



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

**“ESTUDIOS FUNDAMENTALES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS
SUBESTACIONES DE CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA”**

AUTORES

Gian Carlo Loor Benalcázar
Bernard Dorian Guaman Mendieta

TUTOR

MSc. Ervin Solano V.

Guayaquil – Ecuador

2020

**CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TIULACIÓN**

Nosotros, **LOOR BENALCÁZAR GIAN CARLO** y **BERNARD DORIAN GUAMAN MENDIETA** autorizamos a la **Universidad Politécnica Salesiana** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

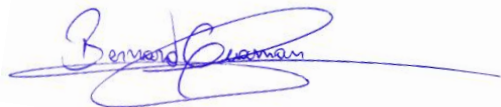
Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, Noviembre, 2020



Autor: Gian Carlo Loor Benalcázar

Cédula: 0941256992



Autor: Bernard Dorian Guaman Mendieta

Cédula: 0924617368

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UPS**

Yo, **LOOR BENALCÁZAR GIAN CARLO**, con documento de identificación N° **0941256992**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**ESTUDIOS FUNDAMENTALES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, Noviembre, 2020



Autor: Gian Carlo Loor Benalcázar


Cédula: 0941256692

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **BERNARD DORIAN GUAMAN MENDIETA**, con documento de identificación N° **0924617368**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**ESTUDIOS FUNDAMENTALES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, Noviembre, 2020



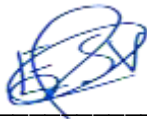
Autor: Bernard Dorian Guaman Mendieta

Cédula: 0924617368

**CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO
POR EL TUTOR**

Yo, **ERVIN SOLANO VILLEGAS**, director del proyecto de Titulación denominado **“ESTUDIOS FUNDAMENTALES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA”**, realizado por los estudiantes, **LOOR BENALCÁZAR GIAN CARLO** y **BERNARD DORIAN GUAMAN MENDIETA**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación de este ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, Noviembre, 2020



Ing. Ervin Solano Villegas MSc.

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación va dedicado:

A mi abuelo el Sr. Guillermo Loor, quien siempre me inculcaba que la victoria pertenece al más perseverante.

A mi abuela María quien siempre me guía por el camino del bien.

A mi madre la Sra. Mariana Benalcázar por toda la fe, motivación y por ser mi fuente de inspiración en el desarrollo de este proyecto de titulación y durante mi formación profesional.

A mi padre el Sr. Jimmy Loor por enseñarme el amor hacia la Electricidad y compartir sus conocimientos técnicos adquiridos en sus años de experiencia en la Empresa Eléctrica.

A mis hermanos (Andrés y Jimmy) que siempre estuvieron dándome ánimos y su ayuda para poderme superar.

A mis tíos y tías (Leo, Diana y Blanca) quienes siempre estuvieron extendiéndome su apoyo cuando más lo necesitaba.

A mis amigos (Bernard, Javier, Lorena, Irving, Christian, Alejandro, David, Diego, Andrés, Alexander, Wilmer, Jamil y demás) por el apoyo brindado a lo largo de la carrera, siempre los llevaré en mi mente porque sin ustedes no hubiera sido igual.

Gian Carlo Loor Benalcázar

DEDICATORIA

Dos personas han guiado mi vida desde pequeño, no hay algo más perenne que su amor y su inconmensurable cariño. Me siento tan agradecido con ellos por lo que han llegado a mover en mí, doy gracias a Dios por tenerlos aún a mi lado y poder compartir con ellos las felicidades y agonías que nos trae la vida, esta tesis va dedicada a mi amorosa madre, la Sra. María Mercedes Mendieta y a mi único gran amigo, mi padre, el Sr. Jesús Jaime Guaman.

Bernard Dorian Guaman Mendieta

AGRADECIMIENTOS

"A ti, Dios de mis padres, doy yo gracias y alabo, porque me has dado sabiduría y poder".
(Daniel 2:23).

Gracias al tutor, amigo y gran docente, el Ingeniero Ervin Solano por su ayuda fundamental en este proyecto, los conocimientos y los valores compartidos, porque aprendí a no dar marcha atrás en las metas planteadas. A trabajar por lo que se quiere y dar lo máximo por cada objetivo que me proponga.

Un fuerte agradecimiento al Ingeniero y amigo Holger Santillán, excelente calidad de persona que siempre estuvo ayudándonos con sus buenos consejos durante nuestra formación académica.

Gracias al Ingeniero Cristian Rueda, excelente docente y amigo de la UPS, quien nos ayudó a ser más responsables en nuestra formación como profesionales.

Agradecemos a los Ingenieros Gonzalo Uquillas y Juan Plazarte de CELEC E.P. A los Ingenieros Fulton Marriot, Edwin Montenegro, Raúl Vacacela y Gabriel Quimis de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena quienes nos ayudaron con los permisos y datos técnicos necesarios para la realización de este proyecto.

Gracias al Ingeniero Víctor Coloma quien nos ayudó a gestionar algunos permisos para continuar con el proyecto.

Mención especial para mi compañero de titulación Bernard Guaman, al final del desarrollo del análisis, nos dimos cuenta de todos los conocimientos que hemos adquirido y que todo esfuerzo tiene su recompensa.

Gian Carlo Loor Benalcázar

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Ing. Ervin Solano por guiarnos en el transcurso de esta tesis, ya que su ayuda fue parte fundamental para el inicio y fin de este proyecto.

Al Ing. Gabriel Quimis, Profesional de Planificación Técnico - Económica de la empresa pública estratégica CNEL E.P. U.N. Santa Elena por abrirnos las puertas y ser guía en la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Juan Plazarte por la información brindada que nos sirvió de mucha ayuda para una mejor comprensión del SNI.

Al Ing. Holger Santillán que siempre estuvo para resolver una duda o dar un acertado consejo para la proyección de este proyecto.

A mis hermanos que me brindan su apoyo incondicional y han sido importantes en el transcurso de mi carrera universitaria.

A los amigos que me ha dado la universidad, a todos ellos les guardo un cariño y respeto muy grande, y auguro éxitos y bendiciones en sus vidas.

Bernard Dorian Guaman Mendieta

RESUMEN

La inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia se puede originar por perturbaciones eléctricas y mecánicas. Una posible consecuencia de esta inestabilidad es la salida de líneas de transmisión y subtransmisión, o la pérdida de carga en algunas zonas. Además, otros elementos pueden quedar fuera de servicio por la actuación de relés de protección y por la pérdida de sincronismo de algunos generadores.

Durante un problema de inestabilidad de voltaje, los operadores del sistema de potencia pierden el control de la transmisión de potencia y de las magnitudes de las tensiones a través del sistema. En los Sistemas Eléctricos de Potencia se debe garantizar siempre, que el sistema mantenga en operación estable todas las variables de importancia tales como el voltaje y la frecuencia. Es de gran importancia desarrollar estudios de estabilidad para comprender escenarios y anticipar el sistema de potencia ante colapsos de voltajes. por lo tanto, al estudiar este fenómeno se dan posibles soluciones y recomendaciones que servirán de ayuda para evitar estos colapsos de voltaje y evitar que la red se comporte de manera irregular.

Para determinar las zonas más débiles de la red en relación con la estabilidad de voltaje, se realizan métodos basados en la singularidad de la matriz jacobiana reducida con el fin de obtener los valores propios o modos del sistema, que con ayuda de mecanismos o factores de participación se puede identificar qué elementos tiene una mayor influencia ante la susceptibilidad de un colapso de tensión.

En este proyecto se propone un método de análisis estático o de estado estable para el estudio de la estabilidad de voltaje, como lo es el análisis modal y la estimación de límites máximos de operación mediante las curvas P-V y Q-V que se realizan en el software MATLAB Y DIgSILENT Power Factory respectivamente. Se pretende estudiar la Red dentro del Área de Concesión de la unidad de negocio de Santa Elena y analizarlo en términos numéricos de tal modo que, se pueda determinar los voltajes y márgenes de potencia activa y reactiva de los nodos críticos que se llegasen a desarrollarse ante los varios probables casos de estudios de la red.

PALABRAS CLAVES: ESTABILIDAD DE VOLTAJE, CURVAS P-V, CURVAS Q-V, FLUJOS DE CARGA, ANÁLISIS MODAL.

ABSTRACT

Instability in an electrical power system can be caused by both electrical and mechanical disturbances. One possible consequence of this instability is the output of transmission and sub-transmission lines, or the loss of load in some areas. In addition, other elements may be out of service due to the operation of protection relays and the loss of synchronism of some generators.

During a voltage instability problem, power system operators lose control of power transmission and voltage magnitudes throughout the system. In Electrical Power Systems must always ensure that the system maintains stable operation of all important variables such as voltage and frequency. It is of great importance to develop stability studies to understand scenarios and anticipate the power system before voltage collapses. Therefore, when studying this phenomenon, possible solutions and recommendations are given that will help to avoid these voltage collapses and prevent the network from behaving in an irregular manner.

To determine the weakest zones of the network in relation to voltage stability, methods based on the uniqueness of the reduced Jacobian matrix are performed in order to obtain the system's own values or modes, which with the help of mechanisms or participation factors can be identified which elements have a greater influence on the susceptibility of a voltage collapse.

This project proposes a static or steady state analysis method for the study of voltage stability, such as modal analysis and estimation of maximum operating limits using P-V and Q-V curves that are performed in the MATLAB and DIgSILENT Power Factory software respectively. The aim is to study the network within the Concession Area of the Santa Elena business unit and analyze it in numerical terms so that the voltages and margins of active and reactive power of the critical nodes that will be developed in the various probable cases of network studies can be determined.

KEY WORDS: VOLTAGE STABILITY, P-V CURVES, Q-V CURVES, LOAD FLOWS, MODAL ANALYSIS.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
CARÁTULA	I
TEMA	I
AUTORES	I
TUTOR	I
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	II
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	III
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	IV
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR	V
DEDICATORIA.....	VI
DEDICATORIA.....	VII
AGRADECIMIENTOS	VIII
AGRADECIMIENTOS	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XX
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XXIV
ÍNDICE DE ANEXOS	XXVI
ABREVIATURAS.....	XXIX
SIMBOLOGÍA.....	XXX
CAPÍTULO 1.....	1

1.	EL PROBLEMA	1
1.1.	Descripción del Problema	1
1.2.	Antecedentes	2
1.3.	Importancia y Alcance	2
1.4.	Delimitación	4
1.5.	Objetivos	5
1.5.1.	Objetivo General	5
1.5.2.	Objetivos Específicos	5
1.6.	Hipótesis	6
CAPÍTULO 2		7
2.	MARCO TEÓRICO	7
SECCIÓN 1		7
2.1.	Características Generales de los Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.1.1.	Estructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia	7
2.1.1.1.	Generación.....	7
2.1.1.2.	Transmisión	8
2.1.1.3.	Distribución	8
2.1.1.3.1.	Carga	9
2.1.1.3.1.1.	Tipos de Cargas o Sectores de Consumo	9
Residencial	9
Comercial	9
Industrial	9
2.1.1.3.2.	Tipos de Arreglos en Sistemas de Distribución	9
2.1.2.	Control de los Sistemas de Potencia	10
2.1.3.	Diseño y Criterios de Operación para la Estabilidad	12
2.1.4.	Solución a Flujos de carga y Tipos de Barras	13
2.1.4.1.	Barras de Carga (P, Q).....	13

2.1.4.2.	Barras de Voltaje Controlado (P, V).....	13
2.1.4.3.	Barra de Compensación (Slack, Swing, Oscilante, $ V \angle 0^\circ$).....	14
2.1.4.4.	Matriz de Admitancias de Barra Y Barra.....	14
2.1.5.	Flujos de Carga usando el Método de Newton-Raphson.....	15
2.2.	Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	17
2.2.1.	Clasificación de la Estabilidad	17
2.2.1.1.	Estabilidad del Ángulo del Rotor	19
2.2.1.2.	Estabilidad de Frecuencia	19
2.2.1.3.	Estabilidad de Voltaje.....	20
2.2.1.3.1.	Estabilidad de Voltaje ante Pequeñas Perturbaciones.....	21
2.2.1.3.2.	Estabilidad de Voltaje ante Grandes Perturbaciones	21
2.2.1.3.3.	Estabilidad de Voltaje a largo plazo.....	21
2.2.1.3.4.	Estabilidad de Voltaje a corto plazo.....	22
2.3.	Inestabilidad de Voltaje.....	22
2.3.1.	Colapso de Voltaje	22
2.3.1.1.	Tipos de Colapso de Voltaje	23
2.4.	Análisis de Estabilidad de Voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia... 23	
2.4.1.	Análisis Dinámico.....	23
2.4.2.	Análisis Estático	23
2.4.3.	Punto de Operación.....	24
2.4.4.	Límite de Estabilidad de Voltaje.....	24
2.4.5.	Margen de Estabilidad de Voltaje.....	24
2.4.6.	Margen de Cargabilidad Total de Voltaje.	24
2.4.7.	Curvas P-V.....	25
2.4.8.	Curvas Q-V.....	26
2.5.	Análisis Modal.....	29
2.5.1.	Valores y Vectores Propios	29

2.5.2.	Matrices Modales (Descomposición Propia/Diagonalización)	31
2.5.3.	Matriz Jacobiana Reducida del Método de Newton-Raphson.....	32
2.5.4.	Inestabilidad de Voltaje de Modos.....	33
2.5.5.	Participación de los Buses.....	36
2.5.6.	Participación de los Ramales	36
2.6.	DIgSILENT Power Factory.....	37
2.7.	Matlab	37
SECCIÓN 2.....		38
2.8.	Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión Santa Elena.....	38
2.8.1.	CELEC E.P.....	38
2.8.1.1.	Subsistema Península de Santa Elena y Posorja	38
2.8.1.2.	Generadoras Central Santa Elena 2 y Central Santa Elena 3	39
2.8.1.3.	Subestaciones Lago de Chongón, Santa Elena y Posorja	40
2.8.1.4.	Líneas de Ttransmisión.....	44
2.8.2.	CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena	44
2.8.2.1.	Líneas de Subtrasmisión	47
2.8.2.2.	Alimentadores Primarios	48
2.8.2.3.	Alimentadores Secundarios.....	49
2.8.2.4.	Demanda.....	49
2.9.	Fundamentación Legal.....	50
CAPÍTULO 3.....		51
3.	METODOLOGÍA.....	51
3.1.	Tipo de Investigación	52
3.2.	Diseño de la Investigación.....	52
3.3.	Recolección de Información	52
3.4.	Metodología de Análisis.....	53
3.5.	Procesamiento de la Información.....	53

3.5.1. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión de Santa Elena en DIgSILENT Power Factory	53
3.5.1.1. Barra de la S/E Lago de Chongón y Equivalente de red	56
3.5.1.2. Central Santa Elena	58
3.5.1.3. Subestación Santa Elena	60
3.5.1.4. Subestación Posorja.....	62
3.5.1.5. Líneas de Transmisión.....	66
3.5.1.6. Demanda en la Red de Subtransmisión.....	67
3.2.1. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión de Santa Elena en Matlab	67
3.6. Técnica de Comprobación de Hipótesis	70
3.7. Base de Datos.....	70
CAPÍTULO 4.....	71
4. CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMALES.....	71
4.1. Condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia del área de concesión Santa Elena	71
4.1.1. Flujos de carga del SEP del Caso Base en Condiciones Normales de Operación..	71
a. Datos de Flujos de Carga en Líneas de Transmisión	71
b. Datos de Flujos de Carga en barras 138 kV	72
c. Datos de Flujos de Carga en Barra de 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3	72
d. Datos de Flujos de Carga en Transformador de elevación de la Central Sta. Elena 3	72
e. Datos de Flujos de Carga en los Transformadores de las Subestaciones.....	73
f. Datos de Flujos de Carga en barras 69 kV	73
g. Datos de Flujos de Carga en las cargas o posiciones de salida.	73
CAPÍTULO 5.....	75
5. PROPUESTA.....	75
Datos Informativos.....	75

5.1. Desarrollo de la Propuesta.....	76
Demanda:	76
5.2.1. Obtención de las Curvas P-V en DIGSILENT Power Factory.....	78
a. Curvas P-V en Condiciones Normales de Operación	78
b. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A.....	79
c. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B.....	80
d. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	81
e. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	82
f. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador B S/E Santa Elena fuera de operación.....	83
g. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	84
h. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	85
5.2.2. Validación e Ilustración de las Curvas P-V en Excel.....	85
a. Curvas P-V en Condiciones Normales de Operación	86
b. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A	87
c. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B.....	89
d. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación.....	90
e. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	91
f. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación	93
g. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación	94

h.	Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	96
5.2.3.	Análisis de las Curvas P-V en Nodos o Barras más Críticas de cada Escenario	97
a.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico en Condiciones Normales de Operación	97
b.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A.....	98
c.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	99
d.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	101
e.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	102
f.	Análisis de Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	103
g.	Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	104
h.	Análisis de la Curva P-V del nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	105
5.2.4.	Análisis de Elementos Sobrecargados en el Sistema	106
a.	Condiciones Normales de Operación	107
b.	Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A	107
c.	Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	108
d.	Condición N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	108
e.	Condición N-1 transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación .	109
f.	Condición N-1 transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación..	109
g.	Condición N-1 transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación .	110

h.	Condición N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	110
5.2.5.	Obtención de las Curvas Q-V en DIgSILENT Power Factory.....	111
a.	Condiciones Normales de Operación	111
b.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A.....	112
c.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	113
d.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación.....	114
e.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	116
f.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	117
g.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	118
h.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	119
5.2.6.	Validación e Ilustración de las Curvas Q-V en Excel.....	120
a.	Condiciones Normales de Operación	121
b.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A.....	123
c.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	124
d.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación.....	126
e.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	127
f.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador B S/E Santa Elena fuera de operación.....	130
g.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	131
h.	Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	133

5.2.7.	Análisis de las Curvas Q-V en Nodos o Barras más Críticas de cada Escenario.	134
a.	Condiciones Normales de Operación	134
b.	Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A	136
c.	Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	137
d.	Condición N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación 138	
e.	Condición N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	139
f.	Condición N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación	140
g.	Condición N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación	141
h.	Condición N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	142
5.2.8.	Análisis Modal.....	144
a.	Condiciones Normales de Operación	144
	Factores de Participación de las Barras	144
	Factor de Participación de Ramales.....	146
b.	Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A	148
	Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #1	148
	Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #1.....	150
c.	Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	151
	Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #2	151
	Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #2.....	154
d.	Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3	155
	Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #3	155
	Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #3.....	157
e.	Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena.....	158
	Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #4	158
	Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #4.....	161
f.	Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena	162

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #5	162
Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #5.....	164
g. Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación 165	
Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #6	165
Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #6.....	168
h. Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación	169
Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #7	169
Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #7.....	171
CONCLUSIONES.....	173
RECOMENDACIONES	174
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	175
ANEXOS.....	177

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1: Infraestructura eléctrica de CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena	4
Figura 2.1: Estructura simplificada de un sistema eléctrico	7
Figura 2.2: Subsistema de control dentro de un sistema de potencia	11
Figura 2.3: Diagrama de admitancias de una red de 4 barras	14
Figura 2.4: Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia	18
Figura 2.5: Punto crítico o nariz de la curva PV.....	25
Figura 2.6: Descripción de las regiones de la curva PV.....	26
Figura 2.7: Descripción de la curva QV	28
Figura 2.8: Diagrama unifilar Santa Elena - Posorja CENACE	38
Figura 2.9: Generadores Hyundai de la central Santa Elena 2.....	39
Figura 2.10: Generadores Caterpillar de la generadora Central Santa Elena 3	40
Figura 2.11: Diagrama unifilar de la subestación Lago de Chongón	41
Figura 2.12: Subestación Lago de Chongón	41
Figura 2.13: Diagrama unifilar de la subestación Posorja	42
Figura 2.14: Subestación Posorja	43
Figura 2.15: Diagrama unifilar de la subestación Santa Elena	44
Figura 2.16: Subestación Santa Elena	44
Figura 2.17: Posiciones de salida de la subestación Santa Elena	45
Figura 2.18: Posiciones de salida de la subestación Posorja y Posorja Móvil	46
Figura 2.19: Curva típica de demanda	50
Figura 3.1: Subsistema de transmisión y subtransmisión que brinda servicio al área de concesión de Santa Elena	55
Figura 3.2: Comportamiento de la magnitud de voltaje para el día 23 de febrero en las barras de S/E Chongón.....	56
Figura 3.3: External Grid empleado para el estudio en PowerFactory	56
Figura 3.4: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra de Chongón	57
Figura 3.5: Ingreso de parámetros de Load Flow para el equivalente de red del sistema	57
Figura 3.6: Modelamiento de la central Santa Elena 2 (Out of service).....	59
Figura 3.7: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra de la Central Santa Elena 2	59
Figura 3.8: Modelamiento de la Central Santa Elena 3.....	59
Figura 3.9: Ingreso de parámetros de voltaje en la barra de la Central Santa Elena 3	60

Figura 3.10: Modelamiento de la subestación Santa Elena con sus respectivas posiciones de salida	61
Figura 3.11: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Santa Elena 138 kV	61
Figura 3.12: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Santa Elena 69 kV	62
Figura 3.13: Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Santa Elena 69 kV	62
Figura 3.14: Modelamiento de la subestación Posorja	64
Figura 3.15: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Posorja 138 kV	64
Figura 3.16: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Móvil Posorja 69 kV	65
Figura 3.17: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Posorja 69kV	65
Figura 3.18: : Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Posorja 69 kV (C1)	66
Figura 3.19: Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Posorja 69 kV (C2)	66
Figura 3.20: Modelamiento de las Líneas de Transmisión	66
Figura 5.1: Curvas PV en condiciones normales de operación obtenidas de PowerFactory	78
Figura 5.2: Curvas PV con contingencia en la línea de Chongón - Santa Elena A obtenidas de PowerFactory.....	79
Figura 5.3: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas de PowerFactory.....	80
Figura 5.4: Curvas PV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas de PowerFactory	81
Figura 5.5: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas de PowerFactory	82
Figura 5.6: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas de PowerFactory	83
Figura 5.7: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas de PowerFactory	84
Figura 5.8: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas de PowerFactory	85
Figura 5.9: Curvas PV en condiciones normales de operación obtenidas en Excel	87
Figura 5.10: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A obtenidas en Excel.....	87

Figura 5.11: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas en Excel.....	90
Figura 5.12: Curvas PV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas en Excel	91
Figura 5.13: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel	92
Figura 5.14: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel	94
Figura 5.15: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas en Excel	95
Figura 5.16: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas en Excel	97
Figura 5.17: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV en condiciones normales de operación obtenida en Excel.....	98
Figura 5.18: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #1 obtenida en Excel.....	99
Figura 5.19: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 138 kV para el caso de contingencia #2 obtenida en Excel.....	100
Figura 5.20: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #2 obtenida en Excel.....	101
Figura 5.21: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #3 obtenida en Excel.....	102
Figura 5.22: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #4 obtenida en Excel.....	103
Figura 5.23: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #5 obtenida en Excel.....	104
Figura 5.24: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #6 obtenida en Excel.....	105
Figura 5.25: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #7 obtenida en Excel.....	106
Figura 5.26: Sumario de estudio de las barras del sistema en condiciones normales de operación	111
Figura 5.27: Curvas QV en condiciones normales de operación obtenidas en PowerFactory	112

Figura 5.28: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A obtenido en PowerFactory	113
Figura 5.29: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A obtenido en PowerFactory.....	113
Figura 5.30: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B obtenido en PowerFactory	114
Figura 5.31: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B obtenido en PowerFactory.....	114
Figura 5.32: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenido en PowerFactory	115
Figura 5.33: Curvas QV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenido en PowerFactory	115
Figura 5.34: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenido en PoweFactory	116
Figura 5.35: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory.....	117
Figura 5.36: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory	117
Figura 5.37: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory.....	118
Figura 5.38: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenido en PowerFactory	118
Figura 5.39: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenido en PowerFactory	119
Figura 5.40: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenido en PowerFactory	120
Figura 5.41: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenido en PowerFactory	120
Figura 5.42: Curvas QV en condiciones normales de operación obtenidas en Excel.....	121
Figura 5.43: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A obtenidas en Excel.....	124
Figura 5.44: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas en Excel.....	125

Figura 5.45: Curvas QV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas en Excel	127
Figura 5.46: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel.....	128
Figura 5.47: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel.....	131
Figura 5.48: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas en Excel	132
Figura 5.49: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas en Excel	134
Figura 5.50: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil en condiciones normales de operación	135
Figura 5.51: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #1.....	136
Figura 5.52: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #2.....	137
Figura 5.53: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #3.....	138
Figura 5.54: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #4.....	139
Figura 5.55: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #5.....	140
Figura 5.56: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #6.....	142
Figura 5.57: Curva QV de la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #7.....	143
Figura 5.58: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en condiciones normales de operación.....	145
Figura 5.59: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en condiciones normales de operación.....	145
Figura 5.60: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en condiciones normales de operación.....	146
Figura 5.61: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #1	149

Figura 5.62: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #1	149
Figura 5.63: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #1	150
Figura 5.64: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #2	152
Figura 5.65: Factores de Participación de Barras para el modo 1 en el caso de contingencia #2	153
Figura 5.66: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #2	153
Figura 5.67: Factores de Participación de Barras para el modo 6 en el caso de contingencia #3	156
Figura 5.68: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #3	156
Figura 5.69: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #3	157
Figura 5.70: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #4	159
Figura 5.71: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #4	160
Figura 5.72: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #4	160
Figura 5.73: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #5	163
Figura 5.74: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #5	163
Figura 5.75: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #5	164
Figura 5.76: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #6	166
Figura 5.77: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #6	167
Figura 5.78: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #6	167

Figura 5.79: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #7	
.....	170
Figura 5.80: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #7	
.....	170
Figura 5.81: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #7	
.....	171

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1: Tipos de colapsos de voltaje	23
Tabla 2.2: Subestaciones de CNEL E.P. por cada posición de salida de la subestación Santa Elena	46
Tabla 2.3: Subestaciones de CNEL EP por cada posición de salida de las subestaciones Posorja y Posorja Móvil	47
Tabla 2.4: Niveles de tensión y longitudes de las líneas de subtransmisión de la empresa de distribución CNEL EP UN Santa Elena.....	48
Tabla 2.5: Alimentadores primarios de la empresa de distribución CNEL E.P. U.N Santa Elena	49
Tabla 2.6: Variaciones de voltaje admitidas respecto al voltaje nominal.....	51
Tabla 3.1: Parámetros de voltajes de la S/E Lago de Chongón	56
Tabla 3.2: Parámetros de las barras de las generadoras Santa Elena 2 y 3	58
Tabla 3.3: Parámetros de generación de las centrales 2 y 3	58
Tabla 3.4: Parámetros de los transformadores de elevación de las centrales 2 y 3	58
Tabla 3.5: Parámetros de las barras de la subestación Santa Elena	60
Tabla 3.6: Parámetros de los transformadores de potencia de la subestación Santa Elena	60
Tabla 3.7: Parámetros del banco de capacitores de la subestación Santa Elena	61
Tabla 3.8: Parámetros de la barra de la subestación Posorja	63
Tabla 3.9: Parámetros de los transformadores de potencia de la subestación Posorja	63
Tabla 3.10: Parámetros del banco de capacitores de la subestación Posorja	63
Tabla 3.11: Parámetros de las líneas de transmisión	67
Tabla 3.12: Demandas máximas coincidentes por posiciones de salidas a 69 kV	67
Tabla 3.13: Estructura de la matriz de datos de barras.....	68
Tabla 3.14: Estructura de la matriz de ramales	69
Tabla 3.15: Matriz de barras del sistema	69
Tabla 3.16: Matriz de ramales del sistema	69
Tabla 4.1: Flujos en las líneas de transmisión	72
Tabla 4.2: Voltaje en las barras de 138 kV	72
Tabla 4.3: Voltaje en la barra de la Central Santa Elena 3	72
Tabla 4.4: Flujos en el transformador de la Central Santa Elena 3	72
Tabla 4.5: Flujos en los transformadores de potencia de las subestaciones Santa Elena y Posorja	73

Tabla 4.6: Voltaje en las barras de 69 kV	73
Tabla 4.7: Datos de cargas de las posiciones de salida	74
Tabla 5.1: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema en condiciones normales de operación.....	86
Tabla 5.2: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena.....	88
Tabla 5.3: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B	89
Tabla 5.4: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3	91
Tabla 5.5: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena	92
Tabla 5.6: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena	93
Tabla 5.7: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil	95
Tabla 5.8: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja	96
Tabla 5.9: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia en condiciones normales de operación.....	107
Tabla 5.10: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A.....	108
Tabla 5.11: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B.....	108
Tabla 5.12: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3	109
Tabla 5.13: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena	109
Tabla 5.14: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena	110
Tabla 5.15: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil	110
Tabla 5.16: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja	111

Tabla 5.17: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema en condiciones normales de operación.....	122
Tabla 5.18: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A	123
Tabla 5.19: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B.....	125
Tabla 5.20: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3	126
Tabla 5.21: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena	129
Tabla 5.22: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena	130
Tabla 5.23: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil	132
Tabla 5.24: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja	134
Tabla 5.25: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en condiciones normales de operación.....	144
Tabla 5.26: Flujos en los ramales para el estado 1 en condiciones normales de operación ...	146
Tabla 5.27: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en condiciones normales de operación.....	147
Tabla 5.28: Flujos en los ramales para el estado 2 en condiciones normales de operación ...	147
Tabla 5.29: Factor de Participación de los Ramales en condiciones normales de operación .	147
Tabla 5.30: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #1.....	148
Tabla 5.31: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #1	150
Tabla 5.32: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #1 .	150
Tabla 5.33: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #1	151
Tabla 5.34: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #1	151
Tabla 5.35: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #2.....	152
Tabla 5.36: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #2	154
Tabla 5.37: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #2 .	154
Tabla 5.38: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #2	154

Tabla 5.39: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #2	154
Tabla 5.40: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #3.....	155
Tabla 5.41: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #3	157
Tabla 5.42: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #3 .	158
Tabla 5.43: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #3	158
Tabla 5.44: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #3	158
Tabla 5.45: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #4.....	159
Tabla 5.46: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #4	161
Tabla 5.47: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #4 .	161
Tabla 5.48: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #4	161
Tabla 5.49: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #4	161
Tabla 5.50: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #5.....	162
Tabla 5.51: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #5	164
Tabla 5.52: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #5 .	165
Tabla 5.53: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #5	165
Tabla 5.54: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #5	165
Tabla 5.55: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #6.....	166
Tabla 5.56: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #6	168
Tabla 5.57: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #6 .	168
Tabla 5.58: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #6	168
Tabla 5.59: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #6	168
Tabla 5.60: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #7.....	169
Tabla 5.61: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #7	171
Tabla 5.62: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #7 .	171
Tabla 5.63: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #7	172
Tabla 5.64: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #7	172

ÍNDICE DE ECUACIONES

	Pág.
Corriente total que se inyecta en la red a través del nodo k (2.1).....	15
Potencia Real y Reactiva totales para el nodo k (2.2).....	15
Potencia Real total para el nodo k (2.3).....	15
Potencia Reactiva total para el nodo k (2.4).....	16
Error de la potencia Real en el nodo k (2.5).....	16
Error de la potencia Reactiva en el nodo k (2.6).....	16
Potencia Real total derivable para el metodo de newton- raphson (2.7).....	16
Potencia Reactiva total derivable para el metodo de Newton - Raphson (2.8).....	16
Ecuación iterativa del Metodo de Newton - Raphson (2.9).....	16
Matriz Jacobiana del Metodo de Newton - Raphson (2.10).....	16
Representación de la matriz A con sus correspondientes valores propios en asociación a sus respectivos vectores propios derechos (2.11).....	29
Representación de la matriz A con sus correspondientes valores propios en asociación a sus respectivos vectores propios izquierdos (2.12).....	29
Solución no trivial para vectores propios distintos de 0 (2.13).....	30
Representación de la matriz A con sus correspondientes valores propios en asociación a sus respectivos vectores propios derechos para el modo i (2.14).....	30
Representación de la matriz A con sus correspondientes valores propios en asociación a sus respectivos vectores propios izquierdos para el modo i (2.15).....	30
Representacion vectorial del vector propio derecho asociado a su respectivo valor propio (2.16).....	30
Representacion vectorial del vector propio izquierdo asociado a su respectivo valor propio (2.17).....	30
Representacion matricial de los vectores derechos y valores propios de la matriz A (2.18)...	31
Representacion matricial de los vectores izquierdos y valores propios de la matriz A (2.19)	31
Matriz diagonal de la representacion matricial de vectores y valores propios de la matriz A (2.20).....	31
Descomposición propia de la matriz A (2.21).....	32
Ecuacion resultante de la ecuacion de flujo de potencia de Newton - Raphson al asumir la potencia real igual a 0 (2.22).....	32
Potencia Reactiva hallada de la ecuacion del metodo de Newton - Raphson (2.23).....	32
Relación incremental del ángulo respecto al voltaje (2.24).....	33

Jacobiano Reducido(2.25)	33
Relación incremental de potencia reactiva respecto al voltaje (2.26).....	33
Relación incremental de voltaje respecto a la potencia reactiva (2.27)	33
Descomposición propia del jacobiano reducido (2.28)	33
Descomposición propia del jacobiano reducido inverso (2.29)	34
Relación entre el cambio de voltaje y potencia reactiva con la descomposición propia del jacobiano reducido inverso (2.30)	34
I-ésima variación de la potencia reactiva modal (2.31).....	34
I-ésima variación de la potencia reactiva modal (2.32).....	34
Variación de voltaje modal (2.33)	34
I-ésima variación de voltaje modal (2.34).....	35
Sensibilidad V-Q del bus k, en el modo i (2.35).....	36
Contribución del i-ésimo valor propio para la sensibilidad V-Q en el bus k (2.36)	36
Variación del ángulo en el modo i (2.37).....	36
Máxima variación de perdidas reactivas a lo largo de los ramales j (2.38)	36
Factor de Participacion de Ramales (2.39).....	37

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: Diagrama Unifilar de la Subestaciones de Distribución de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena	164
ANEXO B: Diagrama Unifilar de la Subestaciones de Distribución de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena	165
ANEXO C: Diagrama Unifilar de la Subestaciones de Distribución de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena	166
ANEXO D: Demanda Máxima Coincidente del Mes de Febrero	167
ANEXO E: Generación centrales CELEC E.P. Unidad de Negocio ELECTROGUAYAS .	169
ANEXO F: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio en Condiciones Normales de Operación	171
ANEXO F1 : Reporte Edge Element del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio en Condiciones Normales de Operación	172
ANEXO F2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio en Condiciones Normales de Operación	173
ANEXO F3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio en Condiciones Normales de Operación	174
ANEXO G: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A.....	175
ANEXO G1: Reporte Edge Element del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena A	176
ANEXO G2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena A	177
ANEXO G3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena A	178
ANEXO H: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B.....	179
ANEXO H1: Reporte Bus Bar Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B	180
ANEXO H2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B	181
ANEXO H3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B	182

ANEXO I: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación.....	183
ANEXO I 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	197
ANEXO I 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	198
ANEXO I 3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	199
ANEXO J: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	187
ANEXO J1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	188
ANEXO J2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	189
ANEXO J3: SDL al simular el SEP en estudio ante ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	2030
ANEXO K: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación.....	191
ANEXO K 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación	205
ANEXO K 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación	206
ANEXO K 3: SDL al simular el SEP en estudio ante ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	207
ANEXO L: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación	195
ANEXO L1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación	196
ANEXO L2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	197
ANEXO L3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación	211

ANEXO M: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación	212
ANEXO M1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación	213
ANEXO M2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	214
ANEXO M3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación.....	215
ANEXO N: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio en Condiciones Normales de Operación	216
ANEXO O: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A	217
ANEXO P: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B	218
ANEXO Q: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación	219
ANEXO R: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación	220
ANEXO S: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación	221
ANEXO T: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación.....	222
ANEXO U: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación	223
ANEXO V: Programación y Scripts para el Análisis Modal en Matlab	224

ABREVIATURAS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CELEC E.P.	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CNEL E.P.	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CYMDIST	Distribution System Analysis Base Package of the CYME Software
EMEPE	Empresa Eléctrica Península de Santa Elena
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PME	Plan Maestro de Electrificación
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SNI	Sistema Nacional Interconectado
S/E	Subestación Eléctrica
U.N.	Unidad de Negocio

SIMBOLOGÍA

V	Voltio
kV	Kilovoltios
A	Amperios
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
±	Más/menos
Σ	Sumatoria
Δ	Delta
δ	Ángulo
Φ, X	Vectores Propios Derechos
Ψ, Y	Vectores Propios Izquierdos
Λ, λ	Valores Propios
MW	Megavatios
MVAR	Megavoltioamperios reactivos
MVA	Megavoltioamperios
p.u.	Por unidad
km	Kilometros

CAPÍTULO 1

1. EL PROBLEMA

1.1. Descripción del Problema

Para mantener un perfil de voltaje estable y constante en cualquier punto donde se ofrece el suministro de energía, es de suma importancia realizar estudios que puedan determinar falencias en el estado operacional del sistema ante cualquier anomalía que se presente en el transcurso del tiempo con el fin de evitar cualquier complicación futura y mantener los niveles óptimos de confiabilidad dentro del sistema.

Debido a que el sistema puede tornarse inestable por algún motivo, como por ejemplo por la salida de uno de los dos circuitos de transmisión que interconectan las subestaciones Chongón - Santa Elena a 138 [kV] o el incremento exponencial de la carga debido a las posiciones de salida en las barras a 69 [kV], esto puede traer consigo que el voltaje tenga niveles inferiores a los recomendados en las barras cercanas a las cargas del sistema debido al poco suministro de potencia reactiva necesitada por la carga.

Por esta razón, se podrían llegar a realizar maniobras no recomendadas como lo es la desconexión o eliminación estratégica de carga; el cual producirá que no haya un balance adecuado entre la potencia generada y la demanda de la carga, desembocando un aumento de la frecuencia que puede llegar a alcanzar los valores de ajustes en las protecciones para el disparo de unidades de generación en todo el sistema.

Con el objetivo de delimitar las zonas más críticas con respecto a la estabilidad de voltaje, en el actual análisis se aspira estudiar cómo se comporta el sistema eléctrico de potencia en operación real y en escenarios donde se presenten contingencias en la operación de componentes del sistema y en adición, planificar maniobras necesarias para que el subsistema soporte las contingencias más críticas manteniendo la confiabilidad de la operación, evitando el colapso del SEP.

1.2. Antecedentes

El actual y futuro crecimiento dentro de toda el área de concesión de CNEL E.P. U.N. Santa Elena, y en tanto como la prestación de sus servicios dentro de la zona residencial, zona comercial y en la industria; implica la ejecución de análisis que ayuden a averiguar y corregir ciertas falencias que puedan llegar a suceder y así poder suministrar el correcto abastecimiento de energía como le indica el Arconel.

Debido a la importancia de cumplir con lo determinado en Regulaciones Nacionales en tanto a niveles mínimos requeridos de voltaje en las barras, es primordial que se desarrolle el presente estudio para así analizar el comportamiento del sistema ante incrementos graduales de la carga total y efectuar un diagnóstico correcto para evitar cualquier tipo de complejidad al momento de la operación normal del sistema.

1.3. Importancia y Alcance

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL E.P. con su unidad de negocio Santa Elena considera que la red actual está expuesta a un persistente y progresivo aumento en la carga. Este acrecentamiento continuo de demanda en la carga ocasiona problemas a la hora de suministrar regularmente el servicio, provocando consecuencias importantes como el decrecimiento del voltaje, colapso total del mismo en los nodos cercanos a la distribución, colapso de voltaje en un punto del sistema de transmisión remota a la carga, pérdida de sincronismo o salida de generadores en las centrales de generación debido al incremento del ángulo par de los generadores, etc.

El estudio de estabilidad se enfoca en analizar el comportamiento del voltaje y potencias en puntos claves del sistema, en estado de operación normal y en escenarios con perturbaciones que provoquen fenómenos de inestabilidad, de la misma manera como: el crecimiento de la carga, interrupción no planificada de líneas de transmisión o limitada transferencia de potencia en las líneas de 138 [kV] y márgenes máximos de potencia reactiva al instante de registrar voltajes por unidad bajos en el sistema, etc.

En el software Power Factory de DigSILENT y por medio de simulaciones en distintos escenarios con el uso de la herramienta Load Flow, se obtendrán diversos reportes de flujos de

carga, que permitirán dar seguimiento a los voltajes y potencias en los distintos elementos del sistema.

Así mismo se podrá efectuar las curvas P/Q-V mediante el código DPL por default del software y además se usará Matlab para determinar los modos que vuelven críticos a los elementos del sistema mediante la aplicación del análisis modal y el método de los factores de participación.

1.4. Delimitación

El estudio se desarrollará dentro del área de concesión de Santa Elena, tomando en cuenta las redes de transmisión a 138 [kV] de CELEC E.P. U.N. TRANSELECTRIC, las generadoras de CELEC E.P. U.N. ELECTROGUAYAS y las posiciones de salida de la red de subtransmisión a 69 [kV] de CNEL E.P. U.N. SANTA ELENA.

La realización del actual se llevará a cabo en el transcurso de 6 meses en el periodo de mayo 2020 – noviembre 2020, desde la etapa de recopilación de información, investigación, simulación, pruebas, correcciones. Este análisis se basará en el estudio de los riesgos de inestabilidad de voltaje en los subsistemas de Santa Elena y Posorja; bajo operación normal y contingencias; usando el análisis modal y la estimación de límites máximos de operación mediante las curvas P-V y Q-V.

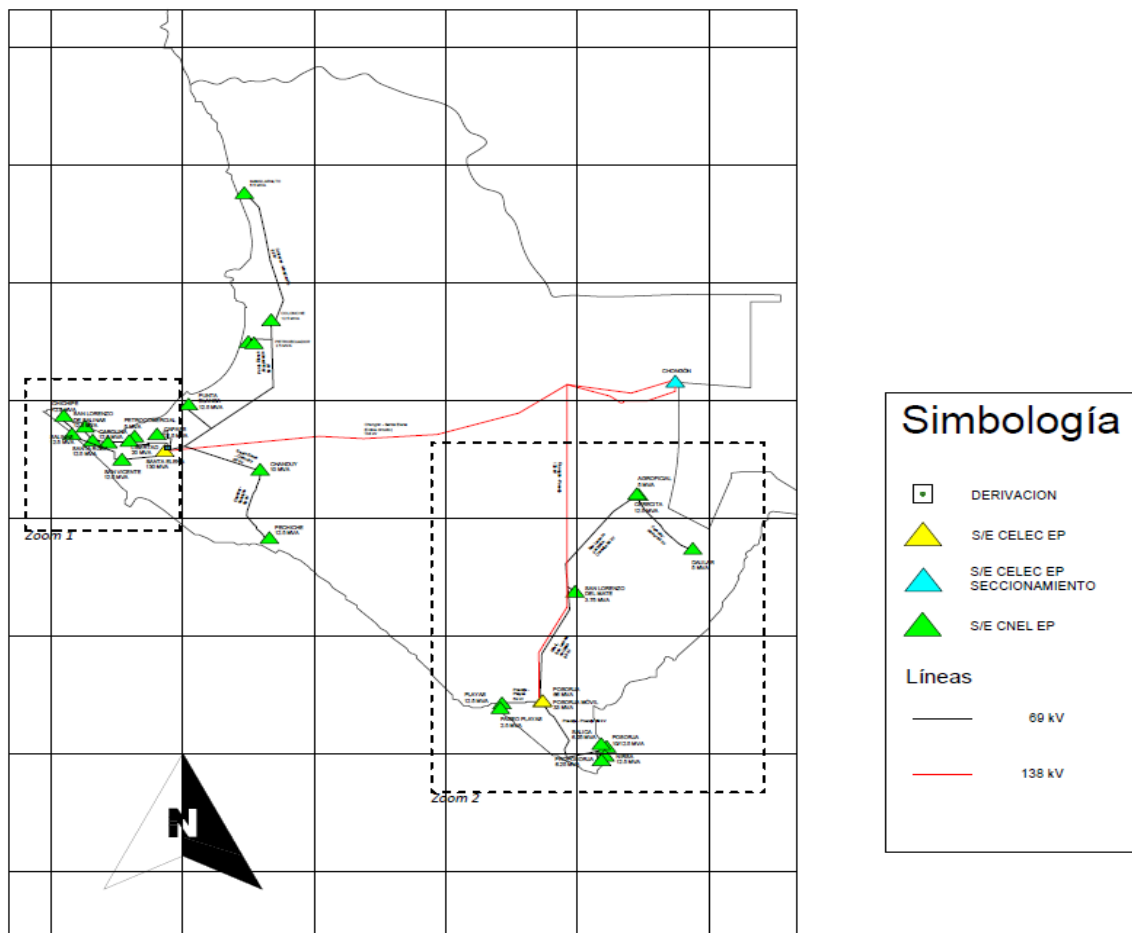


Figura 1.1: Infraestructura eléctrica de CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Realizar estudios fundamentales para la interconexión de las subestaciones de CNEL E.P. U.N. SANTA ELENA hacia la red de transmisión de CELEC E.P. U.N. TRANSELECTRIC mediante la herramienta Power Factory de DIgSILENT y el Software Matlab.

1.5.2. Objetivos Específicos

- Conocer y comprobar la situación actual de los perfiles de voltaje existentes en las redes del sistema de transmisión de CELEC E.P. U.N. TRANSELECTRIC y subtransmisión de CNEL E.P. U.N. SANTA ELENA mediante los códigos regulatorios vigentes.
- Simular y delimitar el riesgo de inestabilidad de voltaje en el sistema eléctrico de potencia de Santa Elena mediante el uso de las curvas P-V y Q-V, bajo condiciones normales de operación y ante posibles contingencias.
- Calcular y determinar las barras y ramales más vulnerables por medio de factores de participación basándose en el método de análisis modal simulado en el software Matlab.

1.6. Hipótesis

El subsistema existente actual de CNEL E.P U.N. Santa Elena no cuenta con un estudio de estabilidad de voltaje acorde a su demanda actual, al ser un área de concesión que constantemente se encuentra en crecimiento y por motivos turísticos, debido a que opera en el perfil costero de mayor crecimiento a nivel nacional, es importante realizar este tipo de análisis para tener presente los límites máximos que pueden ser alcanzados.

De acuerdo con los estudios y las simulaciones correspondientes es posible identificar la cargabilidad máxima, si existe poca inyección potencia reactiva y con ello determinar el margen de esta y la sensibilidad de las barras antes de experimentar un colapso de voltaje, permitiendo de esta manera, lograr acciones correctivas frente a estos fenómenos.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

El capítulo se separa en dos partes, en sección 1 se desarrollan los conceptos básicos correspondientes a los sistemas eléctricos de potencia, estabilidad, su clasificación y los estudios eléctricos fundamentales en estado estable y dinámico.

SECCIÓN 1

2.1. Características Generales de los Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1.1. Estructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Se pueden determinar como una agrupación de equipos o elementos que están destinados a cumplir exigencias mecánicas - eléctricas; que trabajan entre sí con el fin de lograr generar, transportar y distribuir la energía eléctrica hacia las diferentes áreas de prestación del servicio.

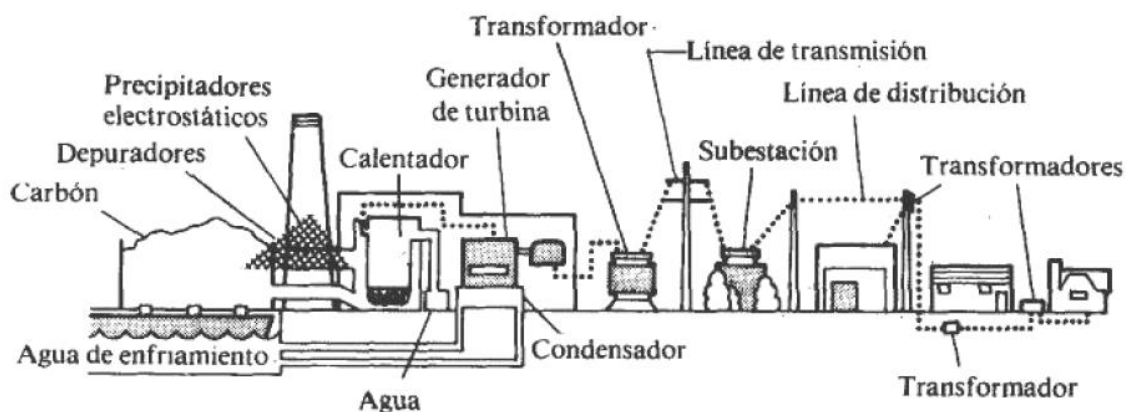


Figura 2.1: Estructura simplificada de un sistema eléctrico [1]

2.1.1.1. Generación

La parte fundamental de una red de potencia se halla en los generadores o máquinas síncronas ya que, debido a su principio de funcionamiento, permite la conversión de una energía primaria a una energía secundaria, en este caso en energía eléctrica. La generación de energía proviene

de varias fuentes de energía existentes en el mundo, cada una de las cuales define el tipo más adecuado de tecnología de generación de energía, siendo la más común el uso de fluidos como agua, vapor, gas natural y viento. Las formas estructurales más comunes de generadores síncronos son: motores de polos salientes (para bajas velocidades) y motores de rotor cilíndrico (para altas velocidades) [2].

2.1.1.2. Transmisión

Al SNT le constituyen subestaciones y redes o líneas de transmisión que funcionan a voltajes de 500, 230 y 138 [kV]. Esta infraestructura pertenece a Transelectric de CELEC E.P. y a centros de generación que se interconectan directamente con el sistema de transmisión [3].

Para poder despachar la energía generada es necesario utilizar un medio de transporte para esa energía, en este caso es necesario el uso de líneas de transmisión que permitan el envío y entrega de potencia desde un nodo i hacia un nodo j . Los sistemas de transmisión interconectan todas las estaciones de generación y principales cargas en el sistema, convirtiéndose así en la columna vertebral de un sistema de potencia integrado.

Las subestaciones eléctricas son una agrupación de elementos constituidos por equipos que están conectados entre sí, que tienen como objetivo elevar, disminuir o mantener el voltaje y la corriente, manteniendo constante la potencia compleja, además de interconectar las líneas de transmisión de todo el sistema [4].

Los sistemas de subtransmisión transmiten potencia en menores cuantías a comparación de las antes ya mencionadas, estas nacen desde las subestaciones de transmisión hasta las subestaciones de distribución.

2.1.1.3. Distribución

Los sistemas de distribución representan la etapa final en la transmisión de energía eléctrica. Las empresas distribuidoras fijan las tarifas y realizan la transacción comercial con los consumidores finales o clientes.

2.1.1.3.1. Carga

Existen muchos tipos de consumos o cargas relacionados con los sistemas de distribución, entre los que se encuentran motores, iluminación, electrodomésticos, etc. Es importante considerar que cada tipo de consumo requiere potencia real P y cierto porcentaje de potencia imaginaria Q necesaria para crear y mantener un campo electromagnético, la relación depende del tipo de consumo y se mide por medio del factor de potencia [2].

2.1.1.3.1.1. Tipos de Cargas o Sectores de Consumo

La entrega de energía que se realizan a distintos clientes que necesitan el servicio, se clasifican mediante distintas maneras en el uso de la demanda de la carga.

Residencial

Concentración de viviendas, la demanda por factores climáticos es cambiante.

Comercial

Concentración de locales comerciales, la demanda de estos comerciales se sujeta a un mayor uso durante en horas de la mañana y en horas de la tarde.

Industrial

Constituido por distintas empresas del sector industrial, la demanda se consume teniendo en cuenta la productividad, deben de ser proporcionales.

2.1.1.3.2. Tipos de Arreglos en Sistemas de Distribución

Sistemas radiales: Tienen un solo punto de alimentación y no se interconectan con otras subestaciones [5].

Sistemas en anillo: Estas configuraciones se utilizan normalmente en redes donde se distribuye la energía, para acoplar subestaciones eléctricas que están interconectadas a su vez con otras [5].

2.1.2. Control de los Sistemas de Potencia

Como ya sabemos, una red de potencia tiene como principal función el suministro total de la carga generada por los clientes, lográndose por medio de la inyección de potencia eléctrica desde las centrales de generación hacia los puntos de servicio. Una gran ventaja de este tipo de energía es que puede ser controlada fácilmente con un alto índice de eficiencia y confiabilidad [6].

Esta debe tener la capacidad de mantener constante y de una forma continua la prestación de servicio respecto a las variaciones de carga, fallas y contingencias que se generen a lo largo del tiempo, ya que diferente a otros tipos de energía, la electricidad no puede ser almacenada en grandes cantidades. Por lo que se hace necesario adecuar las reservas a corto y mediano plazo disponibles en el sistema [6].

La principal función del control de la unidad generadora es balancear la totalidad de energía generada respecto a la variación de potencias demandadas por las cargas y pérdidas a través de la red para que la transferencia de energía entre áreas se mantenga. Además de regular los voltajes en los terminales del generador y la salida de potencia reactiva de manera para controlar la máquina. Los controles de transmisión van de la mano con dispositivos que regulan potencias y voltajes en un nodo, tales como las compensaciones reactivas (Generadores estáticos y rotativos de VAR, Taps de transformadores, etc.).

Actualmente existen muchos dispositivos que son usados para ayudar a mantener la operación normal del sistema. La figura 2.2 muestra los subsistemas existentes que controlan las variables del sistema en las etapas de generación y transmisión.

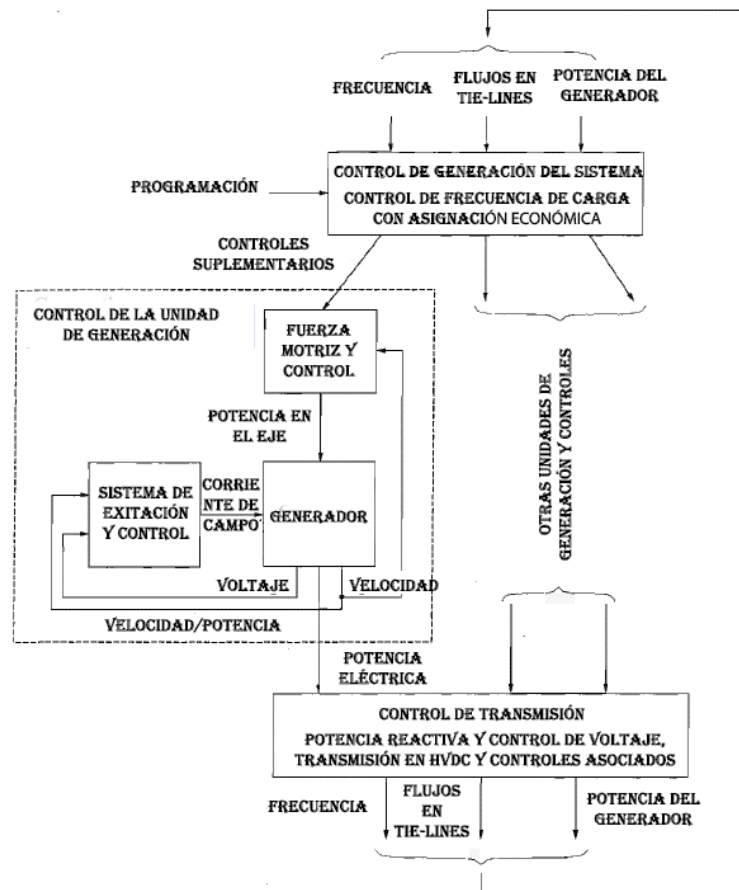


Figura 2.2: Subsistema de control dentro de un sistema de potencia [6]

Estos controles contribuyen a una operación eficiente dentro de los límites aceptables de voltaje y frecuencia, además que, contribuyen una gran habilidad para hacer frente hacia los disturbios. Las anomalías son raramente el resultado de un solo catastrófico disturbio, otras pueden ser una combinación de circunstancias que pueda llevar a la sobrecarga de la red más allá de su capacidad [6].

Otros factores que conllevan estos eventos pueden ser desastres naturales, mal funcionamiento de los equipos, errores humanos, diseños inadecuados, todo esto combinado puede debilitar el sistema de potencia y seguido llegar a desconexiones en pequeñas partes del sistema. Debido a esto, es necesario analizar criterios de seguridad y diseñar la protección del SEP.

Una red posee cinco estados de operabilidad que caracterizan el estado actual de la red. Se dice que el sistema está operando en un estado normal cuando todas las variables de dicha red se encuentran en un rango normal sin sobrecargas, el sistema opera en condiciones estables y es capaz de reaccionar ante contingencias sin violar alguna restricción.

El sistema ingresa en una situación de alerta debido a los bajos niveles de seguridad, todas las variables están aún dentro de los parámetros aceptables, pero puede llegar a sobrecargarse debido a contingencias. El estado extremo se da como una evolución del estado de alerta o emergencia debido a un disturbio mucho mayor en los que se presentan en dichos estados, es necesario tomar acciones preventivas como el uso de reservas para el caso de mantener el despacho de generación. [6].

