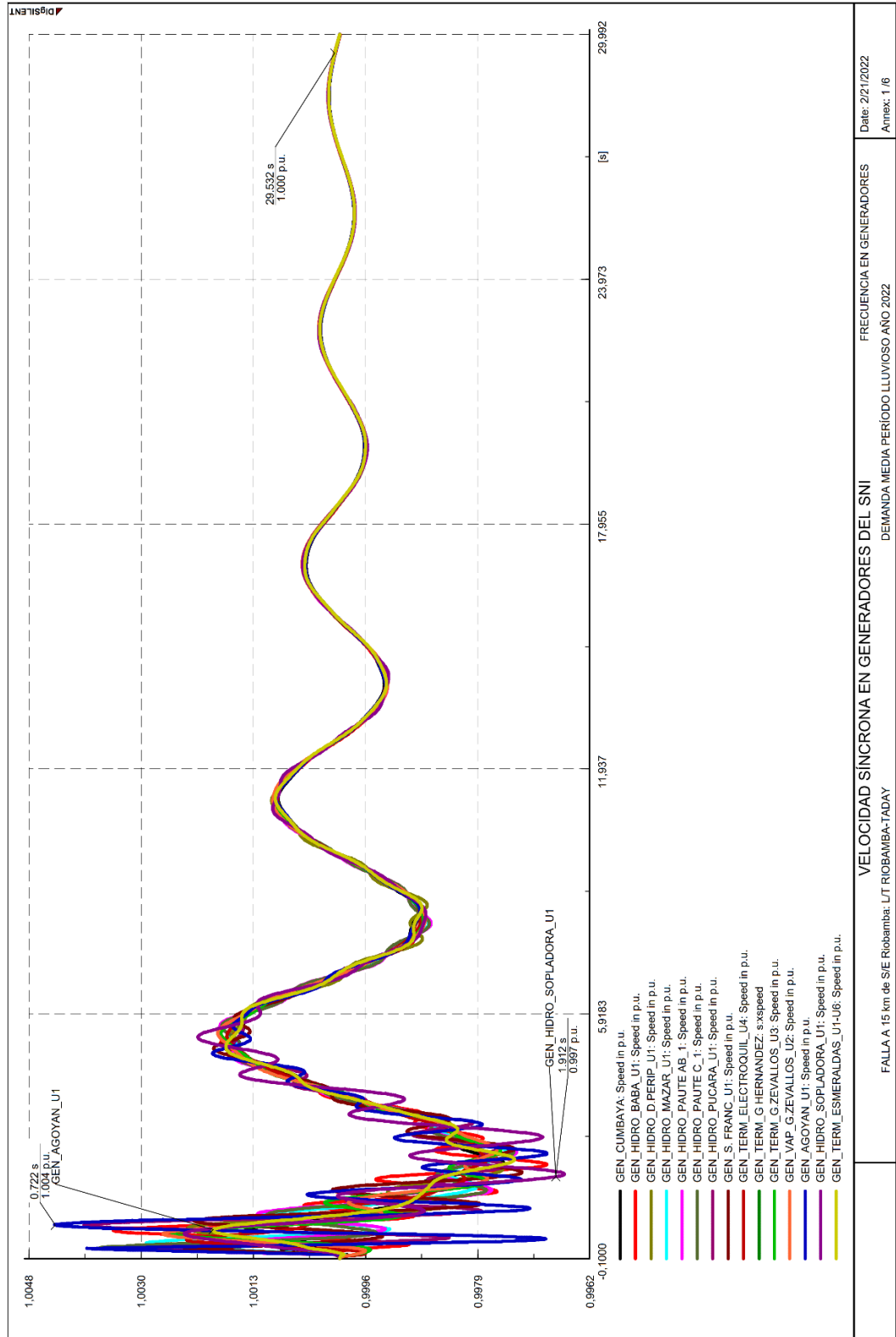
INGRESO DE LAS CENTRAL SANTIAGO Y LA INTERCONEXION CON PERÚ A 500 kV.



Project:	SISTEMA 500 kV
Graphic:	Sistema 500 kV
Date:	2/21/2022
Annex:	
Robinson Daniel Reinoso Acosta	
PowerFactory 15.1.7	

8.13. ANEXO M

8.13.1. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA FALLA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN RIOBAMBA-MOLINO 230 kV



VELOCIDAD SINCRONA EN GENERADORES DEL SNI	FRECUENCIA EN GENERADORES	Date: 2/21/2022
FALLA A 15 km de S/E Riobamba: LT Riobamba-TADAY	DEMANDA MEDIA PERIODO Lluvioso AÑO 2022	Annex: 1 /6

Figura M. 1. Velocidad síncrona en máquinas del SNI.

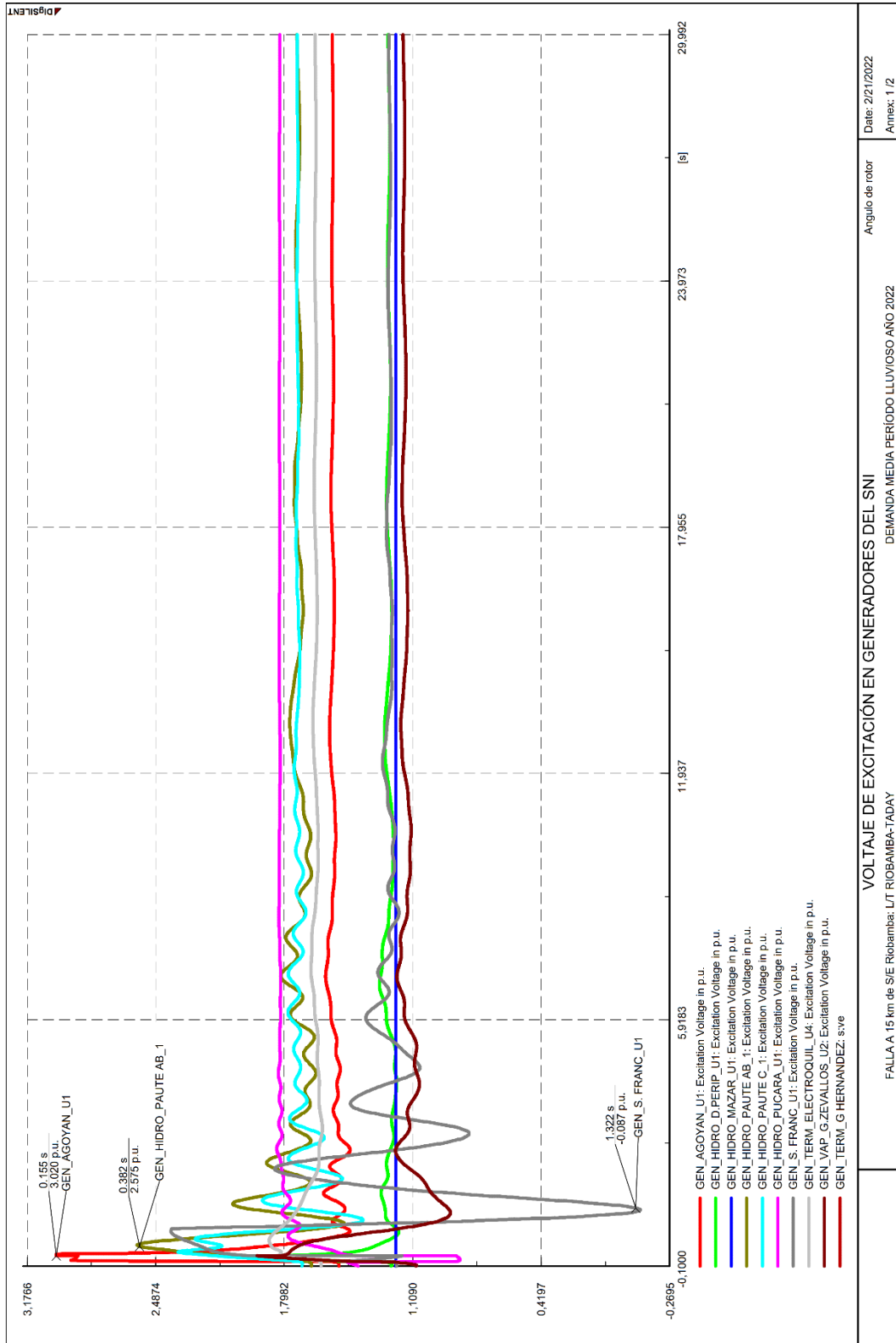


Figura M. 2. Voltaje de excitación en algunas máquinas del SNI.

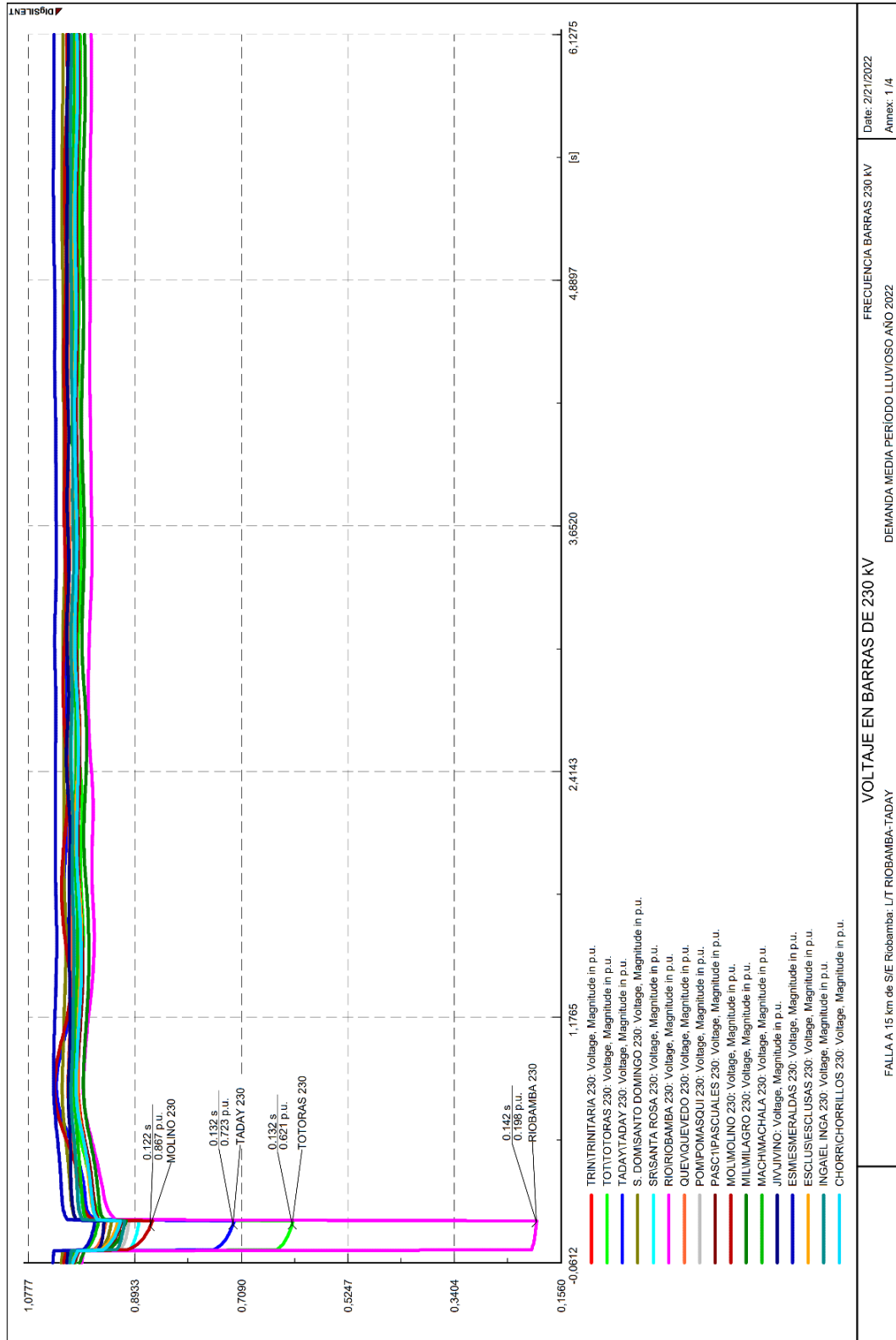


Figura M. 3. Voltaje en barras de 230 kV.

8.13.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA ANTE LA SALIDA DE LA UNIDAD 2 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN FRANCISCO

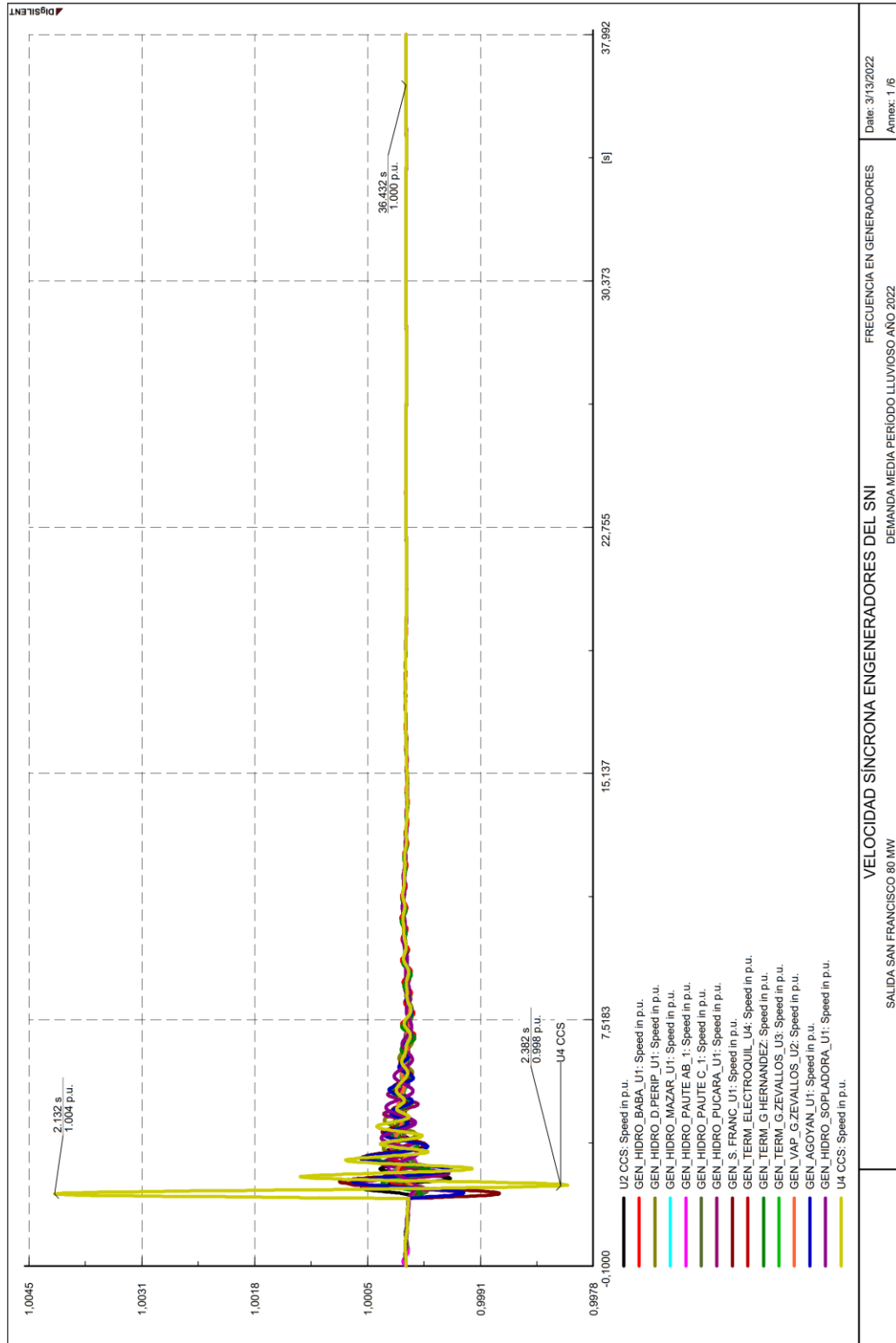


Figura M. 4. Velocidad síncrona en generadores del SNI.