Esto traería consigo desconexiones en varias partes del sistema de manera que es inevitable realizar acciones de control como la separación controlada de cargas o segmentos del sistema. El estado restaurativo viene después de la acción exitosa de los controles, en este caso, la red trata de regresar a un estado de alerta o estado normal. Si el disturbio que se presenta en la red es pequeño, el sistema puede resolverlo por sí mismo, pero en el caso de un gran disturbio es necesario la intervención del operador, es por eso que, durante emergencias, el operador toma un rol fundamental para coordinar la información de diversas fuentes y desarrollar las estrategias correctivas para restaurar el sistema a un estado seguro de operación [6].

2.1.3. Diseño y Criterios de Operación para la Estabilidad

Para una confiable prestación de servicio, el sistema de potencia debe ser capaz de mantener su estado normal de operabilidad ante la amplia pluralidad de disturbios. Por consiguiente, es necesario que el sistema este proyectado y con eficiencia en la operación, de modo que soporte las contingencias más probables que puedan aparecer con el fin de poder responder hasta la más adversa contingencia posible sin pérdida de carga.

El estudio de las contingencias se ha vuelto un poderoso análisis para mantener y asegurar la operatividad de los sistemas interconectados ante varios casos básicos o extremos que se presenten. Entre estos casos básicos podemos describir contingencias ante fallas con altas y bajas probabilidades de ocurrencia como los son las fallas por cortocircuito trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra; sean estas causadas en generadores, líneas de transmisión, transformadores y barras, con un tiempo de despeje normal o en retraso; además circuitos abiertos, fallas permanentes [6].

Los casos de contingencia extrema dan a conocer que el sistema está expuesto a eventos de mayor severidad que pueden causar una gran conmoción dentro del sistema de potencia. Para

determinar la correcta respuesta del sistema ante un disturbio que pueda causar un gran desbalance o pérdida de servicio, es necesario analizar la presente operatividad del sistema ante casos como la pérdida de capacidad de generación, desconexiones repentinas de grandes cargas, calibraciones incorrectas de los sistemas de protección, etc.

El proyecto y operatividad de un gran SEP es complejo debido a las características dinámicas que lo constituyen, además de la cantidad de elementos no lineales que conforma la red y agregado a esto, esta debe ser capaz de operar bajo mínimos costos [6].

2.1.4. Solución a Flujos de carga y Tipos de Barras

Realizar el flujo de carga implica obtener los voltajes y los flujos de en todos los elementos de la red. Para darle solución a esta problemática, las admitancias propias de la matriz de un nodo se utilizan [7].

Cada bus o nodo tiene cuatro potenciales incógnitos, que son: potencia activa P , potencia reactiva Q , ángulo de tensión δ y amplitud de tensión $|V|$. El estudio de los flujos de potencia se basa en identificar tres categorías de barras existentes, cada una de las cuales requiere solo dos de los cuatro números especificados anteriormente, y calcular los dos restantes. Los tipos de barras acorde a las características que posean se denotan según la distinción descrita a continuación [7].

2.1.4.1. Barras de Carga (P, Q)

Se denominan a cada barra que no tiene generación, la potencia activa P y la potencia imaginaria Q que son adquiridas desde la red por la demanda desde las diferentes mediciones. Por lo general, en el ámbito práctico apenas se conoce la potencia activa mientras que la Q se describe en un fp determinado como mayor o igual a 0.85 [7].

2.1.4.2. Barras de Voltaje Controlado (P, V)

Cualquier nodo de la red donde la magnitud de voltaje permanece en estado estacionario se le designa voltaje controlado. En los nodos donde se tiene acoplado una maquina giratoria como

un generador, se controla la potencia en Megavatios. Algunos nodos sin fuentes de energía como generadores, tienen la característica de controlar el voltaje [7].

2.1.4.3. Barra de Compensación (Slack, Swing, Oscilante, $V \angle 0^\circ$)

En una slack o de compensación, el ángulo del voltaje se utiliza como base de los ángulos del resto de voltajes de los nodos, generalmente se toma una barra en donde se conecta un gran generador [7].

2.1.4.4. Matriz de Admitancias de Barra Y Barra

La formulación sistemática de ecuaciones que se determinan en los nodos del circuito mediante la aplicación del método de la ley de la corriente de Kirchhoff [7].

En la figura 2.3 se representan fuentes de corriente otros componentes expresados en admitancias. Esta notación con subíndice se usa para determinar el voltaje de cada barra en relación con la barra de referencia.

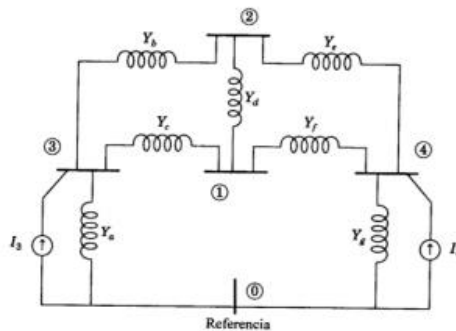


Figura 2.3: Diagrama de admitancias de una red de 4 barras [7]

El formato habitual de la matriz de cuatro ecuaciones independientes correspondientes al esquema de aplicación es:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix}$$

Las reglas generales para formar una matriz de admitancias de barra son [7]:

- Los componentes de la diagonal Y_{jj} son equivalentes a la adición de las admitancias que están directamente conectadas a la barra j .
- Los componentes que se encuentran afuera de la diagonal Y_{ij} son equivalentes a la admitancia total negativa que está conectada a las barras i y j .

De ese modo, la matriz de admitancias de los nodos para el circuito de aplicación se muestra a continuación [7]:

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} (Y_c + Y_d + Y_f) & -Y_d & -Y_c & -Y_f \\ -Y_d & (Y_b + Y_d + Y_e) & -Y_b & -Y_e \\ -Y_c & -Y_b & (Y_a + Y_b + Y_c) & 0 \\ -Y_f & -Y_e & Y_{43} & (Y_e + Y_f + Y_g) \end{bmatrix}$$

2.1.5. Flujos de Carga usando el Método de Newton-Raphson

El método de Newton-Raphson es el método ideal para resolver flujos de potencia [7]:

El total de corriente se suministra en el sistema a través de la barra k en términos de los componentes Y_{kn} de Y_{barra} , es la sumatoria

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.1)$$

La potencia real y reactiva totales que entran en la barra k se expresan como el conjugado del voltaje la barra k por la corriente que se inyecta a la barra k .

$$P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (2.2)$$

$$P_k = \sum_{n=1}^N |Y_{kn} V_k V_n| \cos(\theta_{kn} + \delta_n + \delta_k) \quad (2.3)$$

$$Q_k = - \sum_{n=1}^N |Y_{kn} V_k V_n| \sin(\theta_{kn} + \delta_n + \delta_k) \quad (2.4)$$

Además, se definen los errores para P_k y Q_k

$$\Delta P_k = P_{k,prog} - P_{k,calc} = (P_{gk} - P_{dk}) - P_{k,calc} \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k,prog} - Q_{k,calc} = (Q_{gk} - Q_{dk}) - Q_{k,calc} \quad (2.6)$$

Los términos que corresponden se dividen de las sumas y se logra obtener.

$$P_k = |V_k|^2 G_{kk} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N |Y_{kn} V_k V_n| \cos(\theta_{kn} + \delta_n + \delta_k) \quad (2.7)$$

$$Q_k = -|V_k|^2 B_{kk} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N |Y_{kn} V_k V_n| \sin(\theta_{kn} + \delta_n + \delta_k) \quad (2.8)$$

Las ecuaciones se derivan en base a las magnitudes y a los ángulos de voltaje [7].

El método de Newton-Raphson resuelve la siguiente matriz de bloque

$$J \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$J = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Donde:

- ΔP y ΔQ son los vectores de error de la potencia real y la potencia reactiva
- ΔV y $\Delta \delta$ son los vectores de corrección del voltaje y ángulo
- J es la matriz de bloque jacobiana
- J_{11} es el bloque donde se deriva P_k respecto a δ_k
- J_{12} es el bloque donde se deriva P_k respecto a V_k
- J_{21} es el bloque donde se deriva Q_k respecto a δ_k
- J_{22} es el bloque donde se deriva Q_k respecto a V_k

2.2. Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

Es la capacidad que tiene un Sistema de Potencia para un estado de funcionamiento preliminar determinado, y recuperar el equilibrio de funcionamiento después de una contingencia física, con el conjunto de las variantes de la red condicionadas de modo que toda la red se mantenga íntegro[8].

La estabilidad de un sistema eléctrico es un tema único y esto debe de tenerse siempre en cuenta. A pesar de ello, debido a su dificultad hará inviable su investigación, debido a que no es un análisis único. Dado que la inestabilidad tiene distintas formas y se sujeta de varias circunstancias, se clasifica en diferentes clases para: facilitar su estudio, determinar las condiciones iniciales que provocan la inestabilidad de voltaje y encontrar soluciones para mejorar esta anomalía [8].

2.2.1. Clasificación de la Estabilidad

Dentro del estudio hay tomar consideraciones y señalar los factores que acondicionan a esta problemática, por ejemplo [6]:

- Propiedades físicas que provocan la inestabilidad;
- El tamaño de la perturbación considerada;
- Encontrar el equipo, el proceso y el período de tiempo que deben considerarse para la estabilidad;
- Métodos apropiados de cálculo y predicción de estabilidad.

La estabilidad en un SEP se encuentra compuesta por tres casos de estudios que influyen directamente en la operación normal del sistema. La figura 2.4 muestra la clasificación y los casos que participan en la estabilidad de una red.

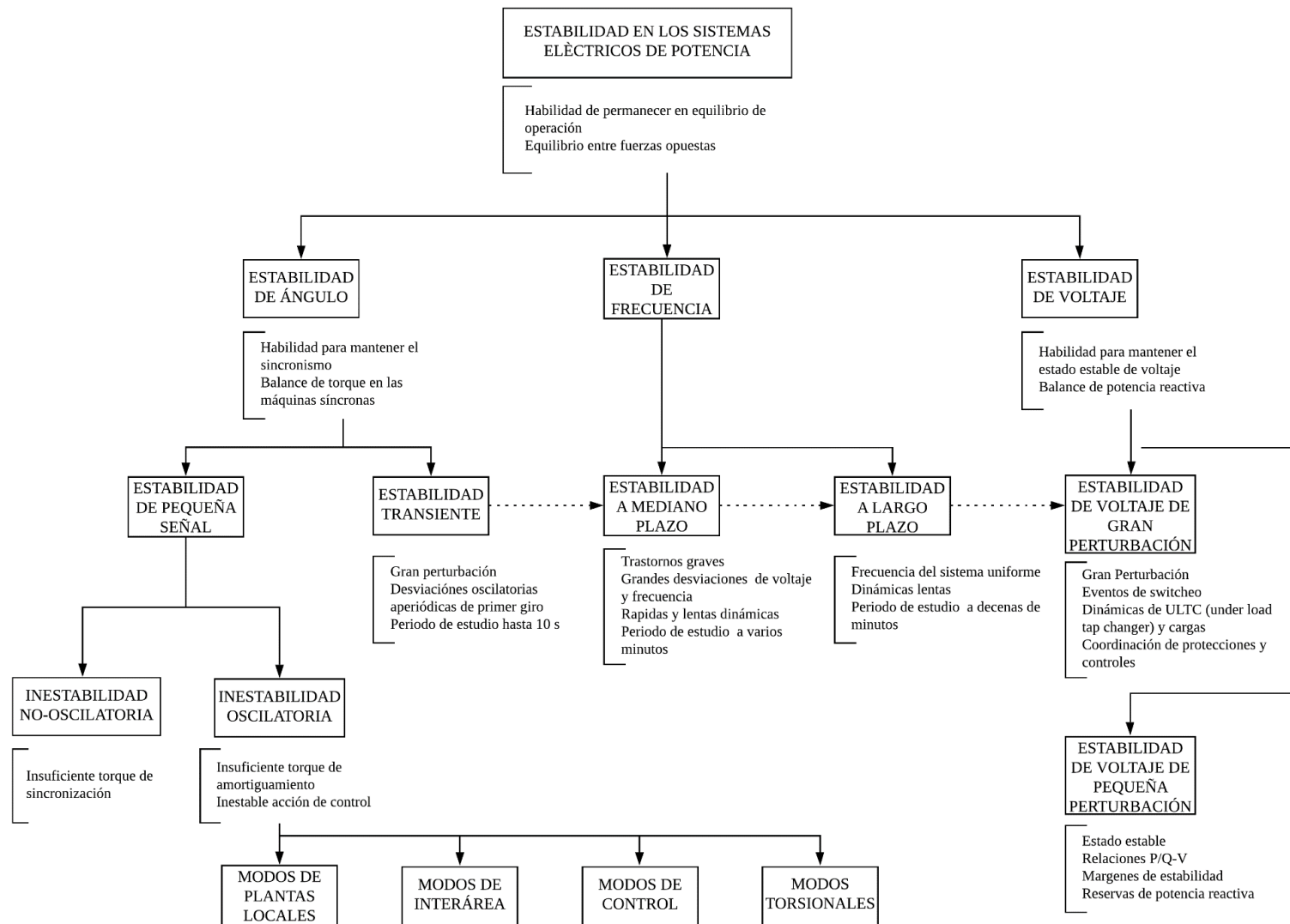


Figura 2.4: Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia [6]

2.2.1.1. Estabilidad del Ángulo del Rotor

Es la capacidad que tienen los generadores y motores síncronos para mantener el sincronismo después de ser perturbados por alguna contingencia. Y se refiere a la facultad de mantener o restaurar la igualdad entre el par electromagnético y mecánico de cada uno de los generadores y motores de la red [8].

La estabilidad del sistema se caracteriza por el estudio de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas o aceleraciones que producen la pérdida del sincronismo entre los generadores [8].

Debido a la naturaleza de la inestabilidad se lo ha clasificado en dos tipos de estabilidad, una llamada estabilidad de estado estable, de pequeña señal o perturbación y la otra como estabilidad transiente o estabilidad de gran perturbación, ambas situadas en el mismo marco de tiempo, es decir, en un plazo de tiempo relativamente corto.

Las dinámicas relevantes llamadas dinámicas transientes, en concordancia con la estabilidad transiente, se ocupa de la condición del sistema para equilibrio y sincronismo cuando está gravemente perturbado, como una contingencia en una L/T. La reacción del sistema conlleva una gran desviación del ángulo del rotor del generador y se ve afectada por la conexión no lineal del ángulo de potencia. El tiempo de en la estabilidad transitoria suele ser de 3 a 5s, después de la contingencia y a 10-20s para redes extensas [8].

Entre estas dinámicas relevantes podemos distinguir dos tipos de problemas:

- Problemas de Frecuencia
- Problemas de Voltaje

2.2.1.2. Estabilidad de Frecuencia

Es la capacidad que tiene un sistema de mantener una frecuencia constante después de una perturbación peligrosa en la red, lo que da lugar a una inestabilidad importante entre la potencia generada y la demanda. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga. El desequilibrio se produce en forma de oscilaciones de la frecuencia que causa la desvinculación de los generadores y las cargas [8].

Tiene relación con el desequilibrio de potencia activa entre generadores y cargas debido a la Odinámica que produce esta última a la velocidad angular del rotor.

Usualmente, los problemas de estabilidad relacionados con la frecuencia se agrupan a incapacidades en la reacción de los equipos, a una pésima coordinación de las protecciones del equipo, o a una reserva de generación insuficiente [8], por lo que es necesario tener en cuenta las respuestas inerciales de las máquinas rotativas. La estabilidad de frecuencia está presente en dos marcos de tiempo, plazo medio y a largo plazo.

Un fenómeno que se presenta a mediano plazo es la formación de una isla (islanding), generada debido a la separación de una región con la red interconectada, sufriendo como característica una insuficiencia en el desprendimiento de la carga de subfrecuencia, que trae como resultado una interrupción en la isla, debido a que la frecuencia cae considerablemente en poco tiempo.

Un fenómeno a largo plazo se da en situaciones más complejas, tales como en controles de sobrevelocidad de turbinas a vapor o protecciones y controles de calderas y reactores [8].

Aunque debido a las mejoras de las técnicas analíticas en el ámbito del análisis de las dinámicas rápidas y lentas, la distinción entre mediano y largo plazo es insignificante [6].

2.2.1.3. Estabilidad de Voltaje

La estabilidad de voltaje es la capacidad que del sistema para mantener voltajes invariables en todas las barras del SEP, cuando ocurre alguna contingencia en la operatividad de inicio [8].

La estabilidad de voltaje es naturalmente un análisis dinámico, causada por grandes o pequeñas perturbaciones, con fenómenos que se presentan de una manera rápida (corto plazo) o lenta (largo plazo), ligada fuertemente con el tema de colapso de voltaje.

Dado que este tipo de estabilidad posee diferentes aristas, conviene clasificarlo según la duración del mismo y magnitud de la perturbación [8].

2.2.1.3.1. *Estabilidad de Voltaje ante Pequeñas Perturbaciones*

Es la capacidad del SEP en mantener voltajes constantes y estables cuando ocurre alguna contingencia en la operatividad de inicio [8]. Algunos profesionales reaccionan a la estabilidad de voltaje como un análisis estático [9], de estado estable o de pequeña perturbación debido a que se puede obtener aproximaciones casi exactas mediante la linealización del modelo dinámico de la pre-perturbación [8].

2.2.1.3.2. *Estabilidad de Voltaje ante Grandes Perturbaciones*

Es la capacidad del SEP en mantener voltajes constantes y estables cuando ocurre alguna contingencia en la operatividad de inicio. El análisis de la estabilidad del voltaje de gran perturbación relaciona el examen de la reacción no directa de la red durante un lapso considerable para captar el rendimiento y las interrelación de máquinas como los motores, los cambiadores de transformadores y los dispositivos que limitan de corriente de campo en los generadores [8].

2.2.1.3.3. *Estabilidad de Voltaje a largo plazo*

Implica la activación de dispositivos de reacción pausada como los cambiadores de Taps de los trafos, cargas con control de temperatura y dispositivos para la limitación de corriente del generador [6].

Un ejemplo clásico de estudio este tipo de estabilidad es analizar la respuesta del sistema de potencia ante un incremento de gran consideración cuanto a demanda refiere, de modo que, es de importancia realizar una modelación correcta de la dinámica de las distintas cargas y los equipos de respuesta lenta [6].

2.2.1.3.4. Estabilidad de Voltaje a corto plazo

Está relacionada con los cambios dinámicos de los componentes de carga de acción rápida (como motores de inducción, cargas controladas por medio de elementos electrónicos y convertidores en redes de transmisión de corriente continua de alto voltaje (HVDC)) a lo largo del tiempo.

El ciclo de investigación de interés es de unos pocos segundos y el análisis requiere resolver un conjunto apropiado de ecuaciones diferenciales. Es idéntico al análisis del estudio de estabilidad angular del rotor, la diferencia es que en el caso de estabilidad de tensión a corto plazo, el modelo dinámico de la carga suele ser fundamental, mientras que para la estabilidad angular, el cortocircuito es muy importante [6] y [8].

2.3. Inestabilidad de Voltaje

Cuando las perturbaciones, como el crecimiento de la carga en la demanda o cambios que se producen por condiciones en el sistema, hacen que el voltaje caiga de forma continua y sin control, el sistema eléctrico entrará en un estado de tensión inestable [8].

2.3.1. Colapso de Voltaje

Es la consecuencia de contingencias en la red, que produce una caída de voltaje en una barra o varias barras del sistema. Un colapso de voltaje es originado cuando no hay suficiente potencia reactiva disponible para suministrar en una zona que lo requiera. Una potencia reactiva insuficiente provocará esta anomalía. Si la limitación de transferencia de potencia se excede, el sistema se vuelve sensible a cualquier contingencia en la red.

Una de las causas que provoca inestabilidad es la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia real e imaginaria traspasan las reactancias inductivas del sistema; esto delimita la eficiencia de la red de transmisión para transmitir energía y soportar voltaje. Adicionalmente se amenaza la estabilidad del voltaje cuando una anomalía adiciona la demanda de la potencia reactiva más allá de la efectividad sustentable de la potencia reactiva con la que se dispone [8].

2.3.1.1. Tipos de Colapso de Voltaje

El colapso de voltaje se clasifica según la duración del acontecimiento que no es estable y que causó la anomalía: tiempo largo, tiempo corto y tiempo transitorio. Muchos sucesos pueden hacer que la barra no proporcione reactivos y, debido a esto, no mantenga la estabilidad del voltaje, como la transmisión de energía, la salida de L/T, la salida del equipo como generadores, los cambios de taps, la reducción del suministro de reactivo y los cambios en la demanda de carga [10].

TIPO	CAUSA	TIEMPO
Largo Tiempo	Uso de la reserva de reactivos.	Varios minutos hasta horas.
Corto Tiempo	Salida de elementos importantes que impiden el suministro completo de los reactivos a las cargas.	De varios segundos hasta 5 minutos.
Transitorio	Motores de inducción conducen a deficiencia de reactivos.	Menos de 15 segundos.

Tabla 2.1: Tipos de colapsos de voltaje [10]

2.4. Análisis de Estabilidad de Voltaje en los Sistemas Eléctricos de Potencia

El análisis se puede realizar mediante herramientas de estudio dinámicas o estáticas, y la elección se fundamenta en los objetivos marcados en el análisis. Posteriormente, se detalla cada una de las herramientas a considerar en el estudio [13]:

2.4.1. Análisis Dinámico

La estructura general del modelo del sistema para análisis de estabilidad de voltaje es semejante a la del análisis de estabilidad transitoria. Delimita la sucesión provisional de acontecimientos que provocan que el voltaje no tenga estabilidad, la solución que se realiza por medio de métodos matemáticos como ecuaciones diferenciales y el uso de simulaciones en relación al tiempo [11].

2.4.2. Análisis Estático

El método estático captura instantáneas de las condiciones del sistema en varios marcos de tiempo a lo largo de la trayectoria en dominio de tiempo, la solución que se realiza es por medio de métodos matemáticos como ecuaciones algebraicas para expresar la situación de la red, el flujo de potencia del sistema y las propiedades de los voltaje y las potencias [11].

2.4.3. Punto de Operación

Es el punto permanente en el que se mantiene cada nodo de la Red, durante el régimen estacionario, sin soportar variaciones considerables en los niveles de voltaje. Continuamente el punto de operación varia, debido a los pequeños cambios en la generación y la demanda de la carga [11].

2.4.4. Límite de Estabilidad de Voltaje

Es el punto en el que se puede transferir la potencia máxima al nodo o barra y donde el sistema corre el riesgo de inestabilidad. El punto de operación antes del límite es estable y el punto de operación después del límite es inestable [11].

2.4.5. Margen de Estabilidad de Voltaje.

Definida como la distancia medida entre el punto de operación de inicio y el límite mínimo de voltaje de funcionamiento [11].

2.4.6. Margen de Cargabilidad Total de Voltaje.

Es la potencia máxima que puede soportar el sistema, antes de que ocurra un colapso de voltaje en el mismo [11].

2.4.7. Curvas P-V

El análisis P-V de un SEP es una herramienta del análisis estático. Interpretan la particularidad del proceder del voltaje en función de la potencia activa cuando la carga del sistema es modificada. Este método es utilizado generalmente para observar el comportamiento del voltaje ante incrementos progresivos de potencia activa en una barra del sistema en estudio, las cargas son incrementadas hasta que no exista convergencia en la resolución del flujo de potencia. Dichas curvas son de importancia ya que indican el punto de cargabilidad máxima y se puede observar también las caídas de voltaje de mayor relevancia para una cantidad de potencia específica [11].

El punto donde el voltaje es crítico representado en una curva P-V se percibe como un punto en donde existe un decrecimiento irregular de voltaje, aunque también se lo denomina de otras maneras punto de colapso o como nariz de la curva. La curva PV es específica para cada nodo asumiendo el crecimiento de la demanda, es decir, la curva PV es única para cada nodo en estudio[11].



Figura 2.5: Punto crítico o nariz de la curva PV [11]

La curva P-V se emplea para delimitar el límite de estabilidad de voltaje de estado estable del SEP, y su rango es la distancia desde el punto de operación al punto de voltaje crítico [MW]. En la Figura 2.6, se muestra una curva P-V característica, donde P es la potencia real o activa de la carga, que se considera un parámetro que varía lentamente, y V es el voltaje en el nodo de la carga. También puede visualizar que hay dos zonas, en la zona de color azul y gris, el voltaje es estable, mientras que en la zona roja el voltaje es inestable [12].

Normalmente la operatividad del SEP se localiza en la parte de arriba de la curva, donde es estacionaria o estable. A la punta de la curva también se le denomina codo o nariz de la curva y es el punto de máxima transferencia de potencia, también llamado punto de colapso del voltaje. En ese punto el sistema de potencia es de voltaje inestable [12].

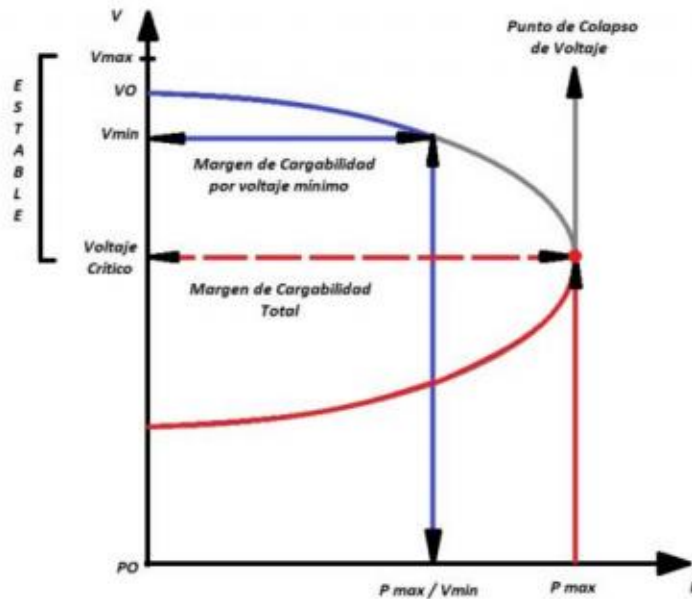


Figura 2.6: Descripción de las regiones de la curva PV [11]

Cabe señalar que las curvas P-V se fundamenta en la resolución del flujo de potencia, lo que solo se calcula la zona estable de la curva. Para el cálculo de la zona inestable es necesario hacer uso del método de continuación. Aclarando que no es necesaria la aplicación de estos métodos para calcular los márgenes de estabilidad, ya que el método de flujo de carga converge hasta estar cercano al punto crítico [10].

2.4.8. Curvas Q-V

Las curvas Q-V es otro procedimiento empleado para el análisis de estabilidad de voltaje en un SEP. Este método surge debido al problema de la no convergencia del flujo de carga para la obtención de las curvas P-V, recordando que la no convergencia se da para cuando el voltaje se hace inestable [12].

El estudio de estas curvas se basa en interpretar el colapso de tensión como un indicador de que existe un inadecuado balance de potencia reactiva en uno o más nodos de un sistema. La curva se obtiene aumentando el consumo del reactivo en cada una de las barras del sistema o al menos aquellas consideradas más débiles hasta llegar al colapso [12].

Las curvas Q-V que se obtienen tienen forma de "U", en la que el punto más bajo representa el punto de colapso y el margen de potencia reactiva en esa barra. El mínimo absoluto de ese margen en todas las barras del sistema será el margen al colapso de la tensión. Se considera un método eficiente para planificar la red [12].

En otras palabras se dice que el margen de potencia reactiva indica la cantidad de potencia de compensación necesaria para restablecer un punto de operación u obtener un valor de tensión deseado. También se define como el valor mínimo que se puede incrementar el consumo de la potencia reactiva de la carga o el decrecimiento de la generación de potencia reactiva para el cual no existe punto de operación. El colapso de voltaje comienza en la barra más débil del sistema y entonces se extiende hacia otras barras débiles[12].

La barra más débil es aquella que exhibiría una de las condiciones siguientes:

- a) tiene el punto crítico más alto,
- b) tiene el margen de potencia reactiva más bajo,
- c) tiene la más grande insuficiencia de potencia reactiva, o
- d) tiene el más alto porcentaje de cambio en la tensión.

Existen dos tipos de curvas Q-V, las mismas se desarrollan y obtienen de forma distintas. La primera se realiza manteniendo el fp de la carga constante, parecido a la obtención de las curvas P-V, obteniendo para cada valor de Q el valor de V y generando la gráfica con estos valores[12].

La otra forma de curvas Q-V se presentan en este estudio, se obtiene a potencia constante, se coloca un condensador estático con capacidad de entregar potencia reactiva infinita en las barras de carga estudiadas[12].

Se varía el voltaje de la barra en estudio, en pasos discretos, desde el voltaje mínimo hasta voltaje máximo, manteniendo constante la potencia activa. Para cada uno de los voltajes, se genera un flujo de carga, calculándose la transmisión de potencia reactiva de condensador sincrónico ficticio. Luego se grafica la relación entre el voltaje y la potencia suministrada a las barras [12].

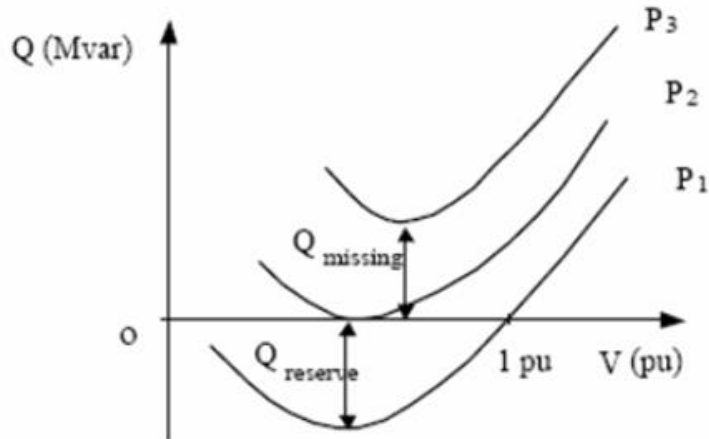


Figura 2.7: Descripción de la curva QV [12]

Puede verse en la figura, que el sistema es estable con la carga más ligera, P1. Para esta carga, hay una reserva de potencia reactiva ($Q_{reserve}$) que puede usarse para mantener la estabilidad aun cuando la carga aumenta. El sistema es marginalmente estable con la carga P2. El sistema no es estable con la carga más grande P3, una cantidad de potencia reactiva ($Q_{missing}$) debe inyectarse en la barra para causar una intersección con el eje V y evitar un colapso de la tensión. Por consiguiente, la medida de la cantidad de potencia reactiva de reserva ($Q_{reserve}$) podría proporcionar una indicación del margen entre la estabilidad e inestabilidad [12].

La ventaja más importante de este método es que identifica la barra más propensa a presentar problemas de estabilidad de voltaje, la cual presenta el punto de colapso de tensión más alto en las curvas Q-V o lo que es igual, tiene el menor margen de potencia reactiva [12].

2.5. Análisis Modal

Este análisis consiste en determinar para que valores propios o lambdas la matriz jacobiana reducida consecuente del método de Newton-Raphson se vuelve singular. Sin embargo, al utilizar la matriz jacobiana reducida, el enfoque se centra en los cambios incrementales de voltaje y potencia reactiva. Los modos débiles del sistema pueden identificarse a partir de la sensibilidad de variación de la potencia reactiva del sistema a los cambios incrementales en la magnitud del voltaje del bus. El margen de estabilidad o la distancia al colapso de voltaje puede ser estimado generando las curvas Q-V para ese bus en particular [13].

2.5.1. Valores y Vectores Propios

Dada una matriz “A” de dimensiones $n \times n$, los valores propios y los conjuntos de vectores propios izquierdos y derechos son definidos como los siguientes:

$$Ax = \lambda x \quad (2.11)$$

$$yA = \lambda y \quad (2.12)$$

Donde:

- A es la matriz cuadrada $n \times n$
- λ es un escalar
- x es un vector $n \times 1$
- y es un vector $1 \times n$

Para encontrar los valores propios es necesario reescribir la ecuación (2.11) de tal manera que tengamos una multiplicación matriz por vector en el lado de la derecha.

$$IAx = I\lambda x$$

$$Ax = I\lambda x$$

$$Ax - I\lambda x = 0$$

$$(A - I\lambda)x = 0$$

Para no caer en una solución trivial, es decir, que para el caso $(A - I\lambda)x$, el vector x sea distinto de 0; es necesario que:

$$\det(A - I\lambda) = 0 \quad (2.13)$$

Las n soluciones de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$ son los valores propios correspondientes de la matriz "A". Los valores propios pueden ser reales o complejos. Si "A" es real y simétrica, λ es real y los vectores propios son ortogonales.

Para cualquier valor propio λ_i , el vector columna x_i que satisface la ecuación (2.14), es llamado vector propio de la matriz "A" asociado al valor propio λ_i . Por lo tanto, tenemos:

$$Ax_i = \lambda_i x_i \quad (2.14)$$

$$y_i A = \lambda_i y_i \quad (2.15)$$

Para $i = 1, 2, \dots, n$.

Donde:

- A es la matriz cuadrada $n \times n$
- λ_i es el valor propio de la matriz A en el modo i
- x_i es el vector propio derecho de la matriz A asociado al valor propio λ_i
- y_i es el vector propio izquierdo de la matriz A asociado al valor propio λ_i

El vector x_i tiene la forma

$$x_i = \begin{bmatrix} x_{1i} \\ \vdots \\ x_{ni} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Mientras que el vector y_i

$$y_i = [y_{i1} \quad \dots \quad y_{in}] \quad (2.17)$$

Hay que tomar en cuenta que los vectores izquierdos y derechos para distintos valores propios son ortogonales, es decir:

$$x_i \cdot y_j = 0, \forall i \neq j$$

Sin embargo, en el caso de que los vectores propios correspondan al mismo valor propio,

$$x_i \cdot y_j = c, \forall i = j$$

Donde c es una constante distinta de cero.

Desde que los vectores propios son determinados sólo dentro de un multiplicador escalar, es común en la práctica normalizar esos vectores como:

$$x_i \cdot y_j = 1, \forall i = j$$

2.5.2. Matrices Modales (Descomposición Propia/Diagonalización)

Supongamos que la matriz “A” es una matriz de dimensiones 2×2 , en donde existen dos vectores propios asociados a dos respectivos valores propios, su representación matricial está dada por la ecuación (2.14).

$$\begin{aligned} Ax_1 &= \lambda_1 x_1 \\ Ax_2 &= \lambda_2 x_2 \\ A[x_1 \quad x_2] &= [\lambda_1 x_1 \quad \lambda_2 x_2] = [x_1 \quad x_2] \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 \\ 0 & \lambda_2 \end{bmatrix} \\ A[x_1 \quad x_2] &= [x_1 \quad x_2] \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 \\ 0 & \lambda_2 \end{bmatrix} \\ AX &= X\Lambda \end{aligned} \tag{2.18}$$

Donde:

- X es la matriz de bloques conformada por los vectores propios asociados a λ_i
- Λ es la matriz diagonal de los valores propios λ_i

Si multiplicamos X^{-1} por la derecha la ecuación (2.18), nos muestra la matriz diagonal de “A”

$$\begin{aligned} X^{-1}AX &= X^{-1}X\Lambda \\ X^{-1}AX &= \Lambda \end{aligned} \tag{2.19}$$

O podría decirse que “A” esta particionado en

$$\begin{aligned} AXX^{-1} &= X\Lambda X^{-1} \\ A &= X\Lambda X^{-1} \end{aligned} \tag{2.20}$$

Si “A” es simétrica, entonces:

$$A = X\Lambda X^T \quad (2.21)$$

2.5.3. Matriz Jacobiana Reducida del Método de Newton-Raphson

El sistema de potencia se puede expresar de manera lineal mediante la matriz jacobiana, los elementos de la matriz jacobiana definen la sensibilidad entre el cambio en la tensión del nodo y las corrientes activa y reactiva. Si se utiliza el modelo de flujo de potencia convencional para el análisis de estabilidad de voltaje, la matriz jacobiana de la ecuación es la misma que la matriz obtenida de la ecuación de flujo de potencia utilizando el método de Newton-Raphson[14].

La estabilidad de voltaje del sistema se ve afectada por la potencia activa P y la potencia reactiva Q, pero para cada punto de operación, P puede mantenerse constante y la relación incremental entre Q y V puede considerarse para evaluar la estabilidad de voltaje. Aunque el cambio incremental de P son despreciables en la formulación, al estudiar la relación incremental entre Q y V en diferentes condiciones de trabajo, se puede considerar el impacto de la carga del sistema o los cambios en el nivel de transmisión de potencia [14].

Para poder determinar las sensibilidades V-Q a partir de la matriz jacobiana reducida es necesario partir de la matriz del método de Newton-Raphson[13].

Asumiendo que $\Delta P = 0$, tenemos

$$\begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} J_{11}\Delta\delta + J_{12}\Delta V \\ J_{21}\Delta\delta + J_{22}\Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

$$J_{11}\Delta\delta + J_{12}\Delta V = 0 \quad (2.22)$$

$$J_{21}\Delta\delta + J_{22}\Delta V = \Delta Q \quad (2.23)$$

Despejando $\Delta\delta$ de la ecuación (2.22):

$$J_{11}^{-1}J_{11}\Delta\delta = -J_{11}^{-1}J_{12}\Delta V$$

$$\Delta\delta = -J_{11}^{-1}J_{12}\Delta V \quad (2.24)$$

Y reemplazándola en la ecuación (2.24) en la ecuación (2.23):

$$\begin{aligned} J_{21}[-J_{11}^{-1}J_{12}\Delta V] + J_{22}\Delta V &= \Delta Q \\ -J_{21}J_{11}^{-1}J_{12}\Delta V + J_{22}\Delta V &= \Delta Q \\ [-J_{21}J_{11}^{-1}J_{12} + J_{22}]\Delta V &= \Delta Q \\ J_R &= [-J_{21}J_{11}^{-1}J_{12} + J_{22}] \end{aligned} \quad (2.25)$$

$$J_R\Delta V = \Delta Q \quad (2.26)$$

$$J_R^{-1}J_R\Delta V = J_R^{-1}\Delta Q$$

$$\Delta V = J_R^{-1}\Delta Q \quad (2.27)$$

Donde:

- J_R es la matriz jacobiana reducida
- J_R^{-1} es la inversa de la matriz jacobiana reducida

De esta manera se encuentra la relación lineal entre el cambio de voltaje en las barras y la potencia reactiva. El i -ésimo elemento de la diagonal de la matriz J_R^{-1} es la sensibilidad V-Q en el modo i [15].

2.5.4. Inestabilidad de Voltaje de Modos

Entonces se puede realizar la descomposición propia de la matriz J_R para hallar la matriz diagonal de valores propios [17].

$$J_R = \Phi\Lambda\Psi \quad (2.28)$$

$$\Phi\Psi = I; \Psi = \Phi^{-1}$$

Donde:

- J_R es la matriz jacobiana
- Φ el conjunto de vectores derechos de J_R asociados a Λ
- Λ es la matriz diagonal de valores propios de J_R
- Ψ el conjunto de vectores izquierdos de J_R asociados a Λ

Hallando la inversa

$$\begin{aligned}
 J_R^{-1} &= (\Phi\Lambda\Psi)^{-1} \\
 J_R^{-1} &= (\Phi\Lambda\Phi^{-1})^{-1} \\
 J_R^{-1} &= ((\Phi)(\Lambda\Phi^{-1}))^{-1} \\
 J_R^{-1} &= ((\Lambda)(\Phi^{-1}))^{-1}(\Phi)^{-1} \\
 J_R^{-1} &= (\Phi^{-1})^{-1}(\Lambda)^{-1}(\Phi)^{-1} \\
 J_R^{-1} &= \Phi\Lambda^{-1}\Psi \tag{2.29}
 \end{aligned}$$

Por lo que la ecuación (2.27) quedaría de forma

$$\Delta V = \Phi\Lambda^{-1}\Psi\Delta Q \tag{2.30}$$

O

$$\Delta V = \sum_i \frac{\Phi_i\Psi_i}{\lambda_i}\Delta Q$$

La i-ésima variación de la potencia reactiva modal está dada por

$$\Delta Q_{mi} = k_i\Phi_i \tag{2.31}$$

Donde,

$$k_i^2 \sum_j \Phi_{ji}^2 = 1 \tag{2.32}$$

La correspondiente variación de voltaje modal es

$$\Delta V_m = \Lambda^{-1}\Delta Q_m \tag{2.33}$$

O si multiplicamos por la izquierda a esa ecuación, obtenemos también

$$\begin{aligned}\Psi\Delta V &= \Psi\Phi\Lambda^{-1}\Psi\Delta Q \\ \Psi\Delta V &= \Lambda^{-1}\Psi\Delta Q \\ \Delta V_m &= \Lambda^{-1}\Delta Q_m\end{aligned}$$

Ahora

$$\Lambda^{-1} = \begin{bmatrix} \lambda_1^{-1} & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2^{-1} & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_n^{-1} \end{bmatrix}$$

Entonces, la correspondiente i -ésima variación de voltaje modal es

$$\begin{aligned}\Delta V_{mi} &= \lambda_i^{-1}\Delta Q_{mi} \\ \forall i &= 1, 2, \dots, n\end{aligned}\tag{2.34}$$

Donde

- ΔV_m es el vector de la variación de voltaje modal
- ΔQ_m es el vector de la variación de la potencia reactiva modal

Cuando la potencia reactiva cambia en la dirección de Φ_i , el cambio de voltaje correspondiente también cambia en la misma dirección, y su magnitud se amplificará por un factor (k_i) que es igual a la magnitud del recíproco del i -ésimo valor propio. En este sentido, la magnitud de cada valor propio λ_i determina la debilidad del voltaje modal correspondiente. El λ_i más pequeño es el modo más débil del voltaje modal correspondiente [16].

Entonces,

- Si $\lambda_i > 0$, la i -ésima variación de voltaje y potencia reactiva están en la misma dirección, lo que indica que el voltaje del sistema es estable.
- Si $\lambda_i < 0$, la i -ésima variación de voltaje y potencia reactiva están en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en voltaje.

- Si la magnitud de $|\lambda_i| = 0$, el i -ésimo voltaje modal colapsara porque cualquier cambio en dicha potencia reactiva modal causara una variación infinita de voltaje modal.

Mientras que las magnitudes de los valores propios pueden proporcionar una medición referente a la contigüidad de la inestabilidad, o pueden proporcionar una medida absoluta debido a problemas de linealidad [16].

La sensibilidad V-Q del bus k , en el modo i está definido por

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\Phi_{ki} \Psi_{ik}}{\lambda_i} \quad (2.35)$$

2.5.5. Participación de los Buses

El factor de participación del bus k en el modo i está definido como

$$FPB_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik} \quad (2.36)$$

FPB_{ki} indica la contribución del i -ésimo valor propio para la sensibilidad V-Q en el bus k . Cuanto mayor es el valor de P_{ki} , mas contribuye λ_i a determinar la sensibilidad V-Q en el bus k . Para todos los valores propios más pequeños, el factor de participación de barras determina el área cercana a la inestabilidad de voltaje [16].

2.5.6. Participación de los Ramales

Para un cambio en la inyección de potencia reactiva ΔQ_{mi} , existe un cambio de voltaje ΔV_{mi} y por consecuente, un cambio en el ángulo $\Delta \delta_{mi}$ cómo se lo expresa en la ecuación (2.37) [14]:

$$\Delta \delta_{mi} = -J_{11}^{-1} J_{12} \Delta V_{mi} \quad (2.37)$$

Se puede definir:

$$\Delta Q_{lmaxi} = \max_j (\Delta Q_{lji}) \quad (2.38)$$

Donde ΔQ_{lji} es la variación de pérdidas reactivas a lo largo de los ramales j

La participación relativa de una rama lj en cierto modo viene dada por el factor de participación.

$$FPR_{lji} = \frac{\Delta Q_{lji}}{\Delta Q_{lmaxi}} \quad (2.39)$$

El factor de participación de los ramales indica qué rama consume más potencia reactiva en cada modo en respuesta a un aumento de carga. Los factores de participación de ramales más altos asocian elementos con conexiones débiles o sobrecargadas, lo que puede ser un factor importante para determinar las medidas correctivas que pueden resolver problemas de estabilidad y brindar mejores opciones al realizar análisis de contingencia [16].

2.6. DIgSILENT Power Factory

El programa de cálculo DIgSILENT PowerFactory, es una herramienta de ingeniería asistida por ordenador para el análisis de sistemas de transmisión, distribución y energía eléctrica industrial [17].

2.7. Matlab

Utilizado para solucionar problemas de ingeniería. La programación de MATLAB es fundamentada en sistemas de matrices, es la manera más habitual del mundo utilizada para interpretar las matemáticas de forma computacional [18].

SECCIÓN 2

2.8. Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión Santa Elena

En la segunda sección se describe el sistema eléctrico de potencia correspondiente a CELEC EP Y CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena, detallando la generación, transformación en las diferentes subestaciones ya sean elevadoras, reductoras y de seccionamiento, líneas de transmisión, subtransmisión y alimentadores. Cada elemento del S.E.P. en estudio, con sus respectivos parámetros técnicos.

2.8.1. CELEC E.P.

2.8.1.1. Subsistema Península de Santa Elena y Posorja

Un diagrama unifilar es muy importante debido a que facilita información del sistema en forma directa y sintética. Por parte de CELEC E.P. en el diagrama unifilar del S.N.I de la figura 2.8, se observa la generación y transmisión incluidas las subestaciones de alta tensión, y por parte CNEL E.P, se observan las posiciones de línea a nivel de 69 [kV], estas posiciones de salida en el estudio las consideramos como cargas que alimentarán a subestaciones de reducción por medio de líneas de subtransmisión.

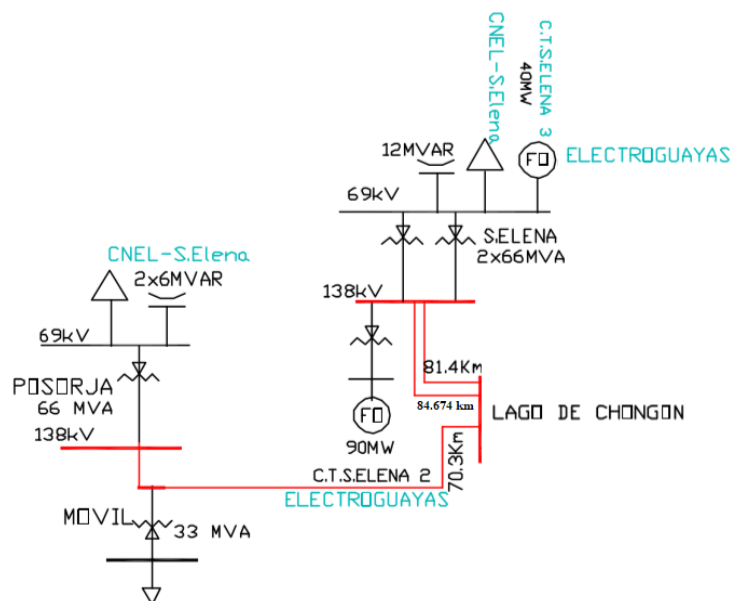


Figura 2.8: Diagrama unifilar Santa Elena - Posorja CENACE [19]

2.8.1.2. *Generadoras Central Santa Elena 2 y Central Santa Elena 3*

En Santa Elena, se encuentra la central de generación que lleva el mismo nombre, y a su vez tiene en operación 2 plantas térmicas de generación o centrales de generación convencionales, porque usan como fuente primaria, elementos no renovables (Diesel), que es un derivado del petróleo. La Corporación Eléctrica del Ecuador en su Unidad de Negocio Electro Guayas, es la empresa estatal que en el área de concesión donde se realiza este estudio, maneja las plantas Generadoras Santa Elena II y III.

La Generadora Santa Elena 2, entra en operatividad el 04 del mes de marzo del año 2011 y cuenta con una potencia de 90 [MW] y 53 unidades de generación Hyundai de 1,7 [MW]. La central genera energía eléctrica con salida de 34.5 [kV], para inyectar esta energía generada a la barra de 138 [kV] utilizan un transformador principal de elevación que tiene una capacidad de 156 [MVA], mismo que eleva la carga de 34.5 [kV] a 138 [kV] [20].



Figura 2.9: Generadores Hyundai de la central Santa Elena 2 [20]

La Generadora Santa Elena 3 ingresa en operatividad el 22 del mes de junio del año 2012, entregando una potencia de 40 [MW] con 3 motores CARTERPILLAR. Esta generador posee unidades de combustión interior de 4 tiempos, periodo diésel, para su operación hacen uso de carburadores Fuel Oil debido a que se encuentran cerca de la refinería de Petrocomercial [20].

Posee 3 grupos electrógenos de 12 [MW] cada uno y realizan la generación a niveles de voltaje e con salida de 13.8 [kV], tienen un transformador de elevación de 50 [MVA], mismo que eleva el voltaje de 13.8 [kV] a 69 [kV] [20].



Figura 2.10: Generadores Caterpillar de la generadora Central Santa Elena 3 [20]

2.8.1.3. Subestaciones Lago de Chongón, Santa Elena y Posorja

CELEC E.P. con su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, maneja las subestaciones Santa Elena, Posorja y Lago de Chongón, esta última es una subestación seccionadora.

Las subestaciones de switcheo son utilizadas para la conexión y desconexión del flujo de energía sin variar parámetros de la potencia [5].

Subestación Lago de Chongón

En la figura 2.11 se encuentra la subestación Lago de Chongón a 138 [kV] más detallada. Esta subestación de seccionamiento ayuda a mejorar la confiabilidad del SNT, desde la subestación Pascuales de 230 [kV] y por medio de 3 líneas de transmisión, entrega energía eléctrica a la S/E Santa Elena y S/E Posorja.

En la actualidad la única línea de transmisión que alimenta a la provincia de Santa Elena, es la “L/T Pascuales – Santa Elena”, la misma parte desde la Subestación Pascuales, compartiendo las mismas estructuras de la Línea Pascuales – Posorja hasta el sector denominado Juntas del Pacífico, en donde se separa, un circuito hacia Santa Elena y otro hacia Posorja, por tanto en el

sector de Juntas del Pacífico se dividen las estructuras y parte una línea de un solo circuito a 138 [kV] hacia Santa Elena y otro hacia Posorja [21].

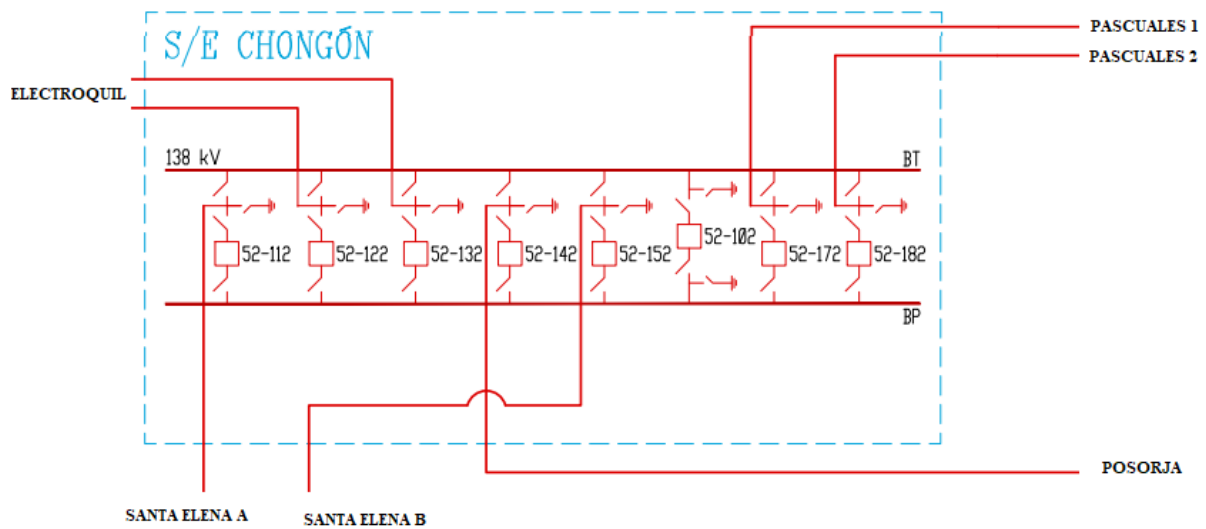


Figura 2.11: Diagrama unifilar de la subestación Lago de Chongón [22]



Figura 2.12: Subestación Lago de Chongón [20]

Subestación Posorja

La subestación Posorja, ubicada en el [km] 5 de la vía Recinto el Morro, inicia su operación en el año 1988, está conformada por 2 áreas, la primera conformada por la S/E y la segunda parte donde se encuentra el cuarto de control, el patio de maniobras e instalaciones auxiliares [23].

Dentro de la subestación Posorja debido al crecimiento residencial, industrial y comercial, CELEC E.P U.N. TRANSELECTRIC mediante un plan de expansión por el aumento de la

demanda en esos sectores, realizó una repotenciación con un transformador móvil, denominado Móvil Posorja.

Actualmente la subestación Posorja cuenta con un transformador de poder de 66 [MVA] de capacidad y la subestación Móvil Posorja tiene un transformador de potencia de 33 [MVA] y 2 capacitores de 6 [MVAR]. Las dos subestaciones operan con una relación de voltaje de 138/69/13.8 [kV].

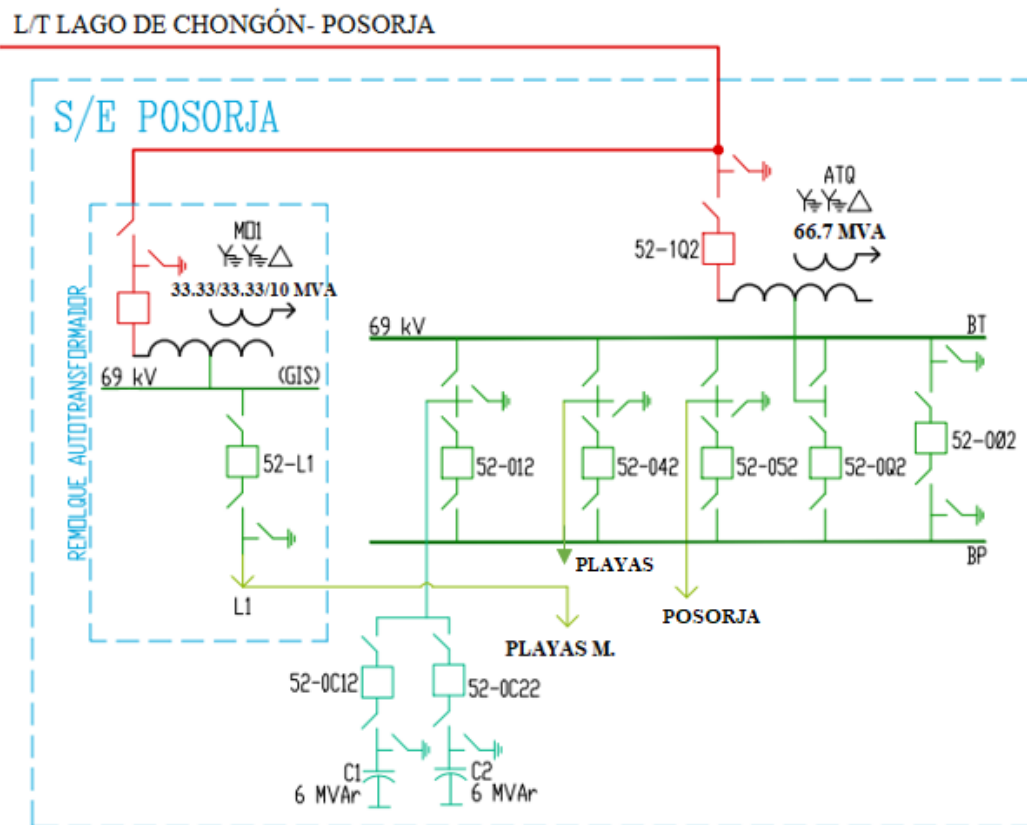


Figura 2.13: Diagrama unifilar de la subestación Posorja [22]



Figura 2.14: Subestación Posorja [20]

Subestación Santa Elena

La subestación eléctrica Santa Elena cuenta con 2 transformadores trifásicos de 66 [MVA] y son los encargados de cambiar el nivel de voltaje a 69 [kV] con el objetivo de proporcionar energía a 4 posiciones de salida. La subestación tiene un banco de capacitores de 12 [MVAR] en el lado de 69 [kV], esto se puede observar en el diagrama unifilar de la figura 2.15, así como también se visualiza el aporte de las centrales de generación de CELEC Electro Guayas.