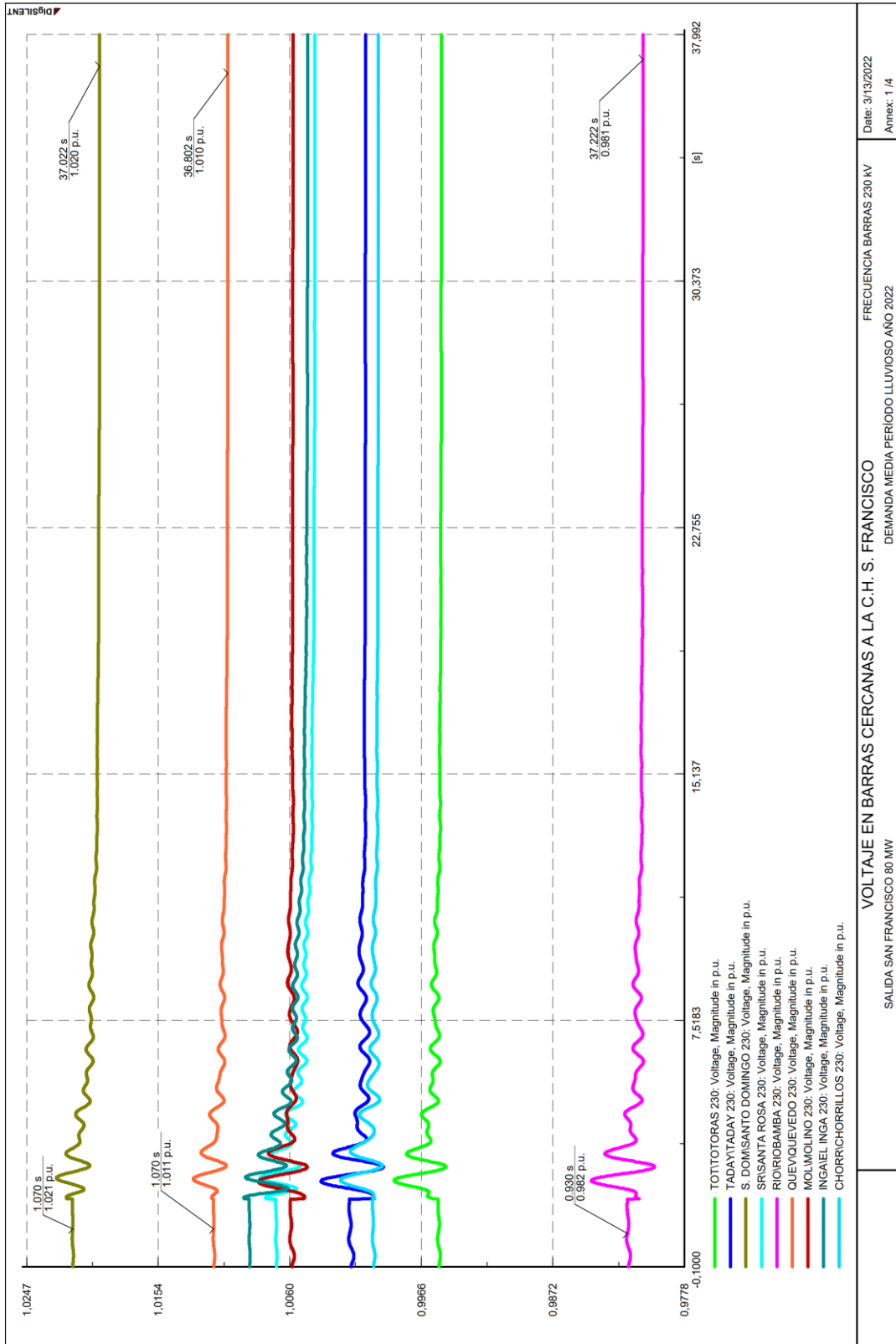


Figura M. 5. Voltaje en barras cercanas a la C.H. S. Francisco.

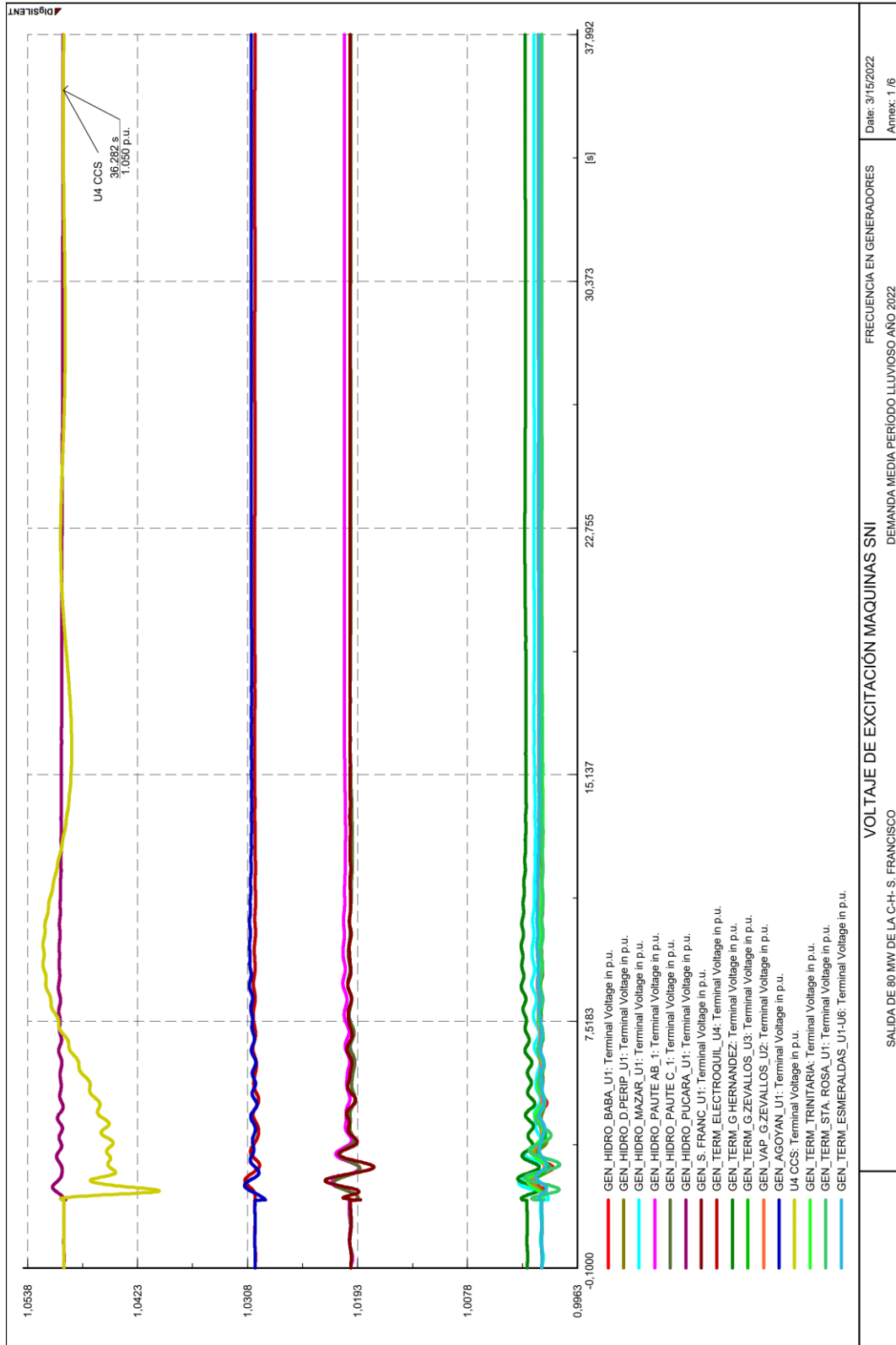
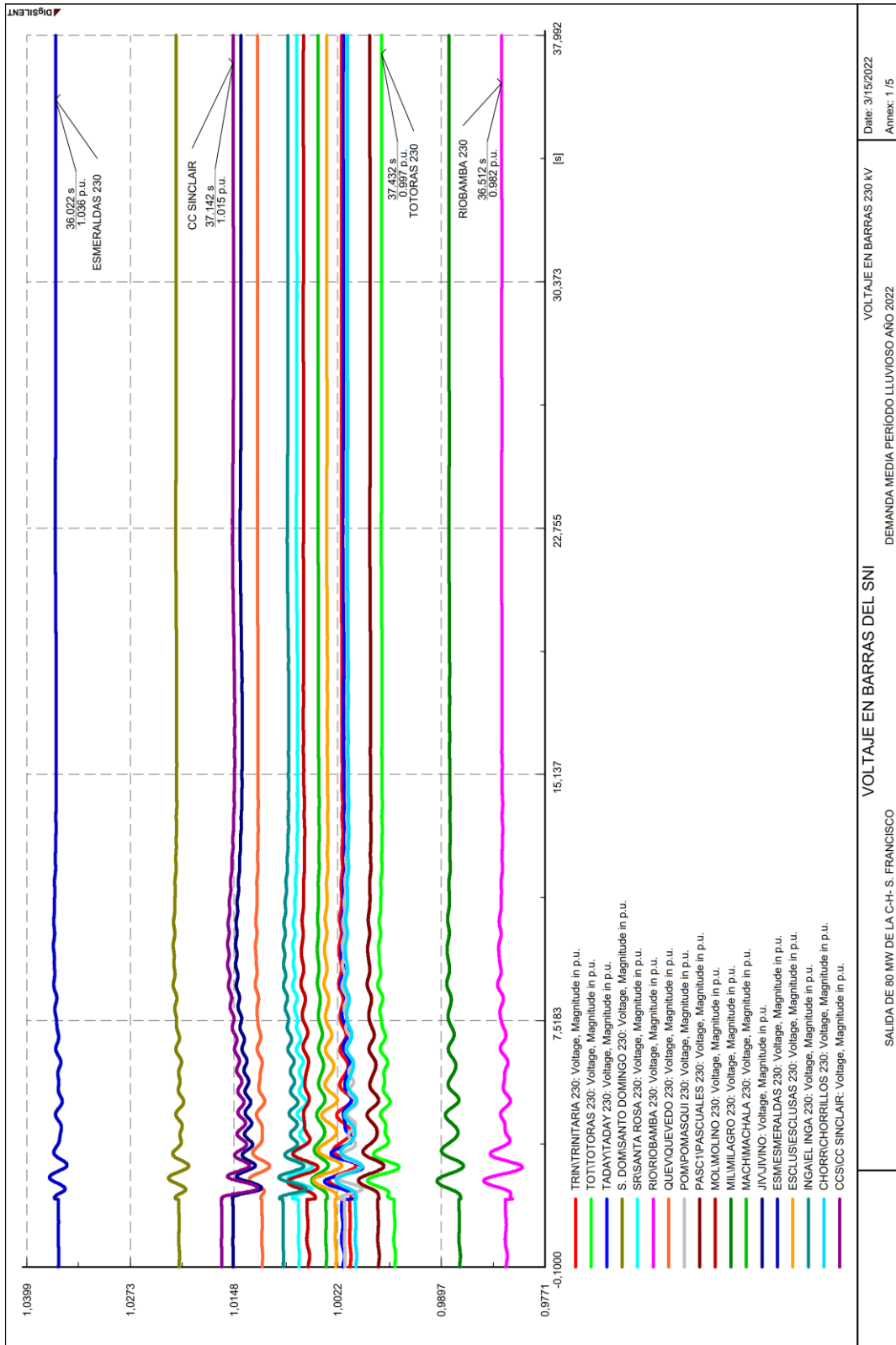


Figura M. 6. Voltaje d excitación en máquinas del SNI.



SALIDA DE 80 MW DE LA C.H. S. FRANCISCO		VOLTAJE EN BARRAS DEL SNI		DEMANDA MEDIA PERIODO LLUVIOSO AÑO 2022		VOLTAJE EN BARRAS 230 kV	
						Date: 31/5/2022 Anex: 1/5	

Figura M. 7. Voltaje en barras del SNI.

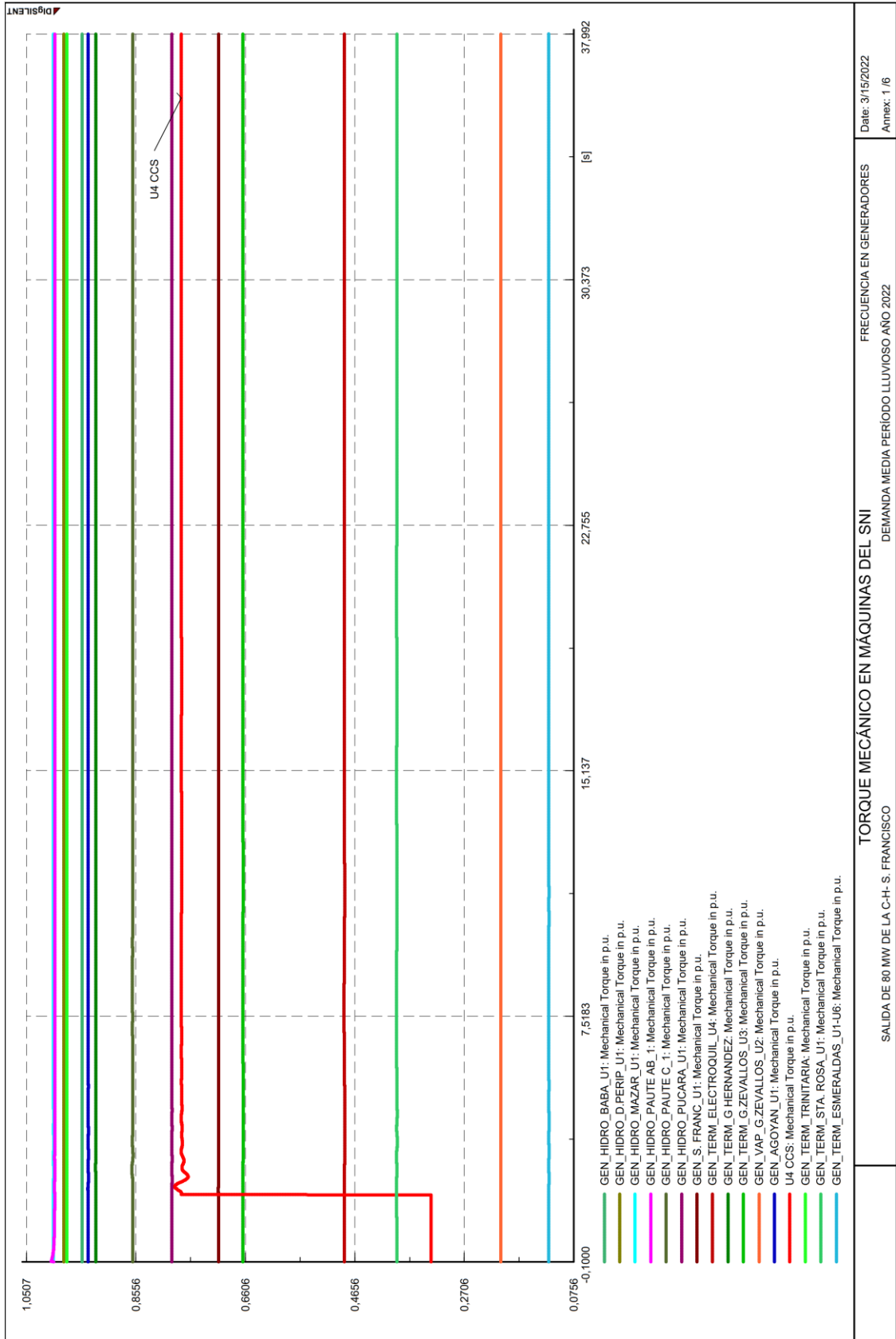


Figura M. 8. Torque mecánico en máquinas del SNI.

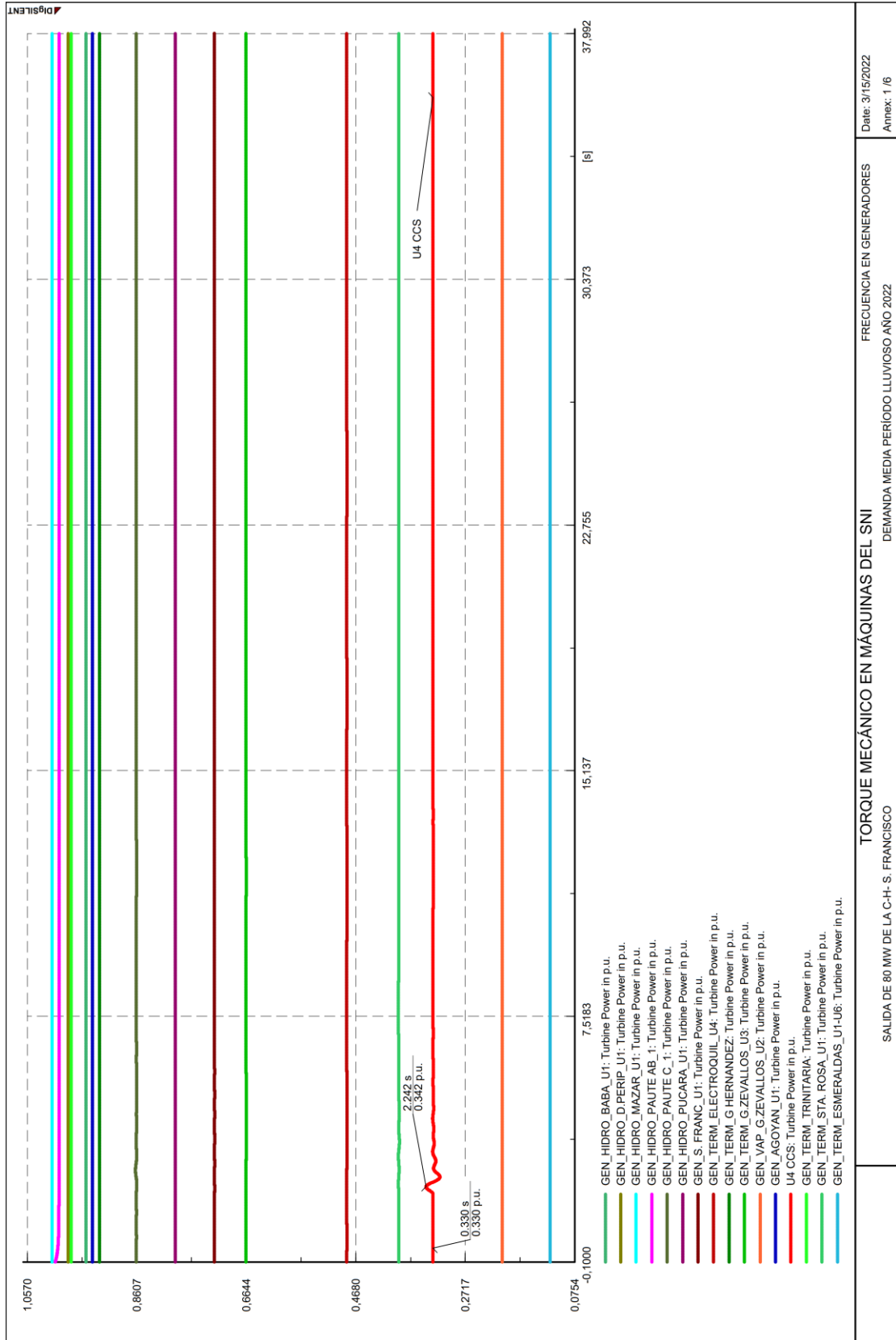
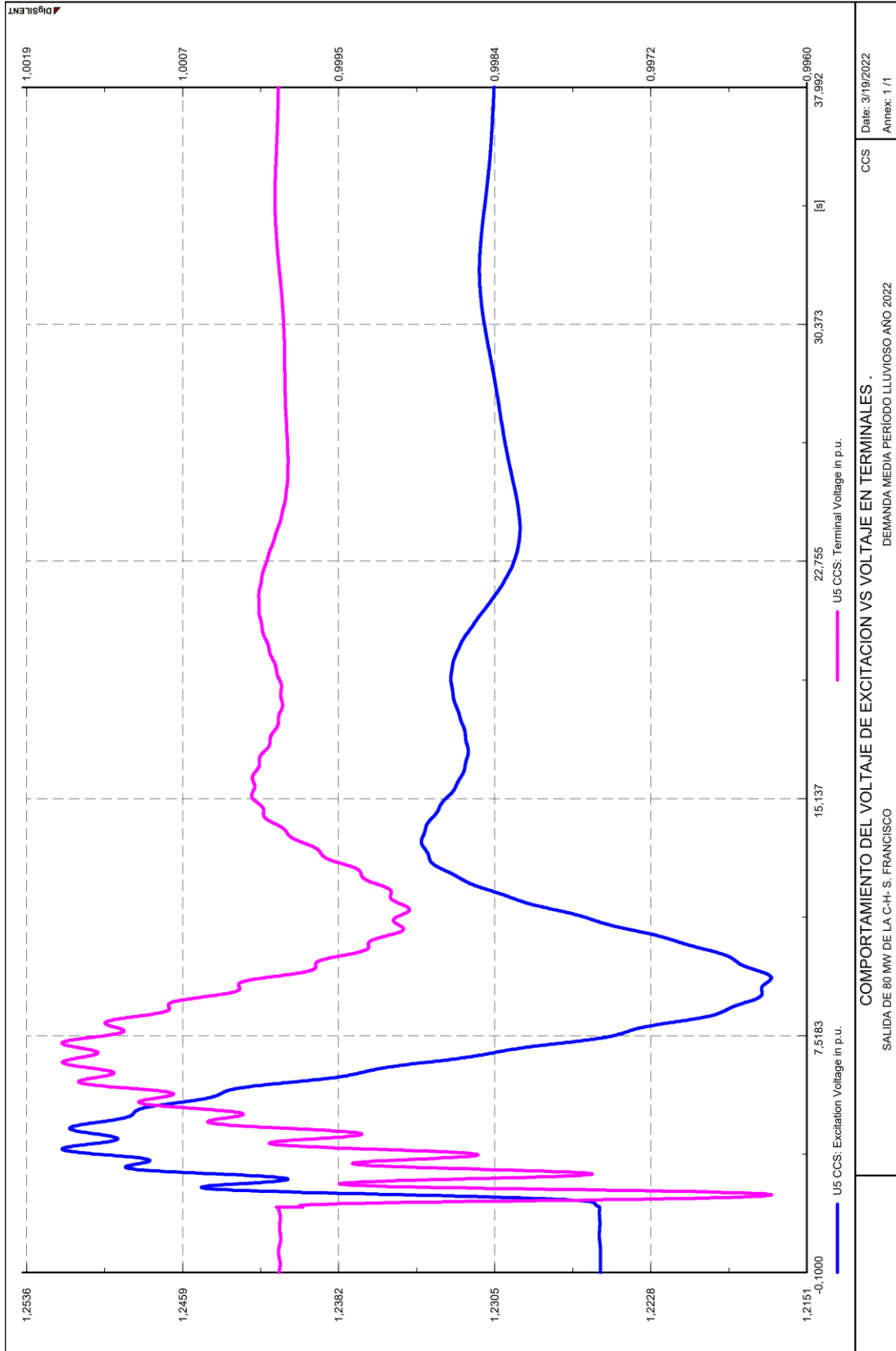


Figura M. 9. Potencia de las Turbinas en máquinas del SNI.



8.14. ANEXO N

Guía para obtener el Equivalente de red externo en la Barra La Niña 500 kV

1. Datos de cortocircuito

Para obtener la red externa en la barra La niña 500 kV, se desconecta la línea de transmisión Piura-La niña 500 kV y se realiza un cortocircuito trifásico y monofásico para obtener los valores de resistencia y reactancia de secuencia positiva y cero, en la **Figura L. 1** se puede apreciar el lugar de la falla en la base de datos en PowerFactory del SEIN peruano.

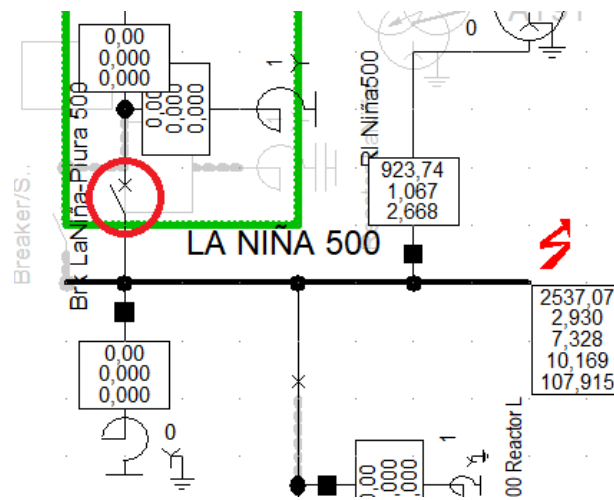


Figura L. 1. Desconexión de la línea de transmisión la Niña 500 kV con el sistema de la base de datos del sistema peruano.

En la **Tabla L. 1** se puede apreciar los valores obtenidos del equivalente de Thévenin en la barra de la Niña 500 kV.

Tabla L. 1. Resultados del equivalente de Thévenin en la barra de la Niña 500 kV.

R0	X0	X1	R	X
ohm	ohm	ohm	ohm	ohm
6,206	97,232	107,914	10,168	107,914

En la **Tabla L. 2** se muestran los valores de potencia y corriente de cortocircuito.

Tabla L. 2. Resultados de potencia y corriente de cortocircuito.

Scc	Icc
MVA	kA
2537,067	2,9295

2. Constante de inercia equivalente

En la constante de inercia equivalente de todo el sistema de Perú se debe considerar todas las maquinas síncronas que están conectadas, se calcula con la ecuación:

$$H_{eq} = \frac{\sum H \cdot S}{S}$$

Donde:

H : Constante de inercia de cada máquina del sistema en segundos

S : Potencia nominal de cada máquina del sistema en MVA

El equivalente externo de PowerFactory permite ingresar la constante de inercia como constante de aceleración en segundos, se calcula con la ecuación:

$$\text{Constante de aceleración} = 2 \cdot H_{eq}$$

Considerando lo descrito en este anexo el equivalente externo de la barra La Niña 500 kV en PowerFactory se muestra en la **Figura L. 2**.

Parameter	Max. Value	Min. Value
Acceleration Time Constant	8.5756 s	-
Secondary Frequency Bias	0. MW/Hz	-
Use for calculation	Max. Values	-
Short-Circuit Power Sk	2537.067 MVA	8000. MVA
Short-Circuit Current Ik	2.929553 kA	9.237604 kA
c-Factor	1.1	1.
R/X Ratio	0.09422989	0.1
X0/X1 Ratio	0.901	1.
R0/X0 Ratio	0.06383303	0.1

Figura L. 2. Red externa barra la Niña 500 kV.

8.15. ANEXO O

GUÍA PARA OBTENER LA RED EQUIVALENTE DEL SISTEMA MODELADO DE 500 KV, AÑO 2022

8.15.1. Preparación de la práctica

Con la finalidad de preparar la práctica se hace una breve introducción con la teoría que se utiliza para la obtención de equivalentes de red en PowerFactory con el estudio de cortocircuito.

8.15.1.1. Cortocircuito trifásico

Las fallas trifásicas son simétricas, puesto que las tres fases están afectadas al mismo tiempo. El voltaje en el punto de la falla es cero si las fases se conectan con tierra o no y las corrientes presentan igual módulo, pero con ángulos desfasados 120°. Al ser un sistema simétrico, para su determinación solo es necesario el voltaje de prefalla y la red de secuencia positiva [1].

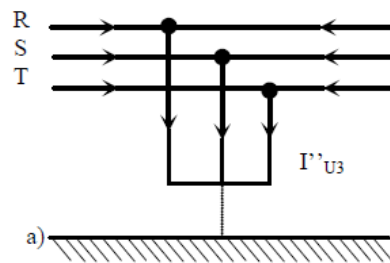


Figura O. 1. Cortocircuito trifásico [12].

Según [2] con la ecuación se calcula el cortocircuito trifásico:

$$I_{Falla} = \frac{V_F}{Z^1} \quad (3.32)$$

V_F : Voltaje de Prefalla.

Z^1 : Impedancia de secuencia positiva.

- **Cortocircuito monofásico a tierra**

Es el cortocircuito que más tasa de falla presenta y afecta en el sistema de potencia. Su determinación es de suma importancia, puesto que produce corrientes superiores a la nominal y se conecta una fase con la referencia que es la tierra, lo que permite calcular el drenado de corrientes de cortocircuito a tierra, los voltajes de paso y toque, o valorar los efectos pueden

provocar en los equipos de protección. Para su cálculo, al tratarse de un cortocircuito asimétrico, son necesarias las tres redes de secuencia homopolar, positiva y negativa mediante el teorema de Fortescue [1].

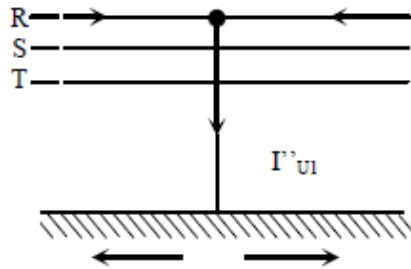


Figura O. 2. Cortocircuito monofásico a tierra [1].

Según [2] con la ecuación se calcula el cortocircuito monofásico a tierra:

$$I_{Falla} = 3 \cdot \frac{V_F}{Z^0 + Z^1 + Z^2} \quad (3.33)$$

Donde:

V_F : Voltaje de Prefalla.

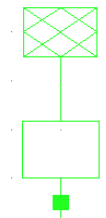
Z^0 : Impedancia de secuencia cero.

Z^1 : Impedancia de secuencia positiva.

Z^2 : Impedancia de secuencia negativa.

8.15.2. Tipos de equivalentes de red en PowerFactory

- **Red Externa (ElmXnet)**



- **Equivalente Ward (ElmVac)**

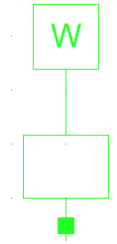


Figura O. 3. Equivalentes de red de PowerFactory

La base para la formación del equivalente de Ward es la representación de la generación y las cargas en el sistema externo como inyecciones de corriente constante. Se tendrá una relación entre las corrientes inyectadas, voltajes en barras y admitancias de barra. De estas relaciones se podrán obtener las corrientes inyectadas en los nodos del sistema interno, en función de las admitancias nodales del equivalente pasivo, las tensiones en las barras del sistema interno y el vector de corrientes que se sobrepone en los nodos del sistema interno.

8.15.3. Ejecución de la práctica

8.15.3.1. Instrucciones

Para obtener equivalentes en los puntos en el que el sistema de transmisión de 500 kV se conecta con el anillo de 230 kV, se pueden utilizar equivalentes de Thévenin.

- Paso Inicial: Flujo de potencia para obtener parámetros como el voltaje en módulo y ángulo para la configuración de la red externa, en la se muestra los resultados obtenidos.

Tabla O. 1. Voltaje en módulo y ángulo de las barras de 230 kV.