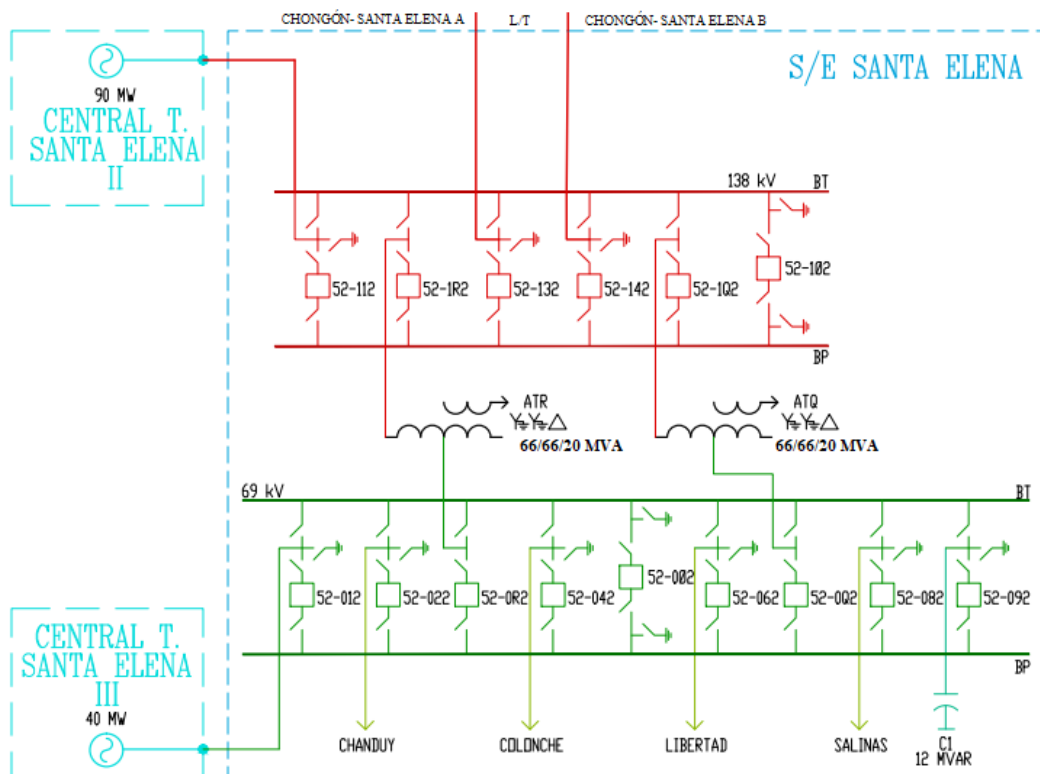


Figura 2.15: Diagrama unifilar de la subestación Santa Elena [22]



Figura 2.16: Subestación Santa Elena [20]

2.8.1.4. Líneas de Transmisión

Por parte de CELEC E.P. TRANSELECTRIC, tenemos las líneas de transmisión a 230 [kV] y 138 [kV].

- Lago de Chongón- Santa Elena, nivel de voltaje de 230 [kV] y con una distancia de 84.674 [km].
- Lago de Chongón- Santa Elena a 138 [kV] y 81.50 [km] de distancia.
- Lago de Chongón- Posorja a 138 [kV] y 71.82 [km] de distancia.

Las líneas Lago de Chongón- Santa Elena de 230 [kV] y 138 [kV], tienen como objetivo la transferencia de potencia a la subestación Santa Elena, donde cambia el nivel de voltaje a 138/69 [kV] por medio de los transformadores trifásicos con el objetivo de suministrar de energía a las 4 posiciones de salida.

La línea de subtransmisión Lago de Chongón- Posorja de 138 [kV], proporciona de energía a la subestación Posorja, esta subestación baja el voltaje de 138 a 69 [kV] para suministrar de energía a 2 posiciones salida. En el mismo lugar hay una subestación móvil que reduce el nivel de voltaje a 69 kV para abastecer de energía a una tercera posición de salida.

2.8.2. CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena

La Corporación Nacional de Electricidad en su Unidad de Negocio Santa Elena, tiene como zona de operación toda la provincia de Santa Elena y una parte de la provincia del Guayas, el

cantón Playas, las parroquias Posorja, Progreso y sectores aledaños como Cerecita, San Juan, Chongón, Daular, El Morro etc.

El Sistema Eléctrico de CNEL Santa Elena está conformado por 17 Subestaciones de distribución eléctrica y 1 de maniobra dispuestas de forma radial, las cuales están divididas a lo largo de su área de concesión. Esto se puede observar de mejor manera en los anexos A, B y C. Donde se encuentran especificados con mayor determinación la capacidad, impedancias, conexiones y otros parámetros eléctricos de cada transformador.

La red de subtransmisión de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena inicia desde la Subestación Santa Elena, la Subestación de Subtransmisión Posorja y la subestación de subtransmisión Móvil Playas, como se muestran en las figuras 2.17 y 2.18.

En Santa Elena tenemos 4 posiciones de salida:

- Chanduy
- Colonche
- Libertad
- Salinas

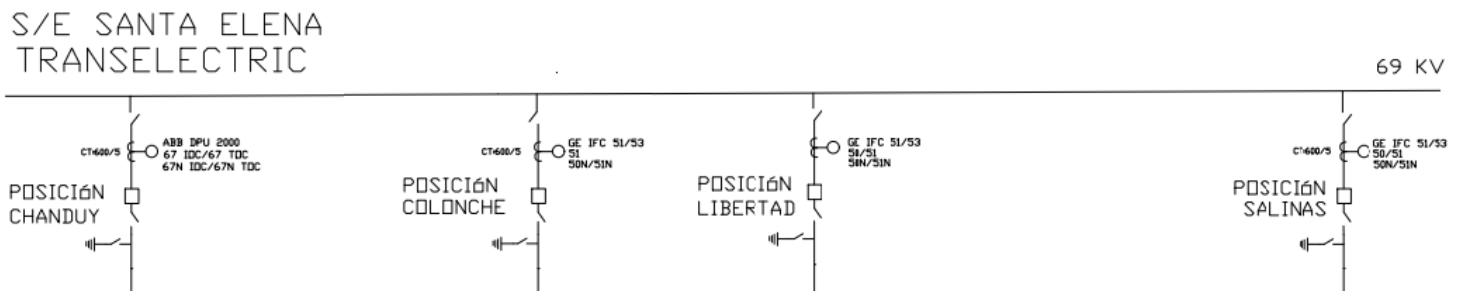


Figura 2.17: Posiciones de salida de la subestación Santa Elena

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

En la subestación eléctrica Posorja tenemos 2 posiciones de salida:

- Playas
- Posorja

Y de la subestación Móvil Posorja tenemos una posición de salida denominada:

- Móvil Playas

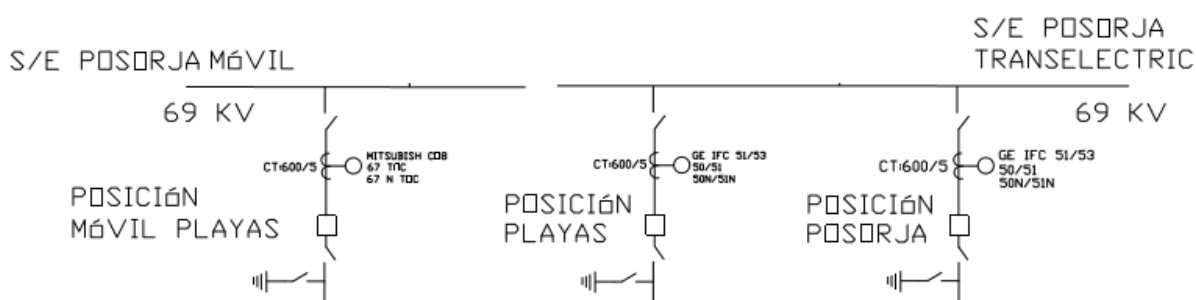


Figura 2.18: Posiciones de salida de la subestación Posorja y Posorja Móvil

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNELE.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

En la tabla 2.2 se muestran las subestaciones de subtransmisión correspondientes para cada posición de salida de la subestación Santa Elena.

SUBESTACIÓN SANTA ELENA	POSICION CHANDUY	S/E CHANDUY
		S/E PECHICHE
	POSICIÓN COLONCHE	S/E CAPAES
		S/E MONTEVERDE
		S/E PUNTA BLANCA
		S/E COLONCHE
		S/E MANGLARALTO
	POSICION LIBERTAD	S/E LIBERTAD
		S/E CAROLINA
		S/E SANTA ROSA
		S/E SAN LORENZO DE SALINAS
	POSICION SALINAS	S/E SALINAS
		S/E CHICHIPE
		S/E SAN VICENTE

Tabla 2.2: Subestaciones de CNELE.P. por cada posición de salida de la subestación Santa Elena

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNELE.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

En la tabla 2.3 se muestran las subestaciones de subtransmisión correspondientes para cada posición de salida de las subestaciones Posorja y Posorja Móvil.

SUBESTACIÓN POSORJA MÓVIL	POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	S/E SAN LORENZO DEL MATE
		S/E CERECITA
SUBESTACIÓN POSORJA	POSICIÓN PLAYAS	S/E PLAYAS
	POSICIÓN POSORJA	S/E POSORJA

Tabla 2.3: Subestaciones de CNEL EP por cada posición de salida de las subestaciones Posorja y Posorja Móvil

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

Los Transformadores de Potencia que disponen Santa Elena y Playas son ONAN/ONAF, es decir son transformadores inmersos en aislantes líquidos con la capacidad de enfriarse propiamente y en caso de un sobrecalentamiento hacer uso del aire forzado, con esto aumentan la capacidad de carga del transformador [24].

2.8.2.1. Líneas de Subtransmisión

CNEL Santa Elena posee con 18 líneas de subtransmisión a un nivel de 69 kV, estas líneas de interconectan de forma radial con las subestaciones de distribución. En la tabla 2.4 se describe el nombre de las subestaciones de entrada/salida y las líneas, la información necesaria se obtuvo por parte de la Gerencia de Planificación de la Unidad de Negocio Santa Elena, quienes colaboraron con los datos. Toda la concesión de la Unidad de Negocio tiene ubicación costera, esto obliga a que utilicen conductores que resistan a la corrosión. CNEL E.P. utiliza el cable AAAC 5005 en casi todas las líneas.

Nombre Línea	Nombre de la Subestación		Longitud (km)	Nivel de Tensión [kV]
	S/E Salida	S/E Llegada		
Santa Rosa	Libertad	Carolina	3.23	69
Santa Rosa	Carolina	Santa Rosa	3.24	69
Libertad	Santa Elena (SNI)	Libertad	7.26	69
Inter	Salinas	Santa Rosa	2.5	69
Salinas	San Vicente	Salinas	10	69
Chipipe	Salinas	Chipie	4.5	69
San Vicente	Santa Elena (SNI)	San Vicente	7.6	69
Petro	Libertad	Petro comercial	0.8	69
Chanduy	Santa Elena (SNI)	Chanduy	16	69
Colonche	Santa Elena (SNI)	Colonche	30	69
Colonche	Nodo1	Capaes	7.38	69
Colonche	Nodo2	Punta Blanca	4.91	69
Manglaralto	Colonche	Manglaralto	30	69
Playas	El Morro (SNI)	Playas	4.5	69
Cerecita	Playas	San Lorenzo del Mate	24	69
Cerecita	San Lorenzo del Mate	Cerecita	20.6	69
Posorja	Playas	Paseo Shopping	1.24	69
Posorja	El Morro (SNI)	Posorja	16	69

Tabla 2.4: Niveles de tensión y longitudes de las líneas de subtransmisión de la empresa de distribución CNEL EP UN Santa Elena

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNELE.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

2.8.2.2. Alimentadores Primarios

Son circuitos que transportan energía eléctrica desde una subestación de distribución en voltajes de 13.8 [kV]. CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena dentro de su área de servicio presenta 67 alimentadoras, todas ellas solo de subestaciones públicas.

S/E	ALIMENTADORES	S/E	ALIMENTADORES
LIBERTAD	LIBERTAD	PUNTA BLANCA	MARENOSTRO
	PETROPENINSULA		SAN PABLO2
	ACACIAS		PUNTA CENTINELA
	ZONA INDUSTRIAL	COLONCHE	AYANGUE
	GENERAL ENRIQUEZ		SAN PABLO
	PROPICIA		SAN PEDRO
CAROLINA	PASEO		MONTEVERDE

	CAROLINA	MANGLARALTO	MONTAÑITA
	PUNTA CARNERO		OLON
	MUNICIPIO		MANGLARALTO
SANTA ROSA	MUEY	CHANDUY	CARMAPAC
	SANTA ROSA		ATAHUALPA
	SAN LORENZO		ZAPOTAL
	PUERTO LUCIA		AZUCAR
SAN LORENZO SALINAS	PETROPOLIS	PECHICHE	PUERTO DE CHANDUY
	BAHIA DE SANTA ROSA		TUGADUAJA
SAN VICENTE	MAR BRAVO	PLAYAS	INTERCONEXION PLAYAS
	SUBURBIO		ENGABAO
	VIRGEN DEL CARMEN		CIUDADELA VICTORIA
	ANCONCITO		CENTRAL PLAYAS
SALINAS	RUBIRA	POSORJA	SECTOR CENTRO
	DOBRONSKY		REAL
	BASES MILITARES		JAMBELI
	INTERCONEXION SALINAS		POSORJA
CHIPIPE	DUNAS	SAN LORENZO DEL MATE	CAMPOSORJA
	BASE NAVAL		INPESCA
	SALINAS CENTRAL		SAN JUAN
	FAE		PROGRESO
CAPAES	CHIPIPE	CERECITA	INTERAGUA
	AEROPUERTO		CEDEGE DAULAR
	BALLENITA		CEDEGE CERECITA
	SANTA ELENA		CERECITA EMEPE
	PUNTA BLANCA		CONSUELO
	TABLAZO		

Tabla 2.5: Alimentadores primarios de la empresa de distribución CNEL E.P. U.N Santa Elena

FUENTE : DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNELE.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

2.8.2.3. Alimentadores Secundarios

Transportan energía eléctrica desde las líneas de distribución hasta los usuarios a un nivel de voltaje bajo 120 – 240 [V].

2.8.2.4. Demanda

La demanda es la cantidad de energía eléctrica que los usuarios necesitan en un intervalo de tiempo para abastecer sus necesidades, estos intervalos por lo regular son en horas y minutos. La demanda cambia en el tiempo y muestra patrones o ciclos tendenciales, estos patrones están relacionados a los tiempos de consumo, y se clasifican en 3 [25]:

Demanda Mínima: Es la zona en que se refleja un dato mínimo y que demuestra el consumo de lo registrado en el respectivo intervalo de tiempo, y se le puede dar conocimiento y demostración en la curva de demanda referente a la concavidad de esta.

Demanda Media: Se define como el valor medio inscrito en el registro en su intervalo de tiempo, la demanda de esta se puede examinar en sí entre la demanda máxima y la mínima.

Demanda Máxima: Aquel puntualiza el valor máximo del consumo registrado en lo que demostramos como intervalo de tiempo y de manera que se reconoce de acuerdo con el pico que se detalla en la curva.

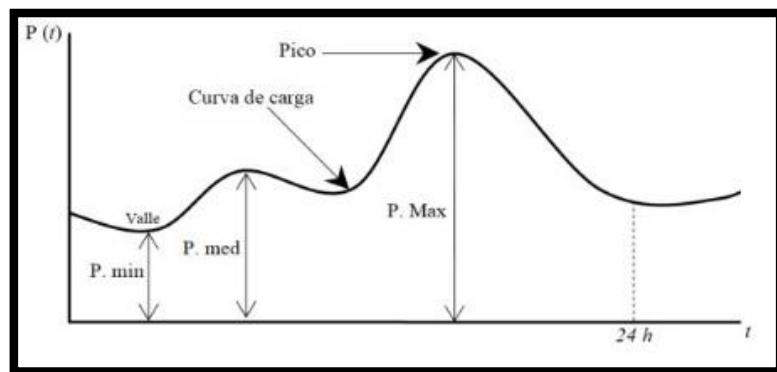


Figura 2.19: Curva típica de demanda [25]

2.9. Fundamentación Legal

En sustento al menester de renovar la regulación de la calidad del servicio eléctrico de distribución y comercialización y con el objeto de concordar con el marco legal actual en Ecuador, se emite la Regulación ARCONEL 005/18 regulación que reemplaza a la de CONELEC 004/01 en todos los literales [26].

El actual proyecto de titulación se orienta en el análisis de estabilidad de voltaje en SEP de subtransmisión de la Empresa Eléctrica CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena usando análisis modal y estimación de límites máximos de operación mediante el uso de las curvas P-V y Q-V.

El alcance del trabajo se enfoca en definir los nodos o barras críticas del sistema eléctrico de potencia que puedan presentar un colapso de voltaje ocasionado por un disturbio, aumento de la demanda de la carga o contingencias que se pueden presentar considerando escenarios de máxima generación.

La cargabilidad de los elementos que conforman el S.E.P y demandas estocásticas, por consiguiente se referencia en lo determinado por la Regulación 005/18 respecto a las variaciones de voltaje permitidas como se muestra en la tabla 2.6 ,donde se definen los niveles de voltaje y su designación, por lo cual la razón de la norma citada en el presente trabajo es idónea debido a que el nivel de voltaje del S.E.P en estudio es de 138, 69 y 13.8 [kV], por la barra de la Central Santa Elena 3.

NIVEL DE VOLTAJE	RANGO ADMISIBLE
ALTO VOLTAJE GRUPO 1 Y 2	± 5.0%
MEDIO VOLTAJE	± 6.0%
BAJO VOLTAJE	± 8.0%

Tabla 2.6: Variaciones de voltaje admitidas respecto al voltaje nominal [26]

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA

El capítulo 3 tiene como objetivo principal, los métodos de análisis, recopilación de datos y el modelamiento del sistema que da servicio a CNEL EP dentro de toda el área de concesión de Santa Elena, utilizados en el desarrollo de este estudio, desde la generación hasta las cargas o posiciones de salida, pasando por las líneas de transmisión.

En el modelado del SEP realizado en el software DIgSILENT Power Factory se ingresarán los parámetros técnicos de generadores, barras, líneas, transformadores de potencia, posiciones de salida y banco de capacitores, estos datos corresponden a voltajes, corrientes, potencia activa, reactiva, impedancias y distancias para la configuración de la línea de transmisión. Por consiguiente, por medio de flujos de potencia realizados en el software, se especificará el voltaje de todos los equipos que conforman la red y las pérdidas de potencia, para con ello realizar el estudio de estabilidad.

El análisis modal se lo desarrolla con la ayuda de ciertas funciones en el software MATLAB. Además, se presenta la metodología a utilizar para cumplir con la finalidad de este proyecto de estudio.

3.1. Tipo de Investigación

El actual estudio se realizó en una perspectiva de estudio de forma cuantitativa y descriptiva.

Es cuantitativa debido a que los valores como voltajes, corrientes, impedancias y potencias (activa y reactiva) se pueden expresar en magnitudes y unidades. Estos valores son los que se usarán para el análisis luego de su adquisición y previo a esto se establecerán las conclusiones correspondientes.

Descriptivo por la caracterización de un escenario con el fin de establecer su comportamiento.

3.2. Diseño de la Investigación

El actual análisis cuyo propósito principal es el análisis de la estabilidad de voltaje en la red de subtransmisión de CNEL E.P Unidad de Negocio Santa Elena mediante el uso de las curvas P-V, Q-V y análisis modal, se sitúa en un estudio de campo puesto que consiste en la recopilación de datos del sistema existente mediante simulaciones, mismas que se ocuparán para el estudio, obtención de las curvas y factores de participación, con el propósito de dar seguimiento al comportamiento del voltaje en las barras de la Red determinando la cargabilidad máxima, margen de potencia reactiva mínima, y sensibilidad en las barras del sistema ante un colapso de voltaje.

3.3. Recolección de Información

La información para realizar el estudio se obtuvo desde empresas estatales como lo son el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) que proporcionó el diagrama unifilar actualizado del S.N.I., datos de perfiles de voltaje para el external grid todos necesario para el proyecto.

CELEC E.P. quien nos brindó la información necesaria de parámetros técnicos para los equipos que son parte de la red del área de concesión Santa Elena, y CNEL E.P empresa que nos permitió el acceso a los datos de demanda en las posiciones de salida por medio del software Cymdist y por medio de reportes mensuales. Esta información nos sirvió para poder simular el SEP en el software DIgSILENT Power Factory y realizar el análisis modal en MATLAB.

3.4. Metodología de Análisis

El método que se emplea para el estudio de los datos obtenidos consiste en la utilización de estos para el modelamiento del SEP en estudio y mediante las herramientas facilitadas por el software DIgSILENT, se alcanzará la obtención de datos importantes que ayuden a analizar anomalías de estabilidad de voltaje y la especificación de los puntos de cargabilidad máxima, margen de potencia reactiva mínimo y mediante el uso del software Matlab determinar la sensibilidad en todas las barras mediante los factores de participación ante el aumento progresivo de la carga del sistema con el objetivo de indicar que tan próxima esta la red de llegar a un colapso de voltaje.

También se hará uso de técnicas lógicas, establecidas en instigación, síntesis y conclusión. En este estudio de estabilidad de voltaje, las técnicas lógicas son empleadas para interpretar los datos obtenidos puesto que se estudian las curvas P-V, Q-V y además el análisis modal para los factores de participación de cada barra, por medio de la observación, interpretación y comparación de los valores de cada uno de los elementos del sistema a estudiar.

3.5. Procesamiento de la Información.

En este estudio retribuye a datos de equivalentes de red, barras, líneas de transmisión, transformadores, generadores, banco de capacitores como se muestra a continuación:

3.5.1. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión de Santa Elena en DIgSILENT Power Factory

A continuación, en la figura 3.1 se expone el modelamiento realizado en DIgSILENT POWER FACTORY, desde el equivalente de red del punto de conexión con el S.N.T. en la S/E Lago de Chongón, centrales de generación, líneas de transmisión a 230 [kV] y 138 [kV], las

subestaciones pertenecientes al sistema Eléctrico de Subtransmisión de CELEC E.P. y las posiciones de Salida de donde inicia la red de subtransmisión de CNEL E.P. U.N. Santa Elena.

Por motivos de sensibilidad de datos técnicos de los elementos del sistema y acuerdos de confidencialidad con la empresa que opera el mismo, no es posible publicar los datos completos del sistema, por lo tanto, solo se publican parámetros generales que se pueden hallar en la web.

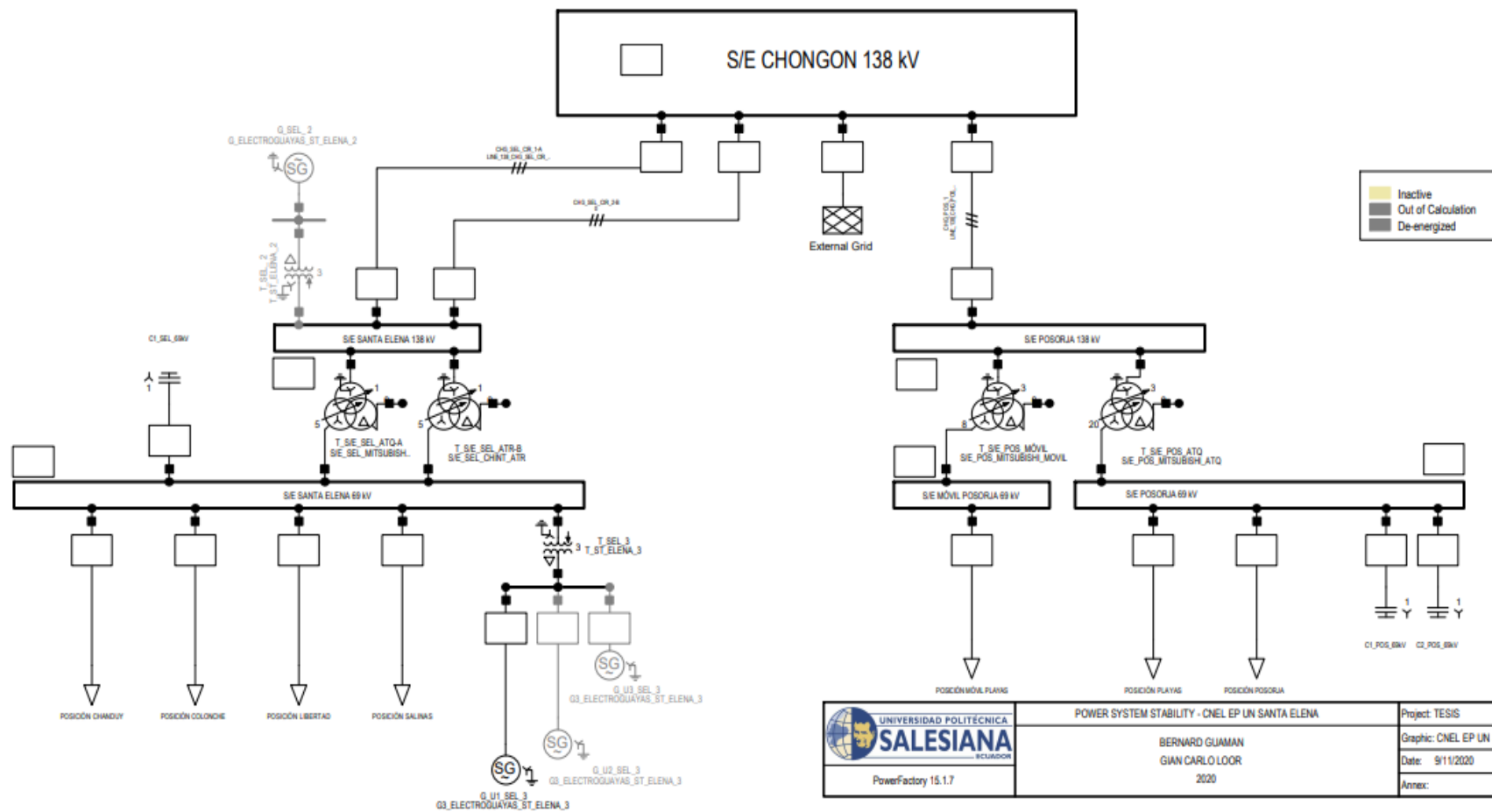


Figura 3.1: Subsistema de transmisión y subtransmisión que brinda servicio al área de concesión de Santa Elena

3.5.1.1. Barra de la S/E Lago de Chongón y Equivalente de red

La tabla 3.1 muestra el voltaje máximo registrado a las 10:51 p.m. y mínimo a las 6:14 p.m. del reporte post-operativo del mes de febrero específicamente del día 23, que se encuentra en la página web de CELEC E.P. La demanda máxima coincidente se registra a las 8:30 p.m. como se muestra en el anexo D, por lo que, el voltaje que se toma como referencia a esta misma hora es 138.9297 [kV] como se visualiza en la figura 3.2.

BARRA	VOLTAJE MÁXIMO [KV]	VOLTAJE MÍNIMO [kV]	VOLTAJE DE REFERENCIA [KV]	VOLTAJE [p.u.]
L. CHONGÓN	139.3961182	133.993621826171	138.9297	0.9933075

Tabla 3.1: Parámetros de voltajes de la S/E Lago de Chongón

FUENTE: GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CENACE

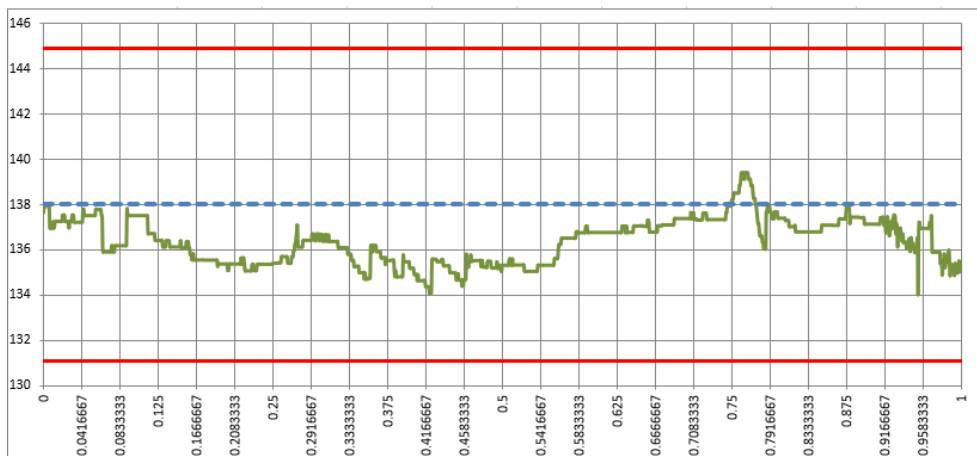


Figura 3.2: Comportamiento de la magnitud de voltaje para el día 23 de febrero en las barras de S/E Chongón

FUENTE: GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CENACE

Las figuras 3.3 y 3.4 señalan el equivalente y nivel de voltaje en la barra de Lago de Chongón.

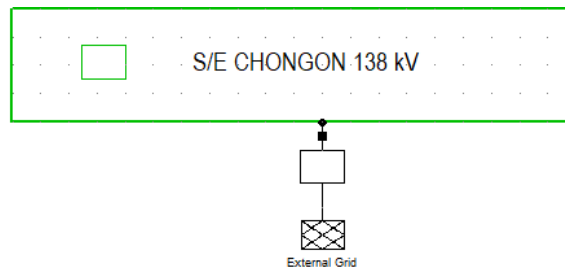


Figura 3.3: External Grid empleado para el estudio en PowerFactory

Name: S/E CHONGON 138 kV
 Type: Equipment Type Library\Bar-138kV
 Zone: ...
 Area: ...
 Out of Service
 System Type: AC Usage: Busbar
 Phase Technology: ABC
 Nominal Voltage:
 Line-Line: 138. kV
 Line-Ground: 79.67434 kV
 Earthed

Figura 3.4: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra de Chongón

La figura 3.5 muestra los valores del voltaje p.u. ingresado en el external grid, obtenidos desde el informe del Sistema Nacional Interconectado del CENACE. La barra Lago de Chongón es considerada para el estudio como una barra Slack.

Bus Type: SL
 Setpoint: local
 Operation Point:
 Angle: 0. deg
 Voltage Setpoint: 0.9933075 p.u.
 Reference Busbar: ... LENA\S/E CHONGON 138 kV
 Reactive Power Operational Limits:
 Capability Curve: ...
 Min. -9999. Mvar Scaling Factor (min.) 100. %
 Max. 9999. Mvar Scaling Factor (max.) 100. %

Figura 3.5: Ingreso de parámetros de Load Flow para el equivalente de red del sistema

3.5.1.2. Central Santa Elena

En base a datos proporcionados por CELEC E.P. Unidad de Negocio ELECTROGUAYAS, se realiza el modelamiento e ingreso de parámetros de las centrales Santa Elena 2 y Santa Elena 3 en el software POWER FACTORY, debido a la carga máxima considerada el día 28 de febrero del 2020 obtenida por medio del CENACE, se constata que para ese día solo se encuentra en operación el generador 1 de la central Santa Elena 3, esto se puede visualizar en el anexo E.

Datos de Barras:

Barra S/E	Voltaje [kV]	
Santa Elena 2	34.5	PV
Santa Elena 3	13.8	PV

Tabla 3.2: Parámetros de las barras de las generadoras Santa Elena 2 y 3

FUENTE: GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de Generadores:

CENTRAL	CAPACIDAD [MVA]	VOLTAJE [kV]	UNIDADES	OBSERVACIÓN
Santa Elena 2	90	34.5	53	Fuera de operación
Santa Elena 3	40	13.8	3	Unidad 1 en operación para el estudio

Tabla 3.3: Parámetros de generación de las centrales 2 y 3

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de Transformadores:

CENTRAL	CAPACIDAD [MVA]	VOLTAJE [kV]	UNIDADES	OBSERVACIÓN	TAP
Santa Elena 2	156	34.5/138	3 ϕ	YNd0	3
Santa Elena 3	50	13.8/69	3 ϕ	YNd0	3

Tabla 3.4: Parámetros de los transformadores de elevación de las centrales 2 y 3

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

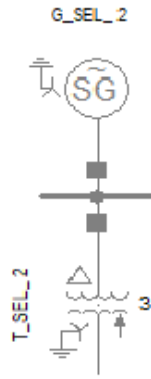


Figura 3.6: Modelamiento de la central Santa Elena 2 (Out of service)

Terminal - CNEL EP UN SANTA ELENA\B_SEL_2.ElmTerm

Basic Data	Name	B_SEL_2	OK
Load Flow	Type	Equipment Type Library\Bar-34.5kV	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Zone	...	Jump to ...
Complete Short-Circuit	Area	...	Cubicles
ANSI Short-Circuit	<input checked="" type="checkbox"/> Out of Service		
IEC 61363	System Type	AC	Usage
DC Short-Circuit	Phase Technology	ABC	Busbar
RMS-Simulation	Nominal Voltage		
EMT-Simulation	Line-Line	34.5 kV	
Harmonics/Power Quality	Line-Ground	19.91858 kV	
Protection	<input type="checkbox"/> Earthed		
Optimal Power Flow			
Reliability			

Figura 3.7: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra de la Central Santa Elena 2

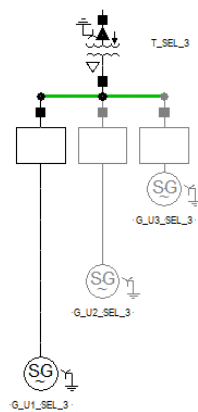


Figura 3.8: Modelamiento de la Central Santa Elena 3

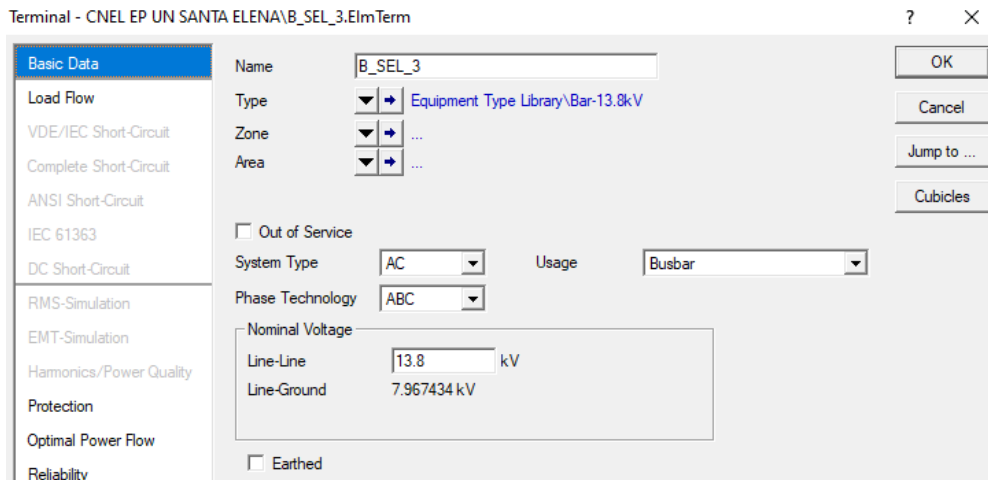


Figura 3.9: Ingreso de parámetros de voltaje en la barra de la Central Santa Elena 3

3.5.1.3. Subestación Santa Elena

La figura 3.10 muestra el modelamiento de la subestación Santa Elena cuyos datos técnicos fueron analizados y descritos en la primera sección del capítulo 2 pero del mismo modo, también se pueden revisar en las tablas 15, 16 y 17. Además, se visualiza las cargas o posiciones de salida a 69 [kV] y el banco de capacitores con el que cuenta esta subestación.

Datos de Barras:

Barra S/E	Voltaje [kV]	
Santa Elena	138	PQ
Santa Elena	69	PQ

Tabla 3.5: Parámetros de las barras de la subestación Santa Elena

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de Transformadores:

S/E	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	RELACION DE VOLTAJE [kV]	TIPO	CONEXIÓN	MARCA	TAP'S
T1 SANTA ELENA	66/66/20	138/69/13.8	3φ	YN0yn0d0	Mitsubishi	1-5-0
T2 SANTA ELENA	66/66/20	138/69/13.8	3φ	YN0yn0d0	Mitsubishi	1-5-0

Tabla 3.6: Parámetros de los transformadores de potencia de la subestación Santa Elena

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de Capacitores:

S/E	POTENCIA NOMINAL [MVAR]	VOLTAJE [kV]	TIPO	CONEXIÓN
SANTA ELENA	12	69	3φ	Y

Tabla 3.7: Parámetros del banco de capacitores de la subestación Santa Elena

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

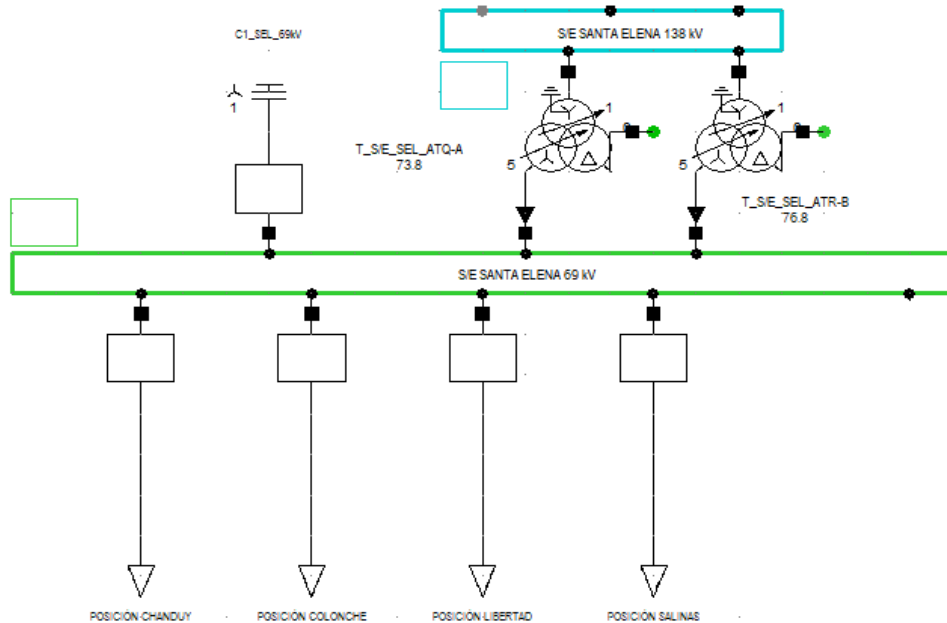


Figura 3.10: Modelamiento de la subestación Santa Elena con sus respectivas posiciones de salida

Terminal - CNEL EP UN SANTA ELENA\S/E SANTA ELENA 138 kV.ElImTerm

Basic Data	Name	S/E SANTA ELENA 138 kV	OK
Load Flow	Type	Equipment Type Library\Bar-138kV	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Zone	...	Jump to ...
Complete Short-Circuit	Area	...	Cubicles
ANSI Short-Circuit	<input type="checkbox"/> Out of Service		
IEC 61363	System Type	AC	Usage: Busbar
DC Short-Circuit	Phase Technology	ABC	
RMS-Simulation	Nominal Voltage		
EMT-Simulation	Line-Line	138. kV	
Harmonics/Power Quality	Line-Ground	79.67434 kV	
Protection	<input type="checkbox"/> Earthed		
Optimal Power Flow			
Reliability			

Figura 3.11: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Santa Elena 138 kV

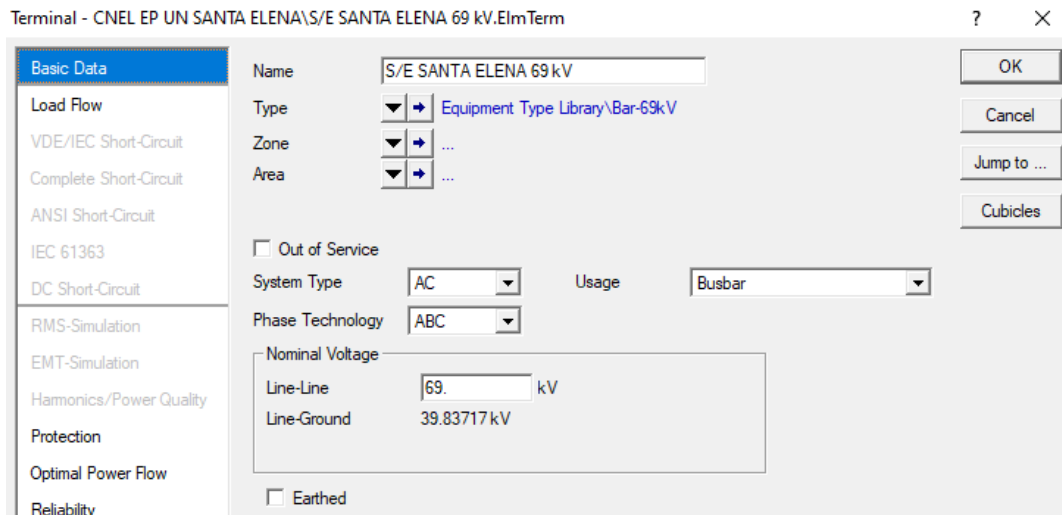


Figura 3.12: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Santa Elena 69 kV

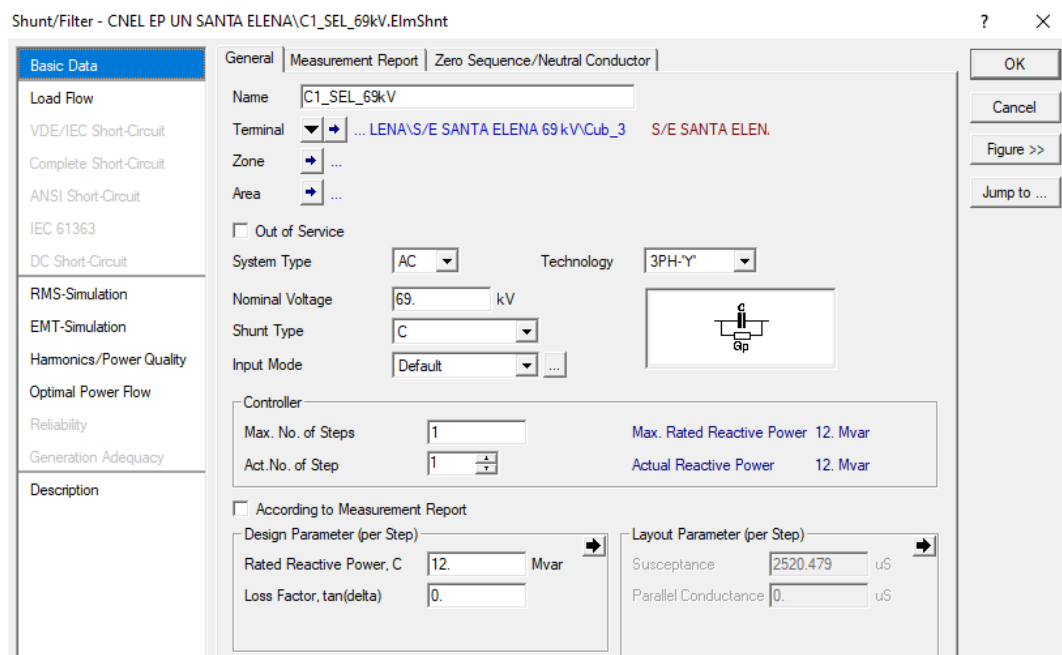


Figura 3.13: Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Santa Elena 69 kV

3.5.1.4. Subestación Posorja

La Figura 3.14 muestra los elementos que componen la subestación Posorja y su diagrama unifilar modelado a través del software POWER FACTORY. La subestación adicionalmente cuenta con un transformador móvil como se visualiza en la figura, estos parámetros se describieron en el capítulo 2 y en las tablas 3.8, 3.9 y 3.10.

Además, tenemos las cargas o posiciones de salida a nivel de 69 [kV] que a su vez alimentarán a subestaciones de reducción para la distribución de energía, los datos se obtuvieron mediante reportes de CNEL E.P. Santa Elena, actualmente la subestación Posorja de CELEC E.P. suministra de energía al Puerto de Aguas Profundas pero esta conexión eléctrica al tener un empalme en una derivación T refleja su demanda en la carga denominada Posorja.

Datos de Barras:

Barra S/E	Voltaje [kV]	
Posorja	138	PQ
Posorja	69	PQ

Tabla 3.8: Parámetros de la barra de la subestación Posorja

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de transformadores:

S/E	CAPACIDAD NOMINAL [MVA]	RELACIÓN DE VOLTAJE [kV]	TIPO	CONEXIÓN	MARCA	TAP'S
T1 POSORJA	66.7/66.7/20	138/69/13.8	3 ϕ	YN0yn0d0	Mitsubishi	3-8-0
T2 POSORJA MÓVIL	33.33/33.33/10	138/69/13.8	3 ϕ	YN0yn0d0	Mitsubishi	3-20-0

Tabla 3.9: Parámetros de los transformadores de potencia de la subestación Posorja

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

Datos de bando de capacitores:

S/E	POTENCIA NOMINAL [MVAR]	VOLTAJE [kV]	TIPO	CONEXIÓN
POSORJA 69[kV]	2 BANCOS DE CAPACITORES 6 MVAR	69	3 ϕ	Y

Tabla 3.10: Parámetros del banco de capacitores de la subestación Posorja

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

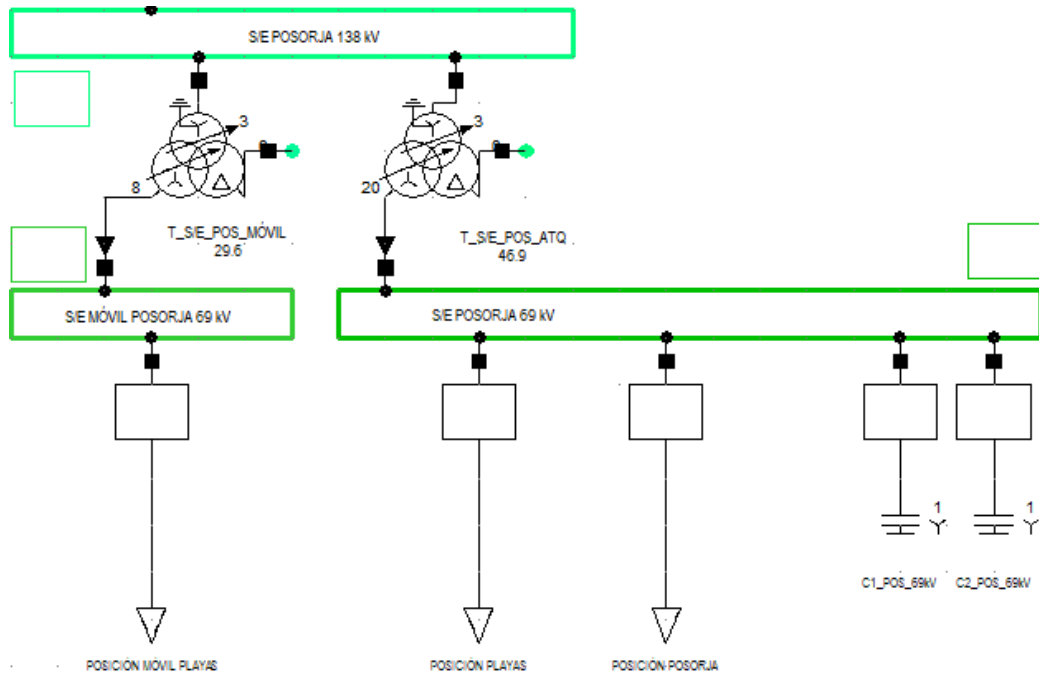


Figura 3.14: Modelamiento de la subestación Posorja

Terminal - CNEL EP UN SANTA ELENA\S/E POSORJA 138 kV.ElmTerm

Basic Data	Name	S/E POSORJA 138 kV	OK
Load Flow	Type	Equipment Type Library\Bar-138kV	Cancel
VDE/IEC Short-Circuit	Zone	...	Jump to ...
Complete Short-Circuit	Area	...	Cubicles
ANSI Short-Circuit	<input type="checkbox"/> Out of Service		
IEC 61363	System Type	AC	Usage: Busbar
DC Short-Circuit	Phase Technology	ABC	
RMS-Simulation	Nominal Voltage		
EMT-Simulation	Line-Line	138. kV	
Harmonics/Power Quality	Line-Ground	79.67434 kV	
Protection	<input type="checkbox"/> Earthed		
Optimal Power Flow			
Reliability			

Figura 3.15: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Posorja 138 kV

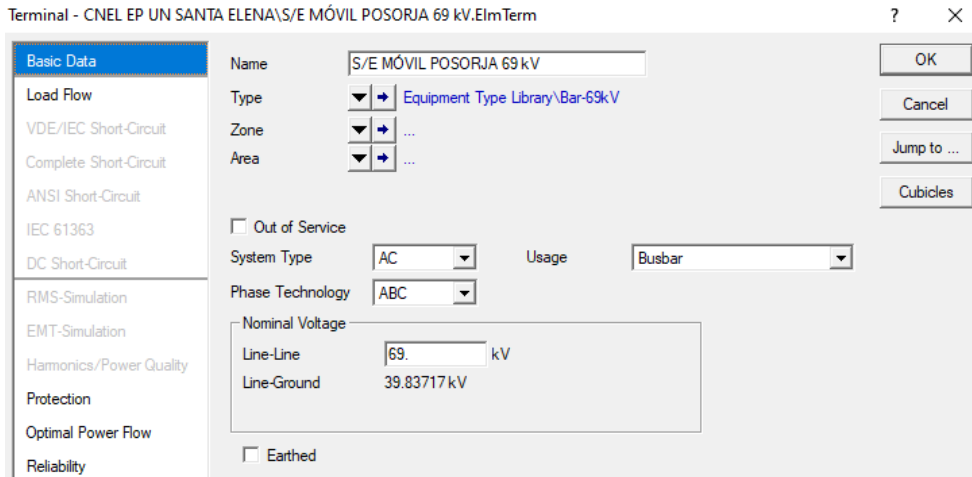


Figura 3.16: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Móvil Posorja 69 kV

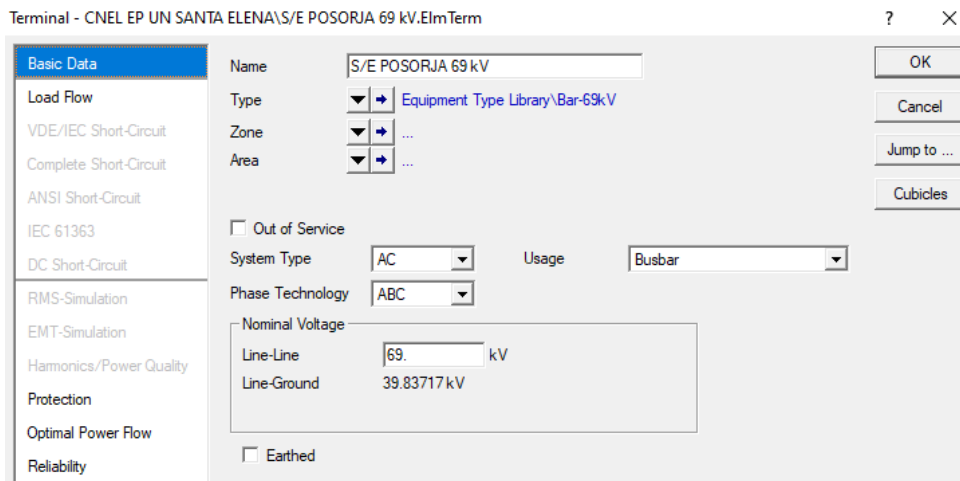


Figura 3.17: Ingreso de parámetros de voltaje de la barra Posorja 69kV

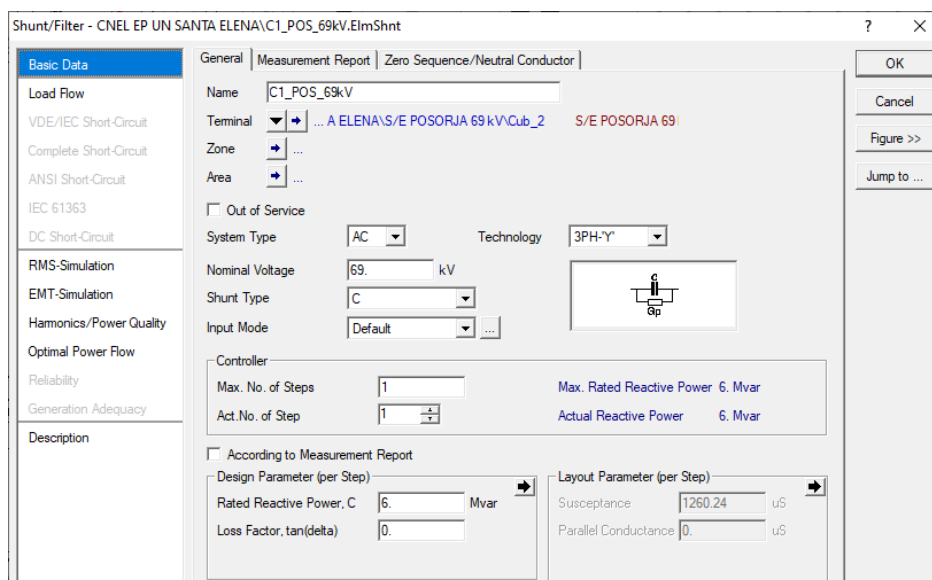


Figura 3.18: : Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Posorja 69 kV (C1)

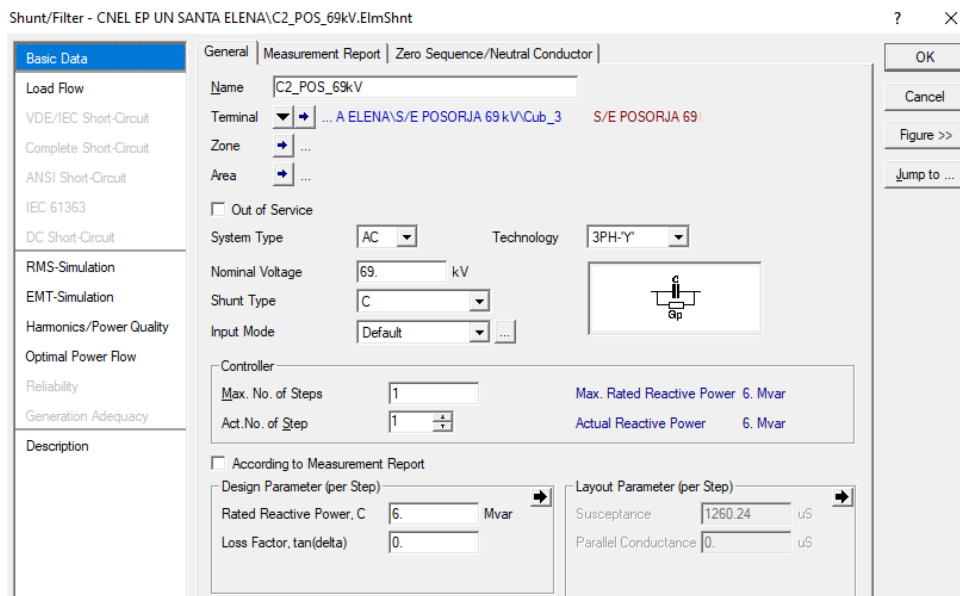


Figura 3.19: Ingreso de parámetros de los capacitores situados en la barra Posorja 69 kV (C2)

3.5.1.5. Líneas de Transmisión

En fundamento a datos obtenidos desde CELEC E.P. en la figura 3.20 se muestra el modelamiento en el software de las líneas de transmisión especificadas de mejor manera en el capítulo anterior, y en la tabla 3.11. Actualmente las 2 líneas transmiten energía hacia Santa Elena en un voltaje de 138 [kV], pero una de las líneas se encuentra diseñada para transmitir a niveles de voltaje de 230 [kV].

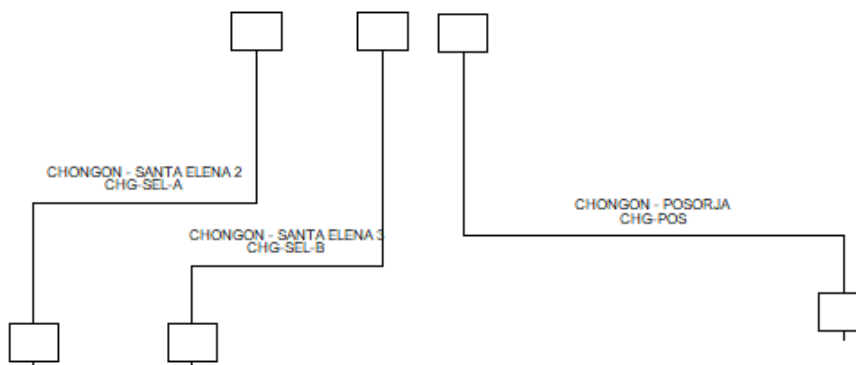


Figura 3.20: Modelamiento de las Líneas de Transmisión

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	DISTANCIA [km]	DISTANCIA [km]	TIPO
Lago de Chongón- Santa Elena B	84.674	230	3 ϕ
Lago de Chongón- Santa Elena A	81.50	138	3 ϕ
Lago de Chongón- Posorja	71.82	138	3 ϕ

Tabla 3.11: Parámetros de las líneas de transmisión

FUENTE : GERENCIA DE PLANIFICACIÓN CELEC E.P.

3.5.1.6. Demanda en la Red de Subtransmisión

A continuación, se presenta datos de las demandas de potencia activa y reactiva de las 8:30 p.m. del día 23 de febrero, que para el escenario de estudio se considera como demanda máxima coincidente debido a que de la U.N. Santa Elena estima que es la mayor demanda que llegan a obtener en ese mes a nivel de Unidad de Negocio.

En el anexo D se presenta la demanda máxima coincidente en las 7 posiciones de salida a 69 [kV] del mes de febrero del 2020 proporcionada por el CENACE y el Departamento de Planificación de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena.