BARRA	VOLTAJE	ÁNGULO
	p.u.	Grados
Chorrillos 230	1	21,33572
El Inga 230	1,021102	23,10822
San Rafael 230	1,032055	29,41966

- Desconectar todo el sistema asociado a 500 kV, esto para no considerar los aportes de potencia y corriente de cortocircuito que puede aportar los generadores de la central codo Sinclair y las líneas de trasmisión.

c) Cortocircuito en las barras que están conectadas al sistema de transmisión de 230 kV, puesto que en las barras de San Rafael, El Inga y Chorrillos se ubicarán los modelos de red externa. En PowerFactory se puede calcular fácilmente cortocircuitos e las barras del sistema. Existen dos tipos de análisis del cortocircuito:

- cálculo de corrientes máximas
- cálculo de corrientes mínimas

Estos valores son necesarios y pueden ser de utilidad al momento de realizar un estudio de coordinación de protecciones, en la **Figura O. 4** muestra el módulo para el cálculo de cortocircuitos en PowerFactory.

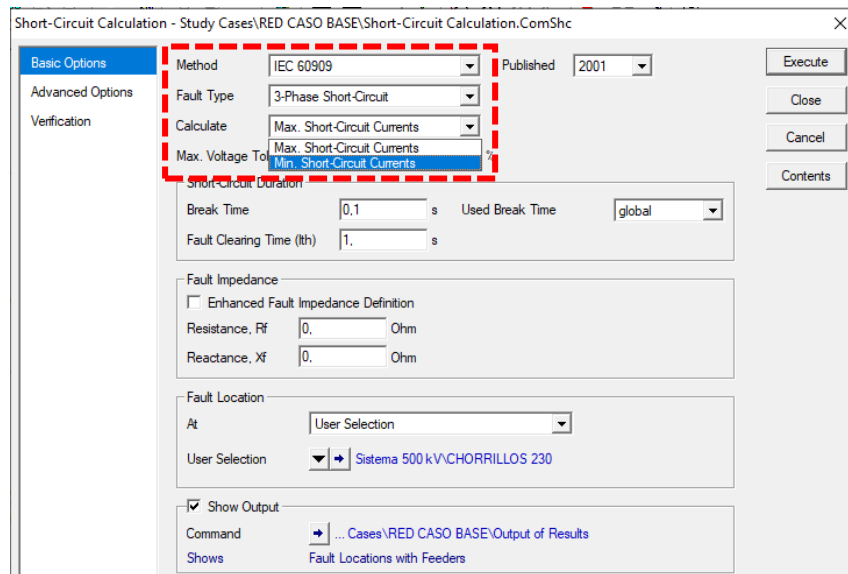


Figura O. 4. Módulo para el cálculo de cortocircuito en PowerFactory.

d) Cortocircuito trifásico y monofásico

Se realizará este tipo de cortocircuito para obtener los valores de potencia y corriente de cortocircuito, además de obtener los parámetros de red de secuencia positiva y secuencia cero de resistencia y reactancia inductiva, a manera de ejemplo se utilizará los valores obtenidos del cortocircuito en la barra de chorrillos a 230 kV, en la **Tabla O. 2**. Valores obtenidos en la barra de Chorrillos 230 kV. se muestra los resultados obtenidos para valores máximos.

Tabla O. 2. Valores obtenidos en la barra de Chorrillos 230 kV.

ICC	SCC	R1	X1	R0	X0
kA	MVA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
16,01131	6378,451	0,7119656	9,095081	0,7628531	7,938698

Donde:

ICC: Corriente de cortocircuito.

SCC: Potencia de cortocircuito.

R1: Resistencia de secuencia positiva

X1: Reactancia inductiva de secuencia positiva

R0: Resistencia de secuencia cero

X0: Reactancia inductiva de secuencia cero

Con estos valores se puede modelar la red externa, en la **Tabla O. 3** se muestran los valores a ingresar en PowerFactory.

Tabla O. 3. Valores máximos y mínimos de cortocircuito.

Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	6378,451	Sk"	5734,591
Ik"	16,01131	Ik"	14,39508
R/X	0,07828029	R/X	0,09551107
Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,87285622	X0/X1	0,86731731
R0/X0	0,09609297	R0/X0	0,11819665

En la **Figura O. 5** se muestra los valores ingresados en PowerFactory para la barra de chorrillos, se utiliza el elemento “*ElmXnet*”, y se puede utilizar los valores máximos como los valores mínimos, esto para los datos de cortocircuito.

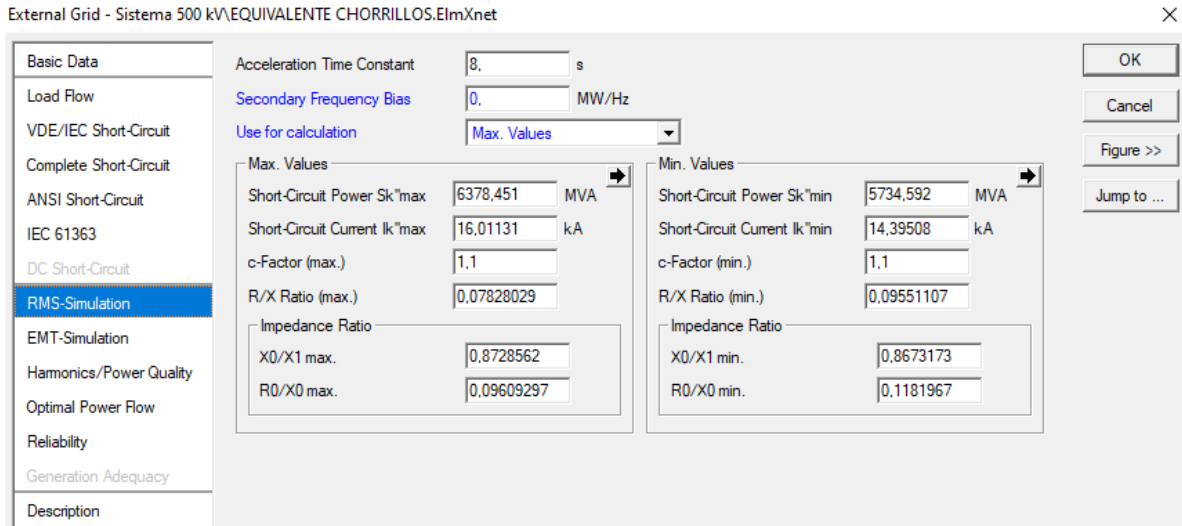


Figura O. 5. Red Externa.

Para el ingreso de datos del flujo de potencia se debe utilizar la pestaña “Load Flow” del equivalente externo, se deberá configurar como una máquina de referencia para poder ingresar el valor del ángulo y voltaje. En la **Figura O. 6** se muestra el ingreso de datos.

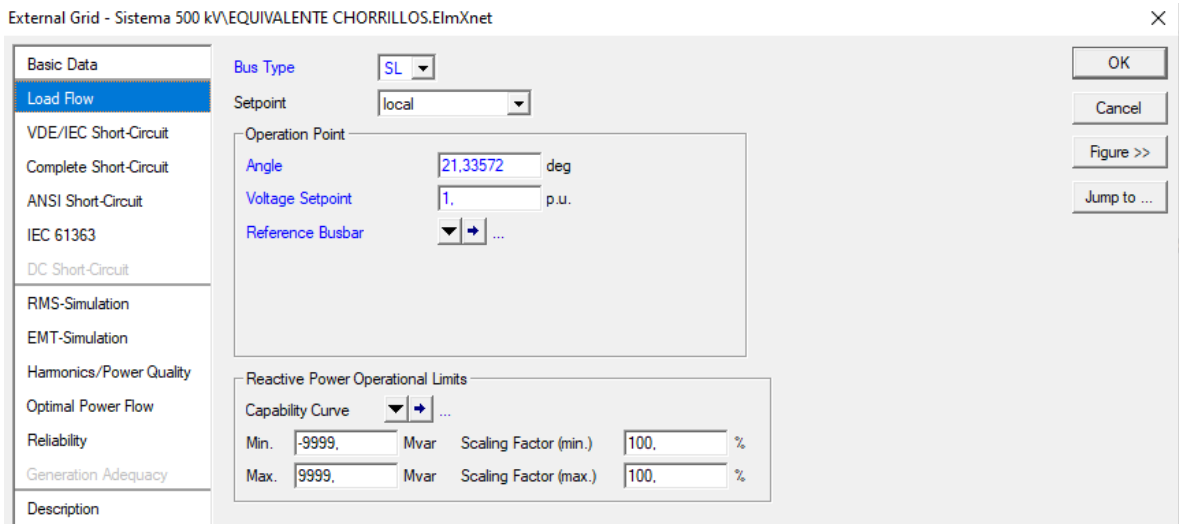


Figura O. 6. Configuración del equivalente para flujos de potencia.

En la **Figura O. 7** se puede apreciar el esquema completo del sistema de 500 kV, conectado con todo el SNI.

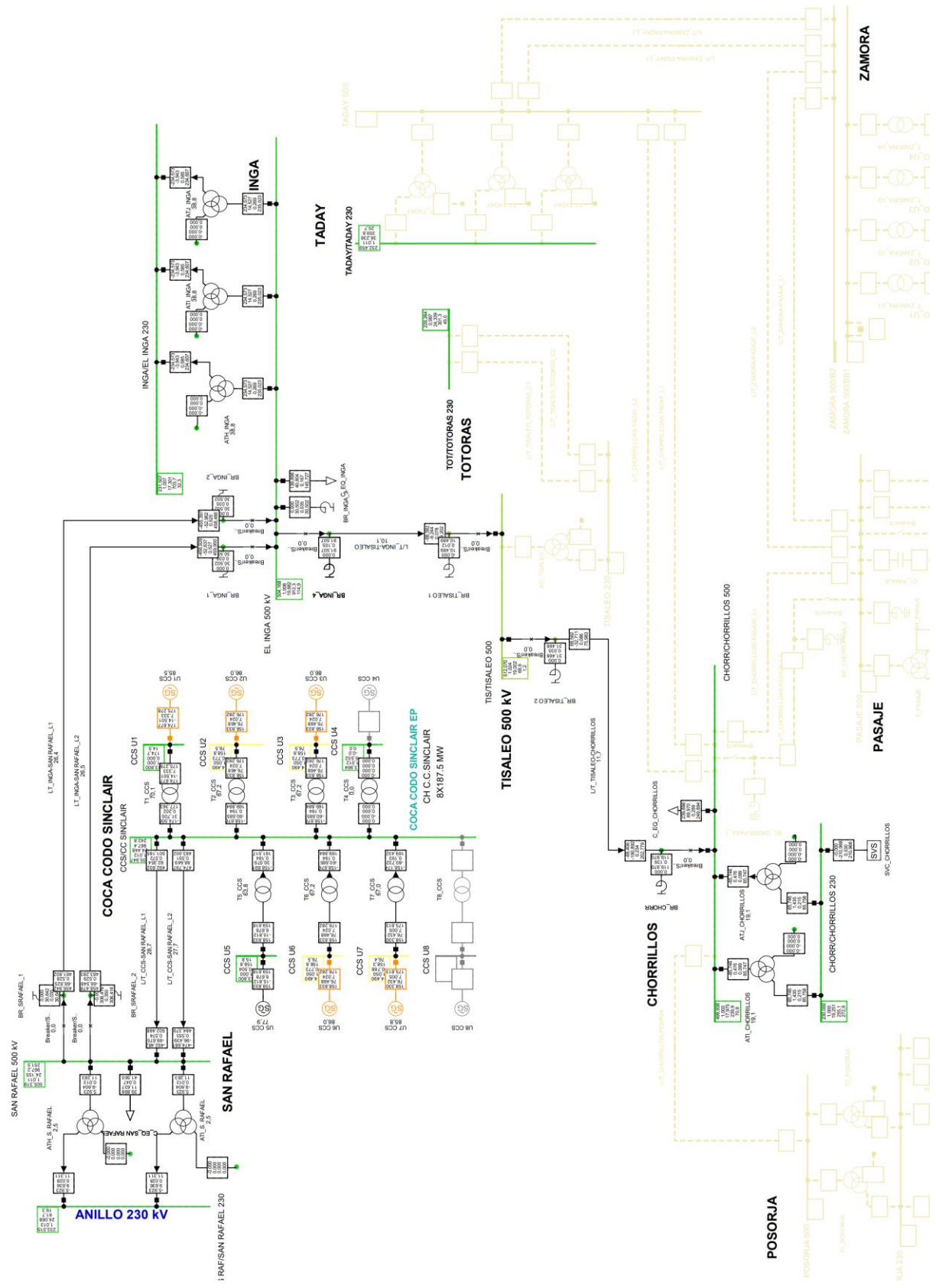


Figura O. 7. Sistema completo.

En la **Figura O. 8** puede apreciar el esquema completo del sistema de 500 kV, con los equivalentes de red

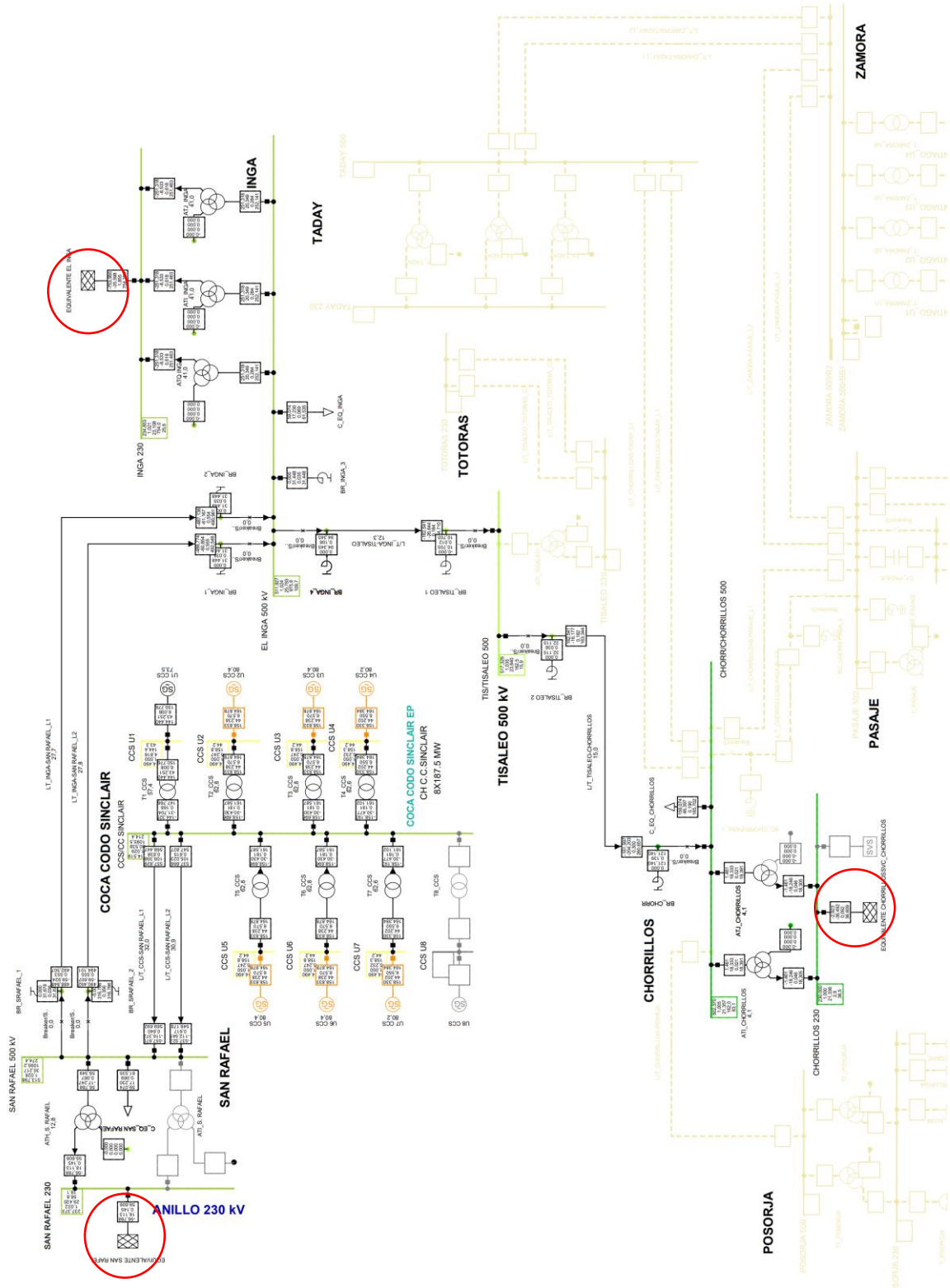


Figura O. 8. Sistema equivalente.