POSICIONES DE SALIDA	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]
CHANDUY	11.25	43.98
COLONCHE	30.40	8.89
SALINAS	26.48	8.41
LIBERTAD	33.52	10.32
PLAYAS	13.70	4.14
POSORJA	16.578	3.68
PLAYAS MOVIL	9.29	2.07

Tabla 3.12: Demandas máximas coincidentes por posiciones de salidas a 69 kV

FUENTE: DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN CNEL E.P. UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA

3.2.1. Modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia del Área de Concesión de Santa Elena en Matlab

Para el modelamiento del Sistema Eléctrico en Matlab, se debe ingresar datos estructurados.

Para crear el archivo de texto de las barras:

Nro. de Columna	Indicación
Columna 1	Debe indicar el número de la barra del sistema y debe estar de forma ordenada comenzando con la barra Nro. 1 que siempre por motivos de análisis será la barra slack.
Columna 2	Debe indicar el tipo de barra, Barra de Carga (PQ) = 3, Barra de voltaje controlado (PV) = 2, Barra de Referencia (SL) = 1.
Columna 3	Debe indicar el nivel de tensión en esa barra, si se desconoce dicha tensión se coloca 1.00.
Columna 4	Debe indicar el ángulo que tiene esa barra, por lo general se coloca el ángulo a la barra de referencia y a las demás barras se les coloca valor nulo (0) en esta columna.
Columna 5	Debe indicar la generación en MW en la barra, en las barras PQ y en la de referencia por lo general se coloca un valor nulo.
Columna 6	Debe indicar la generación en MVAR en la barra, por lo general se coloca un valor nulo en todas las barras.
Columna 7	Debe indicar la potencia real demandada por la carga en la barra
Columna 8	Debe indicar la potencia reactiva demandada por la carga en la barra
Columna 9	Debe indicar el límite mínimo de potencia reactiva en MVAR de la generación conectada en la barra.
Columna 10	Debe indicar el límite máximo de potencia reactiva en MVAR de la generación conectada en la barra.

Tabla 3.13: Estructura de la matriz de datos de barras [27]

Para crear el archivo de texto de las ramas:

Nro. de Columna	Indicación
Columna 1	Debe indicar el número de la barra donde se encuentra conectado un extremo de la línea (i).
Columna 2	Debe indicar el número de la barra donde se encuentra conectado el otro extremo de la línea (j).
Columna 3	Debe indicar el valor de la resistencia en p.u. de la línea de transmisión o del transformador
Columna 4	Debe indicar el valor de la reactancia en p.u. de la línea de transmisión o del transformador.
Columna 5	Debe indicar el valor de la mitad de la Susceptancia en p.u. de la línea de transmisión. ($B/2$)
Columna 6	Debe indicar el TAP del transformador, si es una línea de transmisión se debe colocar el valor de la unidad.

Tabla 3.14: Estructura de la matriz de ramales [27]

Según la tabla 3.13 la estructura de la matriz de barras del sistema sería,

Barra	Tipo	V [p.u.]	Ángulo [rad]	Pg [MW]	Qg [Mvar]	Pd [MW]	Qd [Mvar]	Qmin [Mvar]	Qmax [Mvar]
1	1	0.9933075	0	-	-	0	0	-9999	9999
2	3	1	0	0	0	0	0	0	0
3	3	1	0	0	0	0	0	0	0
4	3	1	0	0	0	101.65	19.6	0	0
5	3	1	0	0	0	9.29	2.07	0	0
6	3	1	0	0	0	30.278	-4.18	0	0

Tabla 3.15: Matriz de barras del sistema

Según la tabla 3.14 la estructura de la matriz de ramales del sistema sería,

From bus	To bus	R [p.u.]	X [p.u.]	B/2 [p.u.]	TAP
1	2	0.01664838	0.06250292	0.05548262	1
1	3	0.05468336	0.12935444	0.02414062	1
2	4	0	0.03581033	0	0.94032061
3	5	0	0.0755	0	0.95808383
3	6	0	0.066	0	0.98159509
7	4	0	0.1	0	1

Tabla 3.16: Matriz de ramales del sistema

Para el ingreso de los parámetros se considera en las barras lo siguiente:

Barra 1: Lago de Chongón 138 [kV]

Barra 2: Santa Elena 138 [kV]

Barra 3: Posorja 138 [kV]

Barra 4: Santa Elena 69 [kV]

Barra 5: Posorja Móvil 69 [kV]

Barra 6: Posorja 69 [kV]

Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Tipo de Barras

1. Barra Slack
2. Barra P-V o de voltaje controlado
3. Barra de carga o P-Q

La simulación y los códigos que se utilizaron el cálculo, están en el anexo V.

3.6. Técnica de Comprobación de Hipótesis

Se realizará por medio de una comprobación cuantitativa, los valores y parámetros resultantes por medio de los métodos de análisis modal y de curvas tanto P-V como Q-V frente a incrementos de carga posibilitaran establecer los puntos máximos de cargabilidad, margen de potencia reactiva mínima y sensibilidades en el sistema de subtransmisión de CNEL E.P. Santa Elena antes de que ocurra un colapso de voltaje en condiciones normales de operación y al ocurrir contingencias.

3.7. Base de Datos

Estará constituida por datos técnicos proporcionados por CENACE, CELEC E.P. y la Gerencia de Planificación de la empresa de distribución CNEL U.N. Santa Elena, además de planes maestros de electrificación de años siguientes.

CAPÍTULO 4

4. CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMALES

4.1. Condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia del área de concesión Santa Elena

En referencia con anterioridad, se detalla que el sistema eléctrico de potencia en el área de concesión Santa Elena se divide en dos subsistemas, el primero que entrega el servicio de energía a toda la provincia de Santa Elena y donde se incluyen las generadoras por parte de CELEC Electroguayas y el segundo subsistema que proporciona de energía a la parte sur de la provincia del Guayas, específicamente al perfil turístico, pesquero y portuario.

A continuación, se analiza el escenario para el sistema principal y subsistema de toda el área de concesión, pero con la particularidad que solo estaba en operación la unidad 1 de la central Santa Elena 3, mostrando los resultados obtenidos al simular flujos de carga de sus líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y barras de 138 [kV], 69 [kV] y 13.8 [kV] respectivamente.

4.1.1. Flujos de carga del SEP del Caso Base en Condiciones Normales de Operación

Luego de obtener el modelamiento en su totalidad del sistema eléctrico del área de concesión Santa ELENA, se ejecuta la herramienta Load Flow en DIGSILENT Power Factory. Esta herramienta hace uso del método de Newton Raphson balanceado y en base a ello se obtienen datos que se visualizan a continuación, con esta resolución se analiza la operatividad en tiempo real para el estudio de estabilidad de voltaje respectivamente para cada elemento del sistema. Adicionalmente esto se puede visualizar en el anexo F.

a. Datos de Flujos de Carga en Líneas de Transmisión

La tabla 4.1 se presenta la solución del flujo de carga en las líneas obtenidas al simular en configuración radial las líneas de transmisión donde se muestran los datos de potencia real e imaginaria, porcentaje de cargabilidad, pérdidas para cada línea y corriente de nominal.

L/T	VOLTAJE [V]	P IN [MW]	P OUT [MW]	Q IN [MVAR]	Q OUT [MVAR]	PÉRDIDAS [MW]	CARGABILIDAD %
LAGO DE CHONGÓN-POSORJA	138	40.555	39.643	3.001	0.489	0.912	36.07
LAGO DE CHONGÓN-SANTA ELENA A	138	27.423	26.888	5.550	9.036	0.535	26.15
LAGO DE CHONGÓN-SANTA ELENA B	230	64.564	63.504	20.399	21.510	1.06	35.08

Tabla 4.1: Flujos en las líneas de transmisión

b. Datos de Flujos de Carga en barras 138 kV

La tabla 4.2 muestra los resultados que se presentan los datos de voltajes en p.u., potencias activas y reactivas correspondientes a las barras de 138 [kV].

S/E	VOLTAJE [p.u.]	VOLTAJE [kV]
CHONGON	0.99	137.1
SANTA ELENA	0.96	132.4
POSORJA	0.97	134.3

Tabla 4.2: Voltaje en las barras de 138 kV

c. Datos de Flujos de Carga en Barra de 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3

Para este estudio, se toma en cuenta el generador 1 de la central Santa Elena 3, por lo que se agregan los resultados del flujo carga en la barra denominada B_SEL_3 a 13.8 [kV] en la tabla 4.3.

CENTRAL	VOLTAJE [p.u.]	VOLTAJE [kV]	POTENCIA ACTIVA [MW]	POTENCIA REACTIVA [MVAR]	CARGABILIDAD GENERADOR %
STA. ELENA 3	1.00	13.8	11.470	5.922	73.76

Tabla 4.3: Voltaje en la barra de la Central Santa Elena 3

d. Datos de Flujos de Carga en Transformador de elevación de la Central Sta. Elena 3

La tabla 4.4 muestra los resultados del transformador de elevación de la Central Santa Elena 3.

S/E	VOLTAJE [kV]	DESIGNACIÓN	CAPACIDAD [MVA]	P in [MW]	Q in [MVAR]	P out [MW]	Q out [MVAR]	%	CORRIENTE [kA]
SANTA ELENA	13.8/69	T_SEL_3	50	11.470	5.922	11.458	6.255	25.82	0.540

Tabla 4.4: Flujos en el transformador de la Central Santa Elena 3

e. Datos de Flujos de Carga en los Transformadores de las Subestaciones

La tabla 4.5 muestra los resultados correspondientes a los transformadores de potencia, al simular flujos de carga en el modelado del sistema que se estudia, Lago de Chongón como ya se indicó en el capítulo 2, es una subestación de seccionamiento que no cuenta con transformador de potencia. Se presentan voltajes, designaciones, potencias activas, reactivas y complejas, cargabilidad y corrientes.

S/E	VOLTAJE [KV]	DESIGNACIÓN	CAPACIDAD [MVA]	P in [MW]	Q in [MVAR]	P out [MW]	Q out [MVAR]	%
SANTA ELENA	138/69	T_SE_SEL_ATQ	66	44.293	14.980	44.194	12.507	73.83
	138/69	T_SE_SEL_ATR	66	46.099	45.998	15.566	13.076	76.83
POSORJA	138/69	T_SE_POS_ATQ	66.7	30.330	2.830	30.278	4.044	46.93
POSORJA M.	138/69	T_SE_POS_MÓVIL	33.33	9.313	2.341	9.290	2.070	29.60

Tabla 4.5: Flujos en los transformadores de potencia de las subestaciones Santa Elena y Posorja

f. Datos de Flujos de Carga en barras 69 kV

La tabla 4.6 muestra los resultados obtenidos de voltajes en p.u., potencias activas y reactivas correspondientes a las barras de 69 [kV].

S/E	VOLTAJE [p.u.]	VOLTAJE [kV]
SANTA ELENA	1.01	69.8
POSORJA	0.99	68.6
POSORJA M.	1.01	69.7

Tabla 4.6: Voltaje en las barras de 69 kV

g. Datos de Flujos de Carga en las cargas o posiciones de salida.

Para el presente estudio, en lo que corresponde a la carga se utiliza la demanda máxima coincidente del mes de febrero debido a que la gerencia de planificación de CNEL considera cierta fecha como pico máximo, la tabla 4.5 muestra los resultados obtenidos al simular el flujo de carga. Se presenta cargas con la conexión en sus respectivas barras, potencia real, reactiva y compleja, fp y corrientes de cargas.

CARGA	BARRA	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	FP	CORRIENTE DE CARGA[kA]
CHANDUY	Santa Elena	11.250	3.980	11.93	0.94	0.099
COLONCHE	Santa Elena	30.400	8.890	31.67	0.96	0.262
SALINAS	Santa Elena	26.480	8.410	27.78	0.95	0.230
LIBERTAD	Santa Elena	33.520	10.320	35.07	0.96	0.290
PLAYAS	Posorja	13.700	4.140	14.31	0.96	0.120
POSORJA	Posorja	16.578	3.680	16.98	0.98	0.143
PLAYAS MOVIL	Posorja Móvil	9.290	2.070	9.51	0.98	0.079

Tabla 4.7: Datos de cargas de las posiciones de salida

CAPÍTULO 5

5. PROPUESTA

El capítulo 5 tiene como propósito el desarrollo y alcance de los puntos de cargabilidad máxima, márgenes de potencia reactivas, índices de proximidad al colapso de voltaje y sensibilidad para cada nodo o barra del sistema en estudio.

Para CELEC E.P. y CNEL E.P. es imprescindible mantener los rangos de variación de voltaje aceptables en sus barras dentro de lo establecido por ARCONEL; por consiguiente, se detalla la cargabilidad máxima, margen de potencia reactiva y sensibilidad, en cada barra del sistema con el propósito de actuar, tomar medidas y así conservar la operación del sistema en condiciones óptimas y ante escenarios donde estos rangos se encuentren próximos a ser alcanzados y puedan ocasionar un colapso de voltaje.

Para eso se plantea el uso POWER FACTORY, que mediante el uso de su código en DPL, proporciona la herramienta de estudio de Estabilidad de Voltaje mediante curvas P-V, Q-V. En cambio, para el análisis modal se emplea el software computacional MATLAB con el objetivo de determinar qué elementos de la red participan en la inestabilidad de voltaje.

Datos Informativos

- **Corporación:** Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL E.P.
- **Objeto de estudio:** Generación, Redes de transmisión y subtransmisión del Sistema Eléctrico de Potencia.
- **Ubicación:** La provincia de Santa Elena y parte del perfil costero de la provincia del Guayas.
- **Beneficiario:** Gerencia de Planificación CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena.

5.1. Desarrollo de la Propuesta

Escenarios de estudio

Sin contingencias:

- Análisis en operación normal

Contingencias:

Caso 1:

- Out of service L/T Chongón-Santa Elena A.

Caso 2:

- Out of service L/T Chongón-Santa Elena B.

Caso 3:

- Out of service Generador Santa Elena 3.

Caso 4:

- Out of service transformador Santa Elena A.

Caso 5:

- Out of service transformador Santa Elena B.

Caso 6:

- Out of service transformador Posorja Movil.

Caso 7:

- Out of service transformador Posorja.

Demanda:

El escenario de demanda proviene de los valores de carga para un día de operación del sistema en estudio, siendo estas las demandas máximas y mínimas. Estos escenarios de demanda son valores determinados de en el transcurso de la operación horaria del sistema. Se denomina banda de punta o pico al periodo de 18h00 a 22h00, donde por medio de datos de CNEL E.P. y CENACE, se visualiza que se determina la demanda máxima coincidente a las 20h30 y se

verifica en el anexo D. La banda valle o base en el periodo de 22h00 a 06h00, que se registra a las 06h00 y la banda intermedia en el periodo de 06h00 a 18h00.

Los análisis por banda horaria se acentúan en su punto de operación característico, lo que presenta al escenario de demanda máxima como sujeto de estudio en la estabilidad del sistema, por lo que se desestima el estudio con la demanda mínima debido a que no es posible apreciar los límites de operación por transferencia de potencia. Por los históricos de años anteriores, la demanda estacional en los primeros meses del año en la costa es alta.

La gerencia de planificación de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena considera que la demanda del mes de febrero es mayor en comparación a otros meses, teniendo en cuenta que es un sector turístico que coincide con periodos vacacionales. Además de ser un sector industrial, comercial y debido al crecimiento de la población o la inmigración hacia la región se considera al mes de febrero como carga estacional debido a la mínima invariancia año a año y a que coincidió con los días de carnaval.

En base a esto el escenario es analizado e interpretado haciendo uso de la demanda coincidente del mes de febrero proporcionada por CNEL, pero específicamente del día 23 a las 8:30 p.m., debido a que es la mayor demanda presentada en el mes a nivel de Unidad de Negocio.

A continuación, se presenta de manera simplificada el comportamiento del voltaje frente al aumento de la potencia de la carga en escenarios de operación normal y contingencias que fueron detalladas previamente, mostrando los niveles de voltaje en p.u. donde ocurre el colapso y los puntos de cargabilidad máxima en las barras del sistema realizados en el software DIgSILENT Power Factory.

El estudio también muestra la obtención de curvas P/Q-V para determinar el comportamiento del voltaje de las barras ante aumento de carga y detallar que barra o nodo tiene menor margen de potencia reactiva. Para su respectiva validación, se extraen datos de las iteraciones en relación con la potencia activa, reactiva y voltaje en p.u. previamente calculado desde Power Factory y se analiza detalladamente en Excel la barra más débil del SEP con sus respectivos límites de voltajes de operación.

Al final se muestra el análisis modal que se realiza en el software MATLAB, con el objetivo de determinar el cálculo de los valores propios que determinan la sensibilidad de los modos, factores de participación de barras y ramales.

5.2.1. Obtención de las Curvas P-V en DIGSILENT Power Factory

a. Curvas P-V en Condiciones Normales de Operación

En dependencia al aumento de la potencia de carga del área de concesión Santa Elena, se observa en la curva P-V de la figura 5.1, que en la barra o el nodo a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, el perfil de voltaje cae a 0.647 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, a una potencia máxima de 437.959 [MW], siendo esta referenciada como la barra más crítica del sistema, analizando el sistema de potencia en condiciones normales de operación.

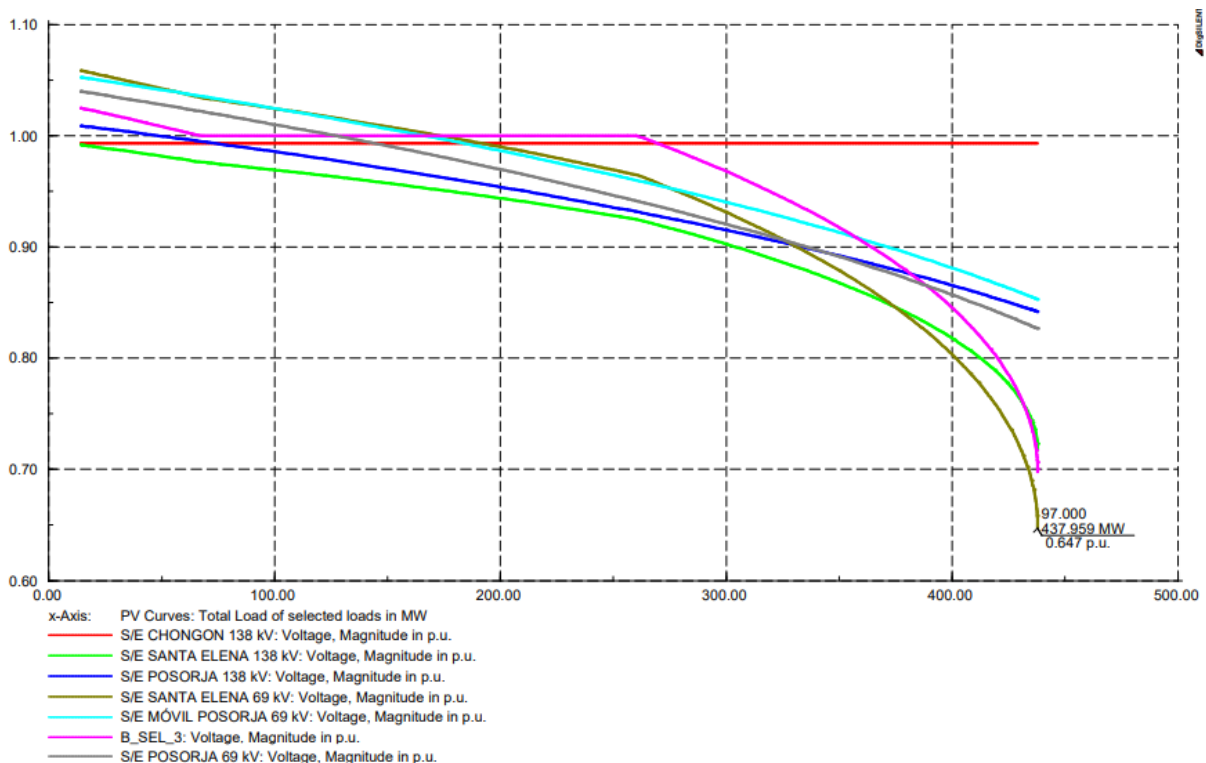


Figura 5.1: Curvas PV en condiciones normales de operación obtenidas de PowerFactory

La ejecución del flujo de potencia y el SLD de las curvas P-V del sistema en condiciones normales se pueden visualizar en los anexos F y F3.

b. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

El aumento de la potencia de carga que se observa en las curvas P-V de la figura 5.2, hace notable el colapso de carga en la barra más crítica, analizando el sistema de potencia cuando una contingencia se presenta y provoca la salida de operación de la línea de transmisión denominada L/T Chongón-Santa Elena A (CHG_SEL_CIR_1) a 138 [kV].

En la barra o el nodo a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, el perfil de voltaje cae a 0.650 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, a una potencia máxima de 357.861 [MW], siendo esta barra la más crítica del sistema.

El flujo de potencia de este escenario y el SLD de las curvas P-V bajo esta contingencia, se puede visualizar en los anexos G y G3.

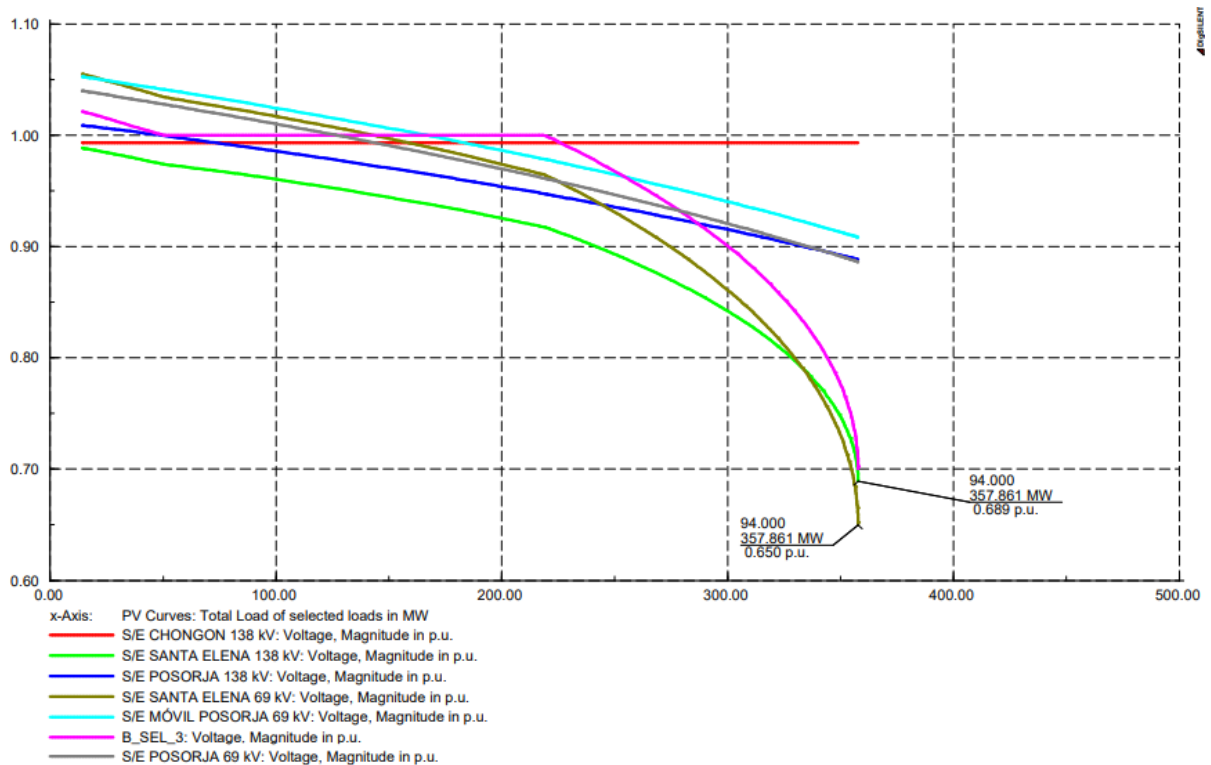


Figura 5.2: Curvas PV con contingencia en la línea de Chongón - Santa Elena A obtenidas de PowerFactory

c. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

Al presentarse una contingencia en el sistema que deja fuera de operación la línea de transmisión denominada L/T Chongón-Santa Elena 2 (CHG_SEL_CIR_2) a 230 [kV]. En la figura 5.3 se visualiza que en la barra o el nodo a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, el perfil de voltaje cae a 0.661 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, a una cargabilidad máxima de 195.601 [MW].

En el mismo gráfico se observa el comportamiento de la curva de la barra o nodo a 138 [kV] de la S/E Santa Elena, con el mismo punto de colapso que la barra a 69 [kV], pero con el voltaje a 0.646 [p.u.], en base a eso la barra a 138 [kV] de la S/E Santa Elena es la más crítica del sistema. La diferencia en consideración a la L/T A, se debe a que la L/T B está diseñada para niveles de voltaje de 230 [kV], la cargabilidad en esta línea es mayor, por lo que el punto de colapso se denota en una potencia más próxima.

El SDL de las curvas P-V en estas condiciones de operación, se puede visualizar en los anexos H y H3.

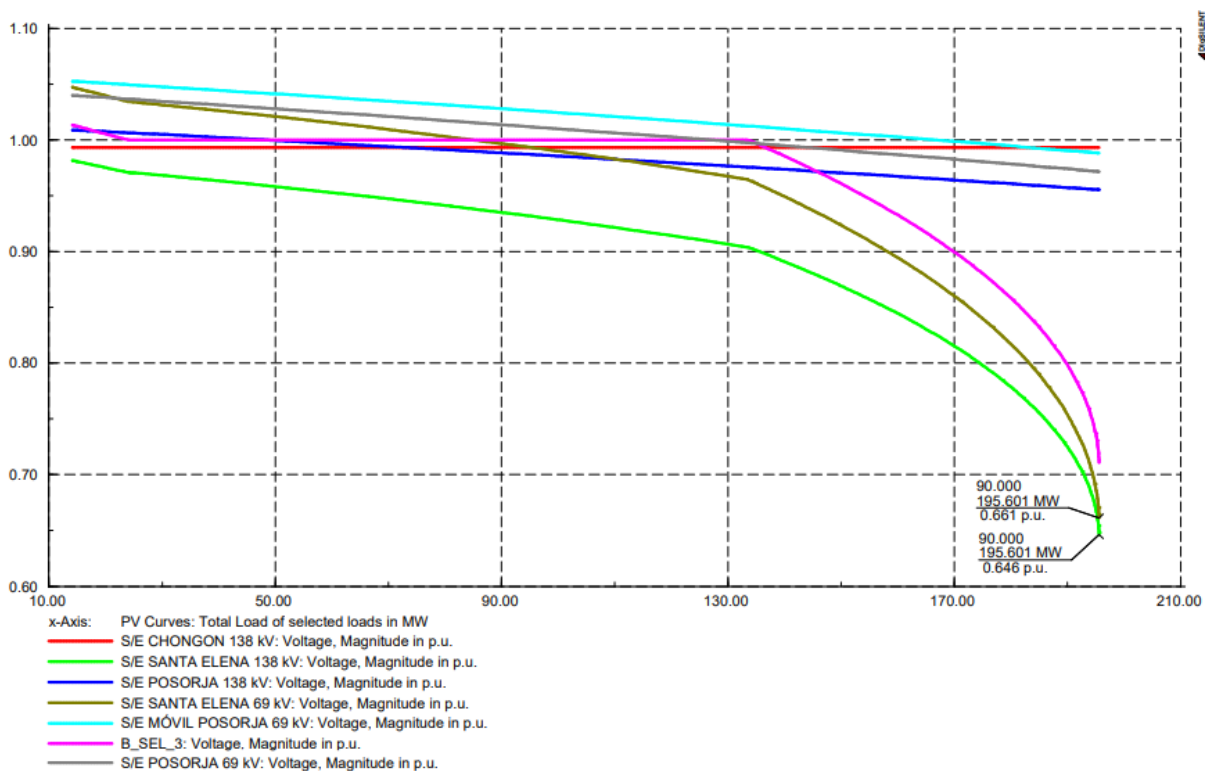


Figura 5.3: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas de PowerFactory

d. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

Uno de los generadores de la Central Santa Elena 3 suministra potencia al sistema en condiciones normales, al analizar este escenario cuando ocurre una contingencia que deja fuera de servicio el Generador 1, se obtienen como resultados lo que se observa en la figura 5.4.

El punto máximo de cargabilidad se registra en la barra o nodo de la Central Santa Elena 3, donde el perfil de voltaje cae a 0.646 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, a una potencia máxima de 407.936 [MW].

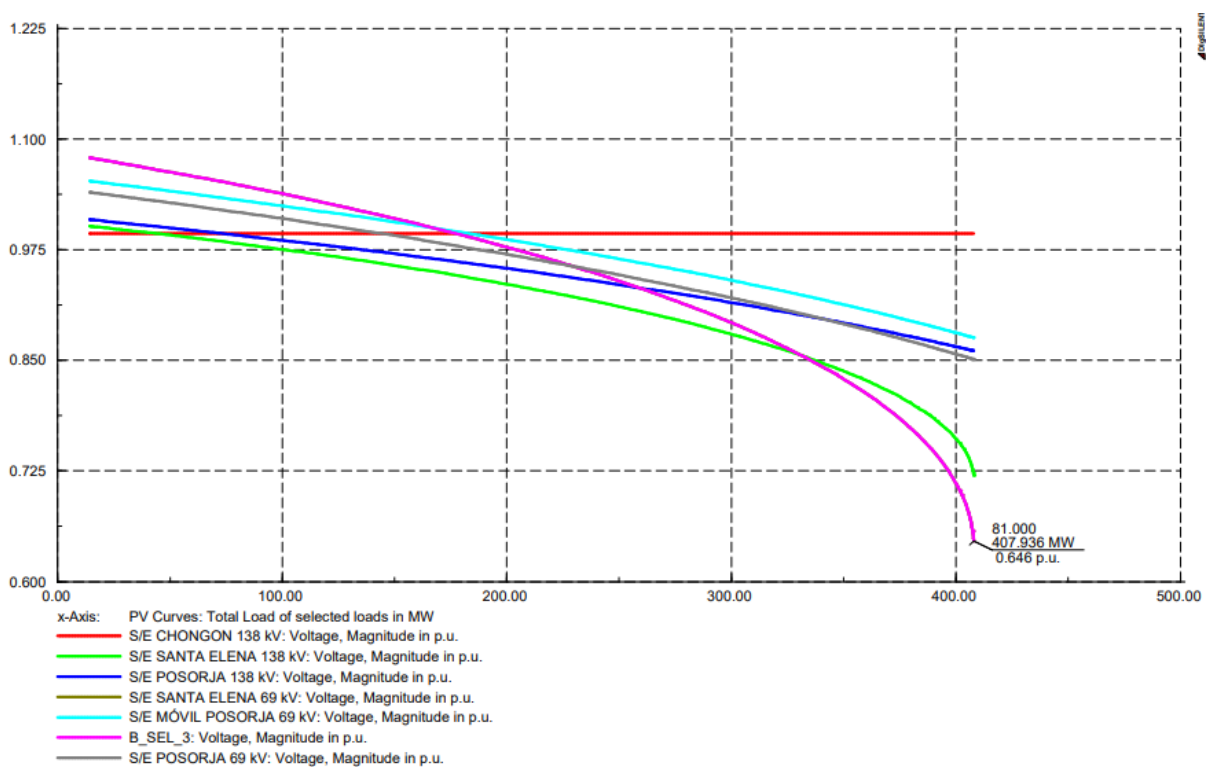


Figura 5.4: Curvas PV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas de PowerFactory

La ejecución del flujo de potencia y el SDL en base a esta contingencia, se pueden visualizar en los anexos I e I3.

e. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

Se puede visualizar en la figura 5.5, que al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador A o ATQ, que el nodo a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es el más crítico del sistema, el perfil de voltaje cae a 0.666 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, la cargabilidad máxima en la barra con esta condición se registra en un valor de 328.177 [MW].

El flujo de potencia y el SDL se pueden verificar para un mejor análisis en los anexos J y J3.

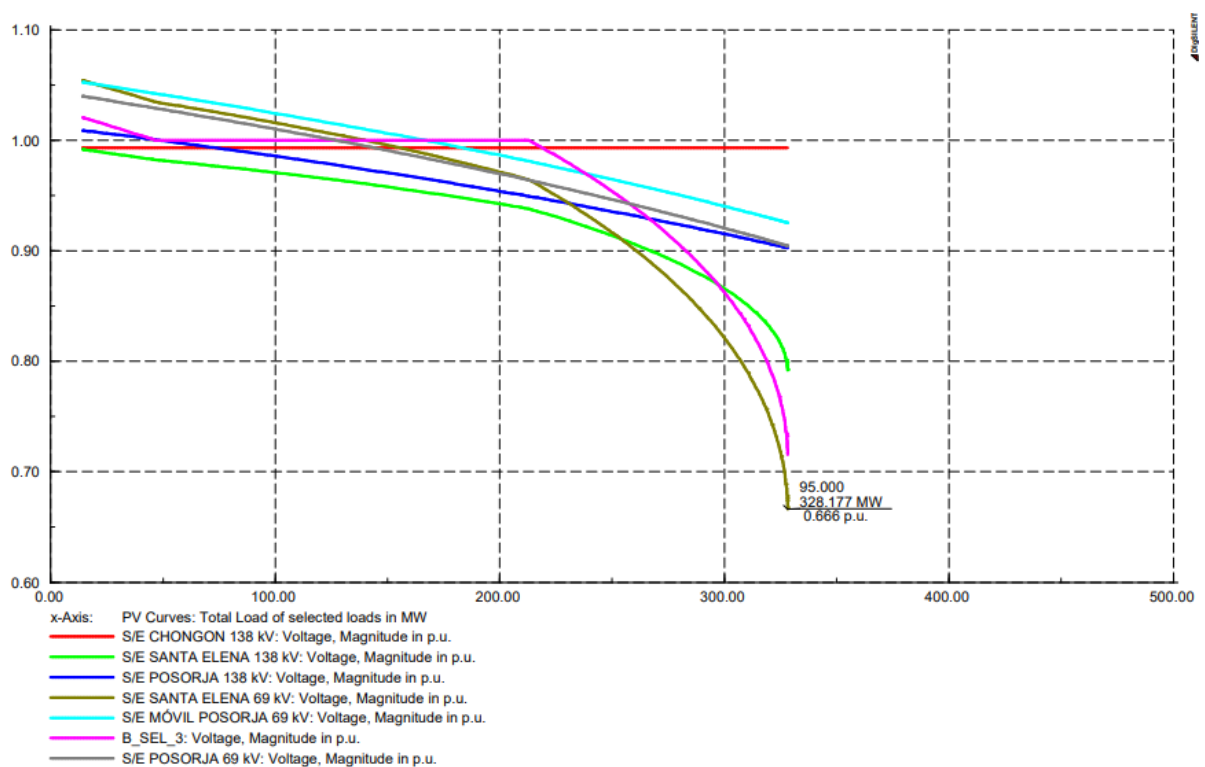


Figura 5.5: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas de PowerFactory

f. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador B S/E Santa Elena fuera de operación

Al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador B o ATR de la S/E podemos visualizar en la figura 5.6, que la barra más crítica sigue siendo el nodo a 69 [kV] de S/E Santa Elena, el perfil del voltaje en esta barra cae a 0.665 [p.u] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, la cargabilidad máxima es 321.455 [MW], en comparación al dejar fuera de servicio el transformador A de la misma subestación, existe una diferencia de 0.001 [kV] en el perfil del voltaje y 6.722 [MW] en relación a la diferencia de cargabilidad máxima entre ambos transformadores.

El flujo de potencia y la ejecución del SDL bajo esta contingencia se pueden verificar en los anexos K y K3.

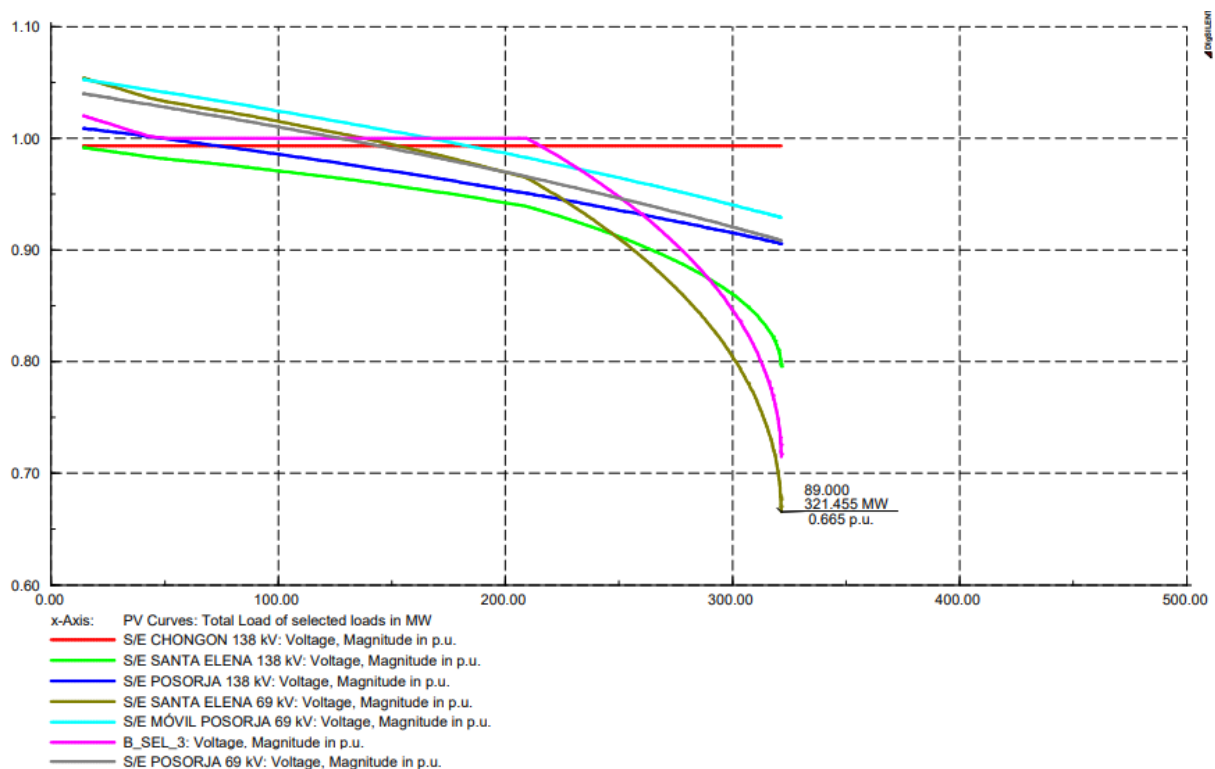


Figura 5.6: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas de PowerFactory

g. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

En la figura 5.7, se visualiza que la cargabilidad máxima es de 409.148 [MW] y el perfil de voltaje de la barra cae a 0.647 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión, en base a esto podemos definir que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es la más crítica, al ocurrir una contingencia en la barra de la S/E Posorja Móvil que deja fuera de servicio la S/E, por lo que no se muestra en la figura 5.7.

Al ser líneas diferentes que se dividen desde la S/E Lago de Chongón para suministrar de energía los diferentes sectores y al tener mayor carga del lado de Santa Elena esa barra se ve más afectada.

El flujo de potencia y la ejecución del SDL bajo esta contingencia se pueden verificar en los anexos L y L3.

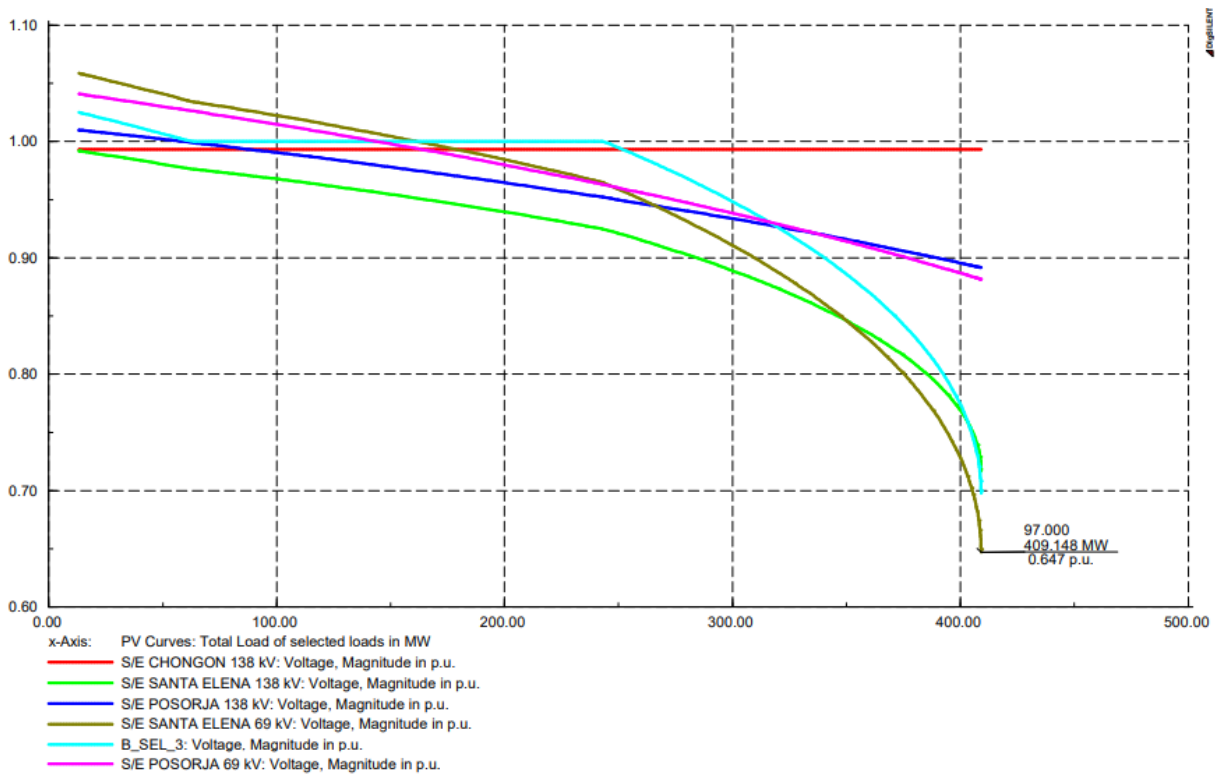


Figura 5.7: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas de PowerFactory

h. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Como se observa en la figura 5.8, el punto máximo de cargabilidad al ocurrir una contingencia que provoca que la S/E Posorja 69 [kV] quede fuera de servicio es de 344.058 [MW] a un perfil de voltaje que cae a 0.647 [p.u.] y entra en inestabilidad en ese punto de colapso de tensión. Al igual que el caso anterior, al ser ramales diferentes y divididos, la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena es la más crítica.

El flujo de potencia y la ejecución del SDL bajo esta contingencia se pueden verificar en los anexos M y M3.

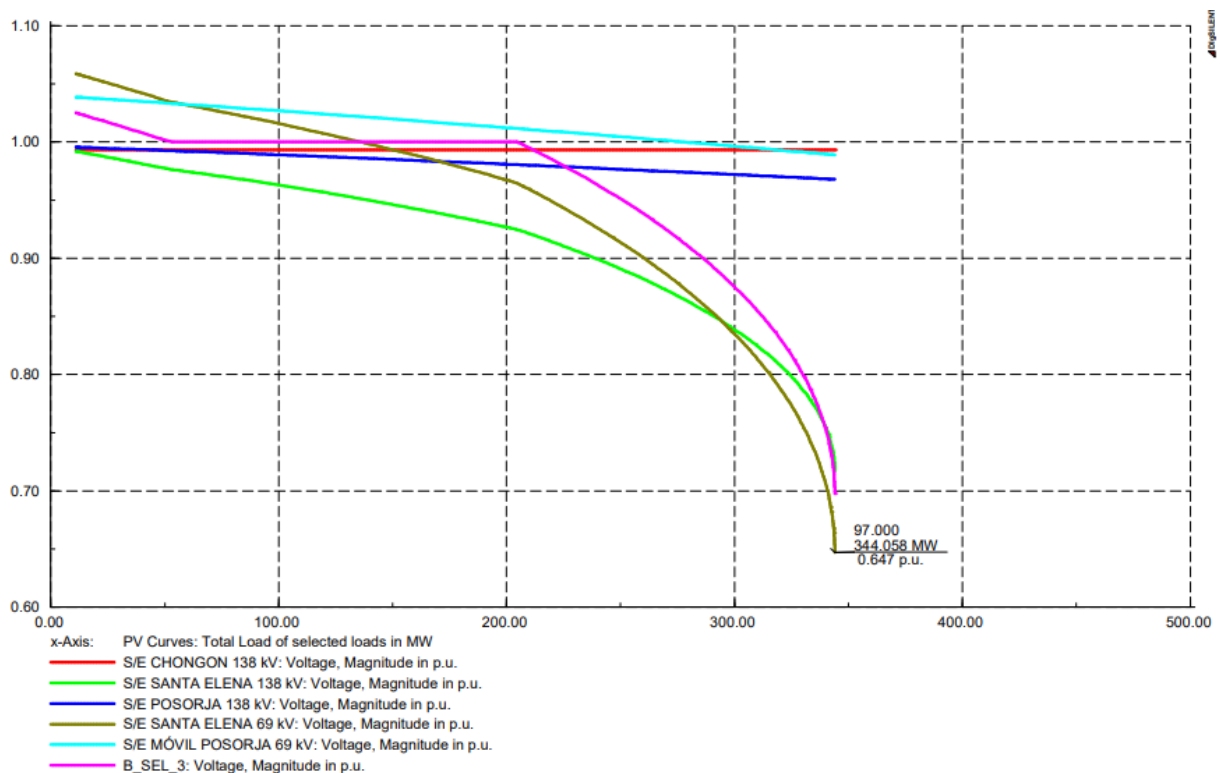


Figura 5.8: Curvas PV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas de PowerFactory

5.2.2. Validación e Ilustración de las Curvas P-V en Excel

De los resultados obtenidos y para tener una mayor confiabilidad de las curvas PV de estabilidad del sistema en análisis, se extraen datos de las iteraciones de las barras desde Power Factory en condiciones normales y con contingencias que se muestran en las tablas, mismos que para su validación son exportados desde Excel de forma ordenada y con una secuencia definida para poder obtener las curvas.

a. Curvas P-V en Condiciones Normales de Operación

A continuación, se presenta en la tabla 5.1, los datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia activa en [MW] de cada una de las barras de las subestaciones en análisis en condiciones normales de operación.

En base a esta tabla en la figura 5.9, se observan las curvas PV, donde se verifica que son semejantes a las obtenidas en el software Power Factory.

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MOVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	0.991772	1.024952	1.008971	1.058525	1.052547	1.039839
5	14.192409	0.993307	0.991753	1.02492	1.008953	1.058495	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	0.991653	1.024757	1.00886	1.058337	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	0.991038	1.02375	1.008285	1.057364	1.051721	1.038965
20	28.568401	0.993307	0.987774	1.018421	1.005265	1.052213	1.048084	1.035112
25	64.720208	0.993307	0.977073	1.00102	0.995618	1.035409	1.036481	1.022817
30	79.180932	0.993307	0.97384	1	0.991602	1.030818	1.031657	1.017702
35	151.48455	0.993307	0.956973	1	0.970008	1.007764	1.005765	0.990224
40	252.709608	0.993307	0.927301	1	0.934567	0.968072	0.963407	0.945155
45	270.785515	0.993307	0.919274	0.99231	0.927429	0.95647	0.95489	0.936073
50	321.398027	0.993307	0.888809	0.948038	0.905759	0.91055	0.92906	0.908482
55	357.54984	0.993307	0.86156	0.908532	0.888435	0.869442	0.908431	0.88639
60	390.086479	0.993307	0.829958	0.862725	0.87115	0.821598	0.887859	0.864304
65	408.162386	0.993307	0.806801	0.829108	0.860684	0.786348	0.875408	0.850907
70	420.815497	0.993307	0.785505	0.798119	0.852918	0.753737	0.86617	0.840952
75	429.853467	0.993307	0.764292	0.767145	0.847118	0.721015	0.859272	0.833509
80	434.372453	0.993307	0.748483	0.743975	0.844132	0.696447	0.85572	0.829674
85	436.631945	0.993307	0.736091	0.72575	0.842616	0.677063	0.853917	0.827726
90	437.535722	0.993307	0.727675	0.713337	0.842005	0.663828	0.85319	0.826941
91	437.648715	0.993307	0.726104	0.711016	0.841928	0.66135	0.853099	0.826842
92	437.761675	0.993307	0.724204	0.708208	0.841852	0.658351	0.853008	0.826744
93	437.818171	0.993307	0.723044	0.706491	0.841813	0.656517	0.852962	0.826695
94	437.874634	0.993307	0.721613	0.704375	0.841775	0.654255	0.852917	0.826645
95	437.902882	0.993307	0.720712	0.703042	0.841756	0.652831	0.852894	0.826621
96	437.931131	0.993307	0.719528	0.701289	0.841737	0.650956	0.852871	0.826596
97	437.945272	0.993307	0.718681	0.700035	0.841727	0.649614	0.85286	0.826584
98	437.959379	0.993307	0.717087	0.697673	0.841718	0.647087	0.852848	0.826571

Tabla 5.1: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema en condiciones normales de operación

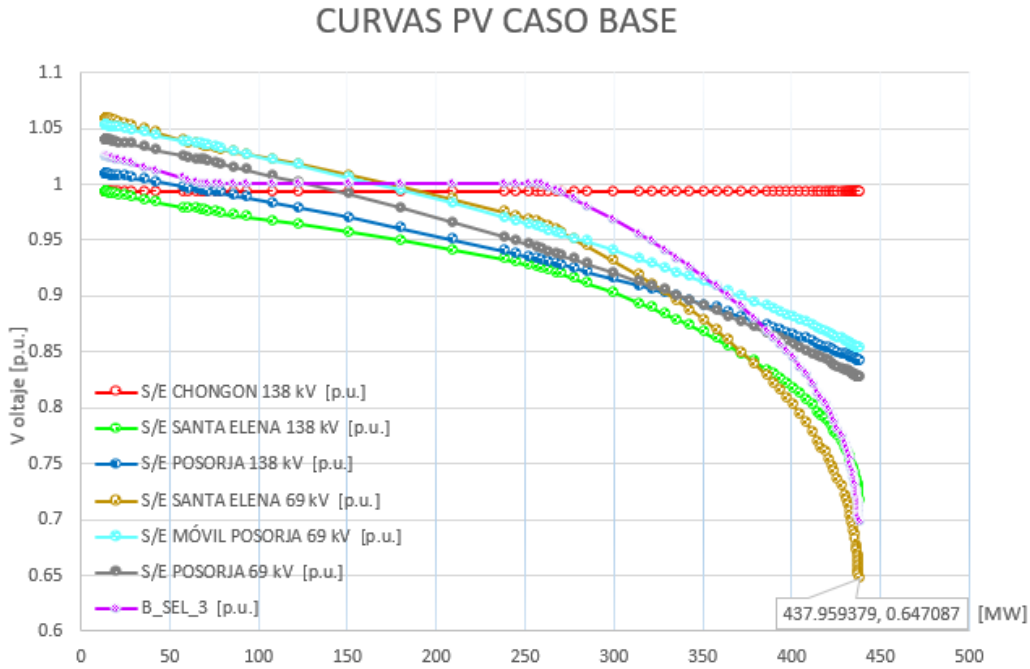


Figura 5.9: Curvas PV en condiciones normales de operación obtenidas en Excel

b. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

La figura 5.10 muestra las curvas de las barras de las S/E en estudio que se obtienen a partir de los datos de voltaje [p.u.] en relación con la potencia activa en [MW] que se presentan en la tabla 5.2, estos datos se extraen del programa Power Factory para su validación, cuando ocurre una contingencia en el sistema que deja fuera de servicio la L/T Chongón-Santa Elena A.