- **Resultados de cortocircuitos trifásicos en barras de 500 kV, comparación para validar el equivalente.**

En la **Tabla O. 4** se muestra los resultados al realizar una falla trifásica en las barras de 500 kV, con el sistema completo es decir que todo el SNI está conectado.

Tabla O. 4. Resultados falla trifásica con todo el sistema completo.

BARRA	I _{cc}	S _{cc}	R1	X1
	kA	MVA	Ohm	Ohm
Chorrillos 500	6,009	5203,652	3,660	52,721
El Inga 500	8,797	7618,618	8,986	34,959
S. Rafael 500	8,434	7303,990	14,332	34,816
Tisaleo 500	5,344	4627,652	7,003	59,011

En la **Tabla O. 5** se muestran los valores de una falla trifásica en las barras de 500 kV con los equivalentes obtenidos, es decir que solo está considerado el sistema de 500 kV, pero con los equivalentes de red se obtienen los aportes de cortocicuito de todo el SNI.

Tabla O. 5. Resultados falla trifásica con equivalentes de red.

BARRA	I _{cc}	S _{cc}	R1	X1
	kA	MVA	Ohm	Ohm
Chorrillos 500	5,966	5166,316	3,536	51,664
El Inga 500	8,732	7562,197	8,738	34,277
S. Rafael 500	8,299	7187,433	14,083	34,451
Tisaleo 500	5,301	4590,394	6,722	57,885

En la **Tabla O. 6** se muestra el error al utilizar los equivalentes de red y el sistema completo.

Tabla O. 6. Errores obtenidos al comparar el caso con el sistema completo vs el caso con equivalentes de red.

BARRA	I _{cc}	S _{cc}	R1	X1
	%	%	%	%
Chorrillos 500	0,717	0,717	3,377	2,005
El Inga 500	0,741	0,741	2,763	1,951
S. Rafael 500	1,596	1,596	1,737	1,051
Tisaleo 500	0,805	0,805	4,009	1,909

8.15.4. Actividad

Presentar el informe de la práctica con la simulación y el análisis de los resultados obtenidos.

Reducir el sistema a la barra de San Rafael.

El formato se sujetará al siguiente formato:

DATOS INFORMATIVOS:

INTRODUCCIÓN:

(Descripción de la práctica)

MATERIALES Y EQUIPOS A UTILIZAR:

(Especificar puntualmente los materiales y herramientas que se van a utilizar)

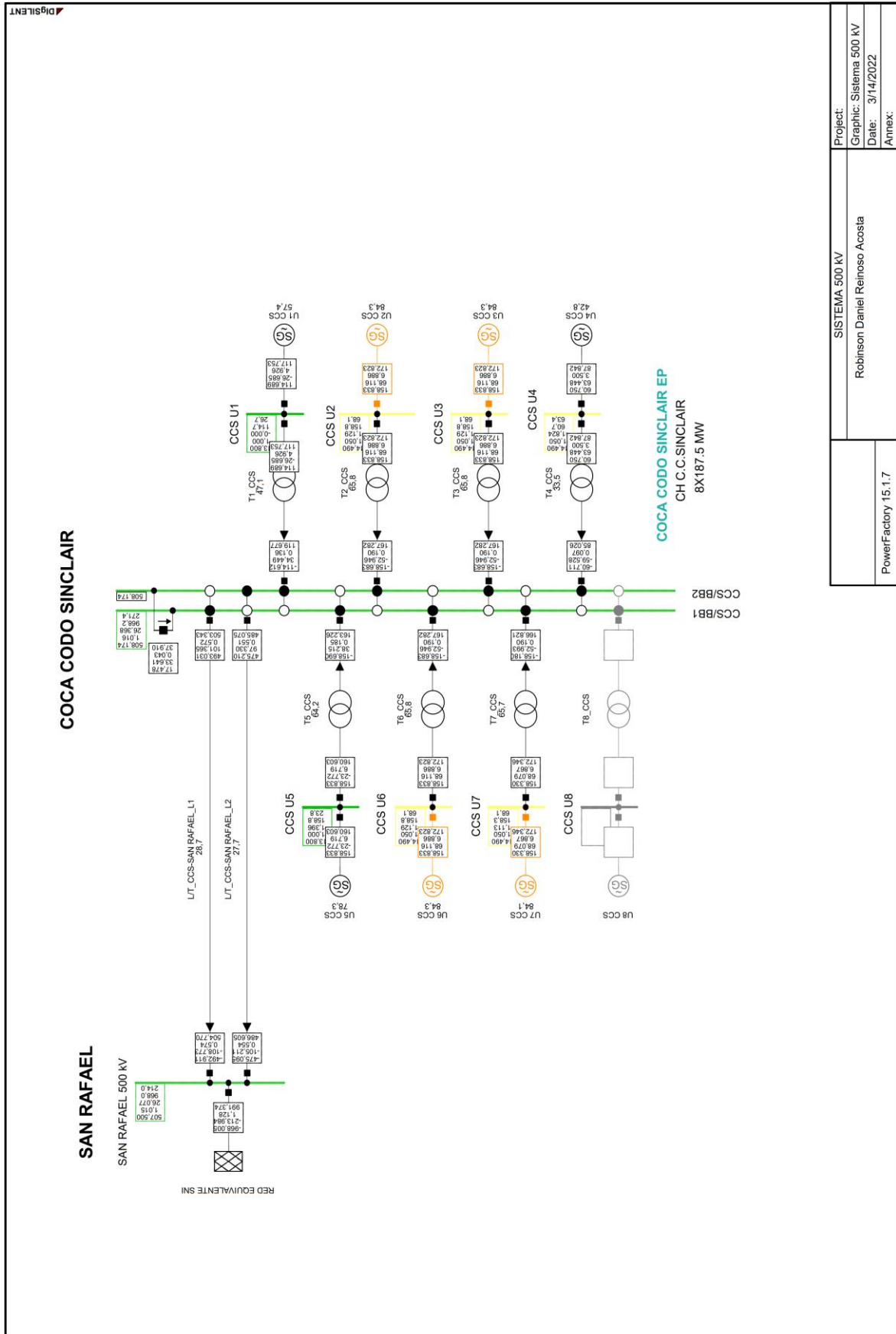
PROCEDIMIENTO:

(Indicar paso a paso todo el procedimiento que se siguió para realizar la práctica indicada)

ANÁLISIS DE RESULTADOS:

CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES:

REFERENCIAS:



SISTEMA 500 kV	
Project:	Robinson Daniel Reinoso Acosta
Graphic:	Sistema 500 kV
Date:	3/14/2022
Annex:	

PowerFactory 15.1.7

Figura O. 9. Red equivalente en la barra de San Rafael 500 kV.

Tabla O. 7. Equivalente Barra San Rafael 500 kV

BARRA SAN RAFAEL 500 kV			
Voltaje p. u		1,015	
Ángulo (Grados)		26,077	
Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	3335,474	Sk"	3317,089
Ik"	3,851474	Ik"	3,830244
R/X	0,05976912	R/X	0,07356629
Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,609	X0/X1	0,60742364
R0/X0	0,058	R0/X0	0,07149828
R0	2,639	R0	3,264361
X0	45,574	X0	45,6565
X1	74,818	X1	75,16418
R	4,472	R	5,52955
X	74,818	X	75,16418
Constante de inercia equivalente			
H		Ta	
s		s	
3,249		6,498	

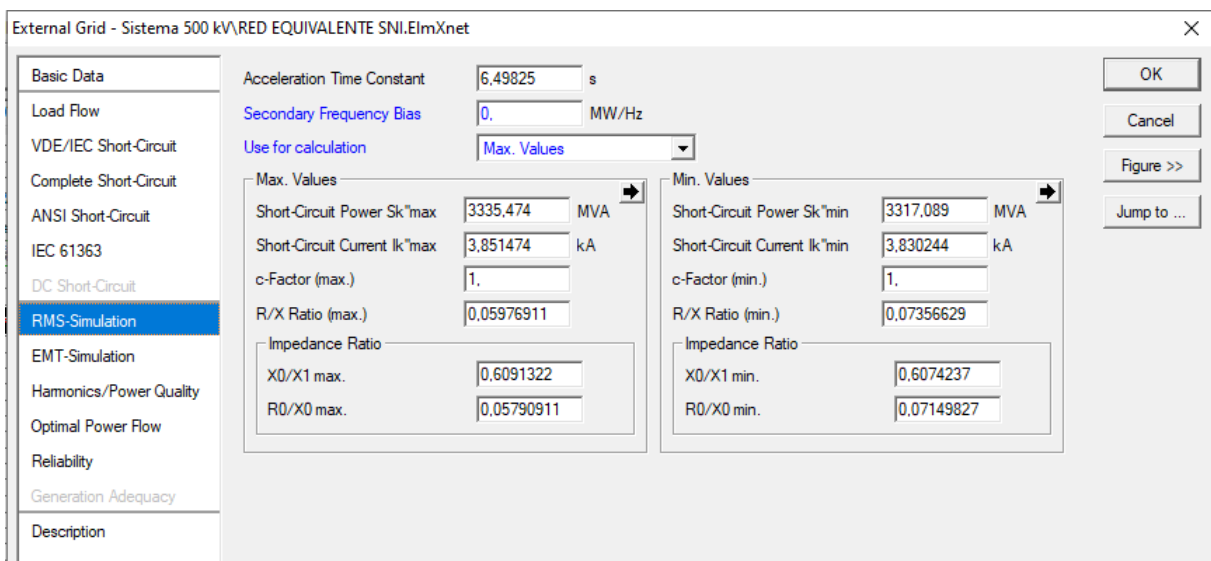


Figura O. 10. Red externa de PowerFactory para el equivalente de red.

8.16. ANEXO P

SVC BARRA PIURA 500 kV

Se obtuvo de la base de datos en PowerFactory del Sistema Peruano, en la **Figura P. 1** se muestra la ubicación del SVC de la barra de Piura 500 kV.

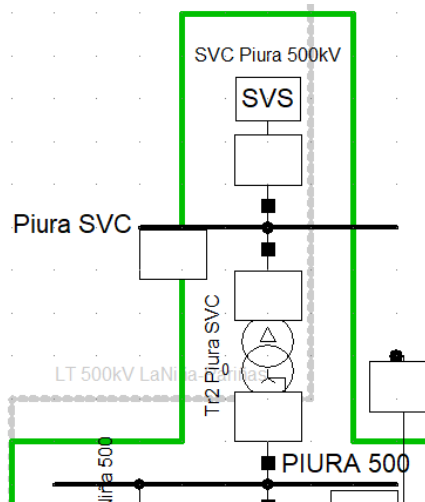


Figura P. 1. SVC de la barra de Piura en la base de datos en PowerFactory del sistema peruano.

En la **Figura P. 2** se muestran los valores de compensación de potencia reactiva capacitiva e inductiva.

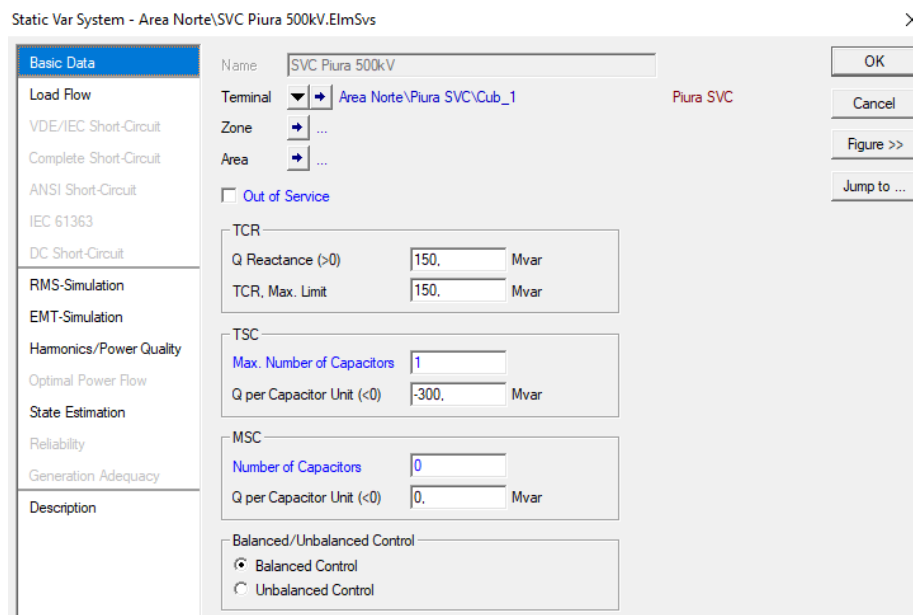


Figura P. 2. Características del SVC de la barra de Piura 500 kV.

8.17. ANEXO Q

FLUJO DE POTENCIA TRANSFERENCIA ECUADOR-PERÚ 400 MW

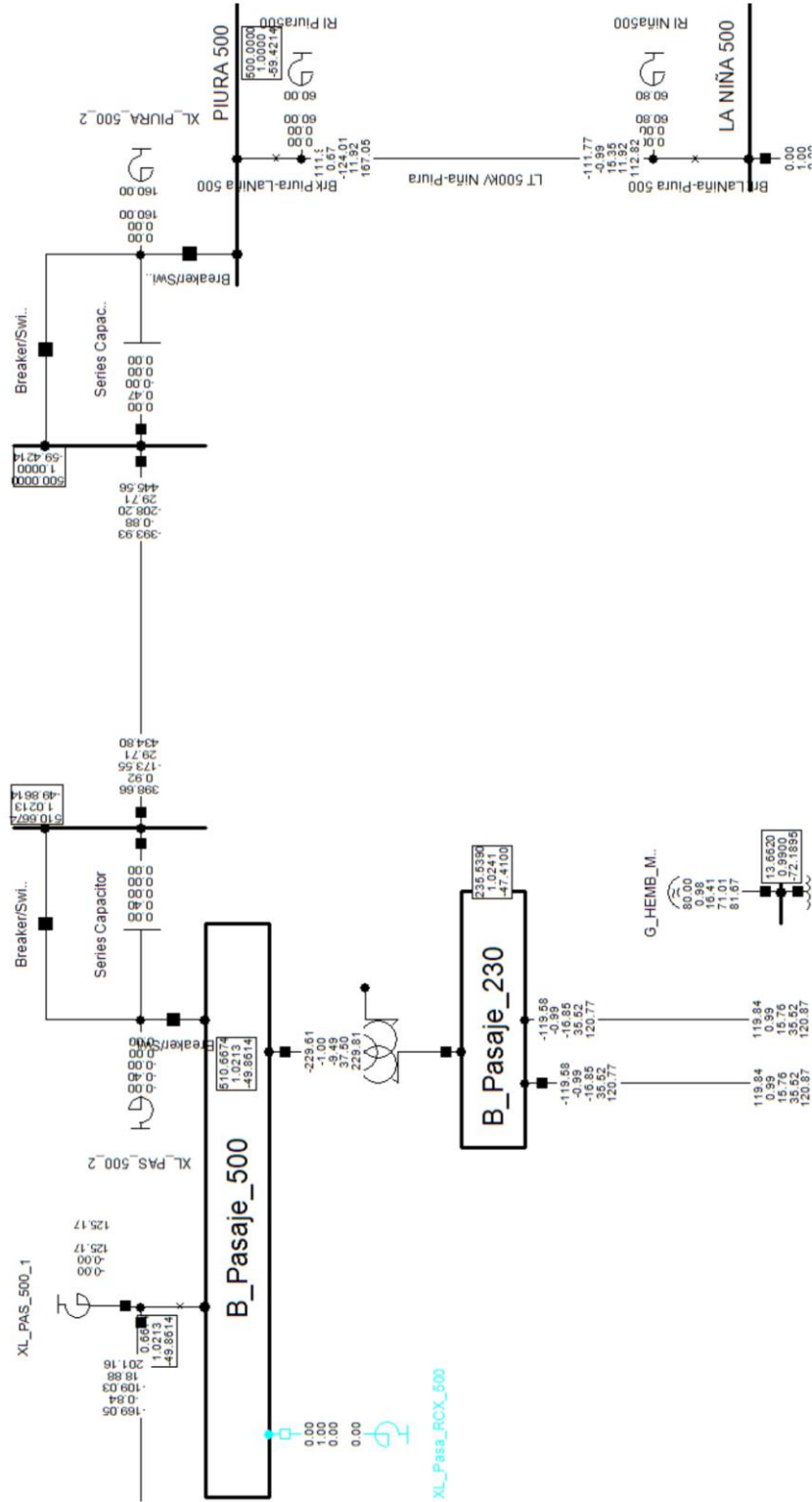


Figura Q. 1. Transferencia de 400 MW ECUADOR-PERÚ [27].