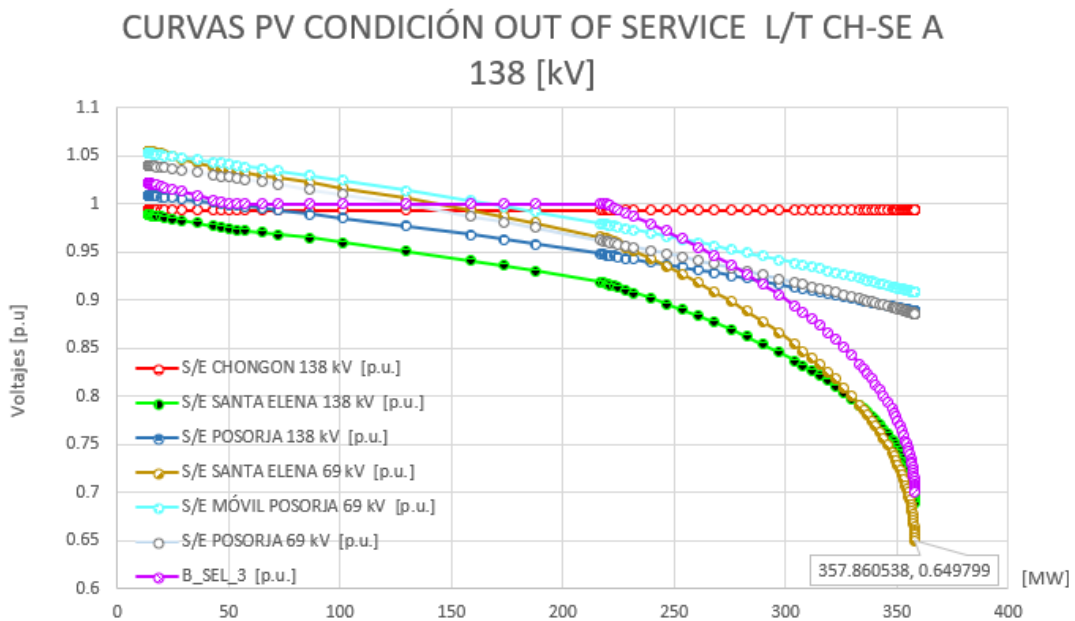


Figura 5.10: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A obtenidas en Excel

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MÓVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	0.988569	1.021333	1.008971	1.055028	1.052547	1.039839
2	14.135922	0.993307	0.988564	1.021325	1.008967	1.05502	1.052543	1.039835
3	14.150043	0.993307	0.988558	1.021317	1.008964	1.055012	1.052538	1.03983
4	14.164165	0.993307	0.988553	1.021309	1.00896	1.055005	1.052534	1.039826
5	14.192409	0.993307	0.988542	1.021293	1.008953	1.054989	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	0.988403	1.021085	1.00886	1.054788	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	0.987541	1.019799	1.008285	1.053545	1.051721	1.038965
20	28.568401	0.993307	0.982954	1.012963	1.005265	1.04694	1.048084	1.035112
25	53.874667	0.993307	0.973173	1	0.99857	1.033081	1.04003	1.026578
30	100.872013	0.993307	0.960157	1	0.985398	1.016678	1.024209	1.009804
35	216.557795	0.993307	0.918523	1	0.948042	0.965725	0.979496	0.962292
40	222.884367	0.993307	0.91462	0.996244	0.945756	0.960543	0.976765	0.959385
45	246.383036	0.993307	0.896155	0.971778	0.937	0.935191	0.96631	0.948249
50	282.534849	0.993307	0.862162	0.926933	0.92263	0.888605	0.949168	0.929967
55	311.45628	0.993307	0.826936	0.880651	0.910232	0.840345	0.93439	0.914181
60	329.532187	0.993307	0.797884	0.842568	0.902011	0.800477	0.924596	0.903705
65	340.377744	0.993307	0.775106	0.812738	0.896883	0.769136	0.918489	0.897168
70	348.511904	0.993307	0.752272	0.782839	0.892934	0.737611	0.913787	0.892131
75	353.030889	0.993307	0.734548	0.759622	0.8907	0.713047	0.911126	0.88928
80	355.742253	0.993307	0.71909	0.739358	0.889345	0.691542	0.909513	0.88755
81	356.194158	0.993307	0.715645	0.734839	0.889118	0.686737	0.909243	0.887261
82	356.420111	0.993307	0.713742	0.732343	0.889004	0.684082	0.909108	0.887116
83	356.646064	0.993307	0.711682	0.72964	0.888891	0.681205	0.908973	0.886971
84	356.872016	0.993307	0.709417	0.726668	0.888777	0.678041	0.908837	0.886826
85	357.097969	0.993307	0.706872	0.723327	0.888663	0.674482	0.908702	0.88668
86	357.323888	0.993307	0.703909	0.719438	0.888549	0.670337	0.908566	0.886535
87	357.436881	0.993307	0.702187	0.717176	0.888492	0.667924	0.908498	0.886462
88	357.54984	0.993307	0.700214	0.714586	0.888435	0.665161	0.908431	0.88639
89	357.662834	0.993307	0.697837	0.711463	0.888378	0.661827	0.908363	0.886317
90	357.719296	0.993307	0.696385	0.709556	0.88835	0.659791	0.908329	0.886281
91	357.775793	0.993307	0.694599	0.707209	0.888321	0.657284	0.908295	0.886244
92	357.804041	0.993307	0.693479	0.705737	0.888307	0.655712	0.908278	0.886226
93	357.83229	0.993307	0.692021	0.703821	0.888293	0.653663	0.908261	0.886208
94	357.846397	0.993307	0.691072	0.702574	0.888286	0.65233	0.908252	0.886199
95	357.860538	0.993307	0.689272	0.700207	0.888278	0.649799	0.908244	0.88619

Tabla 5.2: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena

c. Curvas P-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

En la tabla 5.3, se presentan los valores obtenidos desde el software Power Factory de las barras de las S/E en estudio, que contiene datos de voltajes en [p.u.] en relación con la potencia activa en [MW], cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio la L/T Chongón-Santa Elena B (CHG_SEL_CIR_2). En la figura 5.11, se muestra los resultados para la validación de las curvas, que se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MÓVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	0.981514	1.013361	1.008971	1.047325	1.052547	1.039839
5	14.192409	0.993307	0.981441	1.013268	1.008953	1.047235	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	0.981058	1.012784	1.00886	1.046768	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	0.978685	1.009785	1.008285	1.043871	1.051721	1.038965
20	24.049426	0.993307	0.970916	1	1.006433	1.034399	1.04949	1.036602
25	28.568401	0.993307	0.968835	1	1.005265	1.032163	1.048084	1.035112
30	52.067076	0.993307	0.95721	1	0.999057	1.019782	1.040615	1.027199
35	124.37069	0.993307	0.911081	1	0.978419	0.971902	1.01584	1.000923
40	134.312437	0.993307	0.902337	0.998377	0.975381	0.962752	1.0122	0.997058
45	146.061772	0.993307	0.878166	0.970817	0.971722	0.934195	1.007817	0.992404
50	164.137678	0.993307	0.833117	0.91969	0.965943	0.881065	1.000898	0.985054
55	174.983219	0.993307	0.798362	0.880449	0.962383	0.840134	0.996639	0.980527
60	184.021172	0.993307	0.760399	0.837783	0.959361	0.795457	0.993025	0.976685
65	188.540158	0.993307	0.73501	0.809361	0.957831	0.765582	0.991195	0.974739
70	192.155332	0.993307	0.707325	0.778472	0.956598	0.732997	0.98972	0.973171
75	193.962919	0.993307	0.687175	0.756059	0.955978	0.709271	0.988979	0.972383
80	194.979689	0.993307	0.669917	0.736908	0.955628	0.688938	0.988561	0.971938
81	195.092666	0.993307	0.667283	0.733989	0.955589	0.685833	0.988515	0.971889
82	195.205642	0.993307	0.664347	0.730736	0.955551	0.682372	0.988468	0.971839
83	195.318618	0.993307	0.66097	0.726996	0.955512	0.678391	0.988421	0.97179
84	195.375098	0.993307	0.65904	0.724859	0.955492	0.676114	0.988398	0.971765
85	195.431595	0.993307	0.656871	0.722459	0.955473	0.673557	0.988375	0.97174
86	195.488074	0.993307	0.654354	0.719675	0.955453	0.670589	0.988352	0.971715
87	195.516323	0.993307	0.65288	0.718044	0.955443	0.66885	0.98834	0.971703
88	195.544554	0.993307	0.6512	0.716186	0.955434	0.666868	0.988328	0.971691
89	195.572802	0.993307	0.649196	0.713971	0.955424	0.664505	0.988317	0.971678
90	195.586927	0.993307	0.647935	0.712576	0.955419	0.663016	0.988311	0.971672
91	195.601051	0.993307	0.646409	0.71089	0.955414	0.661216	0.988305	0.971666

Tabla 5.3: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B

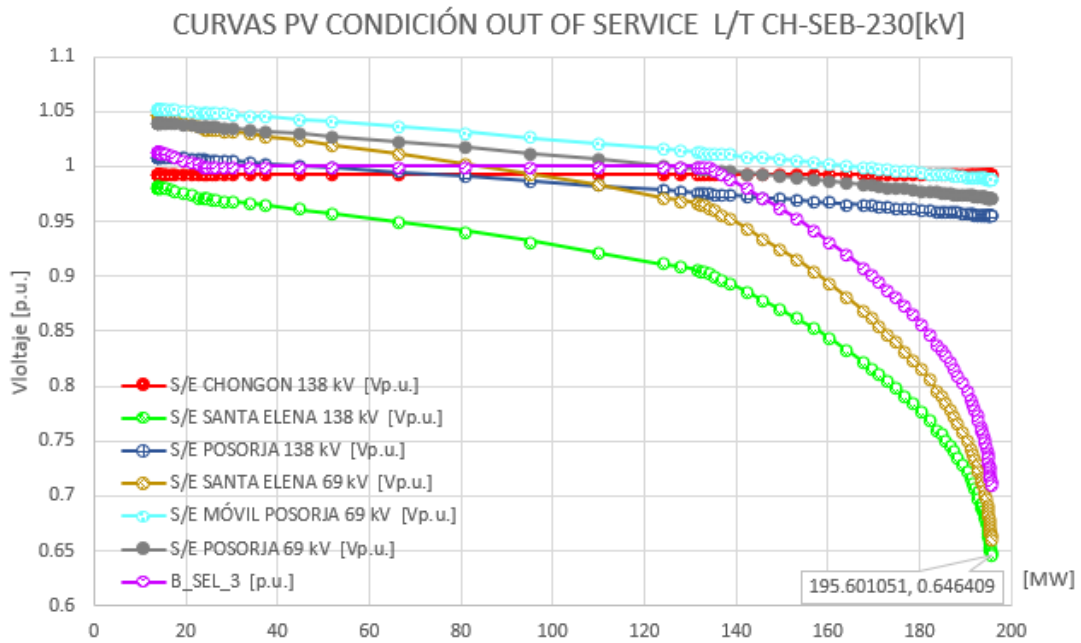


Figura 5.11: Curvas PV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas en Excel

d. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

En la figura 5.12, se presenta el resultado de las curvas de las barras de las S/E en estudio, cuando se presenta una contingencia en el generador 1 de la central Santa Elena 3 para la validación en relación con las curvas de Power Factory. Para ello se utiliza valores obtenidos desde ese software que se presentan en la tabla 5.4.

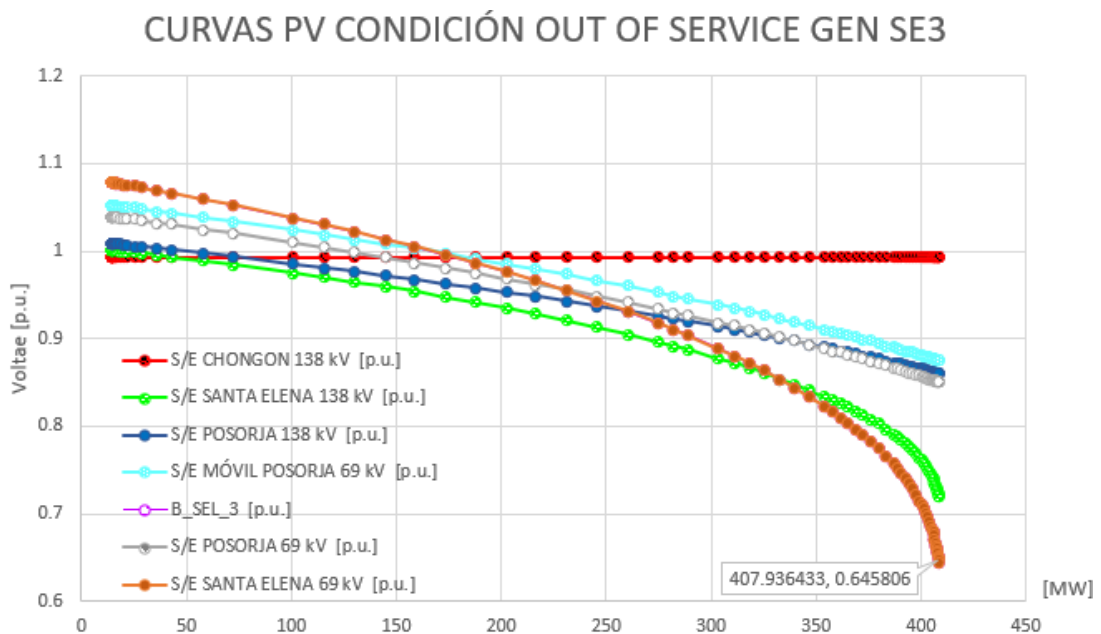


Tabla 5.4: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MÓVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	1.001629	1.078788	1.008971	1.078788	1.052547	1.039839
5	14.192409	0.993307	1.00161	1.078758	1.008953	1.078758	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	1.00151	1.078602	1.00886	1.078602	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	1.000892	1.077637	1.008285	1.077637	1.051721	1.038965
20	28.568401	0.993307	0.997621	1.072534	1.005265	1.072534	1.048084	1.035112
25	100.872013	0.993307	0.975167	1.037793	0.985398	1.037793	1.024209	1.009804
30	173.175632	0.993307	0.947785	0.995879	0.962981	0.995879	0.997354	0.981288
35	245.479242	0.993307	0.913281	0.943423	0.937345	0.943423	0.966721	0.948687
40	303.322154	0.993307	0.877325	0.888877	0.913808	0.888877	0.938651	0.918736
45	339.473934	0.993307	0.848097	0.84445	0.897316	0.84445	0.919005	0.89772
50	364.780223	0.993307	0.82177	0.804262	0.884747	0.804262	0.904041	0.881682
55	382.85613	0.993307	0.797074	0.766339	0.875152	0.766339	0.892621	0.869422
60	393.701654	0.993307	0.777204	0.735616	0.869111	0.735616	0.885433	0.861696
65	400.932003	0.993307	0.758889	0.707095	0.864954	0.707095	0.880487	0.856375
70	404.999083	0.993307	0.743668	0.683219	0.862567	0.683219	0.877647	0.853318
75	407.032623	0.993307	0.731376	0.663807	0.861359	0.663807	0.87621	0.851772
76	407.258576	0.993307	0.729384	0.660649	0.861224	0.660649	0.87605	0.851599
77	407.484528	0.993307	0.727077	0.656986	0.86109	0.656986	0.87589	0.851426
78	407.597521	0.993307	0.725743	0.654867	0.861022	0.654867	0.875809	0.85134
79	407.710481	0.993307	0.724227	0.652457	0.860955	0.652457	0.875729	0.851253
80	407.823474	0.993307	0.722437	0.649608	0.860887	0.649608	0.875649	0.851167
81	407.879937	0.993307	0.721343	0.647864	0.860853	0.647864	0.875609	0.851124
82	407.936433	0.993307	0.720052	0.645806	0.860819	0.645806	0.875568	0.85108

Figura 5.12: Curvas PV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas en Excel

e. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

En la tabla 5.5, se registran valores del voltaje por unidad con relación a la potencia activa de las S/E en estudio, que se obtienen desde el software Power Factory para la validación de las curvas al ocurrir una contingencia que saca de operación el transformador T_S/E_SEL_ATQ-A de la S/E Santa Elena de 69 [kV] como se muestra en la figura 5.13.

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MOVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	0.991753	1.020548	1.008971	1.054269	1.052547	1.039839
5	14.192409	0.993307	0.991733	1.020506	1.008953	1.054229	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	0.991632	1.020289	1.00886	1.054019	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	0.991008	1.018948	1.008285	1.052722	1.051721	1.038965
20	28.568401	0.993307	0.987667	1.011782	1.005265	1.0458	1.048084	1.035112
25	48.451897	0.993307	0.981839	1	1.000027	1.033911	1.041782	1.028435
30	71.950574	0.993307	0.977073	1	0.993622	1.02611	1.034083	1.020274
35	158.714916	0.993307	0.955435	1	0.967696	0.991656	1.002997	0.987284
40	205.712254	0.993307	0.940459	1	0.951895	0.968325	0.984099	0.967191
45	216.557795	0.993307	0.935758	0.99585	0.948042	0.960135	0.979496	0.962292
50	245.479242	0.993307	0.916996	0.960213	0.937345	0.923193	0.966721	0.948687
55	274.400689	0.993307	0.893694	0.915771	0.925966	0.876984	0.953146	0.934212
60	296.091771	0.993307	0.870898	0.871958	0.916927	0.831259	0.942369	0.922707
65	308.744916	0.993307	0.853374	0.837962	0.911432	0.795645	0.93582	0.915709
70	317.782852	0.993307	0.836632	0.805161	0.907399	0.761158	0.931014	0.910571
75	322.301837	0.993307	0.82523	0.782606	0.905346	0.737365	0.928569	0.907956
80	325.465107	0.993307	0.81411	0.760419	0.903895	0.713893	0.92684	0.906107
85	327.272728	0.993307	0.804145	0.740358	0.90306	0.692605	0.925845	0.905043
90	327.950552	0.993307	0.797392	0.726659	0.902746	0.678031	0.925471	0.904642
94	328.148256	0.993307	0.793251	0.718213	0.902654	0.66903	0.925362	0.904525
95	328.162397	0.993307	0.792693	0.717071	0.902648	0.667812	0.925354	0.904517
96	328.176505	0.993307	0.791937	0.715525	0.902641	0.666163	0.925346	0.904509

Tabla 5.5: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena

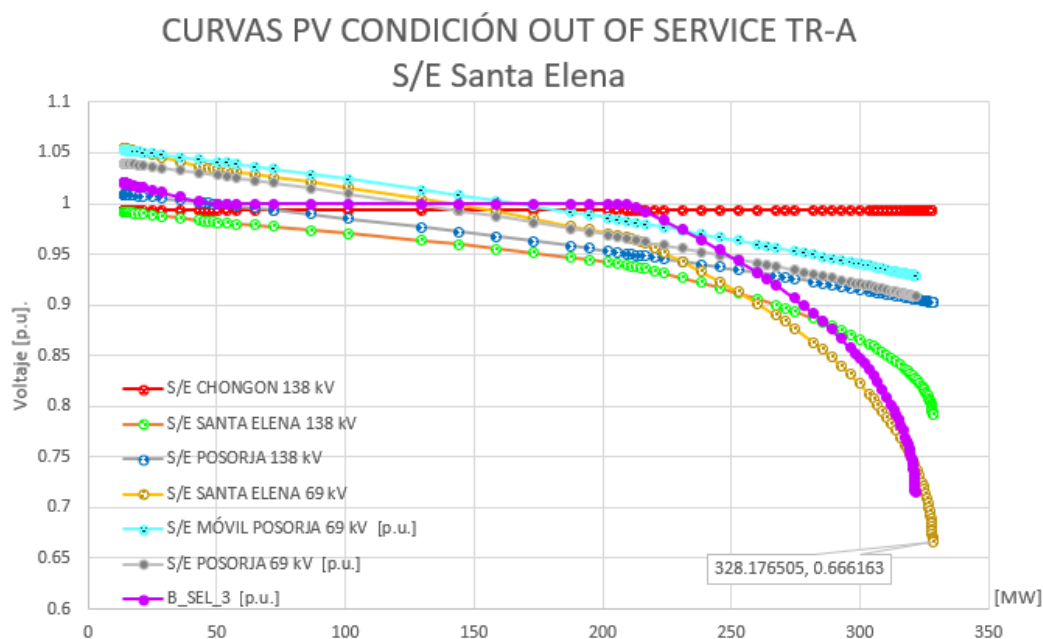


Figura 5.13: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel

f. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

En la tabla 5.6, se muestran valores del voltaje [p.u.] con relación a la potencia activa [MW] que se obtienen desde el software Power Factory de las barras de las S/E en estudio, para la validación de las curvas al ocurrir una contingencia en el transformador T_S/E_SEL_ATQ-B de la S/E Santa Elena de 69 [kV] que se observan en la figura 5.14.

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MÓVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	14.1218	0.993307	0.991688	1.020092	1.008971	1.053828	1.052547	1.039839
5	14.192409	0.993307	0.991668	1.020049	1.008953	1.053787	1.052525	1.039817
10	14.559576	0.993307	0.991567	1.019827	1.00886	1.053572	1.052413	1.039698
15	16.819063	0.993307	0.990942	1.018455	1.008285	1.052246	1.051721	1.038965
20	28.568401	0.993307	0.987594	1.011118	1.005265	1.045158	1.048084	1.035112
25	57.489846	0.993307	0.980136	1	0.997592	1.030482	1.038853	1.025332
30	129.793461	0.993307	0.96345	1	0.976768	1.003313	1.013862	0.998823
35	194.866713	0.993307	0.944002	1	0.955667	0.972482	0.988607	0.971987
40	216.557795	0.993307	0.934718	0.991951	0.948042	0.956098	0.979496	0.962292
45	252.709608	0.993307	0.909799	0.94358	0.934567	0.905917	0.963407	0.945155
50	278.015881	0.993307	0.887204	0.899444	0.924491	0.859965	0.951387	0.932335
55	296.091771	0.993307	0.865974	0.857598	0.916927	0.81623	0.942369	0.922707
60	305.129741	0.993307	0.852148	0.830086	0.91302	0.787376	0.937712	0.917732
65	313.263901	0.993307	0.835608	0.796847	0.909427	0.752396	0.933431	0.913155
70	317.782852	0.993307	0.822234	0.769664	0.907399	0.723682	0.931014	0.910571
75	320.042345	0.993307	0.811904	0.748454	0.906375	0.701204	0.929795	0.909268
80	321.059115	0.993307	0.803956	0.731994	0.905913	0.683711	0.929244	0.908678
81	321.172108	0.993307	0.802574	0.729119	0.905862	0.680651	0.929183	0.908613
82	321.228571	0.993307	0.801779	0.727463	0.905836	0.678887	0.929152	0.90858
83	321.285067	0.993307	0.800877	0.725583	0.90581	0.676885	0.929121	0.908547
84	321.341564	0.993307	0.799816	0.723368	0.905784	0.674526	0.929091	0.908514
85	321.369812	0.993307	0.799176	0.722031	0.905771	0.6731	0.929075	0.908498
86	321.398027	0.993307	0.798427	0.720466	0.905759	0.671432	0.92906	0.908482
87	321.412168	0.993307	0.797983	0.719536	0.905752	0.67044	0.929052	0.908473
88	321.426275	0.993307	0.797506	0.718538	0.905746	0.669377	0.929045	0.908465
89	321.440416	0.993307	0.796796	0.717051	0.905739	0.667791	0.929037	0.908457
90	321.454523	0.993307	0.795697	0.714748	0.905733	0.665334	0.929029	0.908449

Tabla 5.6: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena

CURVAS PV CONDICIÓN OUT OF SERVICE TR-B S/E Santa Elena

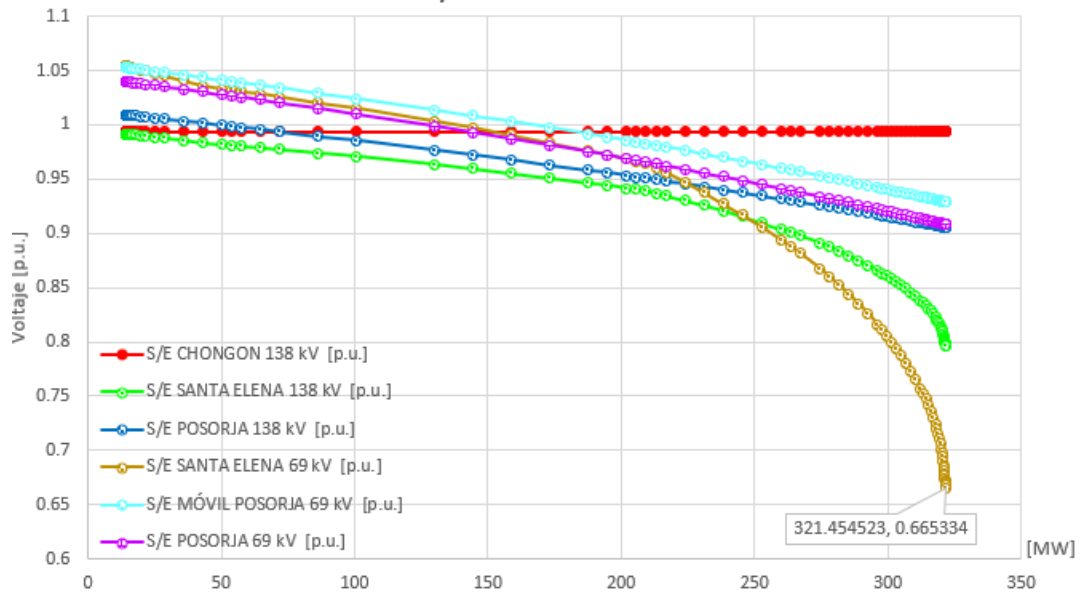


Figura 5.14: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel

g. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

Se realiza la validación de las curvas que se muestran en la figura 5.15, al ocurrir una contingencia que saca de operación el transformador T_S/E_POS_MÓVIL, por medio de los datos de la tabla 5.7 del voltaje [p.u.] con relación a la potencia activa [MW].

CURVAS PV CONDICIÓN OUT OF SERVICE TR S/E Posorja Móvil

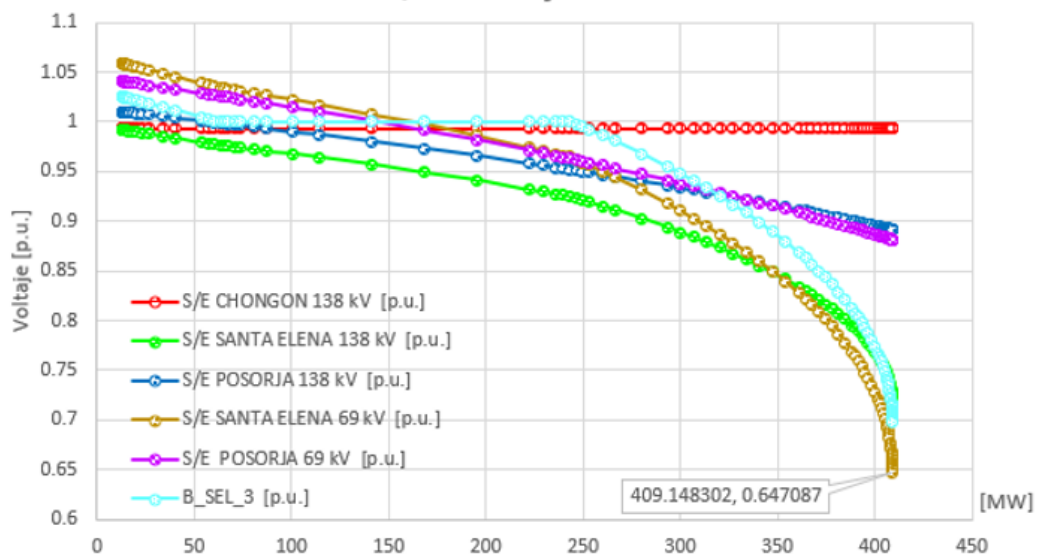


Figura 5.15: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas en Excel

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MOVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	13.1928	0.993307	0.991772	1.024952	1.009854	1.058525	1.040751	13.1928
5	13.258764	0.993307	0.991753	1.02492	1.009841	1.058495	1.040733	13.258764
10	13.601777	0.993307	0.991653	1.024757	1.009769	1.058337	1.040636	13.601777
15	15.712624	0.993307	0.991038	1.02375	1.009325	1.057364	1.040038	15.712624
20	26.689034	0.993307	0.987774	1.018421	1.006995	1.052213	1.0369	26.689034
25	60.462601	0.993307	0.977073	1.00102	0.999587	1.035409	1.026929	60.462601
30	73.972029	0.993307	0.97384	1	0.996519	1.030818	1.022801	73.972029
35	141.519167	0.993307	0.956973	1	0.980195	1.007764	1.000852	141.519167
40	236.085153	0.993307	0.927301	1	0.954098	0.968072	0.965775	236.085153
45	252.97194	0.993307	0.919274	0.99231	0.948961	0.95647	0.958866	252.97194
50	300.254917	0.993307	0.888809	0.948038	0.933648	0.91055	0.938259	300.254917
55	334.02849	0.993307	0.86156	0.908532	0.921749	0.869442	0.922226	334.02849
60	364.424712	0.993307	0.829958	0.862725	0.910227	0.821598	0.906679	364.424712
65	381.311499	0.993307	0.806801	0.829108	0.903443	0.786348	0.897512	381.311499
70	393.132227	0.993307	0.785505	0.798119	0.898512	0.753737	0.890843	393.132227
75	401.575636	0.993307	0.764292	0.767145	0.89489	0.721015	0.885941	401.575636
80	405.797341	0.993307	0.748483	0.743975	0.893046	0.696447	0.883445	405.797341
85	407.908193	0.993307	0.736091	0.72575	0.892116	0.677063	0.882185	407.908193
90	408.752515	0.993307	0.727675	0.713337	0.891743	0.663828	0.881679	408.752515
91	408.858075	0.993307	0.726104	0.711016	0.891696	0.66135	0.881615	408.858075
92	408.963604	0.993307	0.724204	0.708208	0.891649	0.658351	0.881552	408.963604
93	409.016384	0.993307	0.723044	0.706491	0.891626	0.656517	0.88152	409.016384
94	409.069132	0.993307	0.721613	0.704375	0.891602	0.654255	0.881489	409.069132
95	409.095522	0.993307	0.720712	0.703042	0.89159	0.652831	0.881473	409.095522
96	409.121912	0.993307	0.719528	0.701289	0.891579	0.650956	0.881457	409.121912
97	409.135123	0.993307	0.718681	0.700035	0.891573	0.649614	0.881449	409.135123
98	409.148302	0.993307	0.717087	0.697673	0.891567	0.647087	0.881441	409.148302

Tabla 5.7: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil

Al ocurrir la contingencia que deja fuera de servicio el transformador de la S/E Posorja Móvil, sus valores son nulos en el voltaje y en la potencia activa, por lo que no se refleja en la figura 5.15 y en la tabla 5.7.

h. Curvas P-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Para la validación de las curvas que se muestran en la figura 5.16, al ocurrir una contingencia que saca de operación el transformador T_S/E_POS_ATQ, se hace uso de los datos que se muestran en la tabla 5.8, que contiene valores del voltaje [p.u.] con relación a la potencia activa [MW].

	PV Curves [MW]	S/E CHONGON 138kV[V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 138kV [V. p.u.]	B_SEL_3 [p.u.]	S/E POSORJA 138kV [V. p.u.]	S/E SANTA ELENA 69kV [V. p.u.]	S/E MOVIL POSORJA 69kV [V. p.u.]	S/E POSORJA 69kV [V. p.u.]
1	11.094	0.993307	0.991772	1.024952	0.995553	1.058525	1.038534	11.094
5	11.14947	0.993307	0.991753	1.02492	0.995549	1.058495	1.038527	11.14947
10	11.437914	0.993307	0.991653	1.024757	0.995528	1.058337	1.03849	11.437914
15	13.212954	0.993307	0.991038	1.02375	0.995402	1.057364	1.038265	13.212954
20	22.443162	0.993307	0.987774	1.018421	0.99474	1.052213	1.037086	22.443162
25	50.843801	0.993307	0.977073	1.00102	0.992669	1.035409	1.033395	50.843801
30	62.204058	0.993307	0.97384	1	0.991825	1.030818	1.03189	62.204058
35	119.00534	0.993307	0.956973	1	0.987474	1.007764	1.024124	119.00534
40	198.527129	0.993307	0.927301	1	0.980988	0.968072	1.012524	198.527129
45	212.727451	0.993307	0.919274	0.99231	0.979778	0.95647	1.010358	212.727451
50	252.488333	0.993307	0.888809	0.948038	0.976305	0.91055	1.004129	252.488333
55	280.888977	0.993307	0.86156	0.908532	0.973744	0.869442	0.999528	280.888977
60	306.449562	0.993307	0.829958	0.862725	0.971378	0.821598	0.995274	306.449562
65	320.649885	0.993307	0.806801	0.829108	0.970038	0.786348	0.992862	320.649885
70	330.590092	0.993307	0.785505	0.798119	0.969089	0.753737	0.991153	330.590092
75	337.690266	0.993307	0.764292	0.767145	0.968405	0.721015	0.989921	337.690266
80	341.240353	0.993307	0.748483	0.743975	0.968062	0.696447	0.989302	341.240353
85	343.015397	0.993307	0.736091	0.72575	0.967889	0.677063	0.988992	343.015397
90	343.725398	0.993307	0.727675	0.713337	0.96782	0.663828	0.988867	343.725398
91	343.814165	0.993307	0.726104	0.711016	0.967812	0.66135	0.988852	343.814165
92	343.902906	0.993307	0.724204	0.708208	0.967803	0.658351	0.988836	343.902906
93	343.947289	0.993307	0.723044	0.706491	0.967799	0.656517	0.988828	343.947289
94	343.991646	0.993307	0.721613	0.704375	0.967795	0.654255	0.988821	343.991646
95	344.013837	0.993307	0.720712	0.703042	0.967792	0.652831	0.988817	344.013837
96	344.036029	0.993307	0.719528	0.701289	0.96779	0.650956	0.988813	344.036029
97	344.047138	0.993307	0.718681	0.700035	0.967789	0.649614	0.988811	344.047138
98	344.058221	0.993307	0.717087	0.697673	0.967788	0.647087	0.988809	344.058221

Tabla 5.8: Datos de iteraciones para las curvas PV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja

Al ocurrir la contingencia que deja fuera de servicio el transformador de la S/E Posorja Móvil, sus valores son nulos en el voltaje y en la potencia activa, por lo que no se refleja en la figura 5.16 y en la tabla 5.8.

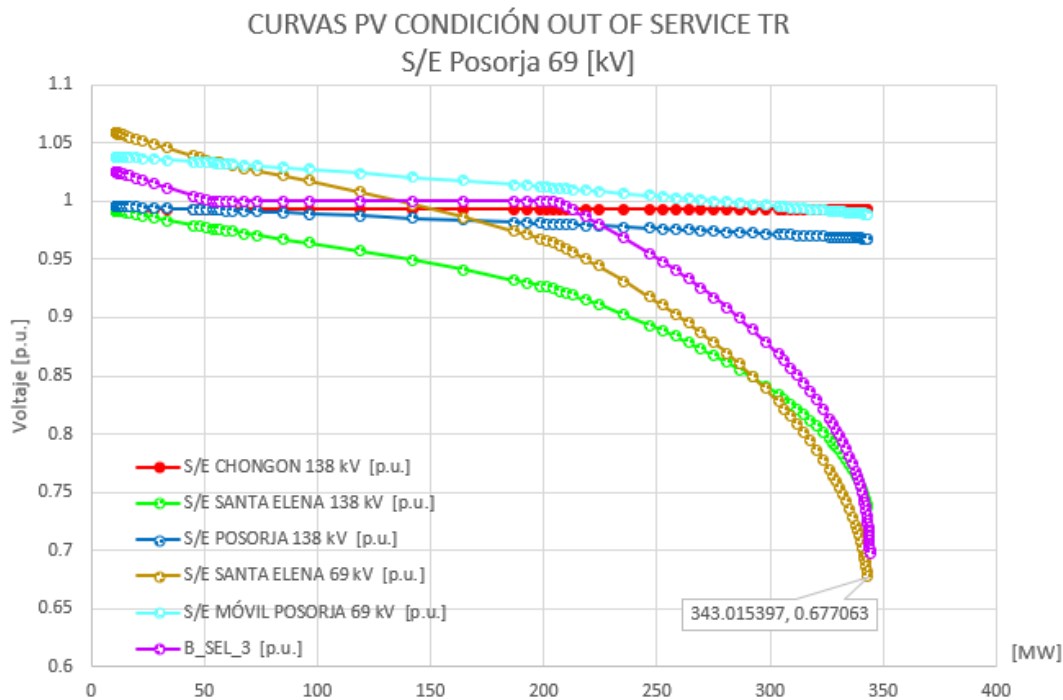


Figura 5.16: Curvas PV con contingencia el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas en Excel

5.2.3. Análisis de las Curvas P-V en Nodos o Barras más Críticas de cada Escenario

a. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico en Condiciones Normales de Operación

Al analizar la figura 5.17 se visualiza que el nodo más crítico del sistema en condiciones normales de operación es la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena. Además, se observa que para el punto de operación se fija el voltaje inicial en 1.01 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga que está en el anexo F2.

Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18, los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.95 [p.u.] para barras de 69 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.9505 [p.u.], la Potencia en 278.015

[MW]. Estos valores se encuentran dentro del margen de cargabilidad mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 437.959379 [MW] a un voltaje de 0.647087 [p.u.], en condiciones normales de operación. Al pasar el margen de cargabilidad total, el sistema entra en condiciones de operación inapropiadas también conocidas como inestables.

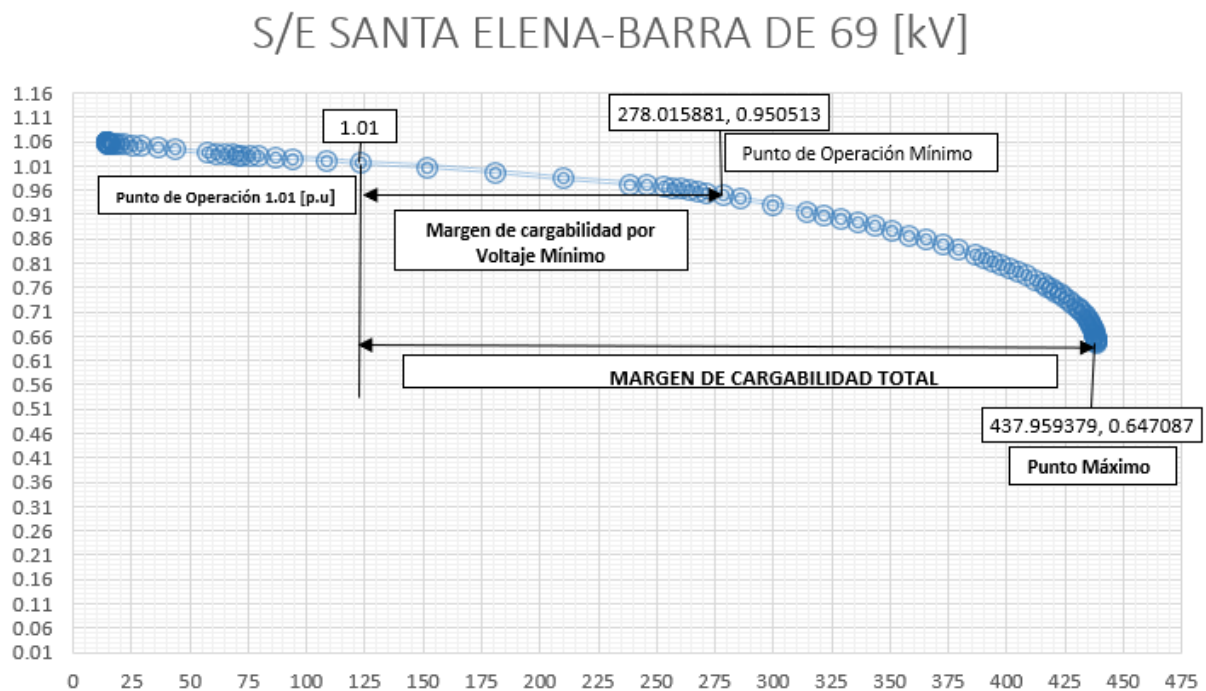


Figura 5.17: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV en condiciones normales de operación obtenida en Excel

b. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

En la figura 5.18, se muestra la curva P-V de la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, misma que es la más crítica del sistema al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio la L/T Chongón-Santa Elena. En la curva se observa que para el punto de operación se fija el voltaje inicial en 1.00 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga, como se muestra en el anexo G2. El punto de operación mínimo registra el voltaje en 0.951155 [p.u.] y la Potencia en 231.92232 [MW], estos datos se encuentran dentro del margen de cargabilidad para

voltaje mínimo, donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18, para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 357.860538 [MW] a un voltaje de 0.649799 [p.u.].

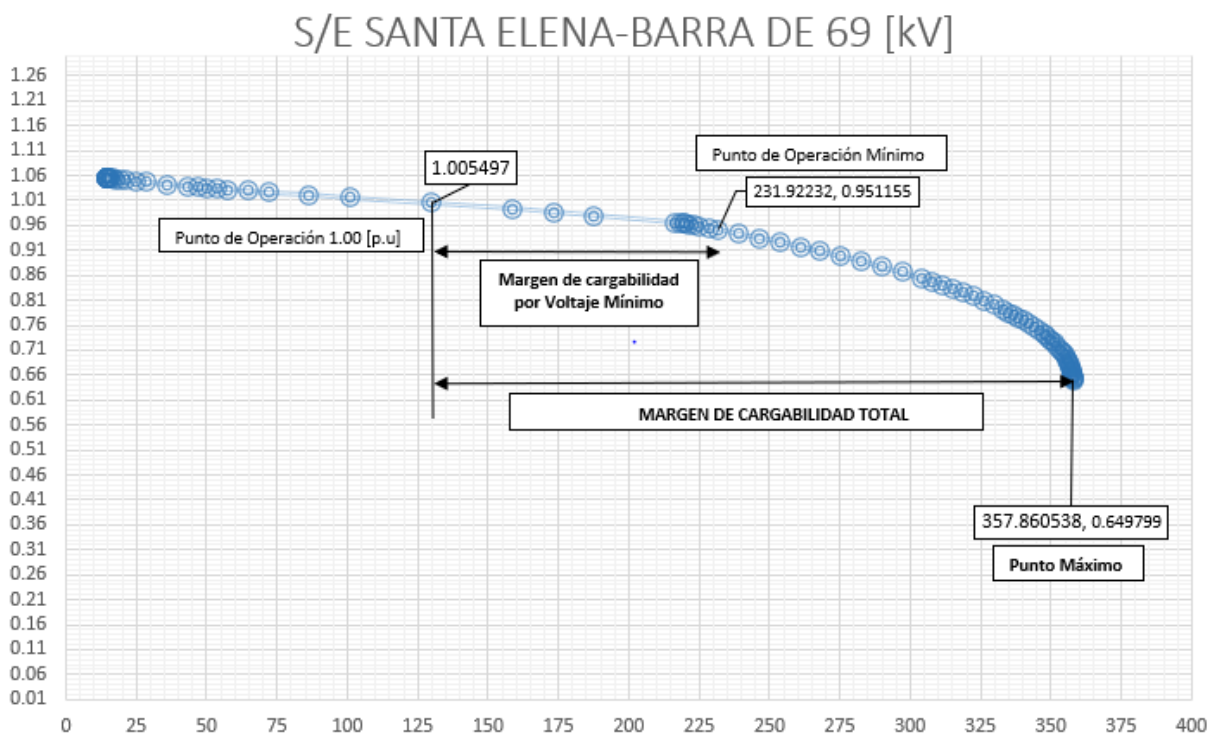


Figura 5.18: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #1 obtenida en Excel

c. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.19, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio la L/T Chongón-Santa Elena B. Se visualiza que la barra a 138 [kV] de la S/E Santa Elena es la más crítica del sistema, además se observa que para el punto de operación se fija el voltaje inicial en 0.89 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga como se muestra en el anexo H2.

El punto de operación mínimo se registra en un nivel de voltaje de 0.95721 [p.u.], la Potencia en 52.067076 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad y al encontrarse antes del voltaje inicial no se puede determinar el margen de

cargabilidad para voltaje mínimo, aunque el sistema se encuentra en operación en condiciones no ideales respecto al nivel del voltaje. El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 195.586927 [MW] a un voltaje de 0.647935 [p.u.].

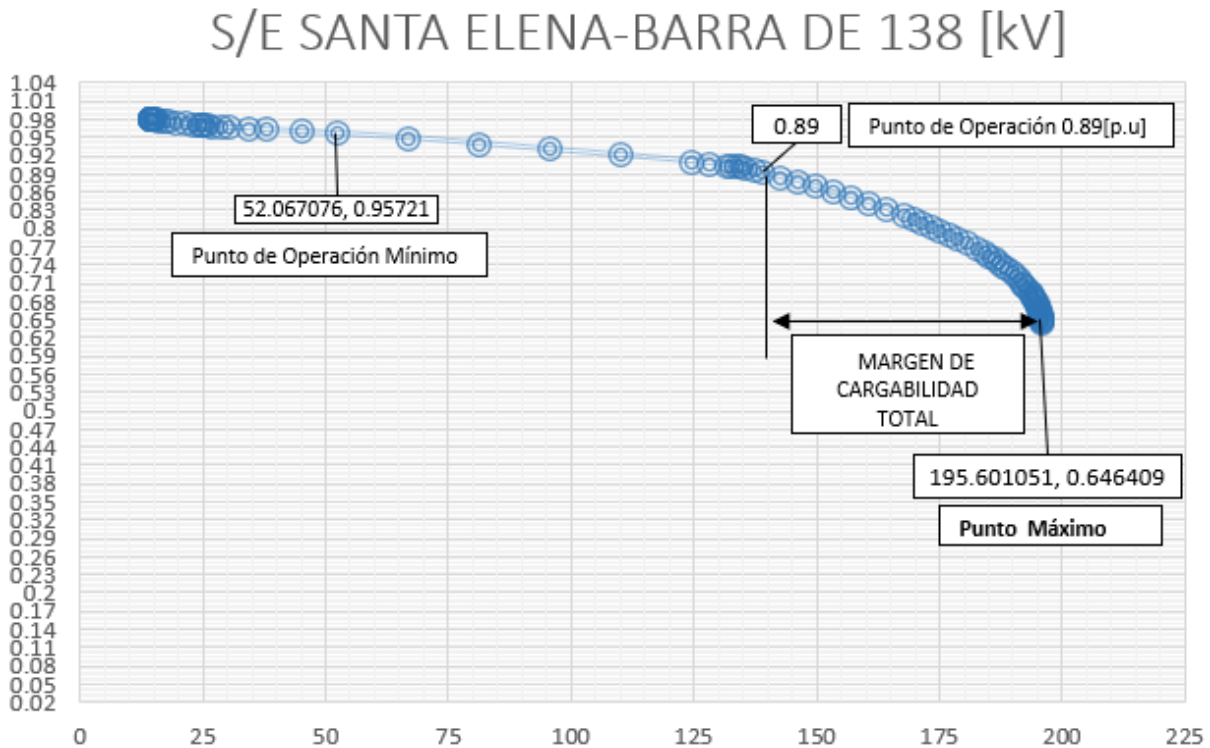


Figura 5.19: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 138 kV para el caso de contingencia #2 obtenida en Excel

Bajo esta misma contingencia al verificar la figura 5.20, la curva del nodo a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, se encuentra muy cerca de la curva antes analizada, reflejando una diferencia en el voltaje de 0.015 [p.u.] y por ser la barra que suministra potencia directamente a las posiciones de salida. El punto de operación fija el voltaje inicial en 0.95 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga como se muestra en el anexo H2. El punto de operación mínimo se registra en 0.952193 [p.u.] y la Potencia en 138.831414 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18. Siendo el margen de voltaje mínimo muy pequeño, casi el mismo punto del voltaje inicial.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 195.601051 [MW] a un voltaje de 0.661216 [p.u.].

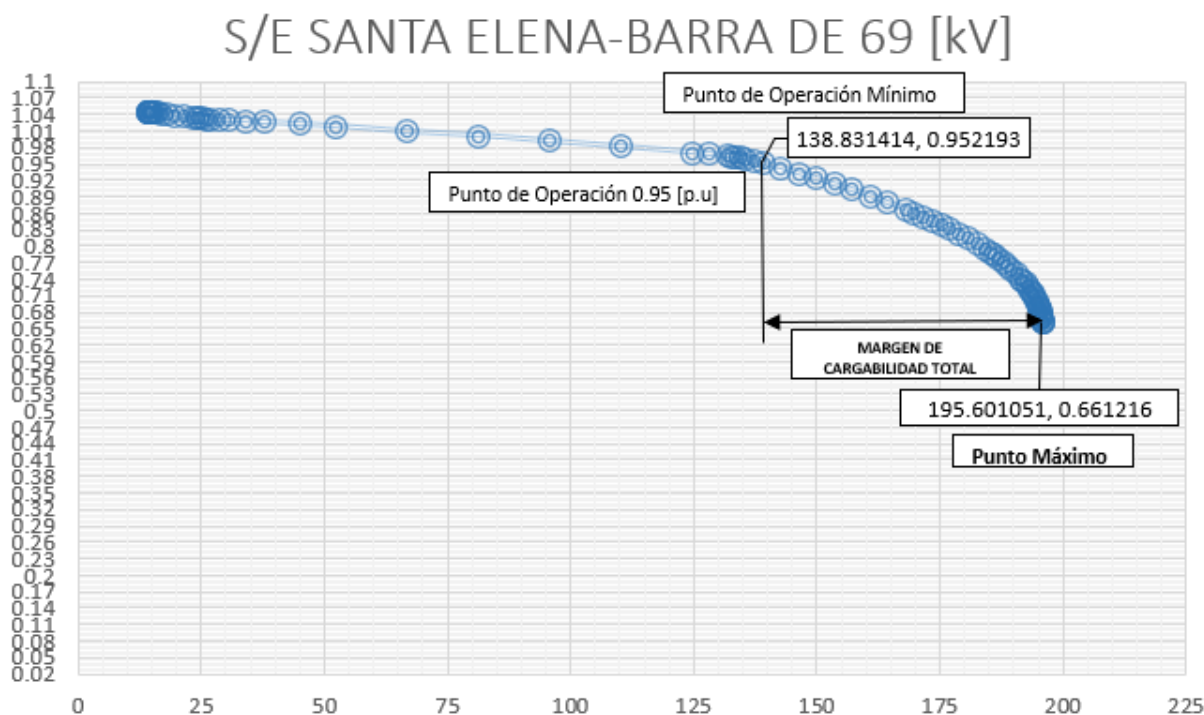


Figura 5.20: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #2 obtenida en Excel

d. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.21, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el generador 1 de la Central Santa Elena 3. Se observa que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es la más crítica del sistema, a pesar de que la barra de la central Santa Elena 3 tiene los mismos puntos en la relación P-V, al realizar el análisis en la curva como se observa en la figura 5.21, el punto de operación fija el voltaje inicial en 1.02 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga que se puede verificar en el anexo I2.

El punto de operación mínimo se registra en 0.955024 [p.u.] y la Potencia en 231.018527 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, estos valores se encuentran dentro del margen de cargabilidad para voltaje mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 407.936433 [MW] a un voltaje de 0.645806 [p.u.].

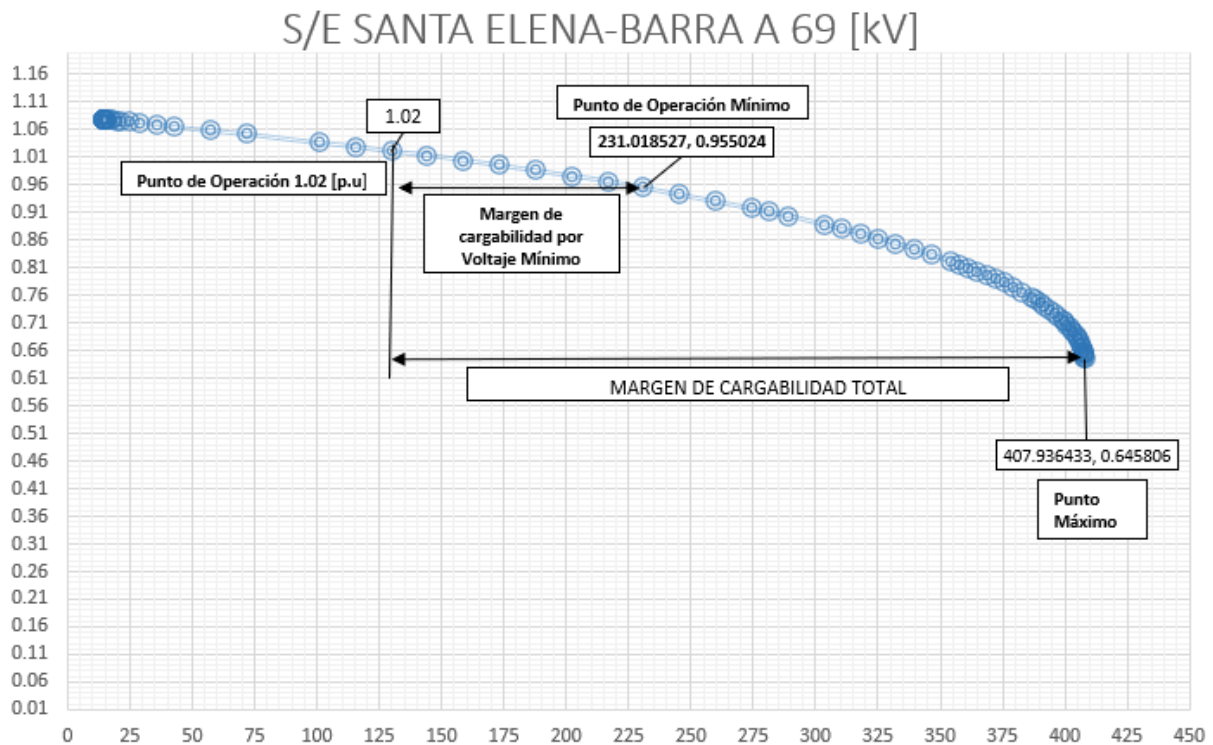


Figura 5.21: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #3 obtenida en Excel

e. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.22, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador A S/E Santa Elena. Se observa que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena es la más crítica del sistema al realizar el análisis. El punto de operación fija el voltaje inicial en 1.004 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga que se puede verificar en el anexo J2.

El punto de operación mínimo se registra en 0.95154 [p.u.] obtenido en el flujo de carga, y la Potencia en 223.788161 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, estos valores se encuentran dentro del margen de cargabilidad para voltaje mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 328.176505 [MW] a un voltaje de 0.666163 [p.u.].

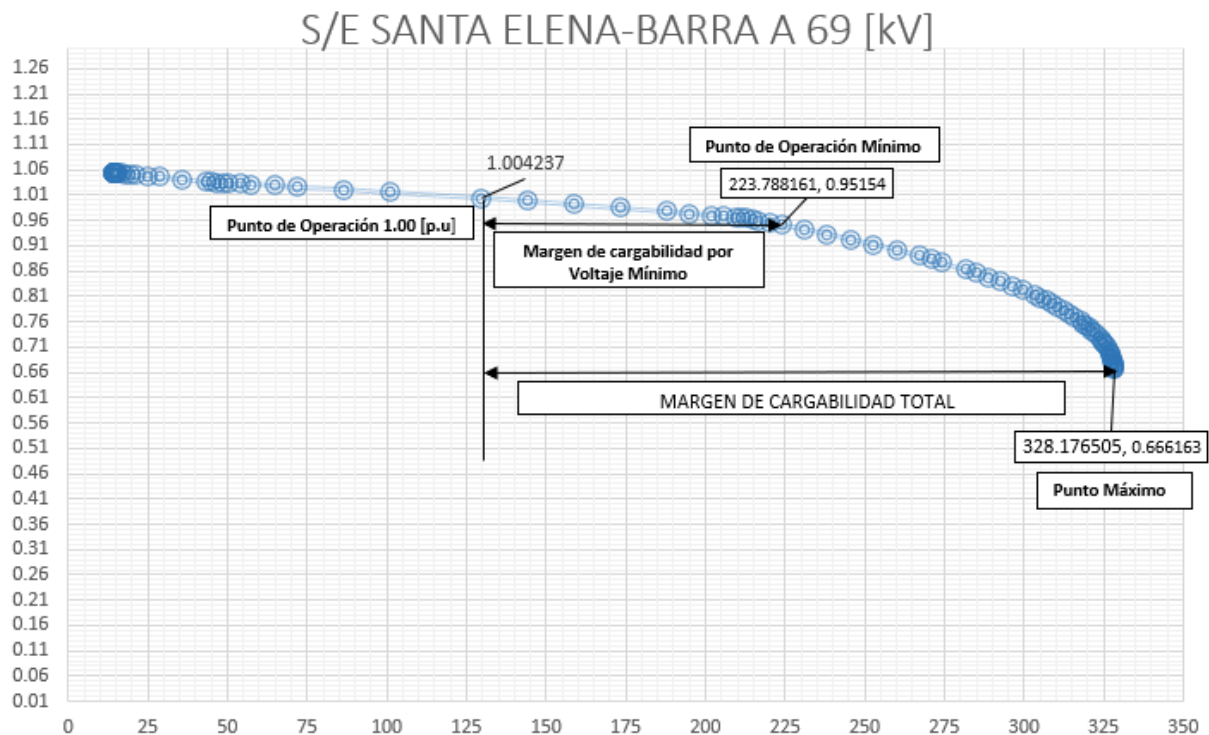


Figura 5.22: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #4 obtenida en Excel

f. Análisis de Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.23, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador B de la S/E Santa Elena. Se observa que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es la más crítica del sistema, al realizar el análisis en la curva como se observa en la figura 5.23, el punto de operación fija el voltaje inicial en 1.003 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga se puede verificar en el anexo K2.

El punto de operación mínimo se registra en 0.956098 [p.u.] y la Potencia en 216.557795 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, estos valores se encuentran dentro

del margen de cargabilidad para voltaje mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 321.454523 [MW] a un voltaje de 0.665334 [p.u.].

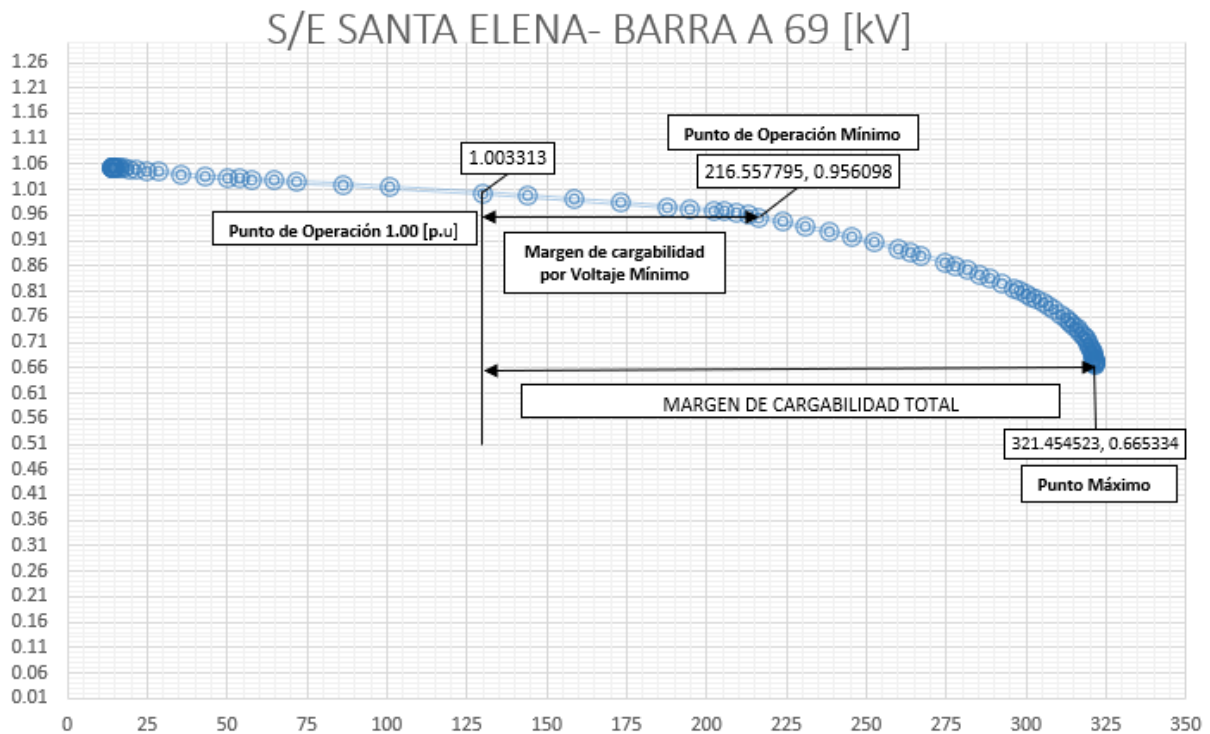


Figura 5.23: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #5 obtenida en Excel

g. Análisis de la Curva P-V del Nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.24, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador de la S/E Posorja Móvil. Se observa que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es la más crítica del sistema, al realizar el análisis en la curva como se observa en la figura 5.24, el punto de operación fija el voltaje inicial en 1.01 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga que se puede verificar en el anexo L2.

El punto de operación mínimo se registra en 0.950513 [p.u.] y la Potencia en 259.726658 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto

a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, estos valores se encuentran dentro del margen de cargabilidad para voltaje mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 409.148302 [MW] a un voltaje de 0.647087 [p.u.].

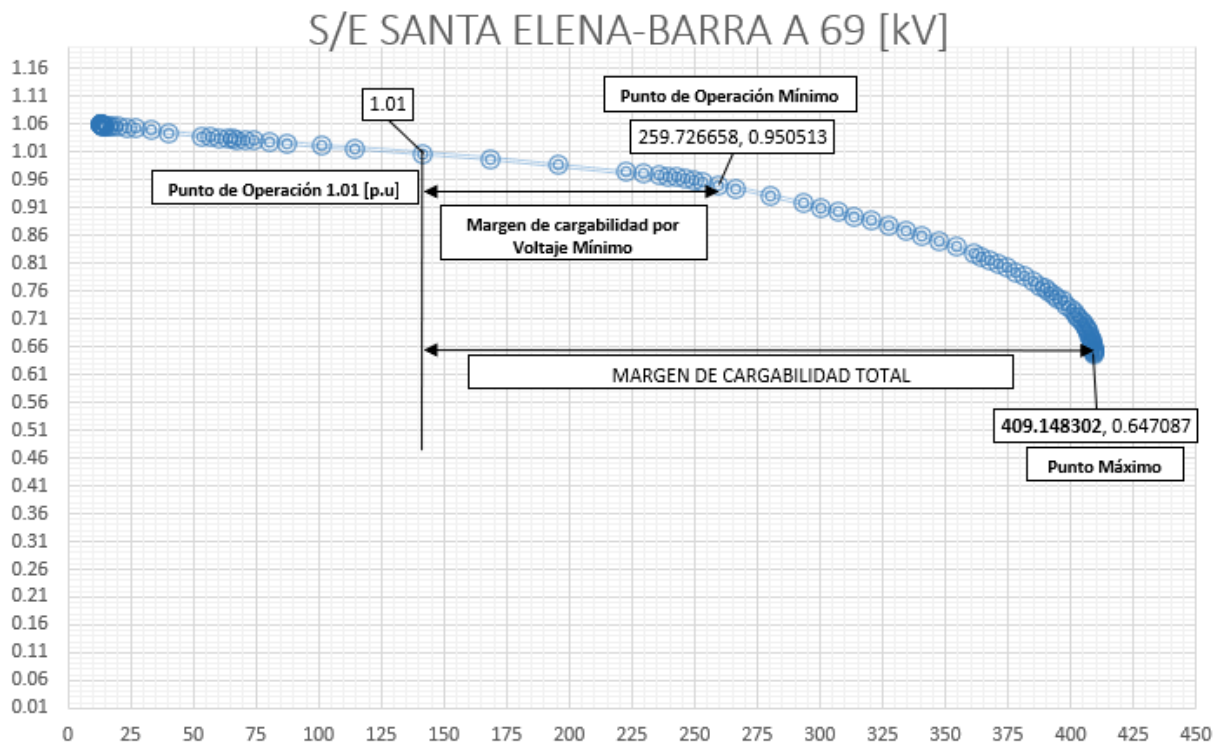


Figura 5.24: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #6 obtenida en Excel

h. Análisis de la Curva P-V del nodo más crítico ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Al analizar las curvas P-V de la figura 5.25, al ocurrir una contingencia que deja fuera de servicio el transformador de la S/E Posorja 69 [kV]. Se observa que la barra a 69 [kV] de la S/E Santa Elena, es la más crítica del sistema. Al realizar el análisis en la curva como se observa en la figura 5.25, el punto de operación fija el voltaje inicial en 1.01 [p.u.] obtenido en el reporte bus/bar del flujo de carga que se puede verificar en el anexo M2.

El punto de operación mínimo se registra en 0.950513 [p.u.] y la Potencia en 218.407583 [MW] donde se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, estos valores se encuentran dentro del margen de cargabilidad para voltaje mínimo, el cual indica condiciones de operación aceptables mas no ideales respecto al nivel del voltaje.

El margen de cargabilidad total resalta la cantidad de potencia activa máxima, hasta la cual se puede aumentar en la barra del sistema y se registra en 344.058221 [MW] a un voltaje de 0.647087 [p.u.].

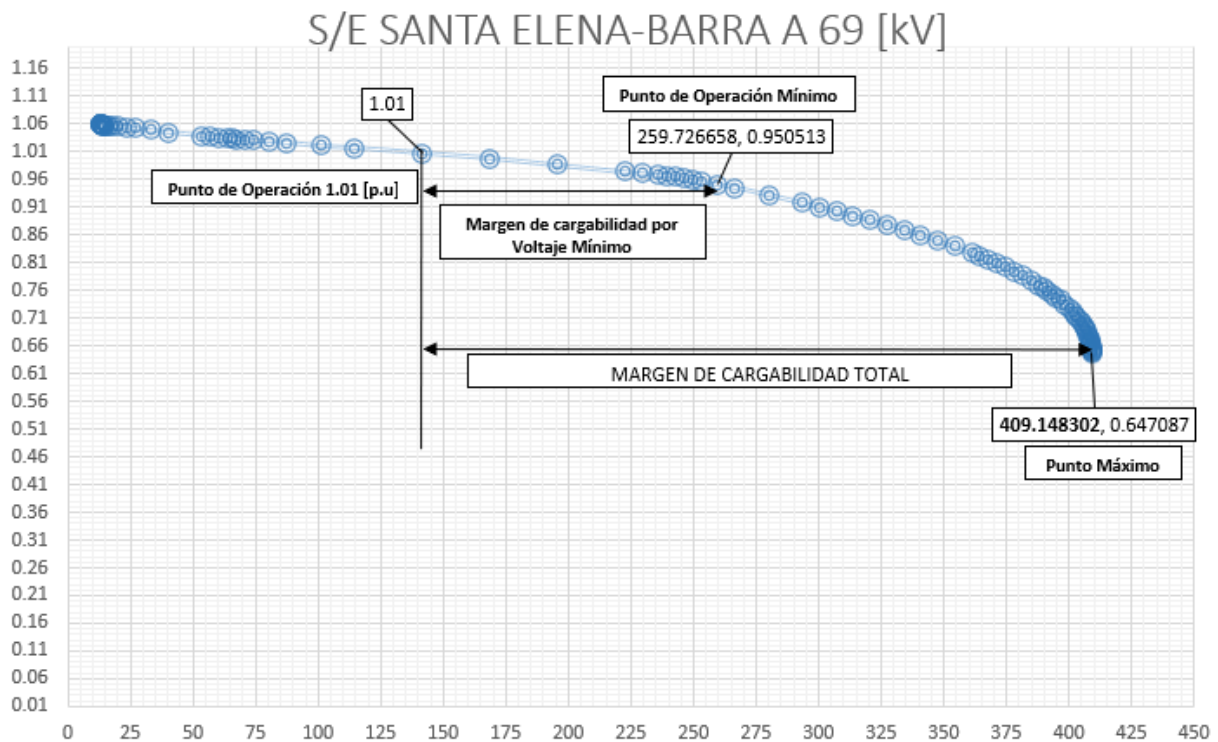


Figura 5.25: Curva PV de la barra de la S/E Santa Elena 69 kV para el caso de contingencia #7 obtenida en Excel

5.2.4. Análisis de Elementos Sobrecargados en el Sistema

En los análisis de estabilidad de voltaje es necesario detallar si los elementos del sistema de potencia en estudio se encuentran sobrecargados cuando se ha alcanzado el punto de colapso de voltaje o cargabilidad máxima e identificarlos. Por lo que en esta sección se muestra la cargabilidad de inicio y la cargabilidad de los elementos al llegar al punto de colapso.

A continuación, se realiza el análisis de sobrecarga del generador, los transformadores y las líneas de transmisión en condiciones normales de operación y ante las contingencias que se pueden presentar.

a. Condiciones Normales de Operación

La tabla 5.9 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos generador, líneas de transmisión y transformadores en condiciones normales de operación, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo F1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	26.1%	137.7%
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	35.1%	183.7%
L/T CHG_POS_1	36.1%	136.4%
G_U1_SEL_3	73.8%	119.6%
T_S/E_SEL_ATQ-A	73.8%	385.5%
T_S/E_SEL_ATR-B	76.8%	401.3%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	108.5%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	176.2 %

Tabla 5.9: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia en condiciones normales de operación

b. Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

La tabla 5.10 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación una de las líneas paralelas denominada L/T CHG_SEL_CIR_1-A, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo G1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	49.8%	209.7%
L/T CHG_POS_1	36.1%	102.9%
G_U1_SEL_3	65.7%	119.6%
T_S/E_SEL_ATQ-A	73.6%	310.1%
T_S/E_SEL_ATR-B	76.6%	322.8%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	83.2%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	133.6%

Tabla 5.10: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A

c. Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

La tabla 5.11 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación una de las líneas paralelas denominada L/T CHG_SEL_CIR_2-B, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo H1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	90.5%	188.4%
L/T CHG_POS_1	36.1%	50.8%
G_U1_SEL_3	119.6%	119.6%
T_S/E_SEL_ATQ-A	76.0%	158.1%
T_S/E_SEL_ATR-B	79.1%	164.6%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	41.9%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	66.0%

Tabla 5.11: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B

d. Condición N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

La tabla 5.12 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación que deja fuera de operación el generador 1 de la central Santa Elena 3 denominado G_U1_SEL_3, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo I1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	28.6%	132.0%
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	38.6%	179.7%
L/T CHG_POS_1	36.1%	122.4%

T_S/E_SEL_ATQ-A	81.1%	377%
T_S/E_SEL_ATR-B	84.4%	392.5%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	98.4%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	159.1%

Tabla 5.12: Análisis de sobrecarga en las líneas de trasmisión y transformadores de potencia con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3

e. Condición N-1 transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

La tabla 5.13 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación que deja fuera de operación el transformador A de la S/E Santa Elena, denominado T_S/E_SEL_ATQ-A, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo J1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	26.0%	97.2%
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	34.9%	131.3%
L/T CHG_POS_1	36.1%	92.3%
G_U1_SEL_3	65.5%	119.6%
T_S/E_SEL_ATR-B	150.1%	562.5%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	74.9%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	119.8%

Tabla 5.13: Análisis de sobrecarga en las líneas de trasmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena

f. Condición N-1 transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

La tabla 5.14 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores que deja fuera de operación el transformador B de la S/E Santa Elena, denominado T_S/E_SEL_ATR-B, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo K1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	26.0%	95.2%

L/T CHG_SEL_CIR_2-B	35.0%	128.6%
L/T CHG_POS_1	36.1%	90.0%
G_U1_SEL_3	65.6%	119.6%
T_S/E_SEL_ATR-A	150.1%	551.1%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.6%	73.1%
T_S/E_POS_ATQ	46.9%	116.7%

Tabla 5.14: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena

g. Condición N-1 transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

La tabla 5.15 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja Móvil, denominado T_S/E_POS_MÓVIL, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo L1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso
L/T CHG_SEL_CIR_1-A	26.1%	135.7%
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	35.1%	183.7%
L/T CHG_POS_1	28.0%	96.9%
G_U1_SEL_3	73.8%	119.6%
T_S/E_SEL_ATQ-A	73.8%	385.5%
T_S/E_SEL_ATR-B	76.8%	401.3%
T_S/E_POS_ATQ	46.5%	164.9%

Tabla 5.15: Análisis de sobrecarga en las líneas de transmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil

h. Condición N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación

La tabla 5.16 muestra el análisis de sobrecarga de los elementos que conforman el sistema en estudio como: generador, líneas de transmisión y transformadores que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja, denominado T_S/E_POS_ATQ, estos datos pueden ser visualizados en el reporte Edge Elements del flujo de carga del anexo M1.

ANÁLISIS DE SOBRECARGA EN ELEMENTOS		
Elemento	Cargabilidad	
	Inicio	Punto de colapso

L/T CHG_SEL_CIR_1-A	26.1%	135.7%
L/T CHG_SEL_CIR_2-B	35.1%	183.7%
L/T CHG_POS_1	8.6%	27.5%
G_U1_SEL_3	73.8%	119.6%
T_S/E_SEL_ATQ-A	73.8%	385.5%
T_S/E_SEL_ATR-B	76.8%	401.3%
T_S/E_POS_MÓVIL	29.2%	93.6%

Tabla 5.16: Análisis de sobrecarga en las líneas de trasmisión y transformadores de potencia con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja

5.2.5. Obtención de las Curvas Q-V en DIgSILENT Power Factory

a. Condiciones Normales de Operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, bajo condiciones normales de operación, se determina que la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.26 y se verifica que este nodo posee un margen de potencia reactiva cuyo valor es -62.88 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo N.

```

-----
---                               QV Curves Study Summary                               ---
-----
- Contingency                     P (MW)   Critical bus                critical V (p.u.)   Q (Mvar)  -
-----
Base Case                          0.00   S/E SANTA ELENA 6         0.551              -191.08
Base Case                          0.00   B_SEL_3                   0.520              -70.12
Base Case                          0.00   S/E SANTA ELENA 1         0.520             -341.28
Base Case                          0.00   S/E POSORJA 69 kV         0.514              -93.67
Base Case                          0.00   S/E POSORJA 138 k         0.513             -161.50
Base Case                          0.00   S/E MÓVIL POSORJA         0.510              -62.88
-----

```

Figura 5.26: Sumario de estudio de las barras del sistema en condiciones normales de operación

A continuación, se presenta en la figura 5.27 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

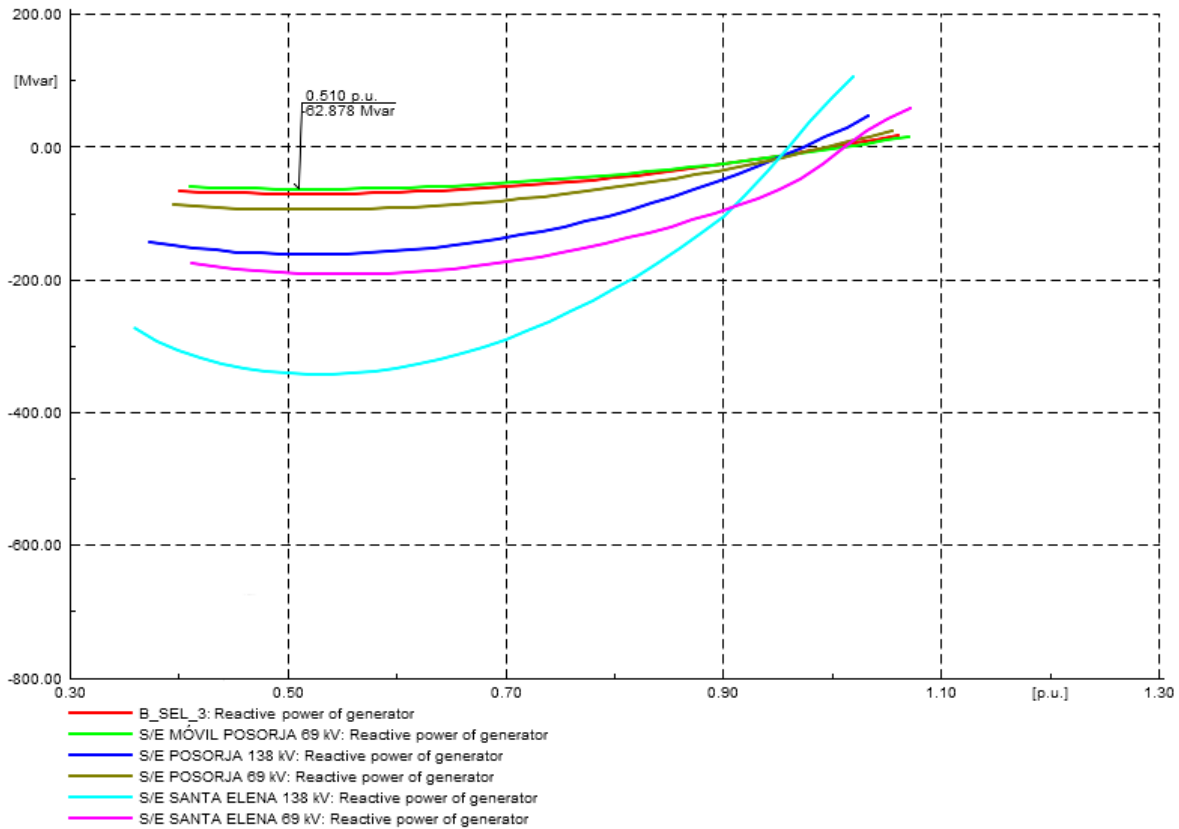


Figura 5.27: Curvas QV en condiciones normales de operación obtenidas en PowerFactory

b. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación la L/T Chongón-Santa Elena A, se determina que la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.28 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -62.88 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo O.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
CONTINGENCIA L/T CH-SANTA ELENA-138[kV]	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.606	-45.91
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.589	-54.46
	0.00	B_SEL_3	0.523	-42.22
	0.00	S/E POSORJA 69 kV	0.514	-93.67
	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.513	-161.50
	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	0.510	-62.88

Figura 5.28: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.29 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

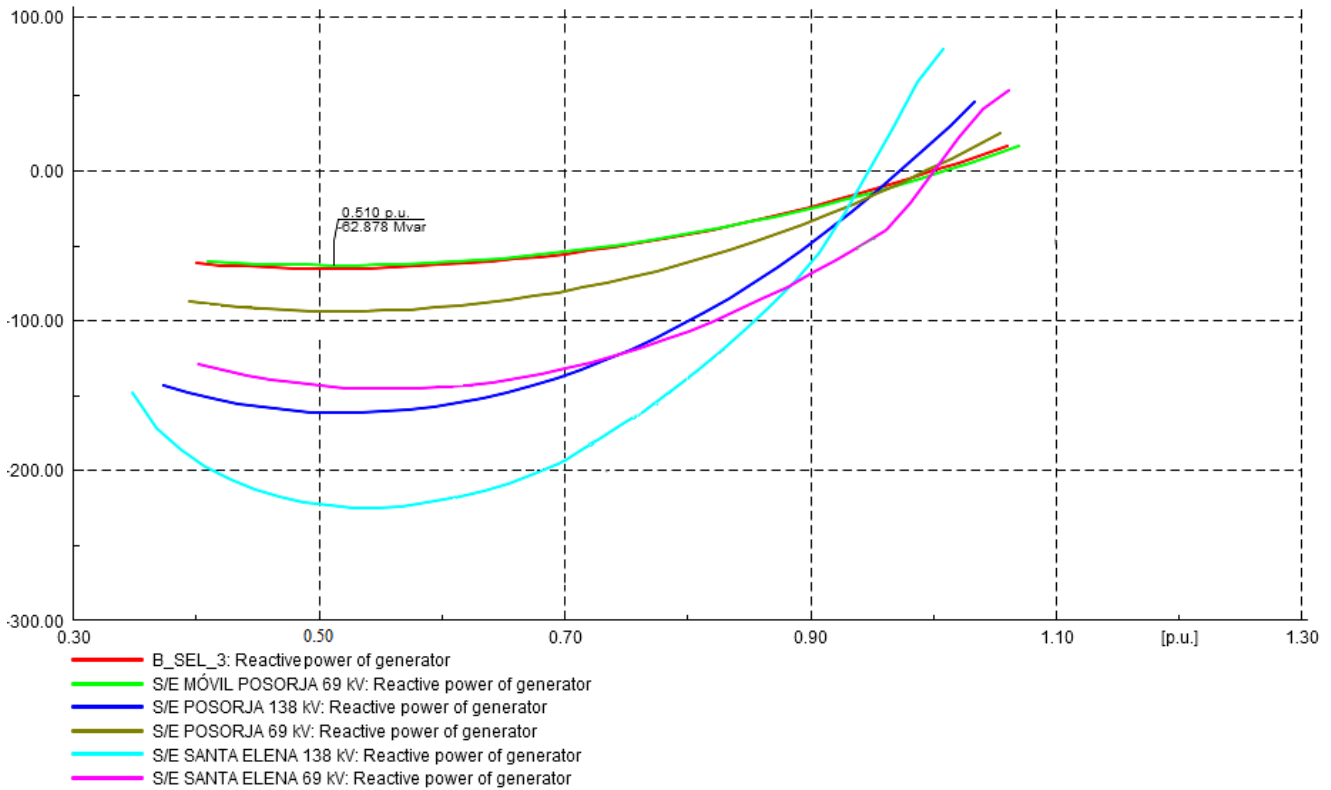


Figura 5.29: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A obtenido en PowerFactory

c. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación la L/T Chongón-Santa Elena B, se determina que la barra de la Central Santa Elena 3 es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.30 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -42.22 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo P.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
CONTINGENCIA L/T CH-SANTA ELENA 230 [kV]	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.606	-45.91
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.589	-54.46
	0.00	B_SEL_3	0.523	-42.22
	0.00	S/E POSORJA 69 kV	0.514	-93.67
	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.513	-161.50
	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	0.510	-62.88

Figura 5.30: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.31 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

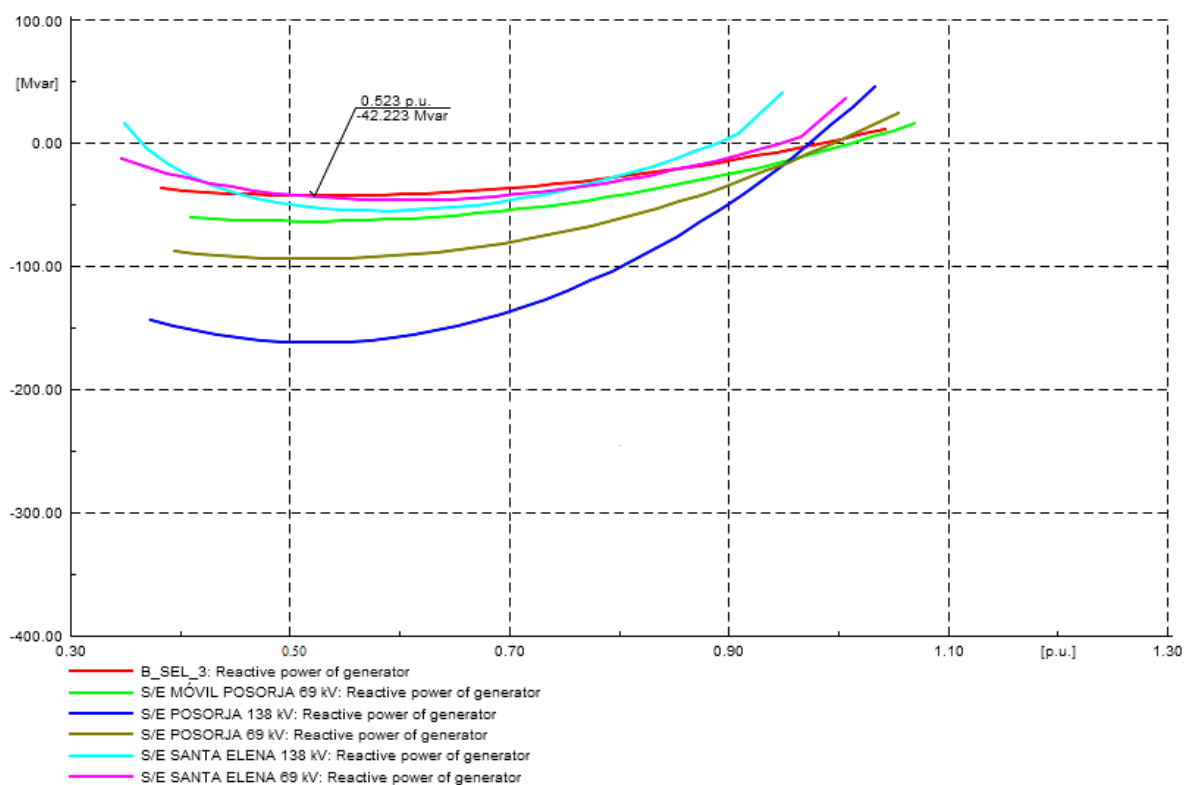


Figura 5.31: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B obtenido en PowerFactory

d. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación el generador 1 de la Central Santa Elena 3, se determina que la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.32

y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -62.88 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo Q.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
CONTINGENCIA EN EL GENRADOR 1 DE LA CENTRAL SANTA ELENA 3	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.555	-172.39
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.541	-316.02
	0.00	B_SEL_3	0.515	-75.49
	0.00	S/E POSORJA 69 kV	0.514	-93.67
	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.513	-161.50
	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	0.510	-62.88

Figura 5.32: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.33 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

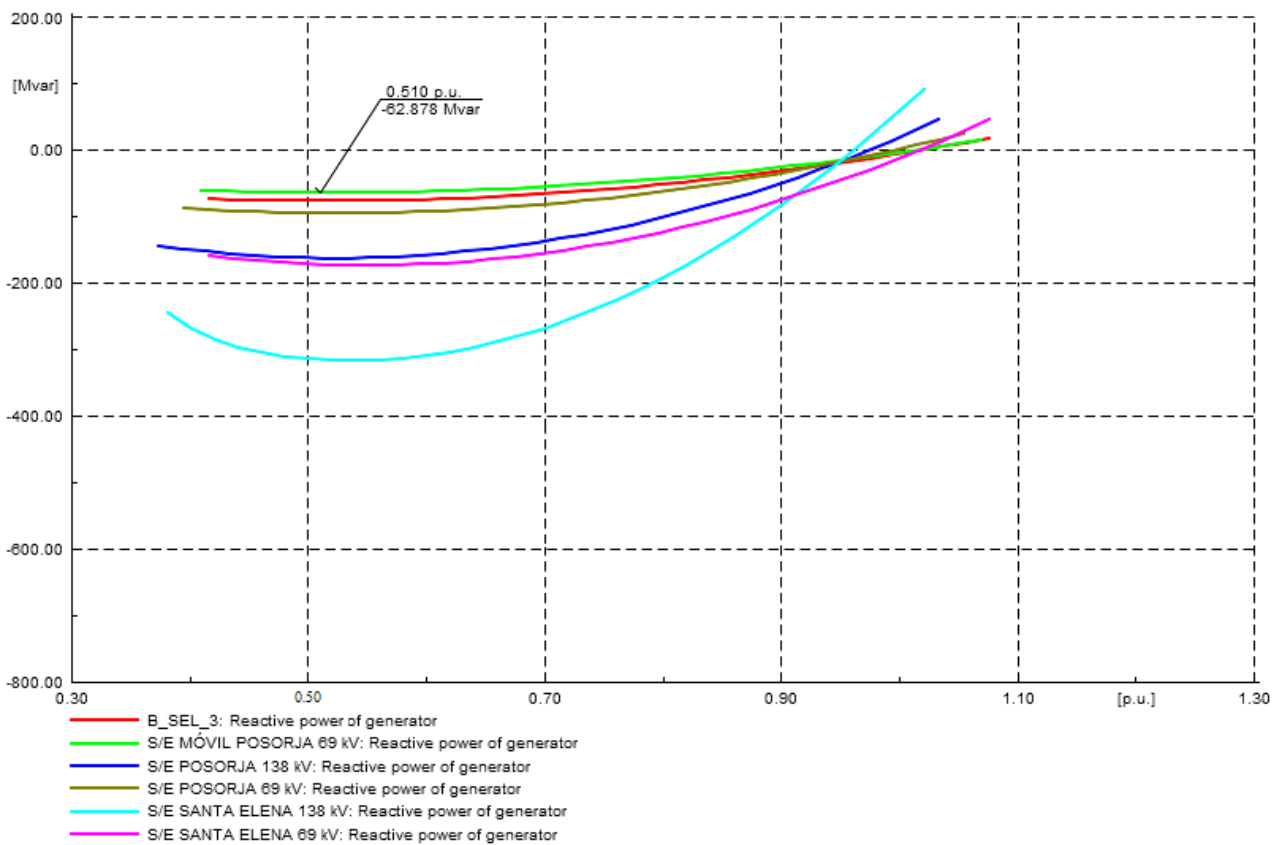


Figura 5.33: Curvas QV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenido en PowerFactory

e. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación el transformador A de la S/E Santa Elena, se determina que la barra de la Central Santa Elena 3 es la más crítica 3 como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.34 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -60.08 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo R.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.560	-321.00
	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.559	-124.05
CONTINGENCIA EN EL TRANSFORMADOR A DE LA S/E SANTA ELENA 69 [kV]	0.00	B_SEL_3	0.520	-60.08
	0.00	S/E POSORJA 69 kV	0.514	-93.67
	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.513	-161.50
	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	0.510	-62.88

Figura 5.34: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenido en PoweFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.35 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

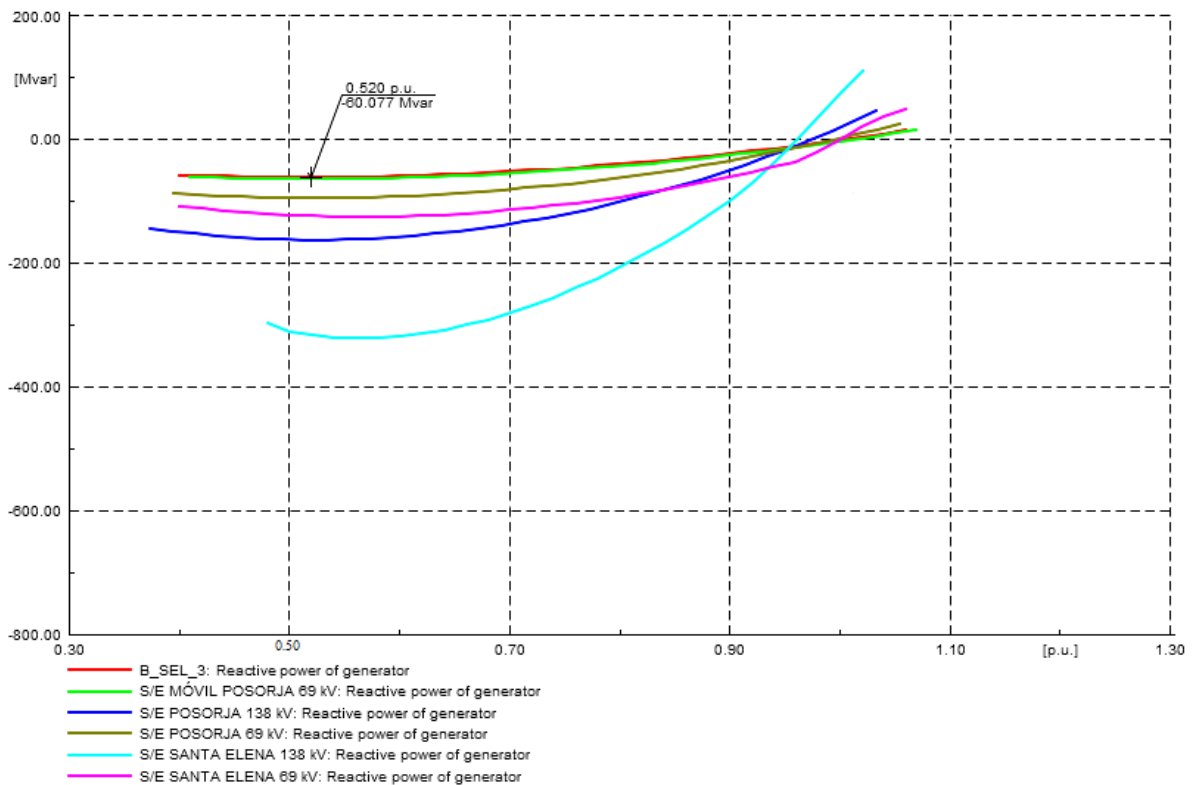


Figura 5.35: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory

f. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación el transformador B de la S/E Santa Elena, se determina que la barra de la Central Santa Elena 3 es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.36 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -59.35 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo S.

----- --- QV Curves Study Summary --- -----					
- Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)	-
	0.00	— S/E SANTA ELENA 1	0.560	-318.89	
	0.00	— S/E SANTA ELENA 6	0.558	-120.00	
CONTINGENCIA EN EL TRANSFORMADOR B S/E SANTA ELENA 69 [kV]	0.00	— B_SEL_3	0.520	-59.35	
	0.00	— S/E POSORJA 69 kV	0.514	-93.67	
	0.00	— S/E POSORJA 138 k	0.513	-161.50	
	0.00	— S/E MÓVIL POSORJA	0.510	-62.88	

Figura 5.36: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.37 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

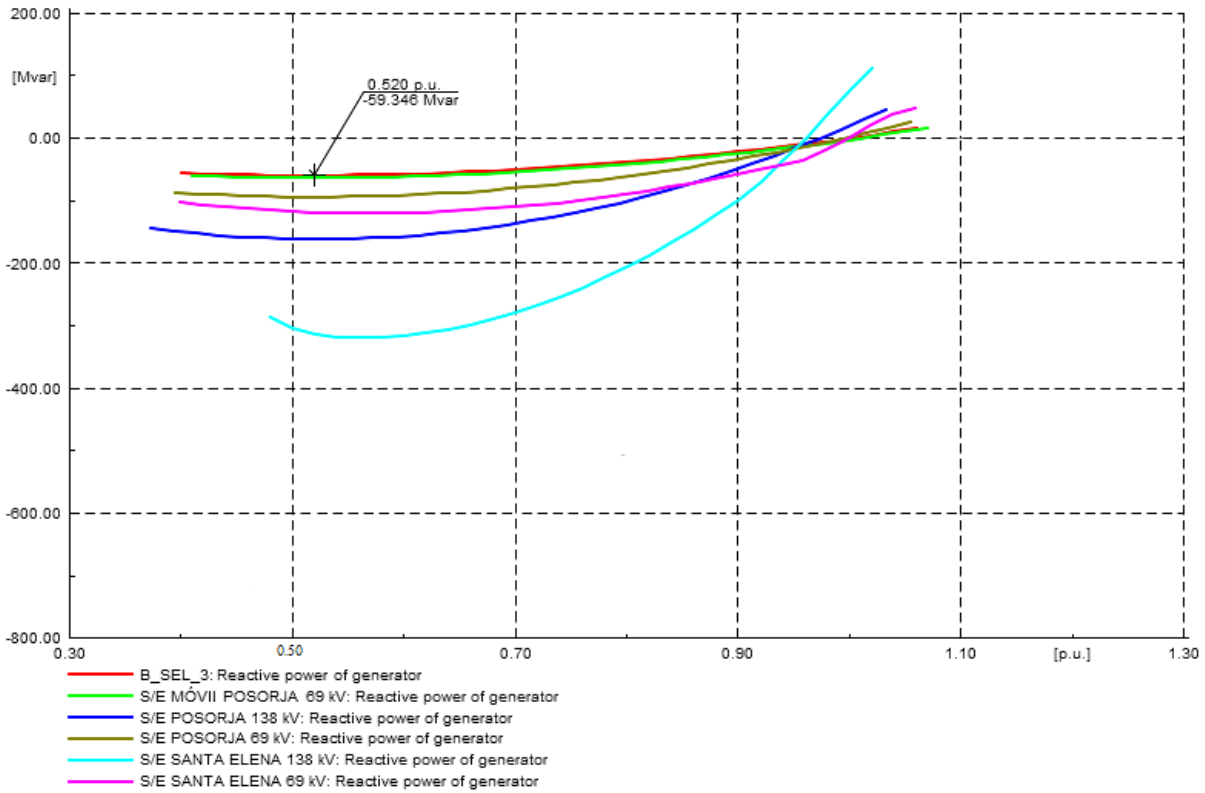


Figura 5.37: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenido en PowerFactory

g. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja Móvil, se determina que la barra de la Central Santa Elena 3 es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.38 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -70.12 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo T.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.551	-191.08
CONTINGENCIA S/E	0.00	S/E POSORJA 69 kV	0.524	-96.21
MOVIL POSORJA 69[kV]	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.523	-167.36
	0.00	B_SEL_3	0.520	-70.12
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.520	-341.28
	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	<= -0.600	<= 0.00

Figura 5.38: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.39 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

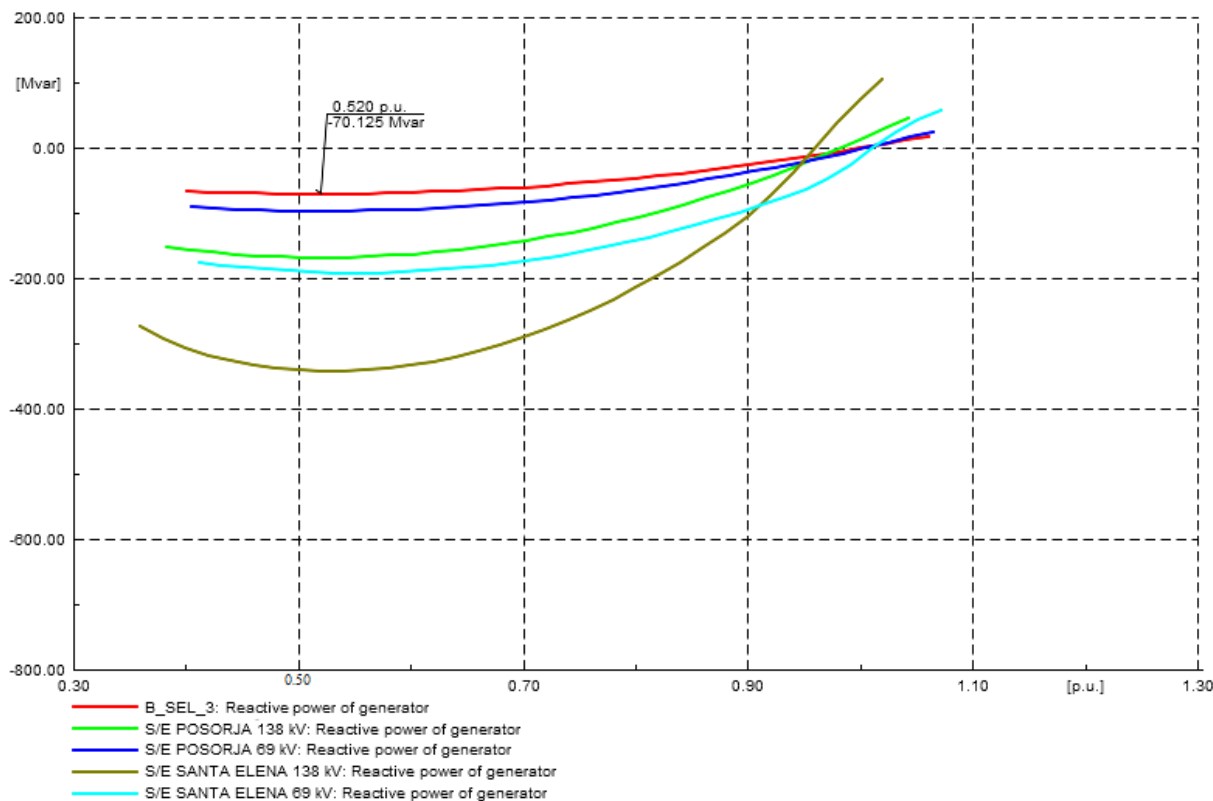


Figura 5.39: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenido en PowerFactory

h. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Al realizar el análisis de las curvas Q-V, cuando ocurre una contingencia que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja, se determina que la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil es la más crítica como se muestra en el sumario de estudio de la figura 5.40 y se verifica que este nodo posee el menor margen de potencia reactiva cuyo valor es -65.94 [Mvar]. La ejecución del SDL bajo esta contingencia se puede verificar en el anexo U.

QV Curves Study Summary				
Contingency	P (MW)	Critical bus	critical V (p.u.)	Q (Mvar)
	0.00	S/E SANTA ELENA 6	0.551	-191.08
CONTINGENCIA S/E POSORJA	0.00	S/E MÓVIL POSORJA	0.525	-65.94
69 [kV]	0.00	B_SEL_3	0.520	-70.12
	0.00	S/E SANTA ELENA 1	0.520	-341.28
	0.00	S/E POSORJA 138 k	0.508	-178.53
	0.00	S/E POSORJA 69 kV	<= -0.600	<= 0.00

Figura 5.40: Sumario de estudio de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenido en PowerFactory

A continuación, se presenta en la figura 5.41 las curvas Q-V de cada una de las barras del sistema.

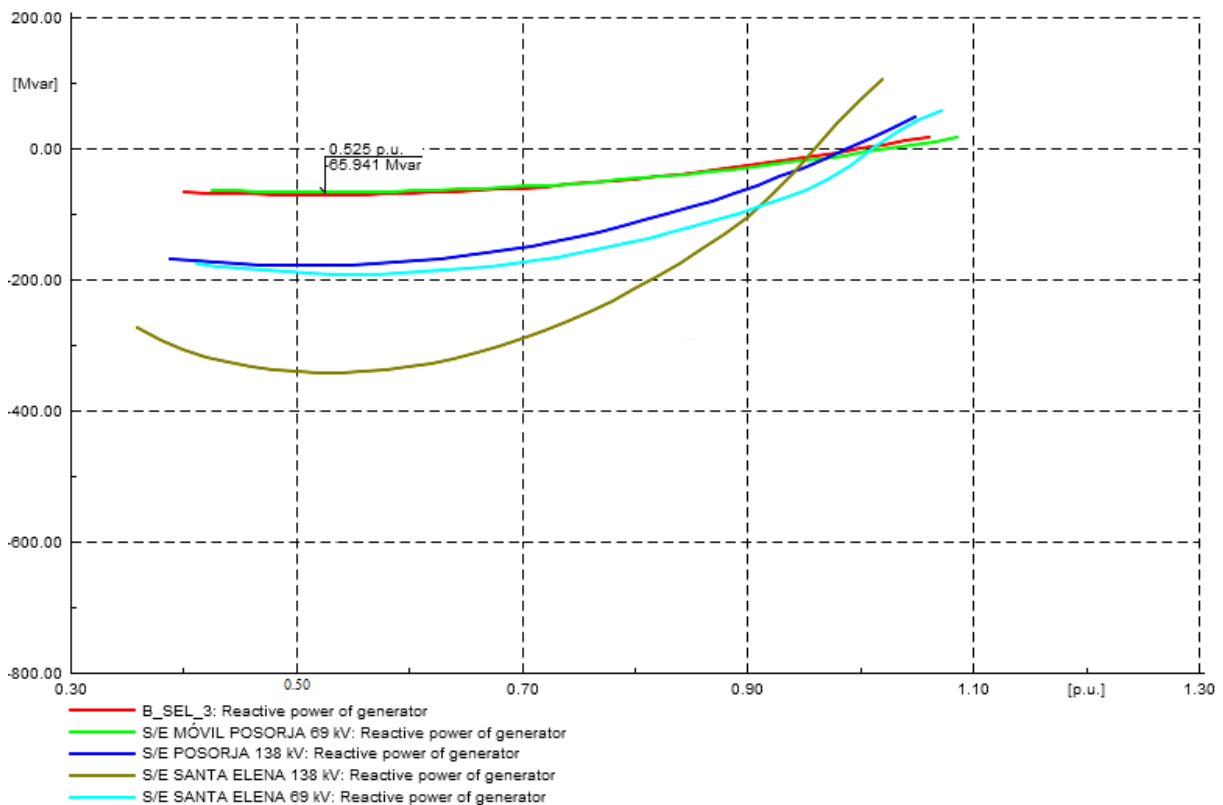


Figura 5.41: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenido en PowerFactory

5.2.6. Validación e Ilustración de las Curvas Q-V en Excel

De los resultados obtenidos y para tener una mayor confiabilidad de las curvas QV de estabilidad del sistema en análisis, se extraen datos de las iteraciones de las barras desde Power Factory en condiciones normales y con contingencias que se muestran en las tablas, mismos

que para su validación son exportados desde Excel de forma ordenada y con una secuencia definida para poder obtener las curvas.

a. Condiciones Normales de Operación

La figura 5.42, muestra las curvas de las barras de las barras en estudio, que se obtienen a partir de los datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia reactiva en [Mvar] que se presentan en la tabla 5.17, estos datos son exportados desde el programa Power Factory para su validación en condiciones normales de operación.

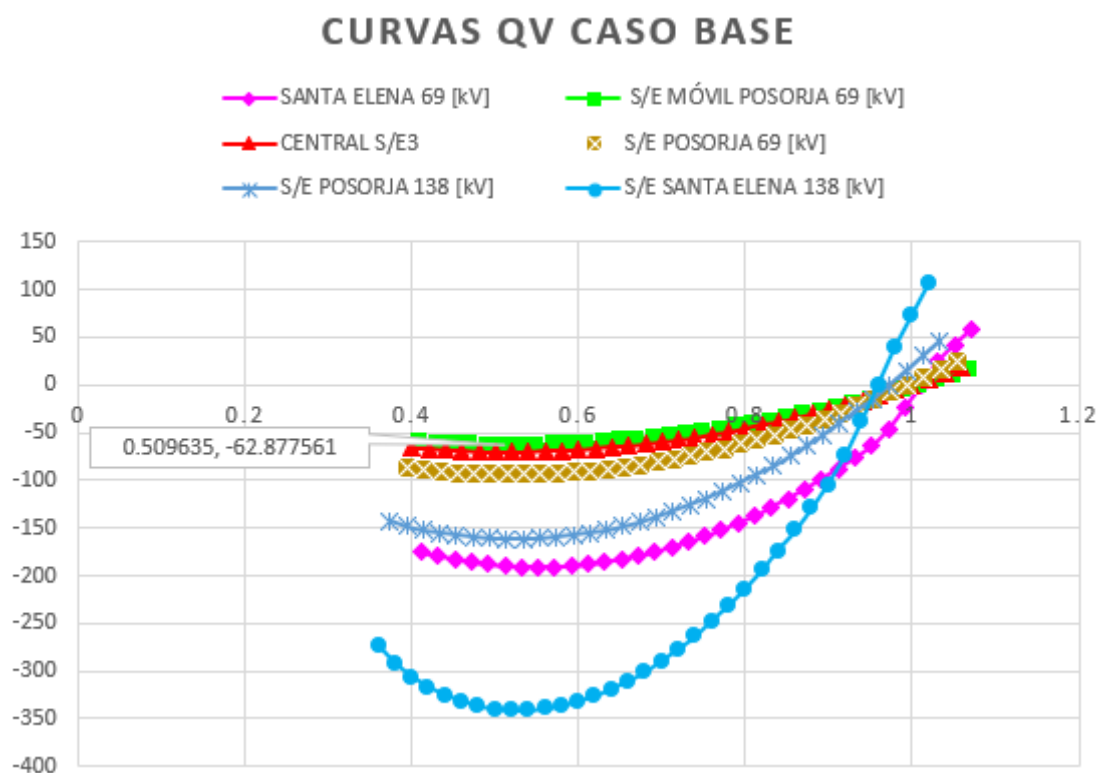


Figura 5.42: Curvas QV en condiciones normales de operación obtenidas en Excel

SANTA ELENA 69 [kV]		S/E MÓVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.071271	58.596148	1.069635	16.214987	1.06	18.481163	1.05433	25.28825	1.0332	46.33123	1.019561	105.743548
1.051271	42.491978	1.049635	10.601339	1.04	12.079464	1.03433	16.518105	1.0132	30.21441	0.999561	73.451858
1.031271	25.324398	1.029635	5.19655	1.02	5.919261	1.01433 4	8.08909	0.9932	14.77196	0.979561	39.064083
1.011271	0.000075	1.009635	0.000012	1	0.000028	0.99433	0.000015	0.9732	0.00002	0.959561	0.000088
0.991271	-24.297487	0.989635	-4.9885	0.98	-5.678358	0.97433	-7.749769	0.9532	-14.10514	0.939561	-37.395475
0.971271	-47.565733	0.969635	-9.769207	0.96	-11.116019	0.95433	-15.160902	0.9332	-27.54718	0.919561	-73.110415
0.951271	-63.753632	0.949635	-14.342333	0.94	-16.313082	0.93433	-22.234017	0.9132	-40.32961	0.899561	-104.95344
0.931271	-76.100352	0.929635	-18.7081	0.92	-21.269674	0.91433	-28.969737	0.8932	-52.45583	0.879561	-129.3763
0.911271	-87.819853	0.909635	-22.866729	0.9	-25.985928	0.89433	-35.368678	0.8732	-63.92915	0.859561	-152.47946
0.891271	-98.91208	0.889635	-26.818443	0.88	-30.461976	0.87433	-41.431441	0.8532	-74.75272	0.839561	-174.26337
0.871271	-109.376941	0.869635	-30.563464	0.86	-34.697955	0.85433	-47.158621	0.8332	-84.92959	0.819561	-194.72820
0.851271	-119.21429	0.849635	-34.102011	0.84	-38.694005	0.83433	-52.5508	0.8132	-94.46267	0.799561	-213.87372
0.831271	-128.423915	0.829635	-37.434308	0.82	-42.450268	0.81433	-57.608546	0.7932	-103.35470	0.779561	-231.69924
0.811271	-137.005534	0.809635	-40.560573	0.8	-45.966889	0.79433	-62.332416	0.7732	-111.60828	0.759561	-248.20355
0.791271	-144.958782	0.789635	-43.481026	0.78	-49.244015	0.77433	-66.722952	0.7532	-119.22583	0.739561	-263.38481
0.771271	-152.283205	0.769635	-46.195888	0.76	-52.281799	0.75433	-70.780679	0.733	-126.20955	0.719561	-277.24044
0.751271	-158.978246	0.749635	-48.705377	0.74	-55.080393	0.73433	-74.506104	0.71324	-132.56145	0.699561	-289.76693
0.731271	-165.043227	0.729635	-51.009711	0.72	-57.639955	0.71433	-77.899717	0.6932	-138.28326	0.679561	-300.95970
0.711271	-170.47734	0.709635	-53.109106	0.7	-59.960645	0.69433	-80.961982	0.6732	-143.37640	0.659561	-310.81281
0.691271	-175.279623	0.689635	-55.003778	0.68	-62.042623	0.67433	-83.69334	0.6532	-147.84197	0.639561	-319.31867
0.671271	-179.448936	0.669635	-56.69394	0.66	-63.886056	0.65433	-86.094202	0.6332	-151.68064	0.619561	-326.46756
0.651271	-182.983938	0.649635	-58.179804	0.64	-65.491109	0.63433	-88.164947	0.6132	-154.89256	0.599561	-332.24711
0.631271	-185.883053	0.629635	-59.46158	0.62	-66.85795	0.61433	-89.905917	0.5932	-157.47730	0.579561	-336.64147
0.611271	-188.144432	0.609635	-60.539472	0.6	-67.986748	0.59433	-91.317406	0.57324	-159.43363	0.559561	-339.63024
0.591271	-189.765906	0.589635	-61.413684	0.58	-68.877673	0.57433	-92.39966	0.55324	-160.75941	0.539561	-341.18685
0.571271	-190.744932	0.569635	-62.084411	0.56	-69.530892	0.55433	-93.152862	0.53324	-161.45125	0.519561	-341.27621
0.551271	-191.078526	0.549635	-62.551846	0.54	-69.946572	0.53433	-93.577122	0.51324	-161.50419	0.499561	-339.85112
0.531271	-190.763175	0.529635	-62.816171	0.52	-70.124874	0.51433	-93.672461	0.49324	-160.9111	0.479561	-336.84647
0.511271	-189.794742	0.509635	-62.877561	0.5	-70.065953	0.49433	-93.438798	0.47324	-159.6623	0.459561	-332.1677
0.491271	-188.168329	0.489635	-62.736177	0.48	-69.769954	0.47433	-92.87592	0.45324	-157.74375	0.439561	-325.67883
0.471271	-185.878124	0.469635	-62.392166	0.46	-69.237011	0.45433	-91.983455	0.43324	-155.13600	0.419561	-317.15849
0.451271	-182.917187	0.449635	-61.845655	0.44	-68.467234	0.43433	-90.760837	0.41324	-151.81109	0.399561	-306.22405
0.431271	-179.277189	0.429635	-61.09675	0.42	-67.460711	0.41433	-89.207249	0.39324	-147.72785	0.379561	-292.10608
0.411271	-174.948062	0.409635	-60.145521	0.4	-66.217492	0.39433	-87.321563	0.37324	-142.82301	0.35956	-272.7652

Tabla 5.17: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema en condiciones normales de operación

b. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

En la tabla 5.18, se presentan datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia reactiva en [Mvar], cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio la L/T Chongón-Santa Elena

A. Los resultados en la figura 5.43 muestran la validación de las curvas.

SANTA ELENA 69 [KV]		S/E MOVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.06082	54.05476	1.06963	16.214987	1.06	16.957306	1.05433	25.28825	1.0332	46.331231	1.00736	81.661087
1.04082	41.35558	1.04963	10.601339	1.04	11.084845	1.03433	16.518105	1.0132	30.214419	0.98736	59.654621
1.02082	21.95183	1.02963	5.19655	1.02	5.432626	1.01433	8.08909	0.9932	14.771964	0.96736	29.367455
1.00082	0.00023	1.009635	0.000012	1	0.000102	0.99433	0.000015	0.9732	0.000023	0.94736	0.000218
0.98082	-21.04031	0.989635	-4.9885	0.98	-5.212881	0.97433	-7.749769	0.9532	-14.105149	0.92736	-28.077439
0.96082	-39.49463	0.969635	-9.769207	0.96	-10.206481	0.95433	-15.160902	0.9332	-27.547186	0.90736	-54.866513
0.94082	-49.65936	0.949635	-14.342333	0.94	-14.980859	0.93433	-22.234017	0.9132	-40.329612	0.88736	-73.293361
0.920825	-59.31545	0.929635	-18.7081	0.92	-19.536182	0.91433	-28.969737	0.8932	-52.455837	0.86736	-89.787483
0.900825	-68.46272	0.909635	-22.866729	0.9	-23.872622	0.89433	-35.368678	0.8732	-63.929152	0.84736	-105.34954
0.880825	-77.10098	0.889635	-26.818443	0.88	-27.990352	0.87433	-41.431441	0.8532	-74.752726	0.82736	-119.978581
0.86082	-85.22995	0.869635	-30.563464	0.86	-31.889556	0.85433	-47.158621	0.8332	-84.929599	0.80737	-133.673332
0.84082	-92.84928	0.849635	-34.102011	0.84	-35.570417	0.83433	-52.5508	0.8132	-94.462674	0.78736	-146.432088
0.82082	-99.95855	0.829635	-37.434308	0.82	-39.033129	0.81433	-57.608546	0.7932	-103.354705	0.76736	-158.252641
0.80082	-106.5572	0.809635	-40.560573	0.8	-42.277887	0.79433	-62.332416	0.7732	-111.608286	0.74736	-169.132182
0.78082	-112.64472	0.789635	-43.481026	0.78	-45.304896	0.77433	-66.722952	0.7532	-119.225831	0.72736	-179.067191
0.76082	-118.22026	0.769635	-46.195888	0.76	-48.114366	0.75433	-70.780679	0.7332	-126.209558	0.70736	-188.053294
0.74082	-123.28300	0.749635	-48.705377	0.74	-50.706511	0.73433	-74.506104	0.7132	-132.561456	0.68736	-196.085081
0.72082	-127.8319	0.729635	-51.009711	0.72	-53.081555	0.71433	-77.899717	0.6932	-138.283261	0.66736	-203.155876
0.70082	-131.86579	0.709635	-53.109106	0.7	-55.239728	0.69433	-80.961982	0.6732	-143.376407	0.64736	-209.257439
0.68082	-135.38326	0.689635	-55.003778	0.68	-57.181266	0.67433	-83.69334	0.6532	-147.841979	0.62736	-214.379575
0.66082	-138.38268	0.669635	-56.69394	0.66	-58.906415	0.65433	-86.094202	0.6332	-151.680644	0.60736	-218.509613
0.64082	-140.86219	0.649635	-58.179804	0.64	-60.415425	0.63433	-88.164947	0.6132	-154.892568	0.58736	-221.631702
0.62082	-142.81956	0.629635	-59.46158	0.62	-61.708555	0.61433	-89.905917	0.5932	-157.477302	0.56736	-223.725827
0.60082	-144.25224	0.609635	-60.539472	0.6	-62.786072	0.59433	-91.317406	0.5732	-159.433638	0.54736	-224.766421
0.58082	-145.15724	0.589635	-61.413684	0.58	-63.648248	0.57433	-92.39966	0.5532	-160.759414	0.527367	-224.720335
0.56082	-145.53106	0.569635	-62.084411	0.56	-64.295364	0.55433	-93.152862	0.5332	-161.451252	0.50736	-223.543763
0.54082	-145.36960	0.549635	-62.551846	0.54	-64.727704	0.53433	-93.577122	0.5132	-161.504191	0.48736	-221.177415
0.52082	-144.66802	0.529635	-62.816171	0.52	-64.945558	0.51433	-93.672461	0.4932	-160.911175	0.46736	-217.537073
0.50082	-143.42063	0.509635	-62.877561	0.5	-64.949218	0.49433	-93.438798	0.4732	-159.66231	0.44736	-212.504497
0.48082	-141.62065	0.489635	-62.736177	0.48	-64.738976	0.47433	-92.87592	0.4532	-157.743756	0.42736	-205.89347
0.46082	-139.25998	0.469635	-62.392166	0.46	-64.315123	0.45433	-91.983455	0.4332	-155.136004	0.40736	-197.395967
0.44082	-136.32890	0.449635	-61.845655	0.44	-63.677939	0.43433	-90.760837	0.4132	-151.811099	0.38736	-186.434351
0.42082	-132.81560	0.429635	-61.09675	0.42	-62.827691	0.41433	-89.207249	0.3932	-147.727853	0.36736	-171.673282
0.40082	-128.70564	0.409635	-60.145521	0.4	-61.764621	0.39433	-87.321563	0.3732	-142.823018	0.34736	-148.005994

Tabla 5.18: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena A

CURVAS QV CONDICIÓN OUT OF SERVICE L/T CH-SE A 138 [KV]

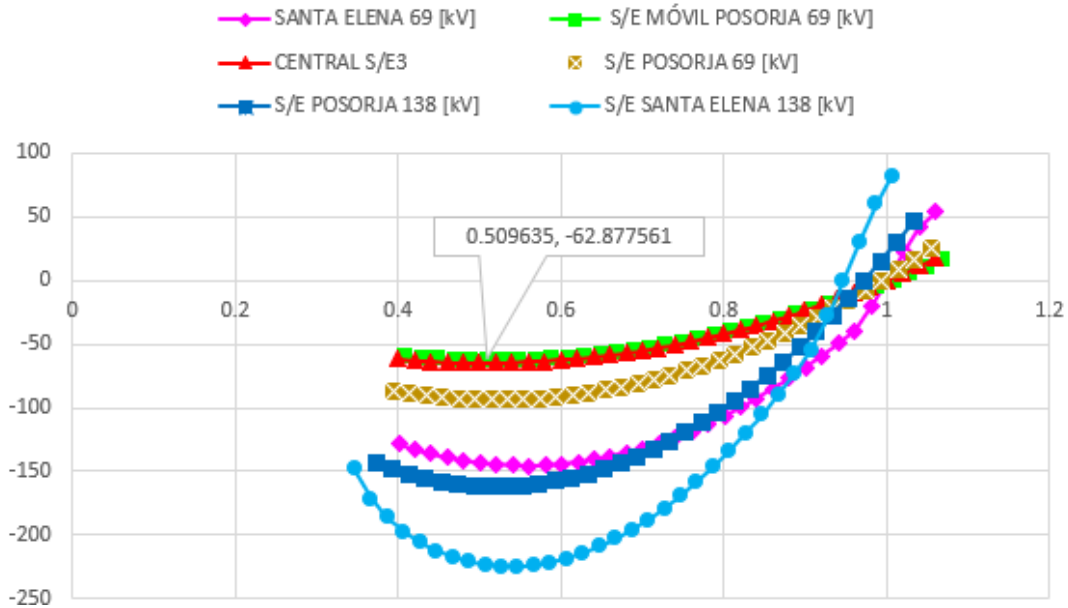


Figura 5.43: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena A obtenidas en Excel

c. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

La figura 5.44, muestra las curvas de las barras en estudio, que se obtienen a partir de la relación del voltaje [p.u.] con la potencia reactiva en [Mvar] que se presentan en la tabla 5.19, cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el generador 1 de la central Santa Elena 3.