8.18. ANEXO R

SNI AL AÑO 2027

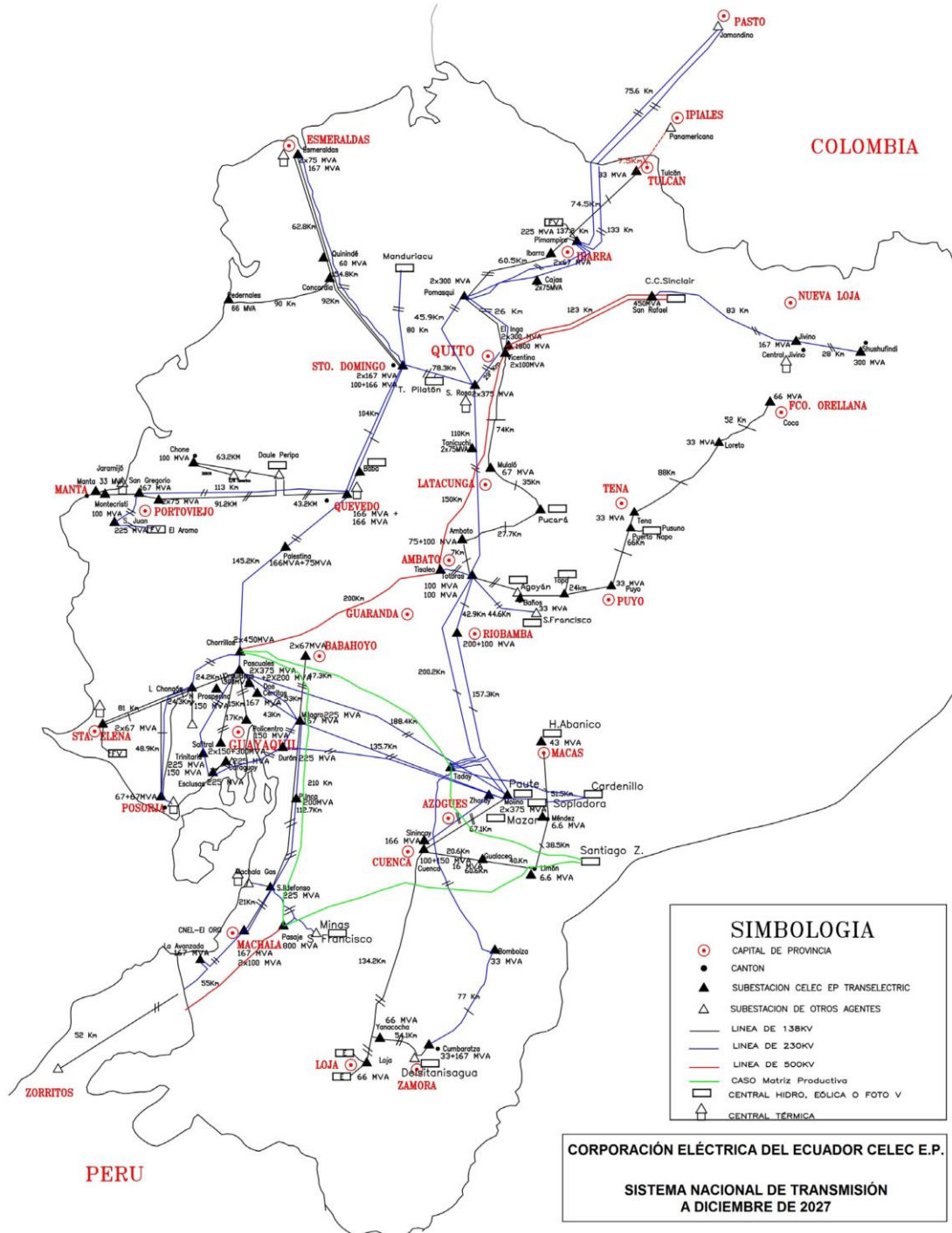


Figura R. 1. SNI proyectado al año 2027 [15].

8.19. ANEXOS

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SNI AÑO 2020

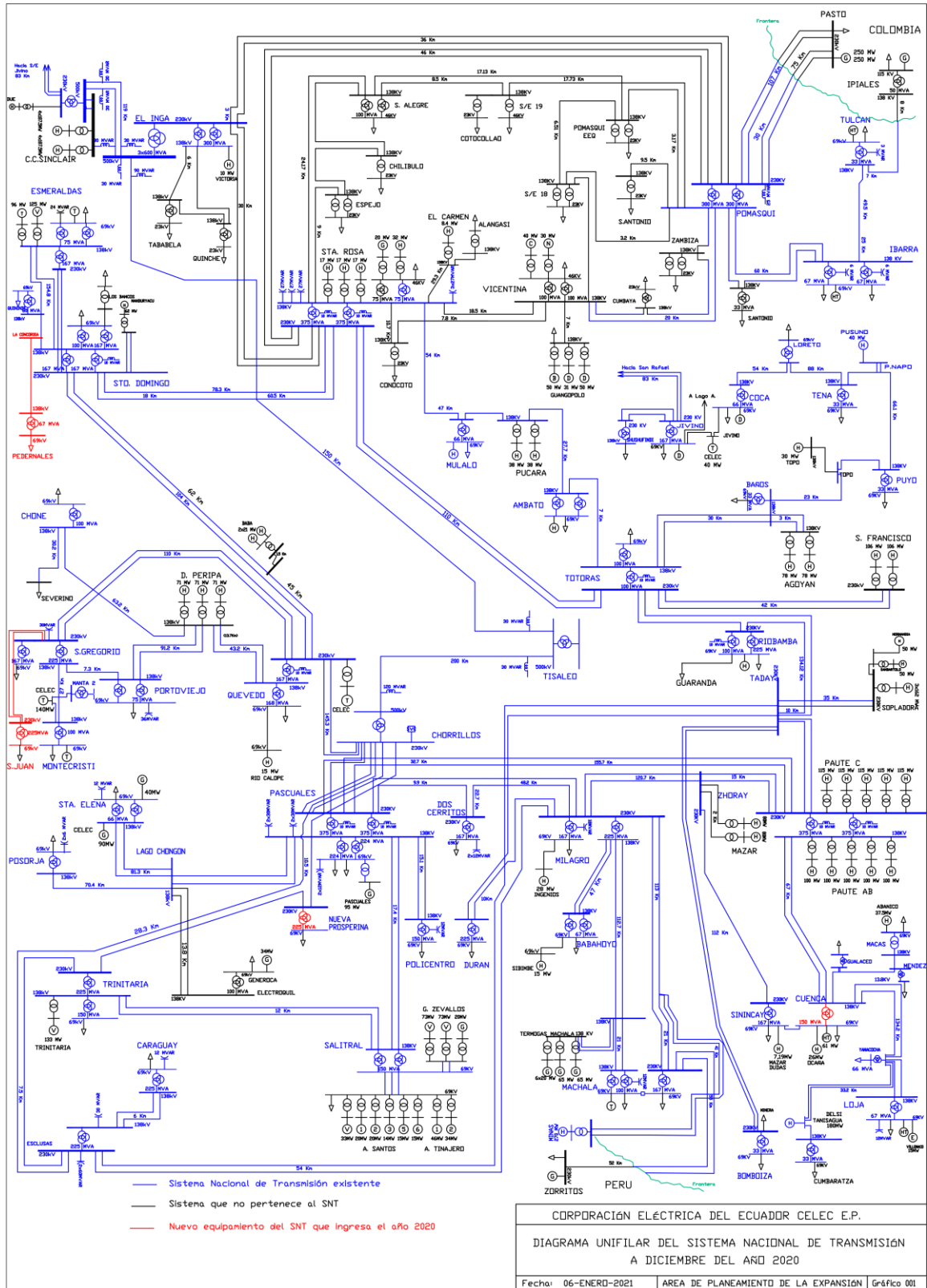



Figura S. 1. Diagrama unifilar del SNI año 2020.

8.20. ANEXO T


DECLARACION DE LÍMITES DEL SNI-TRANSFORMADORES

	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES		Código
			Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento		Fecha 31/1/2022
	Sección de Ingeniería		Página 1 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAN	ONAF		FOA	CAPACIDAD (MVA)	NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]
						ETAPA 1	ETAPA 2		CONTINUA	EMERGENCIA	RTC	TAP (AMPERIOS PRIMARIOS)		
AMBATO														
AT1	Autotransformador	1 Trifásico	FEDERAL PIONEER	NO	33	43	-	-	43	48,1	138	- / -	-	-
											69	400 / 5	480	360
AT2	Autotransformador	1 Trifásico	CROMPTON GREAVES	SI	45	60	75	-	75	90	138	400 / 5	418	314
											69	400 / 5	835	628
BAÑOS														
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CENEMESA	SI	20	26,7	33,3	-	33,3	33,3	138	600 / 5	180	139
											69	600 / 5	336	279
BOMBOIZA														
ATK	Autotransformador	1 Trifásico	CROMPTON GREAVES	SI	20	26,7	33,3	-	33,3	40	230	600 / 5	108	84
											69	600 / 5	360	279
CARAGUAY														
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	SI	135	180	225	-	225	252	138	1200 / 5	1152	941
											69	2000 / 5	2320	1883
CHONE														
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	HYOSUNG	SI	60	80	100	-	100	100	138	600 / 5	540	418
											69	- / -	-	-
CHORRILLOS														
ATI	Autotransformador	4 Monofásicos	CHINA XD	SI	270	360	450	-	450	540	500	1250 / 1	676	520
											230	2000 / 1	1470	1130
ATJ	Autotransformador	4 Monofásicos	CHINA XD	SI	270	360	450	-	450	540	500	1250 / 1	676	520
											230	2000 / 1	1470	1130
CUENCA														
ATR	Autotransformador	1 Trifásico	SHENDA	SI	90	120	150	-	100	120	138	600 / 5	600	418
											69	- / -	-	-
CUMBARATZA														
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	HYOSUNG	SI	20	26,7	33,3	-	33,3	33,3	138	600 / 5	180	139
											69	600 / 5	360	279
DOS CERRITOS														
ATK	Transformador	4 Monofásicos	3 MITSUBISHI + 1 ABB	SI	99	132	165	-	165	184	230	800 / 5	560	414
											69	- / -	-	-
DURAN														
ATL	Autotransformador	1 Trifásico	SHENTAI	SI	135	180	225	-	225	270	230	1200 / 5	732	565
											69	1500 / 5	2400	1883
EL INGA														
ATH	Autotransformador	3 Monofásicos	SPECO	SI	360	480	600	-	600	720	500	1250 / 1	900	693
											230	2000 / 1	1940	1506
ATI	Autotransformador	3 Monofásicos	SPECO	SI	360	480	600	-	600	720	500	1250 / 1	900	693
											230	2000 / 1	1940	1506
ATJ	Autotransformador	3 Monofásicos	SPECO	SI	360	480	600	-	600	720	500	1250 / 1	900	693
											230	2000 / 1	1940	1506
ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	HYOSUNG	NO	180	240	300	-	300	336	230	1500 / 5	1050	753
											138	1500 / 5	1740	1255
ATU	Autotransformador	1 Trifásico	ABB	NO	180	240	300	-	300	336	230	1500 / 5	1050	753
											138	1500 / 5	1740	1255
ESCLUSAS														

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNDEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE


UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

 <p>CELEC EP Corporación Eléctrica del Ecuador TRANSELECTRIC</p>	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento Sección de Ingeniería	Fecha 31/1/2022
		Página 2 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAF			CAPACIDAD (MVA)		NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]
					ONAN	ETAPA 1	ETAPA 2	FOA	CONTINUA		EMERGENCIA	RTC		
	ATT	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	SI	135	180	225	-	225	270			
											230 / 1200 / 5	722	565	678
											138 / 1200 / 5	1200	941	1130
ESMERALDAS														
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	ITALTRAFO	SI	44,8	59,7	-	75	75	85			
											138 / 1200 / 5	432	314	356
											69 / 1200 / 5	864	628	711
	ATR	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	SI	44,8	59,7	-	75	75	85			
											138 / 1200 / 5	432	314	356
											69 / 1200 / 5	864	628	711
	ATT	Autotransformador	4 Monofásicos	CHINA XD	NO	99,99	133,32	166,65	-	166,65	199,98			
											230 / 1200 / 5	600	418	502
											138 / 1200 / 5	960	697	837
FRANCISCO DE ORELLANA														
	ATQ	Transformador	1 Trifásico	CHINT	SI	40	53,32	66,66	-	66,66	80			
											138 / 600 / 5	336	279	335
											69 / 600 / 5	680	558	669
GUALACEO														
	TRG	Transformador	1 Trifásico	DELIXI	NO	12	16	-	-	13,27				
											138 / 100 / 5	80	56	
											22 / 500 / 5	500	348	
IBARRA														
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	SI	40	53,3	66,6	-	66,67	74,6			
											138 / 600 / 5	334	279	312
											69 / 600 / 5	668	558	624
	ATR	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	SI	40	53,3	66,6	-	66,67	74,6			
											138 / 600 / 5	334	279	312
											69 / 600 / 5	668	558	624
	T1	Transformador	1 Trifásico	D'LEGNANO	SI	30	40	-	50	30	36			
											138 / 600 / 5	281	126	151
											34,5 / 600 / 5	1128	502	602
JIVINO														
	TRK	Transformador	1 Trifásico	TBEA	SI	100	133	167	-	167	200			
											230 / 800 / 1	544	419	502
											69 / 2000 / 1	1840	1397	1673
LIMÓN														
	TRE	Transformador	1 Trifásico	DELIXI	NO	5	6,66	-	-	6,66	7,5			
											138 / 50 / 5	36	28	31
											13,8 / 300 / 5	360	279	314
LOJA														
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	mitsubishi	SI	40	53,3	-	66,7	66,7	66,7			
											138 / 600 / 5	360	279	279
											69 / 1000 / 5	660	558	558
LORETO														
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	SHENDA	SI	20	26,66	33,33	-	33,33	37,3			
											138 / 600 / 5	180	139	156
											69 / 600 / 5	372	279	312
MACAS														
	TRQ	Transformador	1 Trifásico	SHENDA	SI	40	53,3	66,7	-	66,7	80,04			
											138 / 250 / 5	375	279	335
											69 / 500 / 5	750	558	670
MACHALA														
	ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	2 MITSUBISHI+1CHINT+1ARR	SI	60	80,1	99,9	-	99,9	111,9			
											138 / 1000 / 5	606	418	468
											69 / 1200 / 5	1200	836	936
	ATR	Autotransformador	3 Monofásicos	2MITSUBISHI+1CHINT	NO	60	80,1	99,9	-	99,9	111,9			
											138 / 600 / 5	606	418	468
											69 / 800 / 5	1216	836	936
	TRK	Autotransformador	4 Monofásicos	SIEMENS	SI	99,9	133,2	166,5	-	166,5	176			
											230 / 600 / 5	538	418	442
											69 / 1500 / 5	1794	1393	1473
MANTA														

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNDEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE


UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

 <p>CELEC EP Corporación Eléctrica del Ecuador TRANSELECTRIC</p>	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento Sección de Ingeniería	Fecha 31/1/2022
		Página 3 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAN	ONAF		FOA	CAPACIDAD (MVA)		NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]
						ETAPA 1	ETAPA 2		CONTINUA	EMERGENCIA		RTC	TAP (AMPERIOS PRIMARIOS)		
MÉNEZ	ATQ	Autotransformador	OSAKA	NO	20	26,7	33,3	-	33,3	33,3	138	600 / 5	360	139	139
												69	1200 / 5	480	279
	TRE	Transformador	DELIXI	NO	5	6,66	-	-	6,22		138	50 / 5	36	26	
											13,8	300 / 5	363	260	
MILAGRO	ATK	Autotransformador	OSAKA	NO	99,9	133,32	-	166,65	166,5	186,5	230	1200 / 5	598	418	468
												69	2000 / 5	2000	1393
	ATU	Autotransformador	CHINT	NO	135	180	225	-	225	225	230	1200 / 5	600	565	565
											138	2000 / 5	1000	941	941
MOLINO	AT1	Autotransformador	OSAKA	NO	225	300	-	375	375	420	230	- / -	-	-	-
												138	2000 / 5	2400	1569
	AT2	Autotransformador	OSAKA	NO	225	300	-	375	375	420	230	- / -	-	-	-
											138	2000 / 5	2400	1569	1757
MONTECRISTI	ATQ	Autotransformador	CHINT	SI	60	80	100	-	100	120	138	- / -	-	-	-
												69	1200 / 5	1320	837
MÓVIL 1 (POSORJA)	AMQ	Autotransformador	MITSUBISHI	NO	30	32	-	-	30	32	138	200 / 5	160	126	134
												69	600 / 5	300	251
MULALÓ	ATQ	Autotransformador	CENEMESA	SI	40	53,3	-	66,7	60	66,7	138	300 / 5	300	251	279
												69	- / -	-	-
NUEVA BABAHYOY	ATQ	Autotransformador	MITSUBISHI	SI	40	50	60	-	60	67	138	600 / 5	420	251	280
												69	800 / 5	800	502
	ATR	Autotransformador	CHINT	SI	40	53,3	66,7	-	66,7	80	138	600 / 5	420	279	335
											69	800 / 5	800	558	669
NUEVA PROSPERINA	TRK	Transformador	GENERAL ELECTRIC	SI	135	180	225	-	225	270	230	800 / 5	720	565	678
												69	2000 / 5	2320	1883
PASCUALES	ATQ	Autotransformador	CHINT	SI	120	150	200	-	200	224	138	1200 / 5	1200	837	937
												69	2000 / 5	2400	1673
	ATR	Autotransformador	SIEMENS	SI	120	150	200	-	200	224	138	1200 / 5	1200	837	937
											69	2000 / 5	2400	1673	1874
	ATT	Autotransformador	1CHINT+1CENEMESA+1ABB	NO	225	300	-	375	375	420	230	1200 / 5	1440	941	1054
											138	2000 / 5	2000	1569	1757
	ATU	Autotransformador	OSAKA	NO	225	300	-	375	375	420	230	1200 / 5	1440	941	1054
											138	2000 / 5	2000	1569	1757
FEDERNALES	ATQ	Autotransformador	SHANDONG DACHI	SI	40	53,3	66,7	-	66,7	66,7	138	600 / 5	360	279	279
												69	1200 / 5	720	558
PIMAMPIRO	ATQ	Autotransformador	OSAKA	NO	20	26,7	33,3	-	33,3	33,3	138	600 / 5	360	139	139
												69	1200 / 5	480	279

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE


UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento	Fecha 31/1/2022
	Sección de Ingeniería	Página 4 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAF			FOA	CAPACIDAD (MVA)		NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]	
					ETAPA 1	ETAPA 2			CONTINUA	EMERGENCIA		RTC	TAP (AMPERIOS PRIMARIOS)			
POLICENTRO	ATT	Autotransformador	1 Trifásico	CHINA XD	SI	138	180	225	-	225	270	230	1200 / 5	720	565	678
												138	1200 / 5	1200	941	1130
POMASQUI	ATQ	Autotransformador	3 Monofásicos	2 ANSALDO + 1 ABB	SI	90	120	150	-	150	168	138	800 / 5	800	628	703
												69	2000 / 5	1600	1255	1406
PORTOVIEJO	ATT	Autotransformador	1 Trifásico	HYOSUNG	NO	180	240	300	-	300	336	230	2000 / 5	1000	753	843
												138	2000 / 5	1680	1255	1406
PORTOVIEJO	ATU	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	NO	180	240	300	-	300	336	230	2200 / 5	968	753	843
												138	1800 / 5	1620	1255	1406
POSORUA	AA1	Autotransformador	1 Trifásico	ANSALDO	SI	44,8	59,7	-	75	75	80	138	300 / 5	450	314	335
												69	600 / 5	900	628	669
POSORUA	AA2	Autotransformador	1 Trifásico	ABB	SI	45	60	75	-	75	80	138	300 / 5	450	314	335
												69	600 / 5	900	628	669
PUYO	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CENEMESA	SI	40	53,34	66,7	-	66,7	80	138	600 / 5	360	279	335
												69	- / -	-	-	-
QUEVEDO	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	TRAFO	SI	20	26,7	33,3	-	33,3	37,3	138	300 / 5	168	139	156
												69	600 / 5	336	279	312
QUININDE	ATK	Autotransformador	1 Trifásico	CHINA XD	SI	135	180	225	-	225	270	230	1200 / 5	720	565	678
												69	2000 / 5	2600	1883	2259
QUININDE	ATR	Autotransformador	4 Monofásicos	ABB (WESTINGHOUSE)	SI	90	120	-	150	150	180	138	1200 / 5	804	628	753
												69	2000 / 5	1600	1255	1506
QUININDE	ATT	Autotransformador	4 Monofásicos	3 OSAKA + 1 ABB	NO	99,9	133,3	-	166,6	166,6	187	230	600 / 5	600	418	469
												138	1200 / 5	1200	697	782
RIOBAMBA	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CROMPTON GREAVES	SI	40	53,3	66,7	-	66,7	80	138	600 / 5	360	279	335
												69	1200 / 5	720	558	669
SALITRAL	ATL	Autotransformador	1 Trifásico	ABB	SI	135	180	225	-	225	270	230	800 / 5	736	565	678
												69	1200 / 5	2448	1883	2259
SALITRAL	TRK	Transformador	4 Monofásicos	3 MITSUBISHI + 1 ABB	SI	60	80,1	-	99,9	99,9	111,89	230	600 / 5	360	251	281
												69	- / -	-	-	-
SAN GREGORIO	ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	D'LEGNANO	NO	90	120	150	-	150	168	138	1000 / 5	800	628	703
												69	2000 / 5	1600	1255	1406
SAN GREGORIO	ATR	Autotransformador	4 Monofásicos	MITSUBISHI	SI	90	120	150	-	150	168	138	1200 / 5	840	628	703
												69	2000 / 5	1600	1255	1406
SAN GREGORIO	ATK	Autotransformador	1 Trifásico	LSIS	SI	100	133,3	166,7	-	166,7	186	230	1200 / 5	552	418	467
												69	2000 / 5	1800	1395	1556
SAN GREGORIO	ATT	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	NO	135	180	225	-	225	240	230	1200 / 5	552	418	467
												69	2000 / 5	1800	1395	1556

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNDEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE


UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento	Fecha 31/1/2022
	Sección de Ingeniería	Página 5 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAN	ONAF		FOA	CAPACIDAD (MVA)		NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]	
						ETAPA 1	ETAPA 2		CONTINUA	EMERGENCIA		RTC	TAP (AMPERIOS PRIMARIOS)			
SAN JUAN DE MANTA																
	ATK	Autotransformador	1 Trifásico	CHINA XD	SI	135	180	225	-	225	247	230	1200 / 5	677	565	602
												138	2000 / 5	1128	941	1004
												230	1200 / 5	780	565	620
												69	2000 / 5	2600	1883	2067
SAN RAFAEL																
	ATH	Autotransformador	4 Monofásicos	CHINA XD	SI	270	360	450	-	450	495	500	750 / 1	675	520	572
												500	1250 / 1	675	520	572
												230	1500 / 1	1470	1130	1243
SANTA ELENA																
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	SI	40	53,3	-	66,7	66,7	74,7	138	600 / 5	360	279	313
												69	- / -	-	-	-
	ATR	Autotransformador	1 Trifásico	CHINT	SI	40	53,3	-	66,7	66,7	74,7	138	600 / 5	360	279	313
												69	- / -	-	-	-
SANTA ROSA																
	ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	ABB	SI	225	300	375	-	375	375	230	1500 / 5	1008	941	941
												138	2000 / 5	2000	1569	1569
	ATU	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	NO	225	300	-	375	375	375	230	1200 / 5	1006	941	941
												138	2000 / 5	2000	1569	1569
	TRN	Transformador	1 Trifásico	D'LEGNANO	SI	45	60	-	75	75	84	138	600 / 5	415	314	351
												46	- / -	-	-	-
	TRP	Transformador	1 Trifásico	SIEMENS	SI	45	60	-	75	75	84	138	600 / 5	415	314	351
												46	- / -	-	-	-
SANTO DOMINGO																
	ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	CROMPTON GREAVES	NO	100	133	167	-	167	183,7	138	800 / 5	976	699	769
												69	- / -	-	-	-
	ATR	Autotransformador	3 Monofásicos	OSAKA	NO	60	80	-	99,9	99,9	110	138	600 / 5	600	418	460
												69	- / -	-	-	-
	ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	CROMPTON GREAVES	NO	99,9	133,32	166,65	-	166,7	200	230	600 / 5	600	418	502
												138	1200 / 5	998	697	837
	ATU	Autotransformador	4 Monofásicos	OSAKA	NO	99,9	133,32	166,65	-	166,6	199,9	230	600 / 5	600	418	502
												138	- / -	-	-	-
SHUSHUFINDI																
	ATT	Autotransformador	3 Monofásicos	TBEA	SI	180	240	300	-	300	336	230	1500 / 1	900	753	843
												138	1500 / 1	1500	1255	1406
SININCAY																
	TRK	Transformador	1 Trifásico	SIEMENS	SI	100	133,2	165,5	-	165,5	185,3	230	500 / 5	519	415	465
												69	1500 / 5	1650	1385	1550
TENA																
	TRQ	Transformador	1 Trifásico	ITALTRAFO	SI	20	26,7	-	33,3	33,3	37,3	138	600 / 5	168	139	156
												69	600 / 5	336	279	312
TISALEO																
	ATI	Autotransformador	3 Monofásicos	CHINA XD	SI	270	360	450	-	450	540	500	1250 / 1	749	520	624
												230	1500 / 1	1503	1130	1356
TOTORAS																
	ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	3 ANSALDO + 1 ABB	NO	60	80	99,99	-	99,9		138	600 / 5	450	418	

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNDEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

 <p>CELEC EP Corporación Eléctrica del Ecuador TRANSELECTRIC</p>	DECLARACIÓN DE LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE LAS INSTALACIONES DEL SNT - TRANSFORMADORES	Código
		Versión 01
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento	Fecha 31/1/2022
	Sección de Ingeniería	Página 6 de 6

SUBESTACIÓN	DESIGNACIÓN	TIPO	MARCA	LTC	ONAF			FOA	CAPACIDAD (MVA)		NIVEL DE VOLTAJE [kV]	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE		LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA CONTINUA [A]	LÍMITE DE TRANSFERENCIA MÁXIMA EMERGENCIA [A]	
					ETAPA 1	ETAPA 2			CONTINUA	EMERGENCIA		RTC	TAP (AMPERIOS PRIMARIOS)			
ATT	Autotransformador	4 Monofásicos	ANSALDO	NO	60	80	99,99	-	112	128	69	-	-	-	-	
											230	500	/	5	500	281
TRINITARIA																
ATQ	Autotransformador	4 Monofásicos	MITSUBISHI	SI	90	120	-	150	150	160	138	1200	/	5	840	
											69	-	/	-	-	628
ATT	Autotransformador	1 Trifásico	PAUWELS	NO	135	180	225	-	225	240	230	1200	/	5	840	
											138	-	/	-	-	565
TULCÁN																
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	MITSUBISHI	SI	20	26,7	-	33,3	33,3	37,3	138	300	/	5	180	
											69	-	/	-	-	139
VICENTINA																
T1	Transformador	1 Trifásico	SHENDA	SI	60	80	100	-	100	100	46	1500	/	5	1500	
											13,8	3000	/	5	2400	1255
T2	Autotransformador	1 Trifásico	SIEMENS	NO	60	80	-	100	100	120	138	600	/	5	600	
											46	-	/	-	-	418
YANACOCHA																
ATQ	Autotransformador	1 Trifásico	ABB	SI	40	53,3	66,7	-	66,7	80,04	138	400	/	5	360	
											69	800	/	5	720	279
															558	670

NOTA:
EN TGR (GUALACEO 16 MVA), TRE (MÉNDEZ 6,66 MVA), EL LÍMITE DE TRANSFERENCIA ESTÁ LIMITADO POR EL AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

8.21. ANEXO U

COMPENSACIÓN REACTIVA EN EL SNI.

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
El Inga	500	3	10	30
Pomasqui	230	1	25	25
Molino	13,8	2	10	20
Pascuales	13,8	2	10	20
Riobamba	13,8	1	10	10
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Totoras	13,8	1	10	10
Total:		12		135

Figura U. 1. Compensación reactiva inductiva [15].

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Las Esclusas	230	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
Total:		41		618

Figura U. 2. Compensación reactiva capacitiva [15].

8.22. ANEXO V

VALORES DE LOS EQUIVALENTES AÑO 2027

Tabla V. 1. Equivalentes SNI 2027 demanda máxima, hidrología alta.

Barra CHORRILLOS 230 kV				Barra EL INGA 230 kV			
Voltaje p. u		0,9945183		Voltaje p. u		1,009764	
Ángulo (Grados)		3,346716		Ángulo (Grados)		9,473244	
Valores máximos		Valores mínimos		Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	5878,02	Sk"	5673,658	Sk"	3939,737	Sk"	3938,892
Ik"	14,75512	Ik"	14,24212	Ik"	9,8896	Ik"	9,69779
R/X	0,07763541	R/X	0,09242963	R/X	0,08981819	R/X	0,10985819
Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,58837115	X0/X1	0,57044854	X0/X1	0,99515533	X0/X1	0,37221865
R0/X0	0,0643051	R0/X0	0,07892807	R0/X0	11,133602	R0/X0	0,03466903
R0	0,3394818	R0	0,4180163	R0	1,018439	R0	0,172229
X0	5,279236	X0	5,296168	X0	13,30867	X0	4,967805
X1	8,972629	X1	9,284217	X1	13,37346	X1	13,34647
R	0,6965937	R	0,8581367	R	1,20118	R	1,466219
X	8,972629	X	9,284217	X	13,37346	X	13,34647

Barra PASAJE230 kV				Barra POSORJA 138 Kv			
Voltaje p. u		1,008091		Voltaje p. u		0,9948497	
Ángulo (Grados)		7,095199		Ángulo (Grados)		-2,493664	
Valores máximos		Valores mínimos		Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	1820,233	Sk"	1496,614	Sk"	425,5939	Sk"	416,2533
Ik"	4,569184	Ik"	3,756828	Ik"	1,780556	Ik"	1,741478
R/X	0,08159704	R/X	0,10758661	R/X	0,26283047	R/X	0,32690851
Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,39279996	X0/X1	0,30467467	X0/X1	0,15269314	X0/X1	0,08995966
R0/X0	0,06955723	R0/X0	0,09192743	R0/X0	0,01613496	R0/X0	0,01134919
R0	0,7914096	R0	0,9843019	R0	0,1066216	R0	0,0441177
X0	11,37782	X0	10,70738	X0	6,60811	X0	3,887298
X1	28,96594	X1	35,14365	X1	43,27706	X1	43,21157
R	2,363535	R	3,780986	R	11,37453	R	14,12623
X	28,96594	X	35,14365	X	43,27706	X	43,21157

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

Tabla V. 2. Equivalentes SNI 2027 demanda máxima, hidrología alta, Continuación.