CURVAS QV CONDICIÓN OUT OF SERVICE L/T CH-SE B 230 [KV]

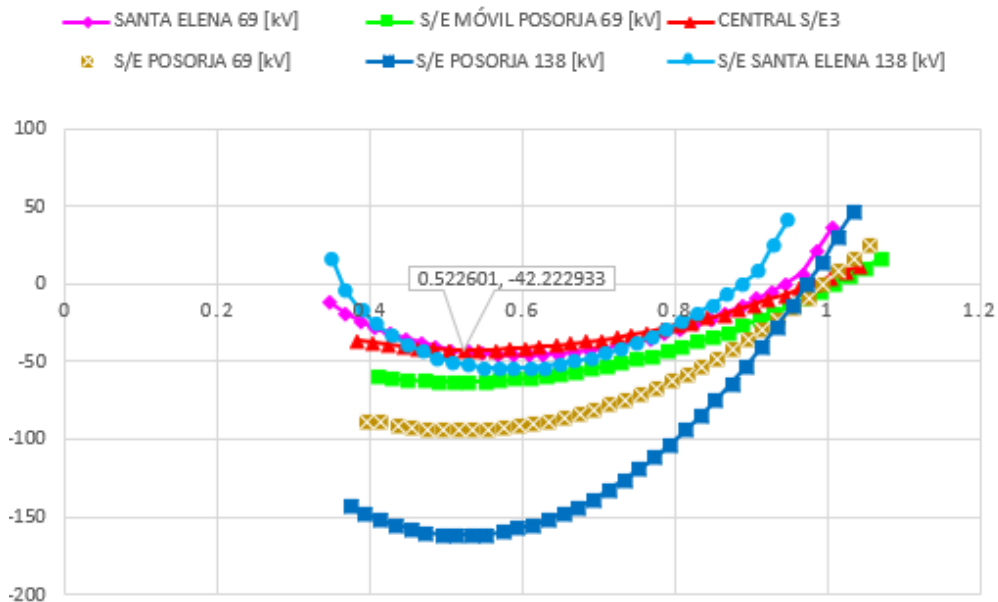


Figura 5.44: Curvas QV con contingencia en la línea Chongón - Santa Elena B obtenidas en Excel

SANTA ELENA 69 [kV]		S/E MÓVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.00641	37.187727	1.069635	16.214979	1.04260	11.735288	1.05433	25.28824	1.0332	46.331218	0.948511	41.255768
0.98641	21.360628	1.049635	10.601331	1.02260	7.664198	1.03433	16.518096	1.0132	30.214406	0.928511	24.524579
0.96641	6.219993	1.029635	5.196543	1.00260	3.75254	1.01433	8.08908	0.9932	14.771951	0.908511	8.566461
0.94641	-0.000018	1.009635	0.000004	0.98260	0.000022	0.99433	0.000006	0.9732	0.000011	0.888511	-0.000008
0.92641	-5.013728	0.989635	-4.988507	0.96260	-3.593462	0.97433	-7.749777	0.9532	-14.10516	0.868511	-6.678239
0.90641	-9.745548	0.969635	-9.769214	0.94260	-7.028011	0.95433	-15.16091	0.9332	-27.547196	0.848511	-12.939274
0.88641	-14.194724	0.949635	-14.34234	0.92260	-10.303709	0.93433	-22.234025	0.9132	-40.329622	0.828511	-18.78097
0.86641	-18.3604	0.929635	-18.70810	0.90260	-13.420627	0.91433	-28.969745	0.8932	-52.455846	0.808511	-24.20075
0.84641	-22.241564	0.909635	-22.86673	0.88260	-16.378819	0.89433	-35.368685	0.8732	-63.929161	0.788511	-29.195522
0.82641	-25.837032	0.889635	-26.81844	0.86260	-19.178318	0.87433	-41.431448	0.8532	-74.752734	0.768511	-33.761589
0.80641	-29.145422	0.869635	-30.56346	0.84260	-21.819134	0.85433	-47.158627	0.8332	-84.929607	0.748511	-37.894541
0.78641	-32.165121	0.849635	-34.10201	0.82260	-24.301245	0.83433	-52.550805	0.8132	-94.462682	0.728511	-41.589122
0.76641	-34.894257	0.829635	-37.43431	0.80260	-26.624594	0.81433	-57.608551	0.7932	-103.354712	0.708511	-44.839064
0.74641	-37.330652	0.809635	-40.56057	0.78260	-28.78908	0.79433	-62.332421	0.7732	-111.608293	0.688511	-47.636879
0.72641	-39.471774	0.789635	-43.48103	0.76260	-30.794548	0.77433	-66.722957	0.7532	-119.225837	0.668511	-49.973596
0.70641	-41.314679	0.769635	-46.19589	0.74260	-32.640778	0.75433	-70.780683	0.7332	-126.209563	0.648511	-51.838422
0.68641	-42.855931	0.749635	-48.70538	0.72260	-34.327465	0.73433	-74.506108	0.7132	-132.561461	0.628511	-53.218295
0.66641	-44.091519	0.729635	-51.00971	0.70260	-35.854204	0.71433	-77.899721	0.6932	-138.283265	0.608511	-54.097304
0.64641	-45.016736	0.709635	-53.10910	0.68260	-37.22046	0.69433	-80.961985	0.6732	-143.376411	0.588511	-54.4559
0.62641	-45.626041	0.689635	-55.00378	0.66260	-38.425534	0.67433	-83.693342	0.6532	-147.841982	0.568511	-54.269808
0.60641	-45.912879	0.669635	-56.69394	0.64260	-39.468518	0.65433	-86.094204	0.6332	-151.680647	0.548511	-53.508504
0.58641	-45.869442	0.649635	-58.17980	0.62260	-40.348229	0.63433	-88.164949	0.6132	-154.89257	0.528511	-52.133012
0.56641	-45.486373	0.629635	-59.46158	0.60260	-41.063128	0.61433	-89.905918	0.5932	-157.477304	0.508511	-50.092602
0.54641	-44.752355	0.609635	-60.53947	0.58260	-41.611199	0.59433	-91.317408	0.5732	-159.433639	0.488511	-47.318431
0.52641	-43.653575	0.589635	-61.41368	0.56260	-41.989777	0.57433	-92.399661	0.5532	-160.759415	0.468511	-43.719531
0.50641	-42.172963	0.569635	-62.084412	0.54260	-42.195299	0.55433	-93.152863	0.5332	-161.451252	0.448511	-39.162147
0.48641	-40.289136	0.549635	-62.551846	0.52260	-42.222933	0.53433	-93.577122	0.5132	-161.504191	0.428511	-33.445932
0.46641	-37.974856	0.529635	-62.816171	0.50260	-42.065984	0.51433	-93.672461	0.4932	-160.911174	0.408511	-26.244996
0.44641	-35.194701	0.509635	-62.877561	0.48260	-41.714949	0.49433	-93.438798	0.4732	-159.662309	0.388511	-16.964086
0.42641	-31.901444	0.489635	-62.736176	0.46260	-41.155876	0.47433	-92.875919	0.4532	-157.743754	0.368511	-4.27398
0.40641	-28.028446	0.469635	-62.392165	0.44260	-40.367358	0.45433	-91.983454	0.4332	-155.136002	0.348511	16.572626
0.38641	-23.484934	0.449635	-61.845655	0.42260	-39.314498	0.43433	-90.760835	0.4132	-151.811096		
0.36641	-18.128083	0.429635	-61.096748	0.40260	-37.933532	0.41433	-89.207247	0.3324	-147.727849		
0.346411	-11.725452	0.409635	-60.145519	0.38260	-36.098036	0.39433	-87.32156	0.3732	-142.823014		

Tabla 5.19: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en la línea Chongón – Santa Elena B

Los resultados en la figura 5.44 muestran la validación de las curvas, donde se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

d. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

En la tabla 5.20 se presentan datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia reactiva en [Mvar], cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el generador 1 de la Central Santa Elena 3. La figura 5.45, muestra la validación de las curvas, donde se asemejan a la de Power Factory.

SANTA ELENA 69 [KV]		S/E MOVIL POSORJA 69 [KV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [KV]		S/E POSORJA 138 [KV]		S/E SANTA ELENA 138 [KV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.075451	46.962575	1.069635	16.214987	1.07545	19.115084	1.05433	25.28825	1.0332	46.331231	1.020601	93.353917
1.055451	30.680675	1.049635	10.601339	1.05545	12.502264	1.03433	16.518105	1.0132	30.214419	1.000601	60.904957
1.035451	15.026881	1.029635	5.19655	1.03545	6.130816	1.01433	8.08909	0.9932	14.771964	0.980601	29.787593
0.995451	-14.399109	0.989635	-4.9885	0.99545	-5.889877	0.97433	-7.749769	0.9532	-14.105149	0.940601	-28.457876
0.975451	-28.171684	0.969635	-9.769207	0.97545	-11.539395	0.95433	-15.160902	0.9332	-27.547186	0.920601	-55.588237
0.955451	-41.317522	0.949635	-14.342333	0.95545	-16.948548	0.93433	-22.234017	0.913	-40.329612	0.900601	-81.39144
0.935451	-53.83674	0.929635	-18.7081	0.93545	-22.117484	0.91433	-28.969737	0.8932	-52.455837	0.880601	-105.867942
0.915451	-65.729423	0.909635	-22.866729	0.91545	-27.046352	0.89433	-35.368678	0.8732	-63.929152	0.860601	-129.017858
0.875451	-87.635324	0.869635	-30.563464	0.87545	-36.184504	0.85433	-47.158621	0.8332	-84.929599	0.820601	-171.336347
0.855451	-97.648503	0.849635	-34.102011	0.85545	-40.394111	0.83433	-52.5508	0.8132	-94.462674	0.800601	-190.502898
0.835451	-107.035058	0.829635	-37.434308	0.83545	-44.364295	0.81433	-57.608546	0.7932	-103.354705	0.780601	-208.338637
0.815451	-115.794831	0.809635	-40.560573	0.81545	-48.095229	0.79433	-62.332416	0.7732	-111.608286	0.760601	-224.840885
0.795451	-123.927601	0.789635	-43.481026	0.79545	-51.587093	0.77433	-66.722952	0.7532	-119.225831	0.740601	-240.006045
0.755451	-138.310849	0.749635	-48.705377	0.75545	-57.854357	0.73433	-74.506104	0.7132	-132.561456	0.700601	-266.304935
0.735451	-144.56046	0.729635	-51.009711	0.73545	-60.630148	0.71433	-77.899717	0.6932	-138.283261	0.680601	-277.424873
0.715451	-150.181305	0.709635	-53.109106	0.71545	-63.167648	0.69433	-80.961982	0.6732	-143.376407	0.660601	-287.179394
0.695451	-155.172659	0.689635	-55.003778	0.69545	-65.467072	0.67433	-83.69334	0.6532	-147.841979	0.640601	-295.556003
0.655451	-163.263231	0.649635	-58.179804	0.65545	-69.352582	0.63433	-88.164947	0.6132	-154.892568	0.600601	-308.1073
0.635451	-166.360153	0.629635	-59.46158	0.63545	-70.939136	0.61433	-89.905917	0.5932	-157.477302	0.580601	-312.235153
0.615451	-168.822933	0.609635	-60.539472	0.61545	-72.28855	0.59433	-91.317406	0.5732	-159.433638	0.560601	-314.887704
0.595451	-170.649808	0.589635	-61.413684	0.59545	-73.401083	0.57433	-92.39966	0.5532	-160.759414	0.540601	-316.018771
0.575451	-171.838685	0.569635	-62.084411	0.57545	-74.277004	0.55433	-93.152862	0.5332	-161.451252	0.520601	-315.565367
0.555451	-172.387081	0.549635	-62.551846	0.55545	-74.916596	0.53433	-93.577122	0.5132	-161.504191	0.500601	-313.437632
0.515451	-171.550027	0.509635	-62.877561	0.51545	-75.487981	0.49433	-93.438798	0.4732	-159.66231	0.460601	-303.577498
0.495451	-170.156821	0.489635	-62.736177	0.49545	-75.420404	0.47433	-92.87592	0.4532	-157.743756	0.440601	-295.313761
0.475451	-168.107333	0.469635	-62.392166	0.47545	-75.11776	0.45433	-91.983455	0.4332	-155.136004	0.420601	-284.099658
0.455451	-165.395411	0.449635	-61.845655	0.45545	-74.580402	0.43433	-90.760837	0.4132	-151.811099	0.400601	-268.530135
0.435451	-162.013553	0.429635	-61.09675	0.43545	-73.808705	0.41433	-89.207249	0.3932	-147.727853	0.380601	-243.539419
0.415451	-157.952553	0.409635	-60.145521	0.41545	-72.803061	0.39433	-87.321563	0.3732	-142.823018		

Tabla 5.20: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3

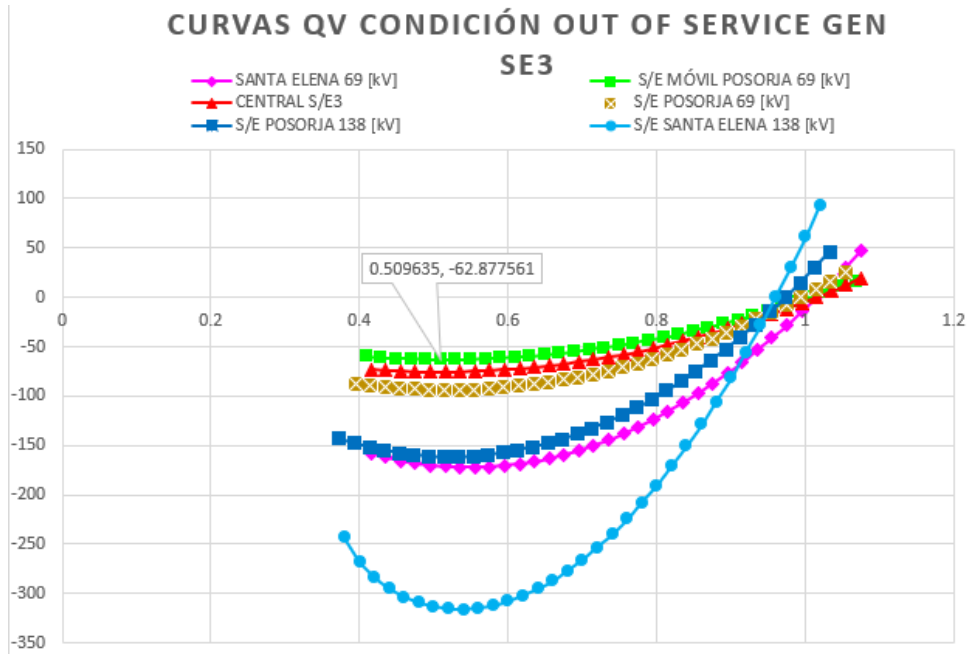


Figura 5.45: Curvas QV con contingencia en el generador 1 de la Central Santa Elena 3 obtenidas en Excel

e. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

La figura 5.46, muestra las curvas de las barras en estudio, que se obtienen a partir de la relación del voltaje [p.u.] con la potencia reactiva en [Mvar] que se presentan en la tabla 5.21, cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el transformador A de la S/E Santa Elena.

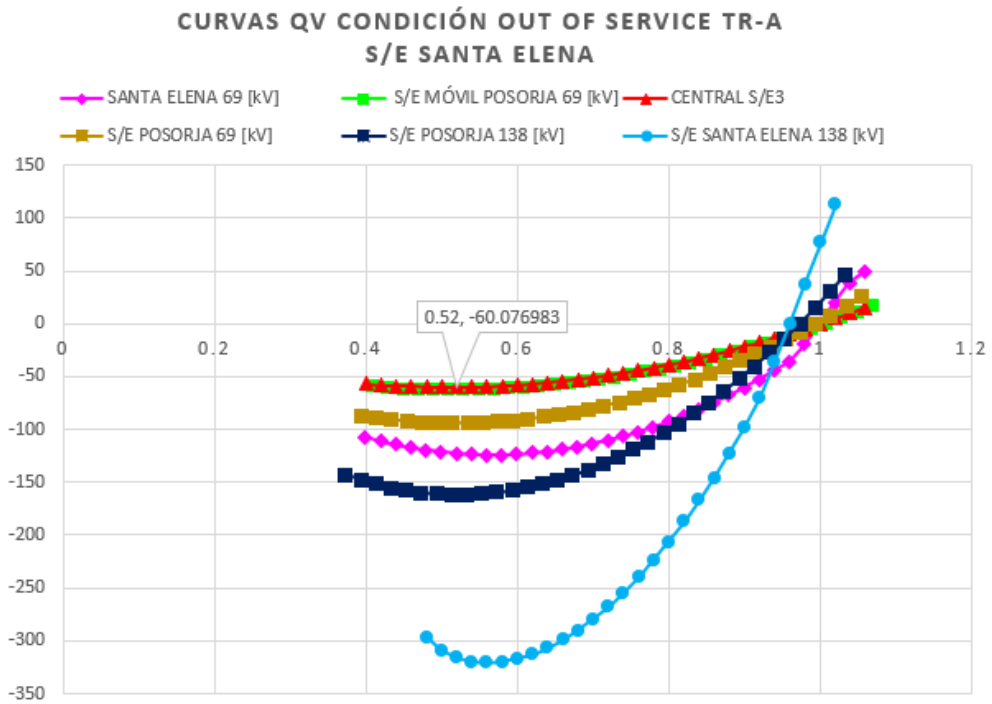


Figura 5.46: *Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel*

SANTA ELENA 69 [kV]		S/E MÓVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.059412	49.448323	1.069635	16.214987	1.06	15.755792	1.05433	25.28825	1.0332	46.331231	1.020368	112.5617
1.039412	38.590002	1.049635	10.601339	1.04	10.298533	1.03433	16.518105	1.0132	30.214419	1.000368	76.801821
1.019412	20.2199	1.029635	5.19655	1.02	5.046792	1.01433	8.08909	0.9932	14.771964	0.980368	37.586589
0.999412	0.000168	1.009635	0.000012	1	0.000081	0.99433	0.000015	0.9732	0.000023	0.960368	0.000147
0.979412	-19.377333	0.989635	-4.9885	0.98	-4.841742	0.97433	-7.749769	0.9532	-14.105149	0.940368	-35.959523
0.959412	-35.584048	0.969635	-9.769207	0.96	-9.478823	0.95433	-15.160902	0.9332	-27.547186	0.920368	-70.294332
0.939412	-44.249852	0.949635	-14.342333	0.94	-13.911315	0.93433	-22.234017	0.9132	-40.329612	0.900368	-98.83384
0.919412	-52.474484	0.929635	-18.7081	0.92	-18.139375	0.91433	-28.969737	0.8932	-52.455837	0.880368	-123.029821
0.899412	-60.257473	0.909635	-22.866729	0.9	-22.163166	0.89433	-35.368678	0.8732	-63.929152	0.860368	-145.88271
0.879412	-67.598288	0.889635	-26.818443	0.88	-25.982859	0.87433	-41.431441	0.8532	-74.752726	0.840368	-167.389966
0.859412	-74.496328	0.869635	-30.563464	0.86	-29.598627	0.85433	-47.158621	0.8332	-84.929599	0.820368	-187.548172
0.839412	-80.950909	0.849635	-34.102011	0.84	-33.010656	0.83433	-52.5508	0.8132	-94.462674	0.800368	-206.352849
0.819412	-86.961258	0.829635	-37.434308	0.82	-36.219134	0.81433	-57.608546	0.7932	-103.354705	0.780368	-223.798205
0.799412	-92.526501	0.809635	-40.560573	0.8	-39.22426	0.79433	-62.332416	0.7732	-111.608286	0.760368	-239.876832
0.779412	-97.645646	0.789635	-43.481026	0.78	-42.026239	0.77433	-66.722952	0.7532	-119.225831	0.740368	-254.579288
0.759412	-102.317573	0.769635	-46.195888	0.76	-44.625287	0.75433	-70.780679	0.7332	-126.209558	0.720368	-267.893535
0.739412	-106.541008	0.749635	-48.705377	0.74	-47.021627	0.73433	-74.506104	0.7132	-132.561456	0.700368	-279.804176
0.719412	-110.314508	0.729635	-51.009711	0.72	-49.215491	0.71433	-77.899717	0.6932	-138.283261	0.680368	-290.291371
0.699412	-113.636434	0.709635	-53.109106	0.7	-51.207124	0.69433	-80.961982	0.6732	-143.376407	0.660368	-299.329266
0.679412	-116.504917	0.689635	-55.003778	0.68	-52.996778	0.67433	-83.69334	0.6532	-147.841979	0.640368	-306.883656
0.659412	-118.917825	0.669635	-56.69394	0.66	-54.584718	0.65433	-86.094202	0.6332	-151.680644	0.620368	-312.908348
0.639412	-120.872721	0.649635	-58.179804	0.64	-55.971219	0.63433	-88.164947	0.6132	-154.892568	0.600368	-317.339243
0.619412	-122.366809	0.629635	-59.46158	0.62	-57.15657	0.61433	-89.905917	0.5932	-157.477302	0.580368	-320.084133
0.599412	-123.396869	0.609635	-60.539472	0.6	-58.141071	0.59433	-91.317406	0.5732	-159.433638	0.560368	-321.001642
0.579412	-123.959185	0.589635	-61.413684	0.58	-58.925032	0.57433	-92.39966	0.5532	-160.759414	0.540368	-319.868797
0.559412	-124.049445	0.569635	-62.084411	0.56	-59.508778	0.55433	-93.152862	0.5332	-161.451252	0.520368	-316.278581
0.539412	-123.662626	0.549635	-62.551846	0.54	-59.892646	0.53433	-93.577122	0.5132	-161.504191	0.500368	-309.365256
0.519412	-122.792847	0.529635	-62.816171	0.52	-60.076983	0.51433	-93.672461	0.4932	-160.911175	0.480368	-296.479354
0.499412	-121.433176	0.509635	-62.877561	0.5	-60.062149	0.49433	-93.438798	0.4732	-159.66231		
0.479412	-119.575397	0.489635	-62.736177	0.48	-59.84851	0.47433	-92.87592	0.4532	-157.743756		
0.459412	-117.20969	0.469635	-62.392166	0.46	-59.436441	0.45433	-91.983455	0.4332	-155.136004		
0.439412	-114.324223	0.449635	-61.845655	0.44	-58.826318	0.43433	-90.760837	0.4132	-151.811099		
0.419412	-110.904598	0.429635	-61.09675	0.42	-58.018513	0.41433	-89.207249	0.3932	-147.727853		
0.399412	-106.933088	0.409635	-60.145521	0.4	-57.013389	0.39433	-87.321563	0.3732	-142.823018		

Tabla 5.21: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia A de la S/E Santa Elena

Los resultados en la figura 5.46, muestran la validación de las curvas, donde se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

f. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador B S/E Santa Elena fuera de operación

En la tabla 5.22 se presentan datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia reactiva en [Mvar], cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el transformador B de la S/E Santa Elena.

SANTA ELENA 69 [KV]		S/E MÓVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.058395	49.08492	1.069635	16.214987	1.06	15.5609	1.05433	25.28825	1.0332	46.331231	1.020375	113.176701
1.038395	38.528383	1.049635	10.601339	1.04	10.171143	1.03433	16.518105	1.0132	30.214419	1.000375	76.588051
1.018395	19.919008	1.029635	5.19655	1.02	4.984368	1.01433	8.08909	0.9932	14.771964	0.980375	37.481553
0.998395	0.000182	1.009635	0.000012	1	0.000089	0.99433	0.000015	0.9732	0.000023	0.960375	0.000156
0.978395	-19.087002	0.989635	-4.9885	0.98	-4.781837	0.97433	-7.749769	0.9532	-14.105149	0.940375	-35.858128
0.958395	-34.545378	0.969635	-9.769207	0.96	-9.361557	0.95433	-15.160902	0.9332	-27.547186	0.920375	-70.095174
0.918395	-50.948993	0.929635	-18.7081	0.92	-17.915001	0.91433	-28.969737	0.8932	-52.455837	0.880375	-122.466207
0.898395	-58.504368	0.909635	-22.866729	0.9	-21.889049	0.89433	-35.368678	0.8732	-63.929152	0.860375	-145.294315
0.878395	-65.628062	0.889635	-26.818443	0.88	-25.661542	0.87433	-41.431441	0.8532	-74.752726	0.840375	-166.773924
0.838395	-78.577792	0.849635	-34.102011	0.84	-32.602582	0.83433	-52.5508	0.8132	-94.462674	0.800375	-205.671097
0.818395	-84.402302	0.829635	-37.434308	0.82	-35.771507	0.81433	-57.608546	0.7932	-103.354705	0.780375	-223.077207
0.798395	-89.792059	0.809635	-40.560573	0.8	-38.739636	0.79433	-62.332416	0.7732	-111.608286	0.760375	-239.111291
0.778395	-94.74603	0.789635	-43.481026	0.78	-41.507178	0.77433	-66.722952	0.7532	-119.225831	0.740375	-253.762869
0.758395	-99.263045	0.769635	-46.195888	0.76	-44.074352	0.75433	-70.780679	0.7332	-126.209558	0.720375	-267.01856
0.738395	-103.341782	0.749635	-48.705377	0.74	-46.441385	0.73433	-74.506104	0.7132	-132.561456	0.700375	-278.861203
0.718395	-106.980739	0.729635	-51.009711	0.72	-48.608517	0.71433	-77.899717	0.6932	-138.283261	0.680375	-289.268578
0.698395	-110.178212	0.709635	-53.109106	0.7	-50.575996	0.69433	-80.961982	0.6722	-143.376407	0.660375	-298.211549
0.678395	-112.932262	0.689635	-55.003778	0.68	-52.344082	0.67433	-83.69334	0.6532	-147.841979	0.640375	-305.651231
0.658395	-115.240677	0.669635	-56.69394	0.66	-53.913047	0.65433	-86.094202	0.6332	-151.680644	0.620375	-311.534507
0.638395	-117.100926	0.649635	-58.179804	0.64	-55.283175	0.6343	-88.164947	0.6132	-154.892568	0.600375	-315.786549
0.618395	-118.51011	0.629635	-59.46158	0.62	-56.454761	0.61433	-89.905917	0.5932	-157.477302	0.580375	-318.295965
0.598395	-119.464888	0.609635	-60.539472	0.6	-57.428115	0.59433	-91.317406	0.5732	-159.433638	0.560375	-318.89394
0.578395	-119.961401	0.589635	-61.413684	0.58	-58.20356	0.57433	-92.39966	0.5532	-160.759414	0.540375	-317.290702
0.558395	-119.995175	0.569635	-62.084411	0.56	-58.781431	0.55433	-93.152862	0.5332	-161.451252	0.520375	-312.931695
0.538395	-119.560992	0.549635	-62.551846	0.54	-59.162079	0.53433	-93.577122	0.5132	-161.504191	0.500375	-304.47466
0.518395	-118.652734	0.529635	-62.816171	0.52	-59.345865	0.51433	-93.672461	0.4932	-160.911175	0.480375	-285.813376
0.498395	-117.263192	0.509635	-62.877561	0.5	-59.333164	0.49433	-93.438798	0.4732	-159.66231		
0.458395	-113.004321	0.469635	-62.392166	0.46	-58.719854	0.45433	-91.983455	0.4332	-155.136004		
0.438395	-110.112382	0.449635	-61.845655	0.44	-58.120035	0.43433	-90.760837	0.4132	-151.811099		
0.418395	-106.692902	0.429635	-61.09675	0.42	-57.325304	0.41433	-89.207249	0.3932	-147.727853		
0.398395	-102.727269	0.409635	-60.145521	0.4	-56.336048	0.39433	-87.321563	0.3732	-142.823018		

Tabla 5.22: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena

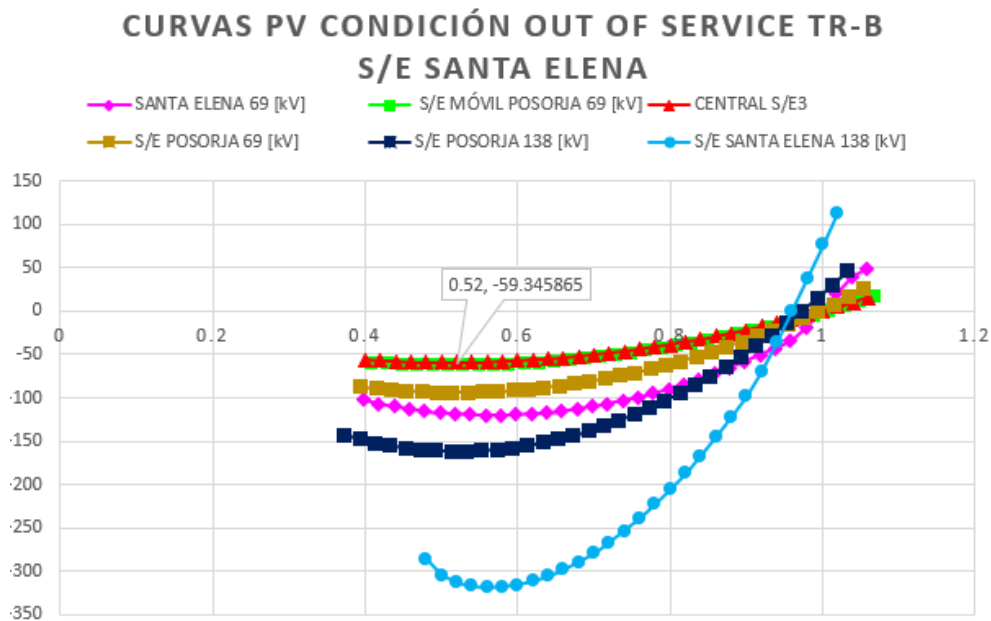


Figura 5.47: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia B de la S/E Santa Elena obtenidas en Excel

Los resultados en la figura 5.47, muestran la validación de las curvas, donde se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

g. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

La figura 5.48, muestra las curvas de las barras en estudio, que se obtienen a partir de la relación del voltaje [p.u.] con la potencia reactiva en [Mvar] que se presentan en la tabla 5.23, cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el transformador Móvil de la S/E Posorja.

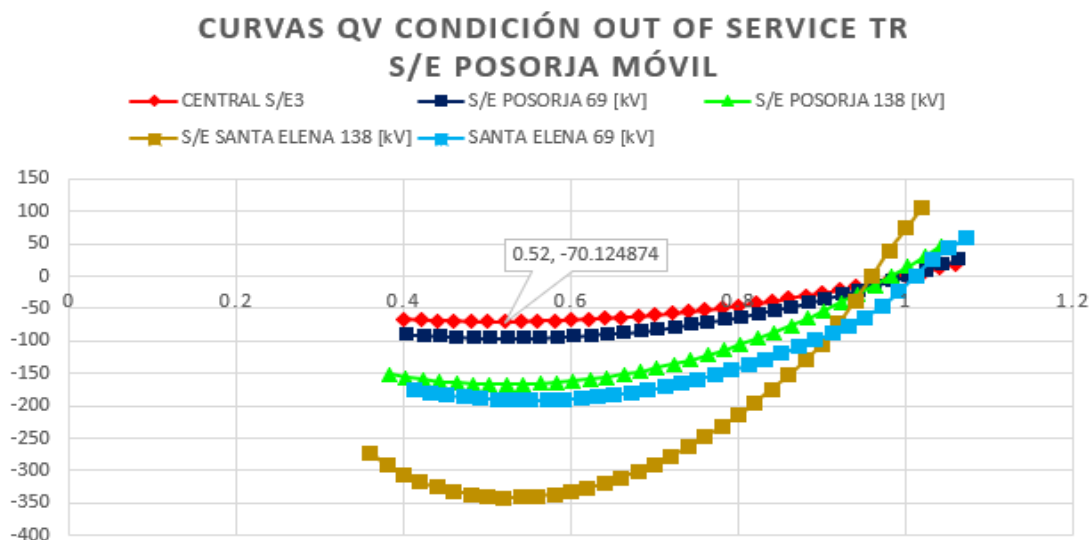


Figura 5.48: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil obtenidas en Excel

SANTA ELENA 69 [KV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 69 [kV]		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.071271	58.596148	1.06	18.481163	1.064111	25.620657	1.042619	47.027911	1.019561	105.743548
1.051271	42.491978	1.04	12.079464	1.044111	16.739427	1.022619	30.679113	0.999561	73.451858
1.031271	25.324398	1.02	5.919261	1.024111	8.199607	1.002619	15.004451	0.979561	39.064083
1.011271	0.000075	1	0.000028	1.004111	0.000007	0.982619	0.000014	0.959561	0.000088
0.991271	-24.297487	0.98	-5.678358	0.984111	-7.86001	0.962619	-14.338017	0.939561	-37.395475
0.971271	-47.565733	0.96	-11.116019	0.964111	-15.381075	0.942619	-28.013363	0.919561	-73.110415
0.951271	-63.753632	0.94	-16.313082	0.944111	-22.56381	0.922619	-41.029641	0.899561	-104.953448
0.931271	-76.100352	0.92	-21.269674	0.924111	-29.408826	0.902619	-53.390368	0.879561	-129.37631
0.911271	-87.819853	0.9	-25.985928	0.904111	-35.916725	0.882619	-65.098955	0.859561	-152.479461
0.891271	-98.91208	0.88	-30.461976	0.884111	-42.088097	0.862619	-76.158706	0.839561	-174.263375
0.871271	-109.376941	0.86	-34.697955	0.864111	-47.923524	0.842619	-86.572815	0.819561	-194.728206
0.851271	-119.21429	0.84	-38.694005	0.844111	-53.423573	0.822619	-96.344356	0.799561	-213.873723
0.831271	-128.423915	0.82	-42.450268	0.824111	-58.588799	0.802619	-105.476283	0.779561	-231.699244
0.811271	-137.005534	0.8	-45.966889	0.804111	-63.419743	0.782619	-113.971411	0.759561	-248.203556
0.791271	-144.958782	0.78	-49.244015	0.784111	-67.916932	0.762619	-121.832414	0.739561	-263.384819
0.771271	-152.283205	0.76	-52.281799	0.764111	-72.080876	0.742619	-129.061803	0.719561	-277.240442
0.751271	-158.978246	0.74	-55.080393	0.744111	-75.912065	0.722619	-135.66191	0.699561	-289.766932
0.731271	-165.043227	0.72	-57.639955	0.724111	-79.410971	0.702619	-141.634864	0.679561	-300.959702
0.711271	-170.47734	0.7	-59.960645	0.704111	-82.578042	0.682619	-146.98256	0.659561	-310.812817
0.691271	-175.279623	0.68	-62.042623	0.684111	-85.413701	0.662619	-151.706623	0.639561	-319.318672
0.671271	-179.448936	0.66	-63.886056	0.664111	-87.918341	0.642619	-155.808356	0.619561	-326.467564
0.651271	-182.983938	0.64	-65.491109	0.644111	-90.092324	0.622619	-159.288678	0.599561	-332.247114
0.631271	-185.883053	0.62	-66.85795	0.624111	-91.935973	0.602619	-162.148044	0.579561	-336.641479
0.611271	-188.144432	0.6	-67.986748	0.604111	-93.449566	0.582619	-164.386338	0.559561	-339.630248
0.591271	-189.765906	0.58	-68.877673	0.584111	-94.633334	0.562619	-166.002725	0.539561	-341.186851
0.571271	-190.744932	0.56	-69.530892	0.564111	-95.487444	0.542619	-166.995463	0.519561	-341.27621
0.551271	-191.078526	0.54	-69.946572	0.544111	-96.011996	0.522619	-167.361635	0.499561	-339.851125
0.531271	-190.763175	0.52	-70.124874	0.524111	-96.207006	0.502619	-167.096772	0.479561	-336.846479
0.511271	-189.794742	0.5	-70.065953	0.504111	-96.07239	0.482619	-166.194318	0.459561	-332.16776
0.491271	-188.168329	0.48	-69.769954	0.484111	-95.607942	0.462619	-164.644826	0.439561	-325.678834
0.471271	-185.878124	0.46	-69.237011	0.464111	-94.813311	0.442619	-162.434736	0.419561	-317.158492
0.451271	-182.917187	0.44	-68.467234	0.444111	-93.687964	0.422619	-159.544406	0.399561	-306.224059
0.431271	-179.277189	0.42	-67.460711	0.424111	-92.231144	0.402619	-155.944801	0.379561	-292.10608
0.411271	-174.948062	0.4	-66.217492	0.404111	-90.441809	0.382619	-151.591512	0.359561	-272.765228

Tabla 5.23: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja Móvil

Los resultados en la figura 5.48, muestran la validación de las curvas, donde se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

h. Curvas Q-V ante Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

En la tabla 5.24 se presentan datos de voltajes [p.u.] en relación con la potencia reactiva en [Mvar], cuando ocurre una contingencia y deja fuera de servicio el transformador de la S/E Posorja.

SANTA ELENA 69 [KV]		S/E MÓVIL POSORJA 69 [kV]		CENTRAL S/E 3 B_SEL_3		S/E POSORJA 138 [kV]		S/E SANTA ELENA 138 [kV]	
V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar	V[p.u.]	Mvar
1.071271	58.596148	1.08525	16.662509	1.06	18.481163	1.048105	48.56393	1.019561	105.743548
1.051271	42.491978	1.06525	10.898117	1.04	12.079464	1.028105	31.696905	0.999561	73.451858
1.031271	25.324398	1.04525	5.344144	1.02	5.919261	1.008105	15.51027	0.979561	39.064083
1.011271	0.000075	1.02525	0.000005	1	0.000028	0.988105	0.000017	0.959561	0.000088
0.991271	-24.297487	1.00525	-5.134492	0.98	-5.678358	0.968105	-14.837801	0.939561	-37.395475
0.971271	-47.565733	0.98525	-10.059538	0.96	-11.116019	0.948105	-29.007054	0.919561	-73.110415
0.951271	-63.753632	0.96525	-14.775322	0.94	-16.313082	0.928105	-42.511538	0.899561	-104.953448
0.931271	-76.100352	0.94525	-19.282032	0.92	-21.269674	0.908105	-55.354977	0.879561	-129.37631
0.911271	-87.819853	0.92525	-23.579857	0.9	-25.985928	0.888105	-67.541026	0.859561	-152.479461
0.891271	-98.91208	0.90525	-27.668981	0.88	-30.461976	0.868105	-79.073271	0.839561	-174.263375
0.871271	-109.376941	0.88525	-31.549588	0.86	-34.697955	0.848105	-89.955233	0.819561	-194.728206
0.851271	-119.21429	0.86525	-35.221862	0.84	-38.694005	0.828105	-100.190365	0.799561	-213.873723
0.831271	-128.423915	0.84525	-38.685984	0.82	-42.450268	0.808105	-109.782058	0.779561	-231.699244
0.791271	-144.958782	0.80525	-44.990483	0.78	-49.244015	0.768105	-127.048354	0.739561	-263.384819
0.751271	-158.978246	0.76525	-50.464493	0.74	-55.080393	0.728105	-141.779933	0.699561	-289.766932
0.711271	-170.47734	0.72525	-55.109387	0.7	-59.960645	0.688105	-154.001516	0.659561	-310.812817
0.691271	-175.279623	0.70525	-57.12133	0.68	-62.042623	0.668105	-159.178464	0.639561	-319.318672
0.671271	-179.448936	0.68525	-58.926487	0.66	-63.886056	0.648105	-163.736638	0.619561	-326.467564
0.651271	-182.983938	0.66525	-60.525012	0.64	-65.491109	0.628105	-167.678765	0.599561	-332.247114
0.631271	-185.883053	0.64525	-61.917059	0.62	-66.85795	0.608105	-171.007465	0.579561	-336.641479
0.611271	-188.144432	0.62525	-63.102773	0.6	-67.986748	0.588105	-173.72524	0.559561	-339.630248
0.591271	-189.765906	0.60525	-64.082296	0.58	-68.877673	0.568105	-175.834453	0.539561	-341.186851
0.571271	-190.744932	0.58525	-64.855759	0.56	-69.530892	0.548105	-177.3373	0.519561	-341.27621
0.551271	-191.078526	0.56525	-65.423288	0.54	-69.946572	0.528105	-178.235776	0.499561	-339.851125
0.531271	-190.763175	0.54525	-65.784999	0.52	-70.124874	0.508105	-178.531625	0.479561	-336.846479
0.491271	-188.168329	0.50525	-65.891367	0.48	-69.769954	0.468105	-177.320747	0.439561	-325.678834
0.471271	-185.878124	0.48525	-65.636188	0.46	-69.237011	0.448105	-175.815516	0.419561	-317.158492
0.451271	-182.917187	0.46525	-65.175512	0.44	-68.467234	0.428105	-173.710321	0.399561	-306.224059
0.431271	-179.277189	0.44525	-64.509368	0.42	-67.460711	0.408105	-171.003865	0.379561	-292.10608
0.411271	-174.948062	0.42525	-63.637756	0.4	-66.217492	0.388105	-167.693352	0.359561	-272.765228

Tabla 5.24: Datos de iteraciones para las curvas QV de las barras del sistema con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja

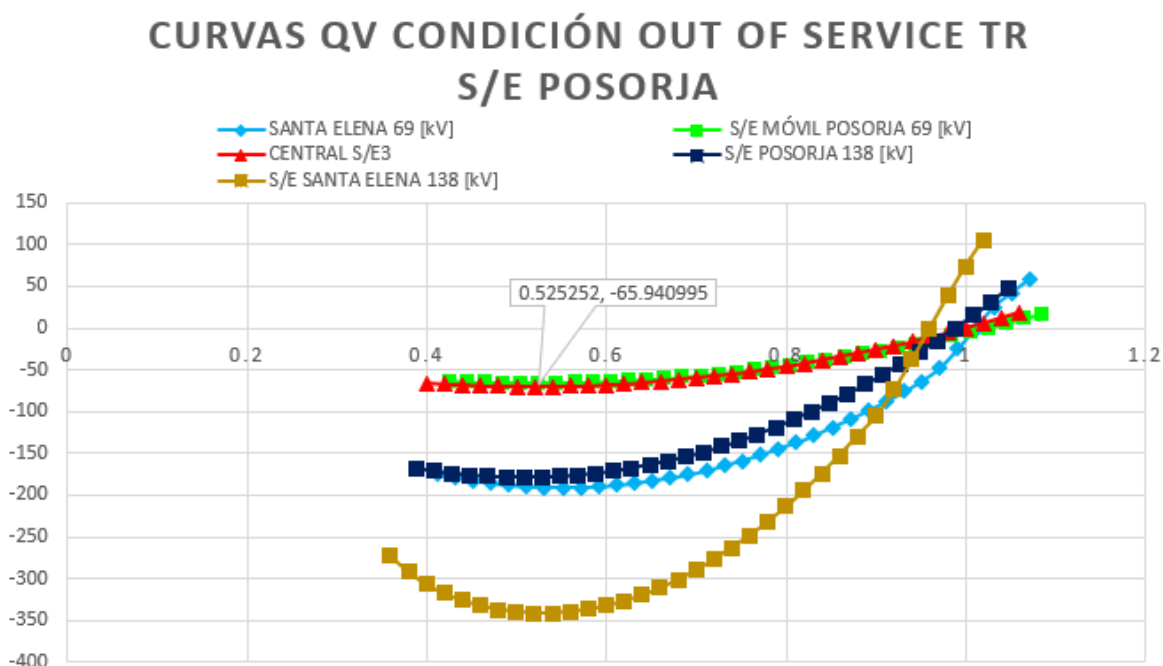


Figura 5.49: Curvas QV con contingencia en el transformador de potencia de la S/E Posorja obtenidas en Excel

Los resultados en la figura 5.49 muestran la validación de las curvas, donde se asemejan al gráfico de esta misma contingencia en Power Factory.

5.2.7. Análisis de las Curvas Q-V en Nodos o Barras más Críticas de cada Escenario.

a. Condiciones Normales de Operación

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil, es la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil, por lo que el análisis de estabilidad de voltaje e ilustración en Excel mediante los datos que se muestran en la tabla de la relación de Potencia reactiva en [Mvar] y Voltaje en [p.u.], se realizan en base a la curva Q-V de esta barra.

Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.50, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

S/E MÓVIL POSORJA-BARRA DE 69 [kV]

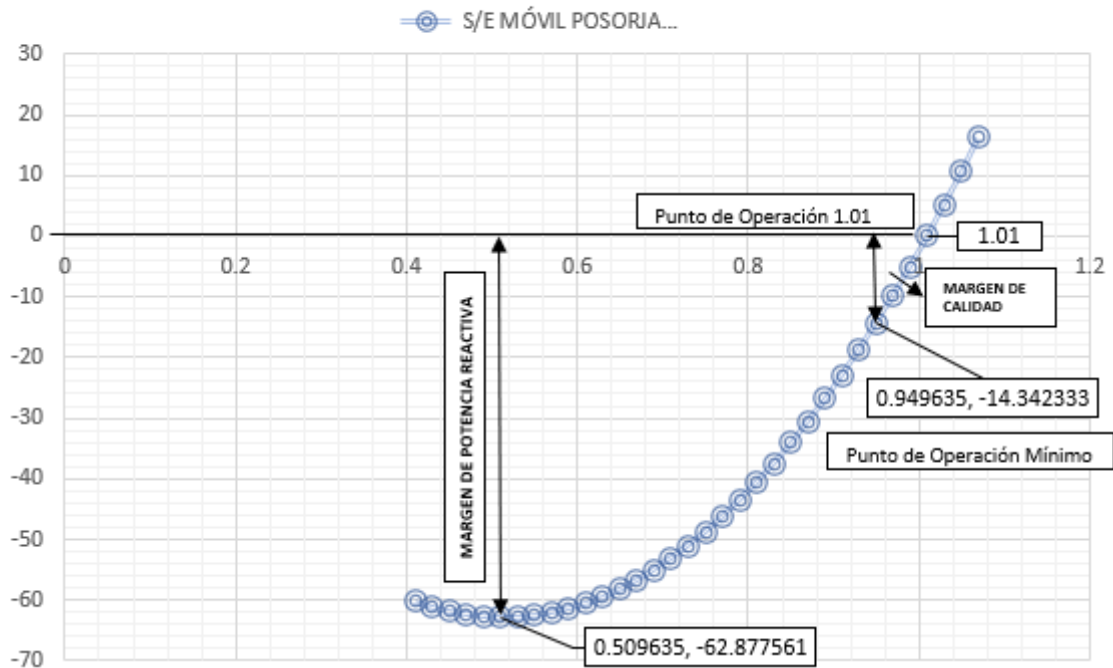


Figura 5.50: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil en condiciones normales de operación

Como se puede apreciar en la figura 5.50, la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil posee un margen de potencia reactiva de 62.877561 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido del reporte bus/bar del flujo de carga en el anexo F2, para este escenario en condiciones normales de operación es 1.01 [p.u.].

Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.95 [p.u.] para barras de 69 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.949635 [p.u.] la Potencia reactiva se registra en -14.342333 [Mvar]. En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.50 como 0.949635 [p.u.] y 1.01 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

b. Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil, es la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil, al presentarse una contingencia que deja fuera de operación la L/T CH-SE A de 138 [kV], por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.51, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

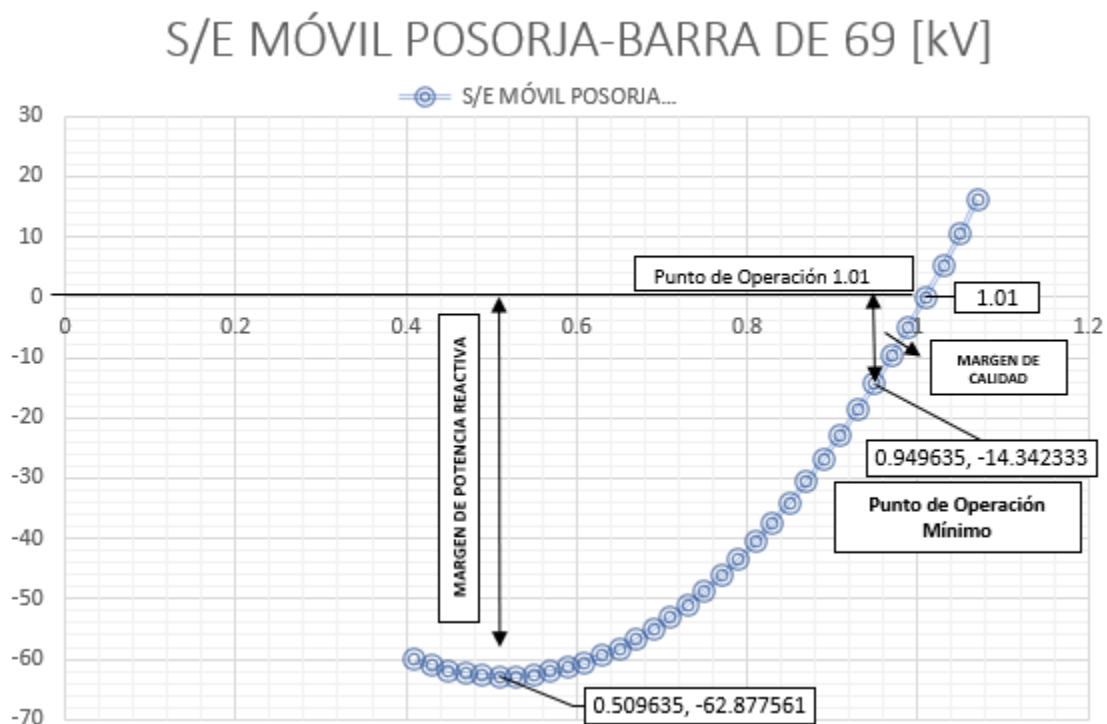


Figura 5.51: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #1

Como se puede apreciar en la figura 5.51, la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil posee un margen de potencia reactiva de -62.877561 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo G2 para este escenario en 1.01 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.95 [p.u.] para barras de 69 [kV].

En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.949635 [p.u.] y la Potencia reactiva en -14.342333 [Mvar]. En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a

voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.51 como 0.949635 [p.u.] y 1.01 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

c. Condición N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil, es la barra de la Central Santa Elena 3 al presentarse una contingencia que deja fuera de operación la L/T CH-SE B de 230 [kV], por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.52, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

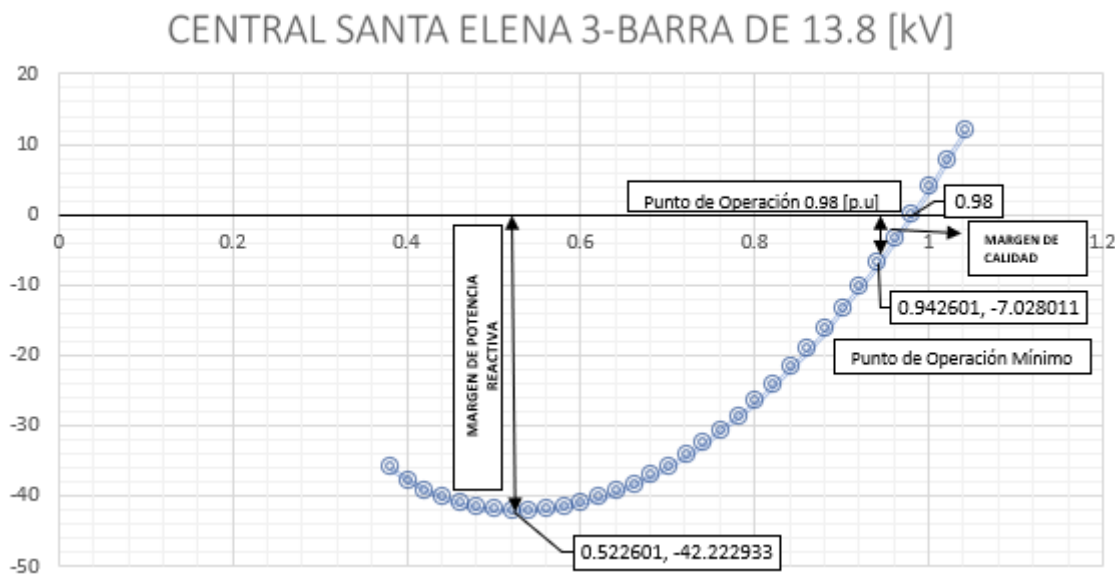


Figura 5.52: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #2

Como se puede apreciar en la figura 5.52, la barra de la Central Santa Elena 3 posee un margen de potencia reactiva de -42.222933 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo H2, para este escenario en 0.98 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.94 [p.u.] para barras de 13.8[kV].