SAN RAFAEL 230 kV				TADAY 230 kV			
Voltaje p. u		0,9958444		Voltaje p. u		1,001733	
Ángulo (Grados)		16,86892		Ángulo (Grados)		13,88485	
Valores máximos		Valores mínimos		Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	319,1958	Sk"	309,7352	Sk"	5992,001	Sk"	5783,051
Ik"	0,8012513	Ik"	0,777503	Ik"	15,04123	Ik"	14,51672
R/X	0,08876979	R/X	0,10723583	R/X	0,06802143	R/X	0,08158611
Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,07561307	X0/X1	0,07357886	X0/X1	0,59897131	X0/X1	0,58176084
R0/X0	0,02034131	R0/X0	0,0250596	R0/X0	0,05034284	R0/X0	0,06125743
R0	0,2539041	R0	0,313119	R0	0,2655982	R0	0,3249087
X0	12,48219	X0	12,49497	X0	5,275789	X0	5,303988
X1	165,0798	X1	169,8174	X1	8,808083	X1	9,117128
R	14,6541	R	18,21051	R	0,5991384	R	0,743831
X	165,0798	X	169,8174	X	8,808083	X	9,117128

TISALEO 230 kV			
Voltaje p. u		1,005384	
Ángulo (Grados)		10,21922	
Valores máximos		Valores mínimos	
Sk"	2917,459	Sk"	2867,674
Ik"	7,32346	Ik"	7,198489
R/X	0,08931083	R/X	0,10921776
Relación de impedancia		Relación de impedancia	
X0/X1	0,79603972	X0/X1	0,7312171
R0/X0	0,06429528	R0/X0	0,07321687
R0	0,9243565	R0	0,9817672
X0	14,37674	X0	13,40903
X1	18,06033	X1	18,33796
R	1,612983	R	2,002831
X	18,06033	X	18,33796

8.23. ANEXO W

INFROMACION REPORTE POST OPERATIVO CELEC-TRANSELECTRIC

8.23.1. Información De La Cargabilidad De Transformadores

CURVA DE FLUJO DE TRANSFORMADORES (MVA)

* Escoger Subestacion, Transformador y/o Nivel de curva que se desea ver

SUBESTACION	TRAF0	NIVEL	LIMITE	0:00	0:10	20:00
AMBATO	AT1	138/69	43	17,0979	16,75	25,71
AMBATO	AT2	138/69	75	21,02	21,02	21,02
BAÑOS	ATQ	138/69	33,3	6,92	7,14	6,40
BOMBOIZA	ATK	230/69	33	0,00	0,00	0,00
CARAGUAY	ATQ	138/69	225	79,15	78,01	82,89
CHONE	AMQ	138/69	100	45,64	45,52	55,14
CHORRILLOS	ATI	500/230	450	92,54	93,21	178,58
CHORRILLOS	ATJ	500/230	450	92,94	93,84	179,22
CUENCA	ATQ	138/69	100	79,73	78,73	89,99
CUMBARATZA	ATQ	138/69	33,3	8,32	8,16	11,40
DOS CERRITOS	ATK	230/69	165	84,22	84,19	84,35
DOS CERRITOS (Móvil 3)	TMK	230/69	45	0,00	0,00	0,00
DURAN	ATL	230/69	220	156,57	155,20	149,52
ESCLUSAS	ATT	230/138	225	79,68	78,56	83,31
ESMERALDAS	ATQ	138/69	75	30,54	30,10	39,53
ESMERALDAS	ATR	138/69	75	31,13	30,61	40,06
ESMERALDAS	ATT	230/138	166,65	26,19	25,79	46,27
GUALACEO	TRG	138/22	16	5,45	5,15	9,51
IBARRA	ATQ	138/69	66,67	28,38	27,93	42,83
IBARRA	ATR	138/69	66,67	29,48	29,01	44,30
IBARRA	T1	138/34.5	30	0,26	0,26	0,21
INGA	ATH	500/230	600	84,25	62,61	233,02
INGA	ATI	500/230	600	84,23	63,00	232,93
INGA	ATJ	500/230	600	84,47	63,30	233,80
INGA	ATT	230/138	300	17,71	16,88	34,04
INGA	ATU	230/138	300	17,75	16,94	34,36
JIVINO	TRK	230/69	167	51,02	50,98	67,65
LIMON	TRE	138/13.8	6,66	1,33	1,30	1,76
LOJA	ATQ	138/69	66,7	31,16	30,51	46,82
LORETO	ATQ	138/69	33,34	1,56	1,52	2,21
MACAS	TRQ	138/69	66,66	30,71	30,93	27,36
MACHALA	ATQ	138/69	100	47,59	47,28	43,43
MACHALA	ATR	138/69	100	47,28	46,96	43,14
MACHALA	TRK	230/69	165	114,45	112,71	141,59
MANTA	ATQ	138/69	33	23,11	23,58	25,87
MENDEZ	TRE	138/13.8	6,66	1,63	1,59	2,15
MILAGRO	ATK	230/69	167	112,63	111,89	120,68
MILAGRO	ATU	230/138	225	82,74	81,18	89,96
MOLINO	AT1	230/138	375	155,78	155,11	110,39
MOLINO	AT2	230/138	375	167,84	167,08	110,49
MONTECRISTI	ATQ	138/69	100	79,94	79,94	79,94
Móvil 4	AMQ	138/69	60	0,00	0,00	0,00
Móvil 5	AMQ	138/69	60	0,00	0,00	0,00
MULALO	ATQ	138/69	60	23,29	23,11	35,81
NUEVA BABAHOYO	ATQ	138/69	60	29,17	28,74	27,13
NUEVA BABAHOYO	ATR	138/69	66,7	41,13	40,53	38,36
NUEVA PROSPERINA	TRK	230/69	225	108,19	106,90	120,95
ORELLANA	ATQ	138/69	66,66	15,51	15,24	20,31
PASCUALES	ATQ	138/69	200	122,77	121,21	124,29
PASCUALES	ATR	138/69	200	124,10	122,49	125,67
PASCUALES	ATT	230/138	375	184,51	180,81	201,07

Figura W. 1. Cargabilidad de los trasformadores del SNI.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

PASCUALES	ATU	230/138	375	171,03	167,34	185,94
PEDERNALES	ATQ	138/69	66,7	13,14	13,04	14,27
POLICENTRO	ATQ	138/69	90	51,42	49,35	52,97
POMASQUI	ATT	230/138	300	67,46	68,01	119,31
POMASQUI	ATU	230/138	300	68,48	69,08	119,60
PORTOVIEJO	AA1	138/69	75	29,55	29,27	34,92
PORTOVIEJO	AA2	138/69	75	29,77	29,52	35,11
POSORJA	ATQ	138/69	33	31,47	31,52	33,26
POSORJA (Móvil 1)	AMQ	138/69	30	0,00	0,00	0,00
PUYO	ATQ	138/69	33,5	11,28	11,28	11,28
QUEVEDO	ATR	138/69	120	1,08	1,08	1,08
QUEVEDO	ATT	230/138	166,6	28,14	28,14	28,14
QUEVEDO	ATK	230/69	225	54,06	53,03	71,84
QUEVEDO (Móvil 4)	AMQ	138/69	60	0,00	0,00	0,00
QUININDE	ATQ	138/69	225	14,34	14,17	17,73
RIOBAMBA	TRK	230/69	99,9	6,45	6,36	11,20
RIOBAMBA	ATL	230/69	99,9	33,30	32,67	51,93
SALITRAL	ATQ	138/69	150	37,99	36,47	47,69
SALITRAL	ATR	138/69	150	39,84	38,06	50,07
SAN GREGORIO	ATK	230/69	166,7	55,16	54,42	59,54
SAN GREGORIO	ATT	230/138	225	52,22	52,37	53,55
SAN RAFAEL	ATH	500/230	450	33,96	34,03	14,14
SANTA ELENA	ATQ	138/69	66,7	23,97	23,65	30,13
SANTA ELENA	ATR	138/69	66,7	24,37	23,88	30,96
SANTA ROSA	ATT	230/138	375	96,29	92,53	134,51
SANTA ROSA	ATU	230/138	375	66,36	61,50	108,34
SANTA ROSA	TRN	138/46	75	19,69	19,08	36,39
SANTA ROSA	TRP	138/46	75	20,28	19,63	37,97
SANTO DOMINGO	ATQ	138/69	167	39,55	38,71	55,68
SANTO DOMINGO	ATR	138/69	99,9	3,93	3,93	3,93
SANTO DOMINGO	ATT	230/138	166,7	25,69	25,69	25,69
SANTO DOMINGO	ATU	230/138	166,6	25,91	25,91	25,91
SHUSHUFINDI	ATT	230/138	300	0,00	0,00	0,00
SININCAY	TRK	230/69	165,5	11,57	10,06	48,97
TENA	TRQ	138/69	33	10,76	10,64	14,28
TISALEO	ATI	500/230	450	0,00	0,00	0,00
TOTORAS	ATQ	138/69	99,9	22,86	23,16	33,63
TOTORAS	ATT	230/138	112	26,07	27,52	27,43
TRINITARIA	ATQ	138/69	150	84,54	83,60	80,51
TRINITARIA	ATT	230/138	225	63,12	60,46	59,45
TULCAN	ATQ	138/69	33,3	6,99	6,83	13,64
YANACOCHA	ATQ	138/69	66,7	6,37605	6,38	6,38

Figura W. 2. Cargabilidad de los transformadores del SNI.

8.23.2. Información De Los Perfiles De Tensión

PERFILES DE VOLTAJE

12-Jan-2022

* Escoger Subestacion, Barra y/o Tipo de Barra de curva que se desea ver

SUBESTACION	BARRA	TIPO	0:00	0:10	0:20	0:30	20:00
BABA	230	B1	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
BABA	230	B2	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
BOMBOIZA	230	B1	238,72	238,98	239,47	239,88	240,44
BOMBOIZA	230	B2	239,17	239,41	239,92	240,36	240,93
CHORRILLOS	230	B1	233,24	233,52	233,84	234,51	235,11
CHORRILLOS	230	B2	233,13	233,41	233,71	234,38	234,90
DOS CERRITOS	230	BP	232,05	232,13	232,63	233,40	234,09
DURAN	230	B1	227,96	227,97	228,46	229,27	230,32
DURAN	230	B2	228,14	228,16	228,63	229,45	230,51
ESCLUSAS	230	B1	232,35	232,48	232,99	233,45	233,92
ESCLUSAS	230	B2	231,36	231,38	231,99	232,41	232,96
INGA	230	B1	235,31	235,18	235,26	234,95	236,51
INGA	230	B2	234,69	234,55	234,63	234,33	235,92
JIVINO	230	B1	229,04	229,07	229,13	228,55	231,23
JIVINO	230	B2	228,88	229,00	229,07	228,49	230,89
MACHALA	230	B1	231,05	231,10	231,64	232,79	230,21
MACHALA	230	B2	230,81	230,94	231,36	232,47	230,00
MANDURIACU	230	B1	235,59	235,59	235,59	235,59	235,59
MANDURIACU	230	B2	236,60	236,60	236,60	236,60	236,60
MILAGRO	230	B1	229,89	229,81	230,52	231,39	232,36
MILAGRO	230	B2	229,70	229,76	230,28	231,14	232,19
MOLINO	230	AB1	236,75	236,82	237,14	237,36	239,71
MOLINO	230	AB2	237,01	237,07	237,38	237,66	239,98
MOLINO	230	C1	236,15	236,26	236,57	236,91	240,43
MOLINO	230	C2	236,28	236,40	236,69	237,01	240,60
PASCUALES	230	B1	232,73	232,90	233,31	233,99	234,56
PASCUALES	230	B2	232,48	232,63	233,09	233,75	234,34
POMASQUI	230	B1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
POMASQUI	230	B2	230,00	230,00	230,00	230,00	230,00
QUEVEDO	230	B1	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
QUEVEDO	230	B2	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
RIOBAMBA	230	B1	234,67	234,95	235,40	235,35	234,32
RIOBAMBA	230	B2	234,89	235,20	235,62	235,73	234,63
SAN FRANCISCO	230	B1	239,91	239,91	239,91	239,64	238,91
SAN FRANCISCO	230	B2	239,50	239,50	239,58	239,39	238,20
SAN GREGORIO	230	ATT	229,08	229,35	229,80	230,09	229,21
SAN JUAN DE MANTA	230	B1	228,96	229,21	229,66	230,00	229,14
SAN JUAN DE MANTA	230	B2	229,10	229,34	229,80	230,13	229,28
SANTA ROSA	230	B1	235,56	235,48	235,71	235,48	235,64
SANTA ROSA	230	B2	235,43	235,35	235,54	235,35	235,49
SANTO DOMINGO	230	B1	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
SANTO DOMINGO	230	B2	233,00	233,00	233,00	233,00	233,00
SININCAY	230	B1	236,81	236,93	237,20	237,52	238,94
TADAY	230	B1	239,16	239,40	239,87	240,32	242,69
TADAY	230	B2	239,21	239,42	239,97	240,31	242,72
TOTORAS	230	B1	239,08	239,31	239,72	239,56	239,15
TOTORAS	230	B2	238,21	238,42	238,88	238,75	238,30
TRINITARIA	230	BP	229,23	229,39	229,75	230,45	231,23
ZHORAY	230	B1	236,92	236,98	237,14	237,49	240,45
ZHORAY	230	B2	236,57	236,57	236,57	237,35	240,47
ESMERALDAS	230	B1	235,66	235,86	236,15	236,38	236,09

ESMERALDAS	230	B2	235,60	235,90	236,10	236,41	236,00
NUEVA PROSPERINA	230	B1	231,25	231,40	231,86	232,56	232,90
NUEVA PROSPERINA	230	B2	230,11	230,27	230,85	231,42	231,75
PIMAMPIRO	230	B1	240,28	240,04	240,06	239,86	240,10
PIMAMPIRO	230	B2	240,21	239,97	239,99	239,79	240,04

Figura W. 3. Voltaje en barras de 230 kV.

PERFILES DE VOLTAJE**12-Jan-2022**

* Escoger Subestacion, Barra y/o Tipo de Barra de curva que se desea ver

SUBESTACION	BARRA	TIPO	0:00	0:10	0:20	0:30	20:00
CHORRILLOS	500	B1	477,40	477,55	478,31	478,96	478,58
CHORRILLOS	500	B2	477,55	477,77	478,54	479,18	478,80
COCA CODO SINCLAIR	500	B1	504,81	504,89	504,93	503,47	514,77
COCA CODO SINCLAIR	500	B2	504,13	504,21	504,28	502,80	514,08
INGA	500	B1	508,89	508,89	509,15	508,10	512,25
INGA	500	B2	509,38	509,38	509,59	508,75	512,86
SAN RAFAEL	500	B1	506,42	506,62	506,56	505,07	514,43
SAN RAFAEL	500	B2	506,43	506,61	506,54	505,07	514,44
TISALEO	500	B1	503,90	503,86	504,31	504,12	504,89
TISALEO	500	B2	504,83	504,82	505,27	505,08	505,88

Figura W. 4. Voltaje en barras de 500 kV del SNI.