En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.942601 [p.u.] y la Potencia reactiva en -7.028011 [Mvar]. En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.52 como 0.942601 [p.u.] y 0.98 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

d. Condición N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil, es la barra a 69 [kV] de S/E Posorja Móvil al presentarse una contingencia que deja fuera de operación el generador 1 de la Central Santa Elena 3, por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.53, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

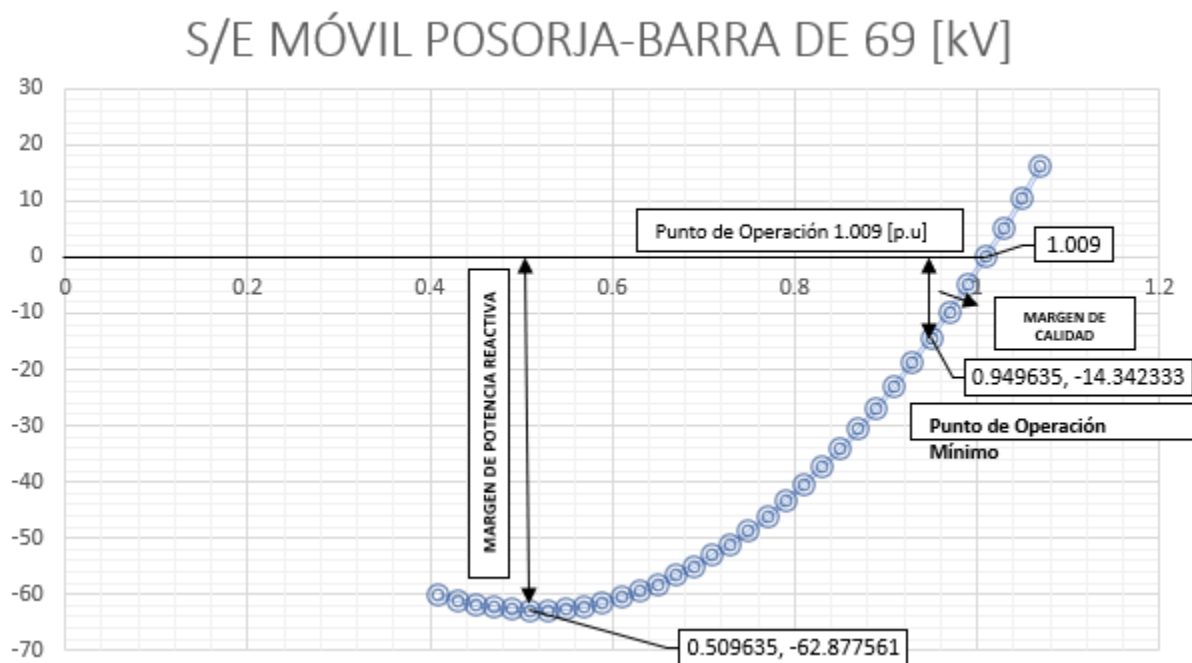


Figura 5.53: Curva QV de la barra a 69 kV de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #3

Como se puede apreciar en la figura 5.53, la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil posee un margen de potencia reactiva de -62.877561 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo I2, para este escenario en 1.009 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje

admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.95 [p.u.] para barras de 69 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.949635 [p.u.] y la Potencia reactiva en -14.342333 [Mvar]. En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiere, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.53 como 0.949635 [p.u.] y 1.009 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

e. Condición N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil es la barra de la Central Santa Elena 3 al presentarse una contingencia en el transformador ATQ que deja fuera de operación el transformador A de la S/E Santa Elena, por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.54, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

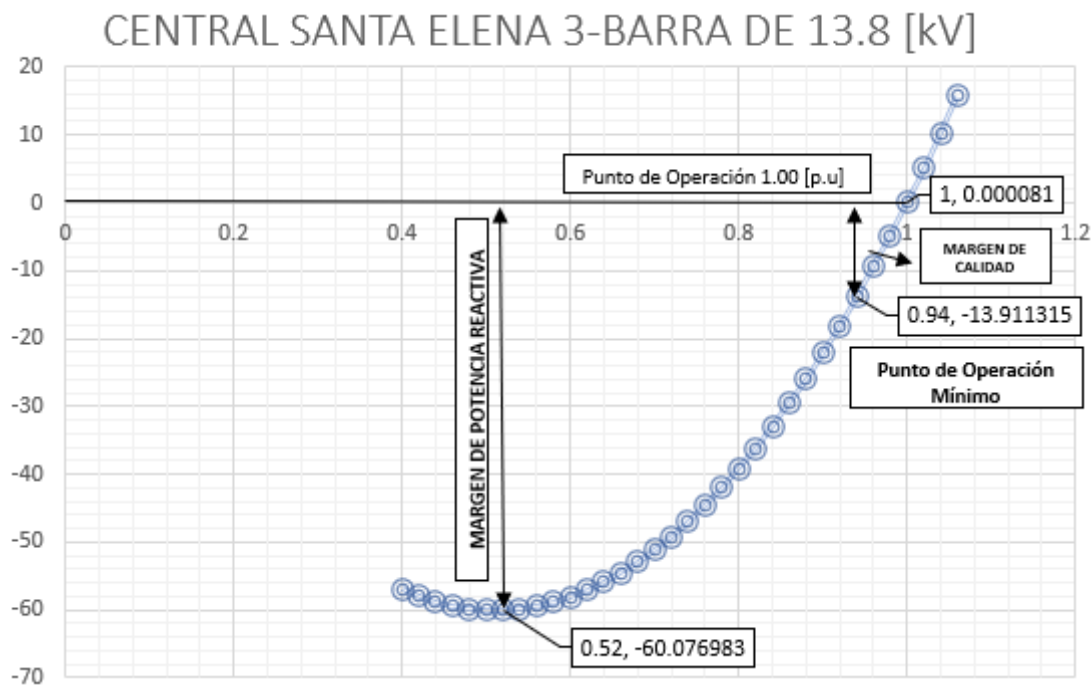


Figura 5.54: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #4

Como se puede apreciar en la figura 5.54, la barra de la Central Santa Elena 3 posee un margen de potencia reactiva de -60.076983 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo J2, para este escenario en 1.00 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para

los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.94 [p.u.] para barras de 13.8 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.94[p.u.] y la Potencia reactiva -13.911315 [Mvar].

En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.54 como 0.94 [p.u.] y 1.0 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

f. Condición N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

Al analizar las curvas Q-V, se muestra que el nodo más débil la barra de la Central Santa Elena 3, al presentarse una contingencia en el transformador ATR que deja fuera de operación el transformador B de la S/E Santa Elena, por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.55, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

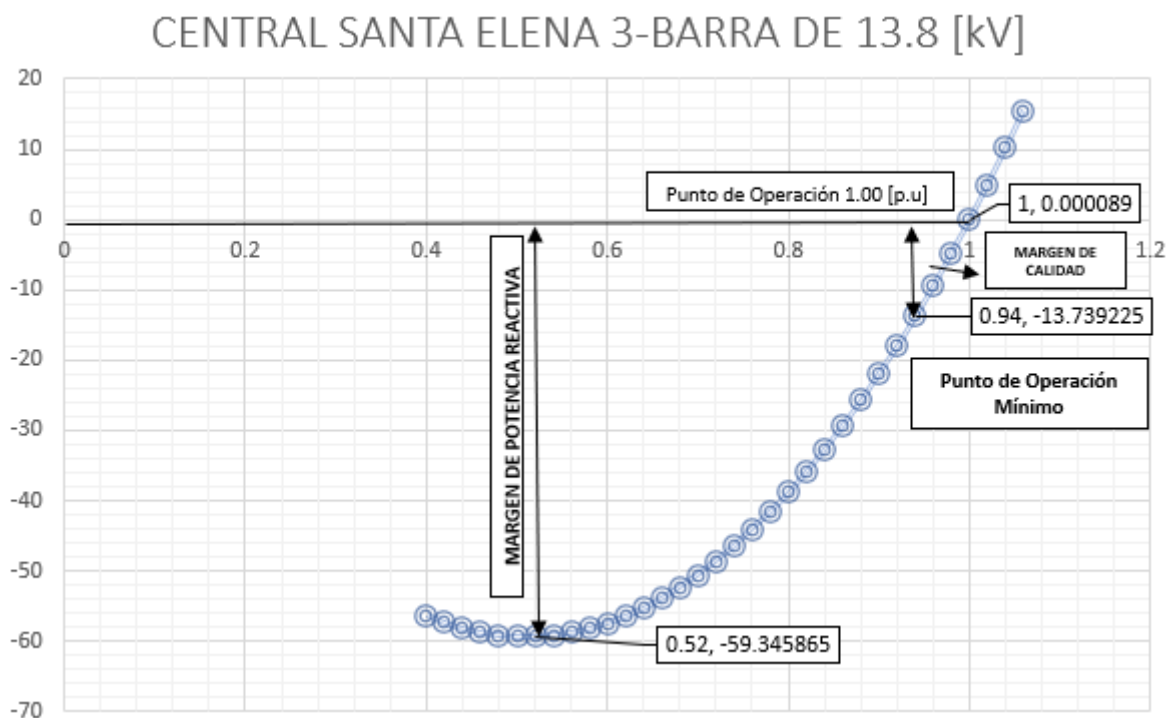


Figura 5.55: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #5

Como se puede apreciar en la figura 5.55, la barra de la Central Santa Elena 3 posee un margen de potencia reactiva de -59.345865 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo K2, para este escenario en 1.0 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.94[p.u.] para barras de 13.8 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.94[p.u.] y la Potencia reactiva en -13.739225 [Mvar].

En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.55 como 0.94 [p.u.] y 1.0 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

g. Condición N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

Al analizar las curvas Q-V, se muestra el nodo más débil es la barra de la Central Santa Elena 3 al presentarse una contingencia en el transformador T_S/E_POS_MOVIL que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja Móvil, por lo que el análisis de estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.56, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

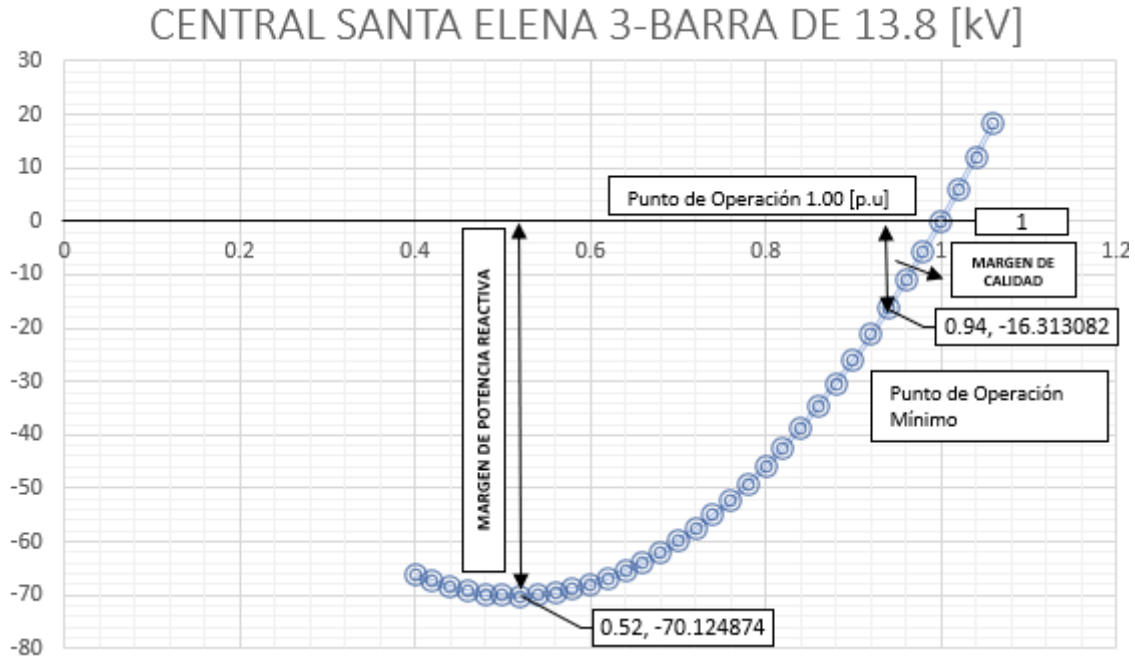


Figura 5.56: Curva QV de la barra a 13.8 [kV] de la Central Santa Elena 3 para el caso de contingencia #6

Como se puede apreciar en la figura 5.56, la barra de la Central Santa Elena 3 posee un margen de potencia reactiva de -70.124874 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo L2, para este escenario en 1.00 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.94 [p.u.] para barras de 13.8 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.94 [p.u.] y la Potencia reactiva en -16.313082 [Mvar].

En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.56 como 0.94 [p.u.] y 1.00 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

h. Condición N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Al analizar las curvas Q-V de la figura, se muestra que el nodo más débil, es la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil al presentarse una contingencia en el transformador T_S/E_POS_ATQ que deja fuera de operación el transformador de la S/E Posorja, por lo que el análisis de

estabilidad de voltaje se realiza en base a la curva Q-V de esta barra. Conforme a lo establecido, se muestra en la figura 5.57, la curva Q-V de la barra de la con sus respectivos límites de voltajes de operación.

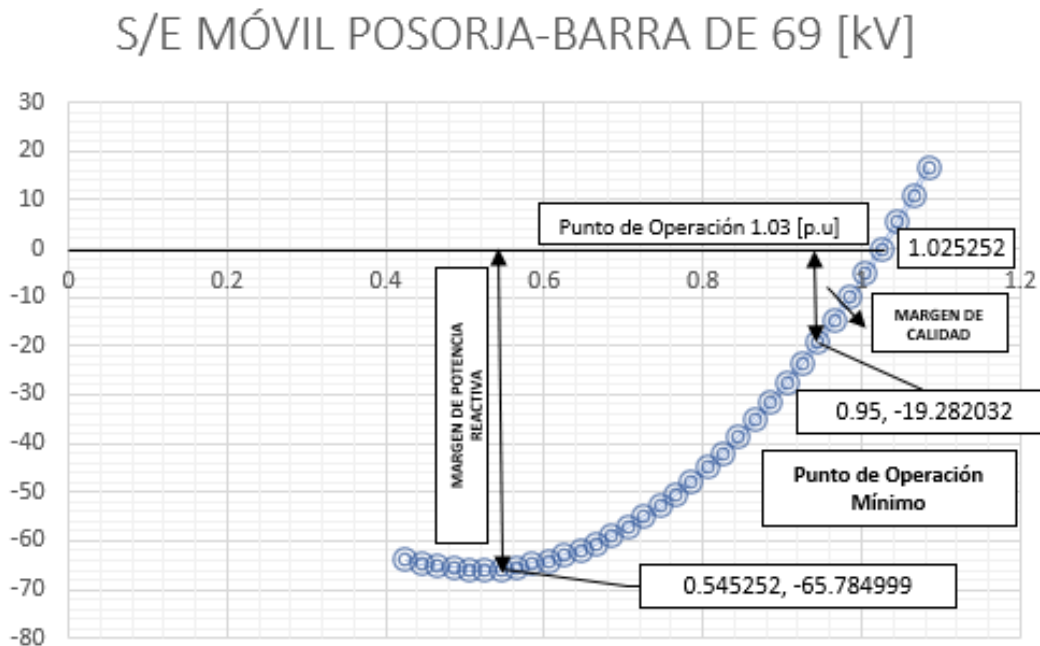


Figura 5.57: Curva QV de la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil para el caso de contingencia #7

Como se puede apreciar en la figura 5.57, la barra a 69 [kV] de la S/E Posorja Móvil posee un margen de potencia reactiva de -65.78499 [Mvar], para el punto de operación se fija el voltaje inicial obtenido por el flujo de carga, que está en el anexo M2, para este escenario en 1.0252 [p.u.]. Para el punto de operación mínimo se cumple con la Regulación ARCONEL 005/18 para los criterios de calidad con respecto a los límites de variaciones de voltaje admisibles en barras, cuando se ha alcanzado el voltaje mínimo permitido que es 0.95 [p.u.] para barras de 69 [kV]. En este caso se visualiza que el voltaje se registra en 0.95 [p.u.] y la Potencia reactiva en -19.282032 [Mvar].

En base a estos voltajes, se determina que el SEP es estable en cuanto a voltaje [p.u.] se refiera, debido a que para el valor mínimo y de operación de tensión, indicados en la figura 5.57 como 0.95 [p.u.] y 1.03 [p.u.] respectivamente, no se alcanza las proximidades de la región inestable de la curva Q-V de la barra en estudio.

5.2.8. Análisis Modal

Se debe considerar que existen diferentes vectores propios asociados a varios únicos valores propios. Los valores propios nos proporcionan diferentes modos en el cual el sistema puede volverse inestable mientras que los vectores propios proporcionan información relacionada a los elementos que contribuyen a la inestabilidad de un sistema.

a. Condiciones Normales de Operación

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras

En el estudio bajo condiciones normales de operación, se utilizaron los tres valores propios más pequeños que se obtuvieron en Matlab, por medio de un script que se muestra en el anexo V, los modos indican el grado de inestabilidad en las barras.

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]				
		2	3	4	5	6
1	71.2043087542803	0.5629	0	0.4371	0	0
2	12.2913333220007	0.4371	0	0.5629	0	0
3	49.0094223134336	0	0.7403	0	0.1106	0.149
4	2.18139823846002	0	0.258	0	0.3856	0.3564
5	14.2278445369483	0	0.0017	0	0.5038	0.4946

Tabla 5.25: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en condiciones normales de operación

En base a la tabla 5.25, en la figura 5.58 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

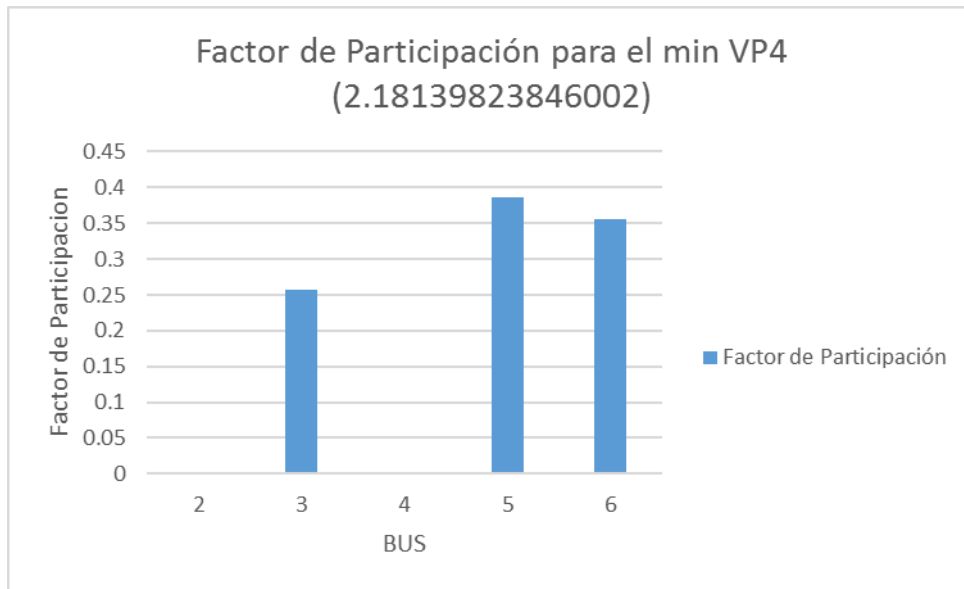


Figura 5.58: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en condiciones normales de operación

En la figura 5.59 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

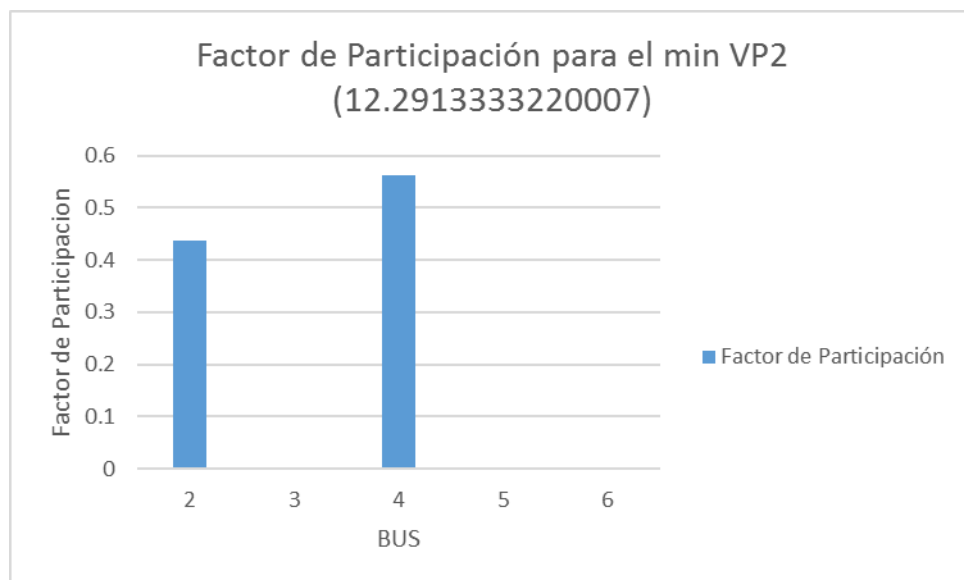


Figura 5.59: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en condiciones normales de operación

En la figura 5.60 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

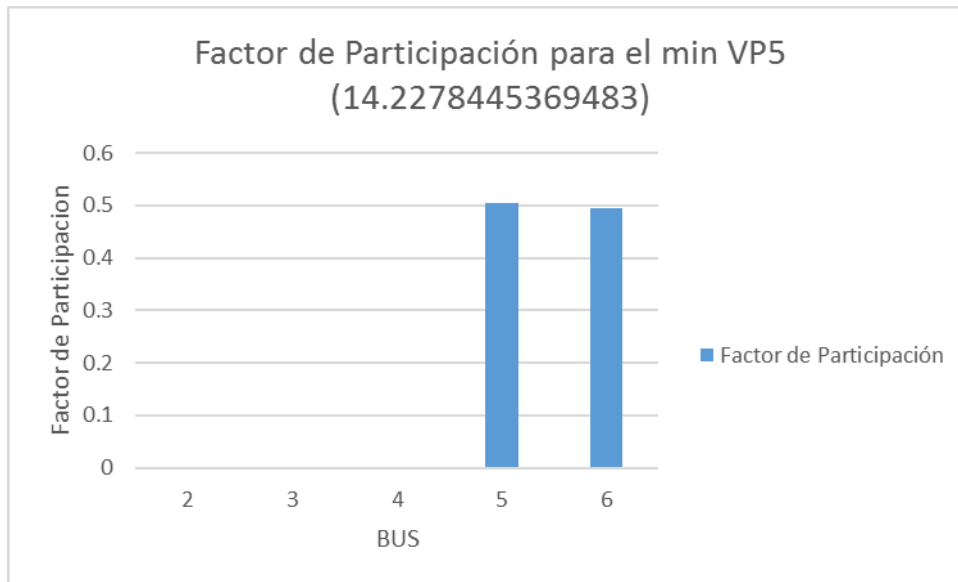


Figura 5.60: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en condiciones normales de operación

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales

Primero se determina los flujos en los ramales del sistema para el estado 1

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	32.73	0.3273
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-159.96	-1.5996
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	-8.86	-0.0886

Tabla 5.26: Flujos en los ramales para el estado 1 en condiciones normales de operación

Para determinar que ramales consumen más potencia reactiva debido a un incremento de carga reactiva se halla el cambio incremental de voltaje debido al cambio incremental de potencia reactiva según la ecuación (2.34) y una vez encontrado ΔV se procede a calcular $\Delta\delta$ según la ecuación (2.24) tal como se muestra en la tabla 5.27.

Barras	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.9588	-1.07E-04	0.9586934	-3.125	2.19E-05	-3.1249781
3	0.9745	5.46E-04	0.9750457	-3.1513	-2.02E-04	-3.1515024
4	1.0089	0	1.0089	-4.924	1.84E-05	-4.9239816
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	-1.99E-04	-3.5404986
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	-1.91E-04	-4.310191
7	1	0	1	-4.2726	1.84E-05	-4.2725816

Tabla 5.27: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en condiciones normales de operación

Luego, con los valores de voltajes y ángulos encontrados, se determina los flujos en los ramales para el estado 2 y se procede a calcular el valor absoluto de la diferencia de los flujos en los ramales para los 2 estados previamente mencionados.

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	51.35	0.5135
1	3	11.89	0.1189
2	4	-161.66	-1.6166
3	5	-59.55	-0.5955
3	6	-31.79	-0.3179
7	4	-8.9	-0.089

Tabla 5.28: Flujos en los ramales para el estado 2 en condiciones normales de operación

Para determinar los factores de participación para los ramales se emplea la ecuación (2.39).

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1862	1
1	3	0.1345	0.72234157
2	4	0.017	0.09129968
3	5	0.007	0.03759398
3	6	0.0043	0.02309345
7	4	0.0004	0.00214823
Difmax	0.1862		

Tabla 5.29: Factor de Participación de los Ramales en condiciones normales de operación

Se puede observar que Los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

b. Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #1

En la tabla 5.30 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación la L/T CH-SE-A, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]				
		2	3	4	5	6
1	68.1068547296311	0.5236	0	0.4764	0	0
2	10.1196651083509	0.4764	0	0.5236	0	0
3	49.0094223134335	0	0.7403	0	0.1106	0.149
4	2.18139823846002	0	0.258	0	0.3856	0.3564
5	14.2278445369483	0	0.0017	0	0.5038	0.4946

Tabla 5.30: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #1

En base a la tabla 5.30, en la figura 5.61 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

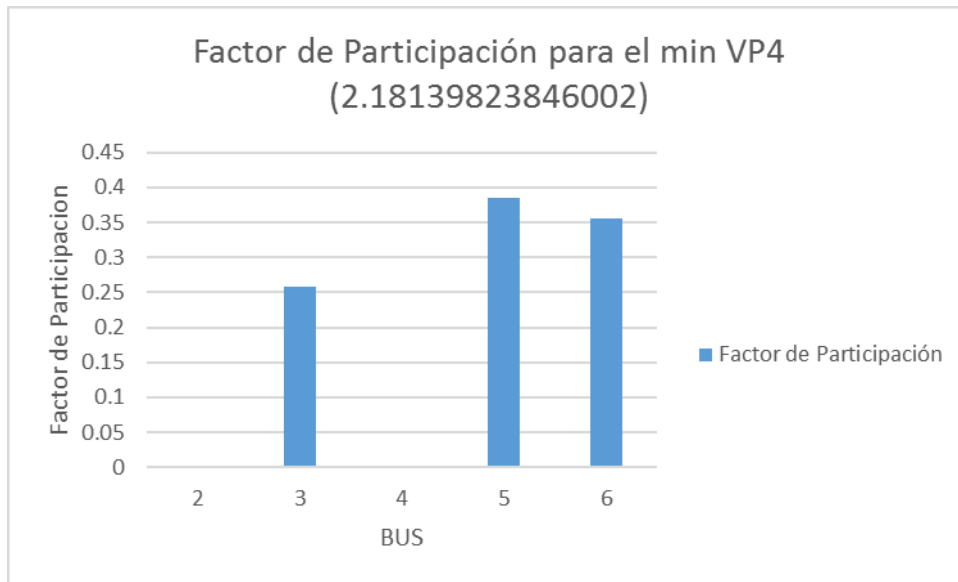


Figura 5.61: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #1

En la figura 5.62 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

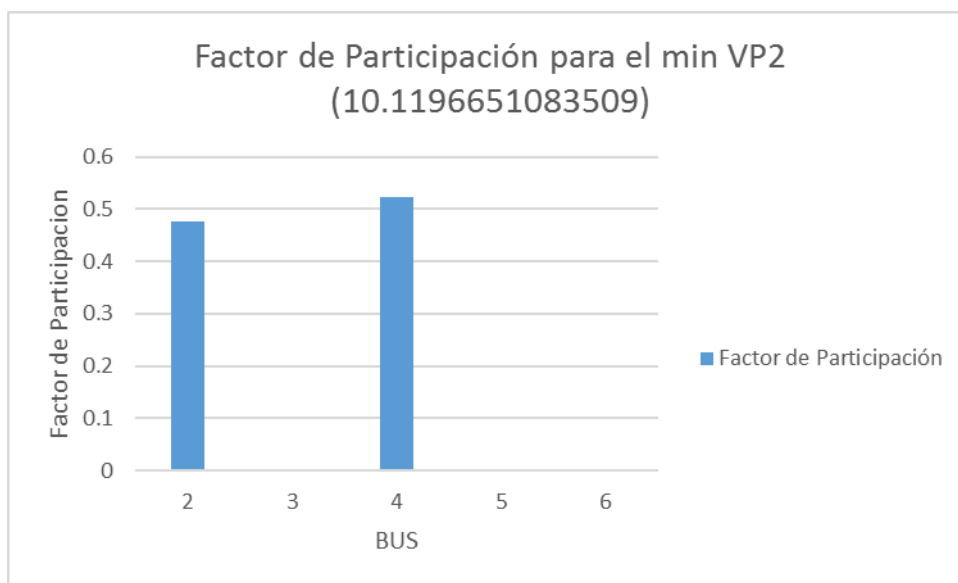


Figura 5.62: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #1

En la figura 5.63 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

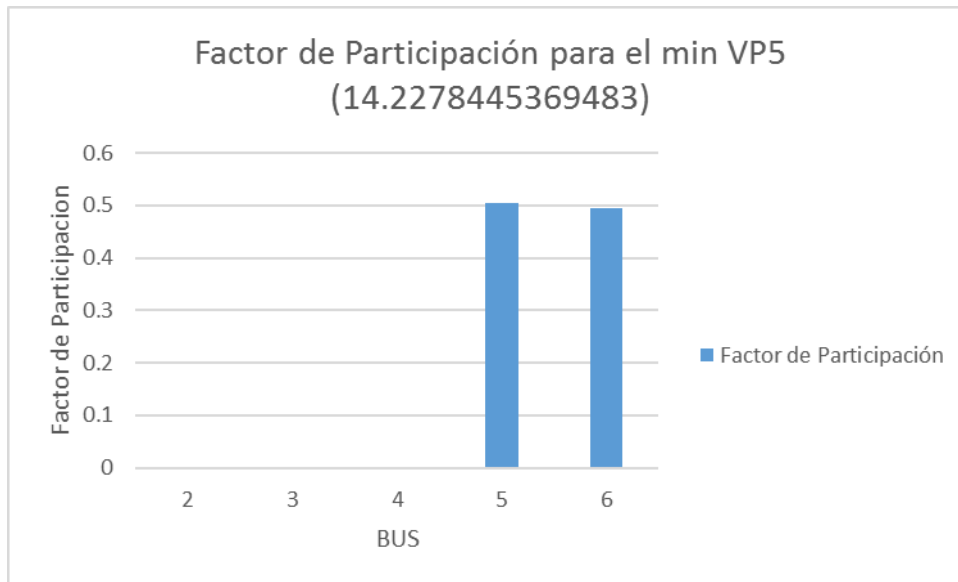


Figura 5.63: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #1

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #1

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	29.88	0.2988
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-164.9	-1.649
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	-1.13	-0.0113

Tabla 5.31: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #1

Barras	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.9489	-1.08E-04	0.9487924	-4.5903	1.72E-05	-4.5902828
3	0.9745	6.92E-04	0.9751918	-3.1513	-2.57E-04	-3.1515565
4	1.0012	0	1.0012	-6.4219	1.36E-05	-6.4218864
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	-2.52E-04	-3.5405517
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	-2.42E-04	-4.3102422
7	1	0	1	-5.7655	1.36E-05	-5.7654864

Tabla 5.32: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #1

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	46.79	0.4679
1	3	11.8	0.118
2	4	-167	-1.67
3	5	-59.35	-0.5935
3	6	-31.57	-0.3157
7	4	-1.2	-0.012

Tabla 5.33: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #1

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1691	1
1	3	0.1336	0.79006505
2	4	0.021	0.12418687
3	5	0.009	0.05322295
3	6	0.0065	0.03843879
7	4	0.0007	0.00413956
Difmax	0.1691		

Tabla 5.34: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #1

Se puede observar que en el circuito 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] es la línea con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

c. Condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #2

En la tabla 5.35 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación la L/T CH-SE-B, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]				
		2	3	4	5	6
1	6.55852972971716	0.5326	0	0.4674	0	0
2	61.7246679205899	0.4674	0	0.5326	0	0
3	49.0094221145661	0	0.7403	0	0.1106	0.149
4	2.18139822075073	0	0.258	0	0.3856	0.3564
5	14.2278444745559	0	0.0017	0	0.5038	0.4946

Tabla 5.35: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #2

En base a la tabla 5.35, en la figura 5.64 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

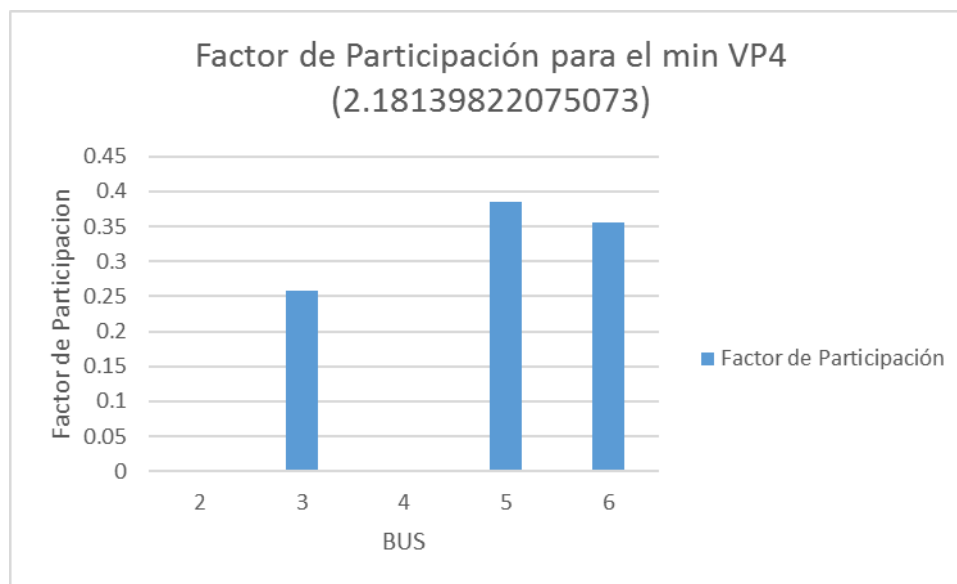


Figura 5.64: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #2

En la figura 5.65 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

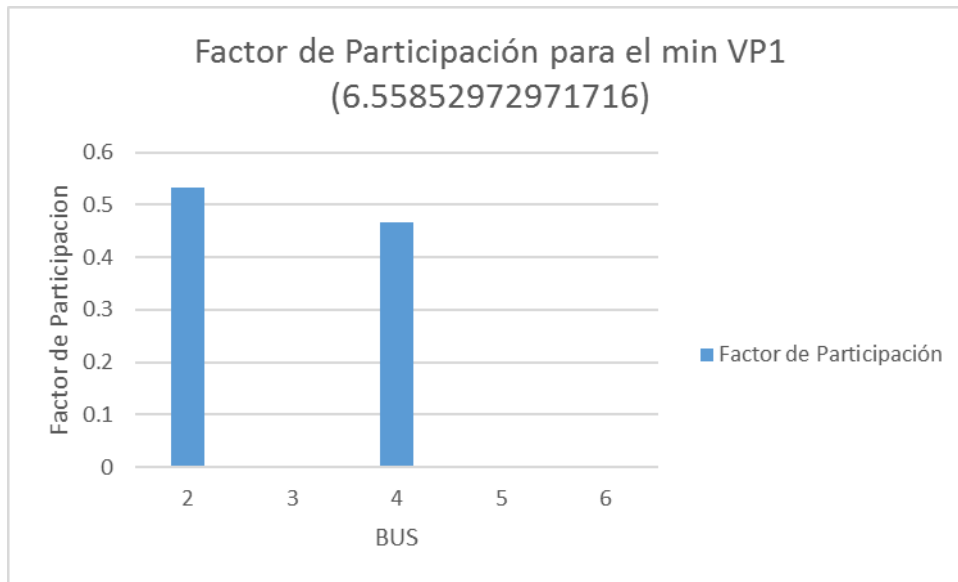


Figura 5.65: Factores de Participación de Barras para el modo 1 en el caso de contingencia #2

En la figura 5.66 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

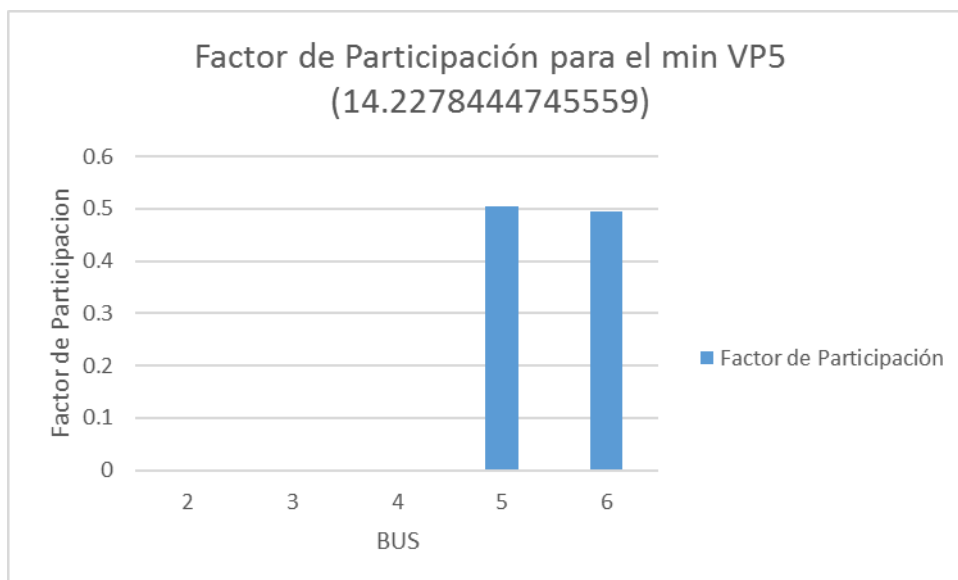


Figura 5.66: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #2

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #2

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	24.37	0.2437
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-163.71	-1.6371
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	15.54	0.1554

Tabla 5.36: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #2

Barras	V[p.u.]	ΔV	V[p.u.] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.8993	0.0011	0.9004	-12.1001	-6.23E-05	-12.1001623
3	0.9745	0.0001	0.9746	-3.1513	-4.17E-05	-3.15134173
4	0.9541	0	0.9541	-14.1285	-1.78E-05	-14.1285178
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	-4.10E-05	-3.54034095
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	-3.94E-05	-4.3100394
7	0.97	0	0.97	-13.4183	-1.78E-05	-13.4183178

Tabla 5.37: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #2

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	40.19	0.4019
1	3	12.18	0.1218
2	4	-162.4	-1.624
3	5	-60.18	-0.6018
3	6	-32.47	-0.3247
7	4	15.42	0.1542

Tabla 5.38: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #2

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1582	1
1	3	0.1374	0.86852086
2	4	0.0131	0.08280657
3	5	0.0007	0.00442478
3	6	0.0025	0.01580278
7	4	0.0012	0.00758534
Difmax	0.1582		

Tabla 5.39: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #2

Se puede observar que en el circuito 1 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] es la línea con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

d. Condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #3

En la tabla 5.40 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación Central Santa Elena 3, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]					
		2	3	4	5	6	7
1	72.2676850571218	0.5413	0	0.4468	0	0	0.0119
2	18.5813068496568	0.3254	0	0.2752	0	0	0.3995
3	3.17445384046619	0.1333	0	0.2781	0	0	0.5886
4	49.0094223134336	0	0.7403	0	0.1106	0.149	0
5	14.2278445369483	0	0.0017	0	0.5038	0.4946	0
6	2.18139823846003	0	0.258	0	0.3856	0.3564	0

Tabla 5.40: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #3

En base a la tabla 5.40, en la figura 5.67 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

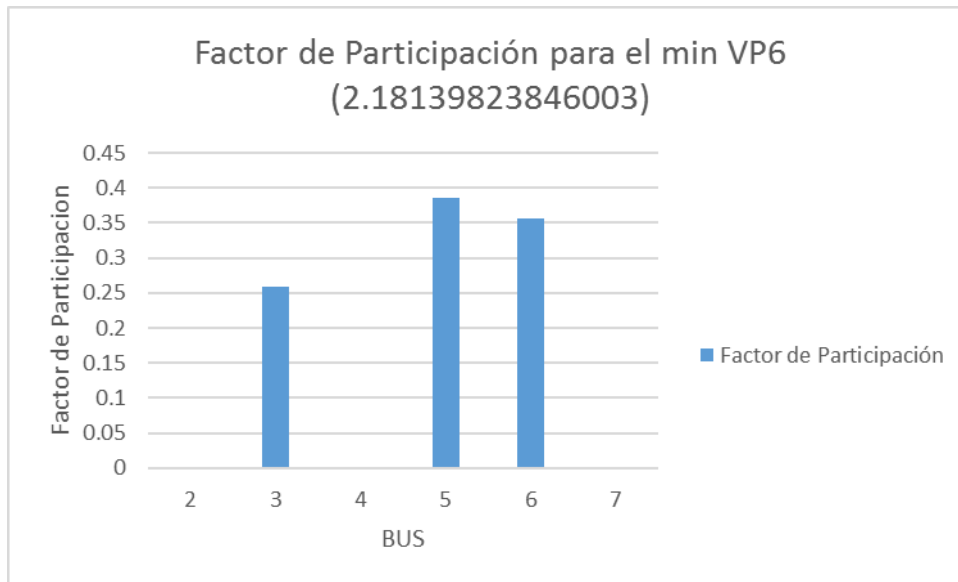


Figura 5.67: Factores de Participación de Barras para el modo 6 en el caso de contingencia #3

En la figura 5.68 se observa que la barra de la Central Santa Elena 3 a 13.8 [kV] es el nodo más crítico según el segundo valor propio más pequeño.

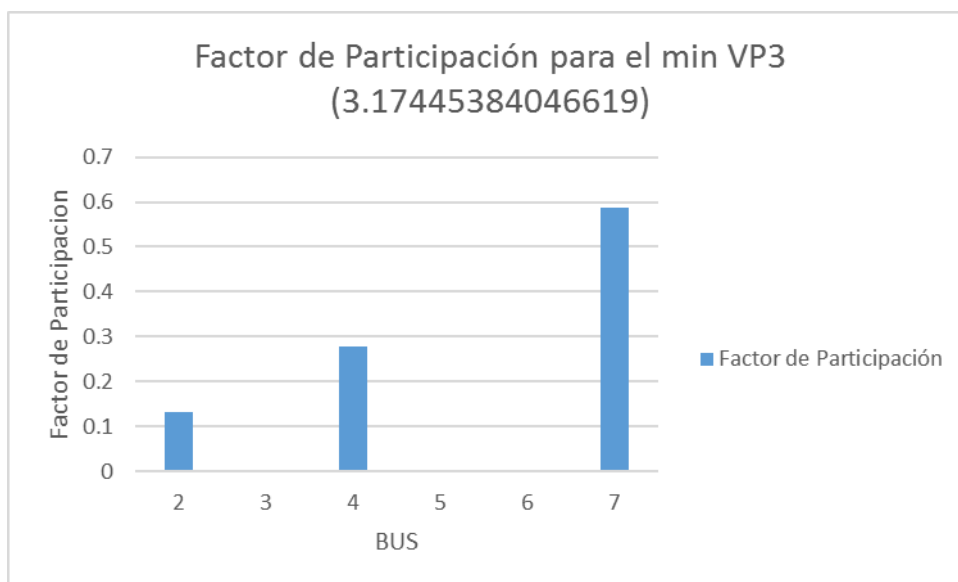


Figura 5.68: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #3

En la figura 5.69 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

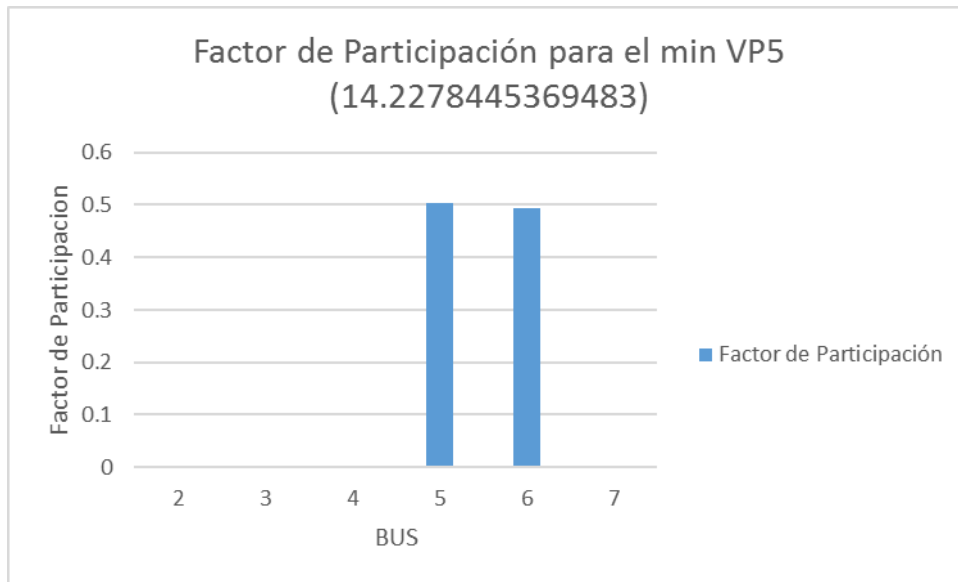


Figura 5.69: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #3

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 6 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #3

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	25.39	0.2539
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-170.85	-1.7085
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	0	0

Tabla 5.41: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #3

Barras	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.9619	-0.0012	0.9607	-3.6308	2.33E-04	-3.630567
3	0.9745	-0.0001	0.9744	-3.1513	3.82E-05	-3.1512618
4	1.0154	-0.0003	1.0151	-5.6391	1.79E-04	-5.6389207
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	3.75E-05	-3.5402625
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	3.61E-05	-4.3099639
7	1.0154	0	1.0154	-5.6391	1.79E-04	-5.6389207

Tabla 5.42: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #3

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	48.38	0.4838
1	3	12.31	0.1231
2	4	-175.53	-1.7553
3	5	-60.46	-0.6046
3	6	-32.78	-0.3278
7	4	0	0

Tabla 5.43: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #3

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.2299	1
1	3	0.1387	0.60330579
2	4	0.0468	0.20356677
3	5	0.0021	0.00913441
3	6	0.0056	0.02435842
7	4	0	0
Difmax	0.2299		

Tabla 5.44: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #3

Se puede observar que los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

e. Condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #4

En la tabla 5.45 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación el transformador A de la subestación Santa Elena, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]				
		2	3	4	5	6
1	42.6245899332323	0.6078	0	0.3922	0	0
2	12.104984548068	0.3922	0	0.6078	0	0
3	49.0094223134336	0	0.7403	0	0.1106	0.149
4	2.18139823846002	0	0.258	0	0.3856	0.3564
5	14.2278445369483	0	0.0017	0	0.5038	0.4946

Tabla 5.45: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #4

En base a la tabla 5.45, en la figura 5.70 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

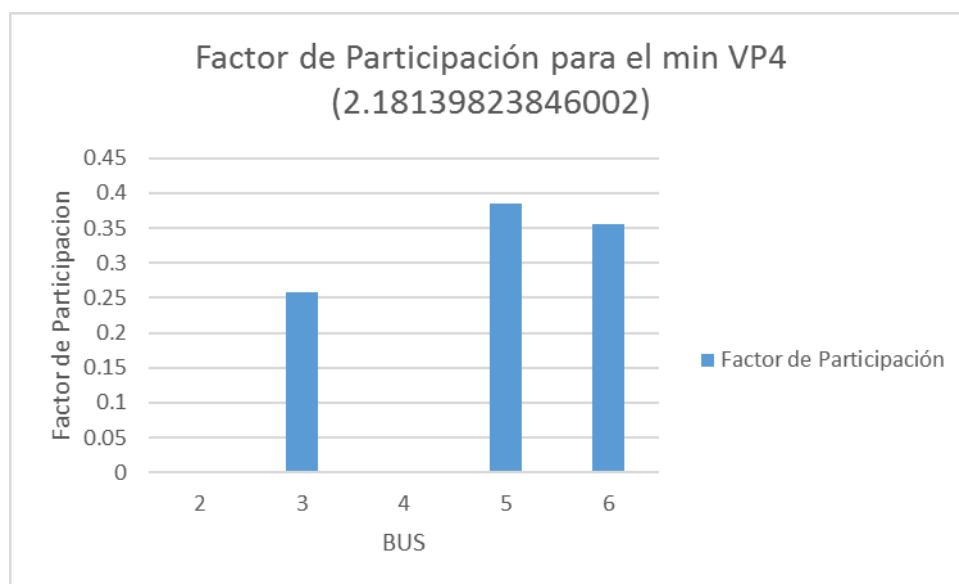


Figura 5.70: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #4

En la figura 5.71 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

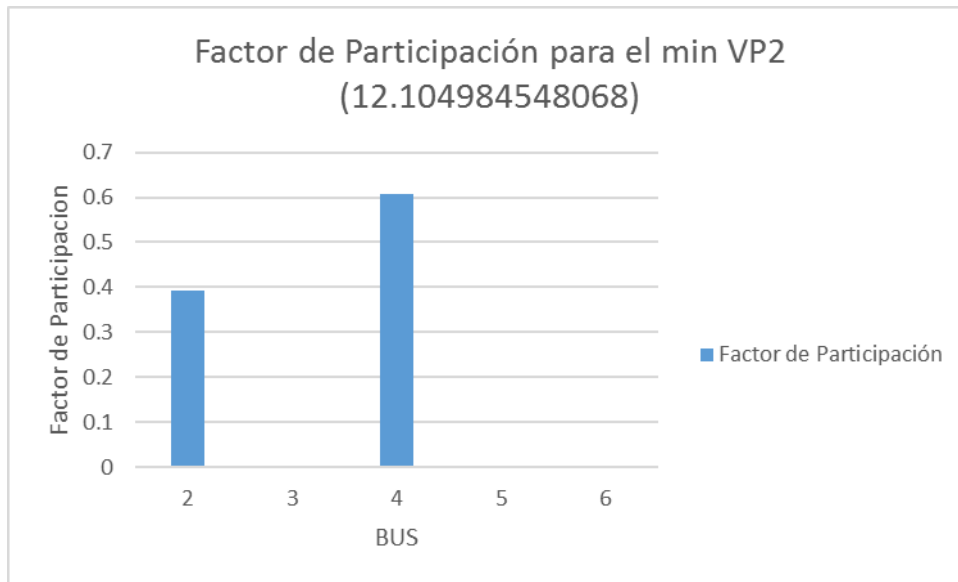


Figura 5.71: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #4

En la figura 5.72 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

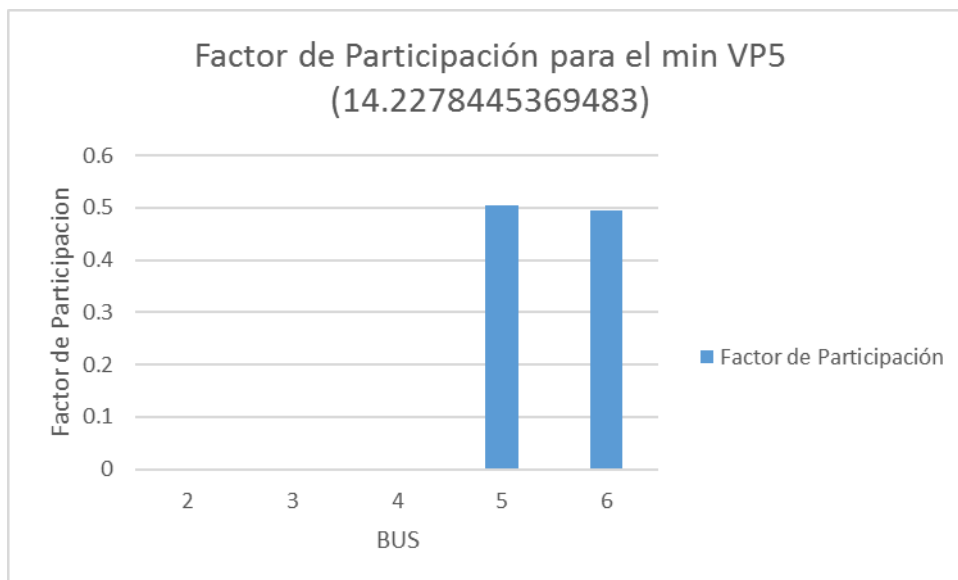


Figura 5.72: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #4

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #4

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	29.91	0.2991
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-67.38	-0.6738
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	-3.35	-0.0335

Tabla 5.46: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #4

Barras	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.9606	-1.90E-04	0.9604097	-3.1463	3.91E-05	-3.1462609
3	0.9745	5.23E-04	0.9750225	-3.1513	-1.94E-04	-3.1514938
4	1.0034	0	1.0034	-6.6872	2.64E-05	-6.6871736
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	-1.90E-04	-3.5404901
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	-1.83E-04	-4.3101829
7	1	0	1	-6.0323	2.64E-05	-6.0322736

Tabla 5.47: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #4

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	48.81	0.4881
1	3	11.91	0.1191
2	4	-70.74	-0.7074
3	5	-59.59	-0.5959
3	6	-31.83	-0.3183
7	4	-3.4	-0.034

Tabla 5.48: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #4

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.189	1
1	3	0.1347	0.71269841
2	4	0.0336	0.17777778
3	5	0.0066	0.03492063
3	6	0.0039	0.02063492
7	4	0.0005	0.0026455
Difmax	0.189		

Tabla 5.49: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #4

Se puede observar que los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

f. Condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 7: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #5

En la tabla 5.50 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación el transformador B de la subestación Santa Elena, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]				
		2	3	4	5	6
1	41.4485240074028	0.6115	0	0.3885	0	0
2	12.0892617875744	0.3885	0	0.6115	0	0
3	49.0094223134336	0	0.7403	0	0.1106	0.149
4	2.18139823846002	0	0.258	0	0.3856	0.3564
5	14.2278445369483	0	0.0017	0	0.5038	0.4946

Tabla 5.50: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #5

En base a la tabla 5.50, en la figura 5.73 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el primer valor propio más pequeño.

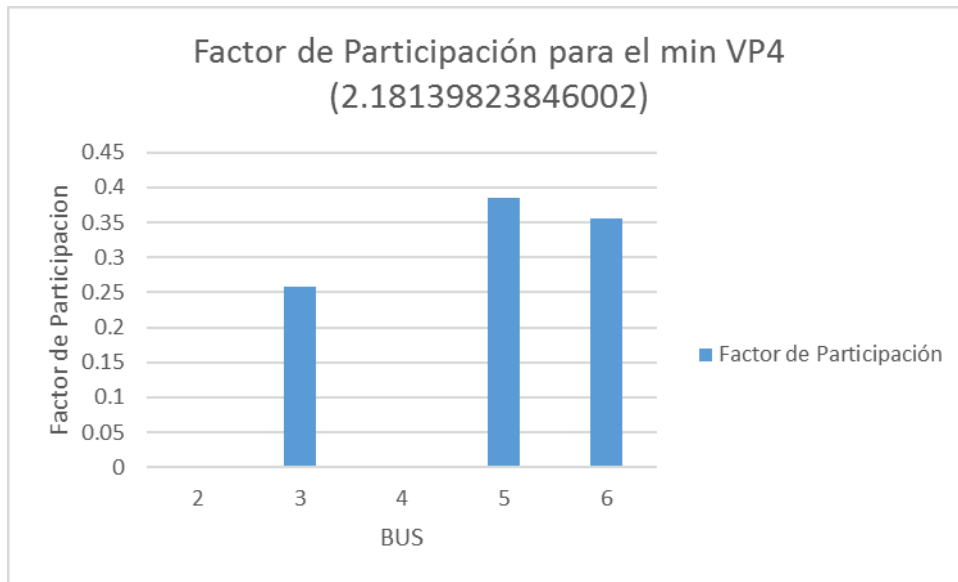


Figura 5.73: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #5

En la figura 5.74 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

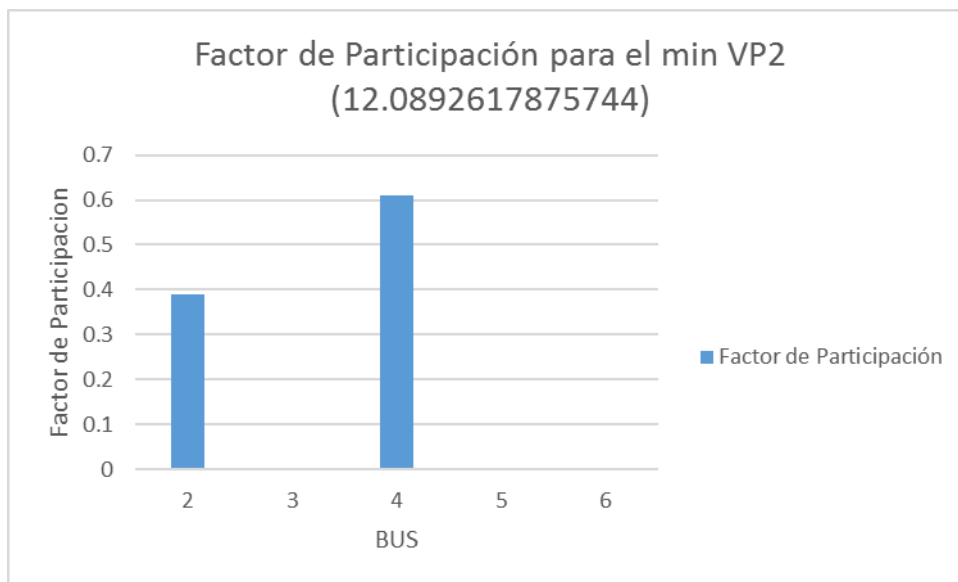


Figura 5.74: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #5

En la figura 5.75 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

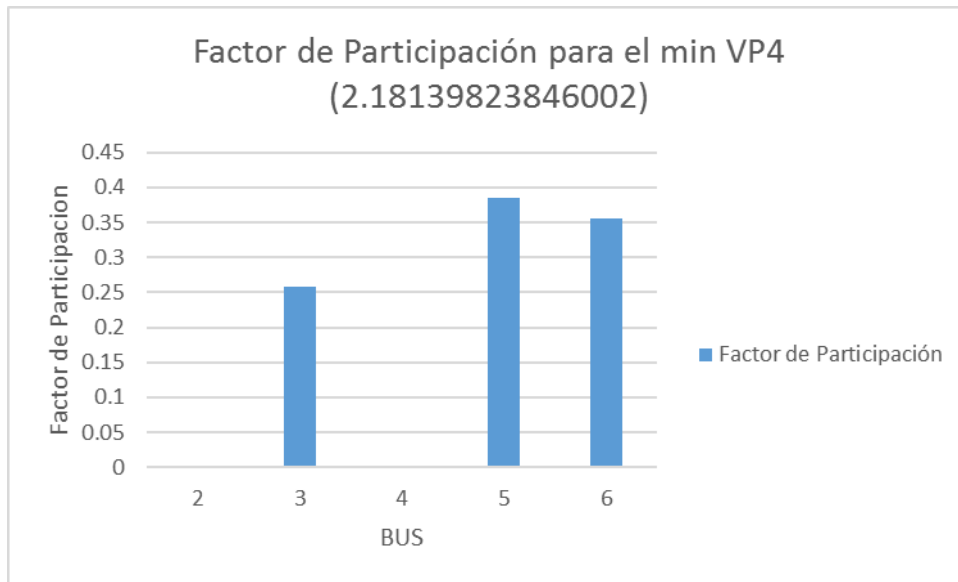


Figura 5.75: Factores de Participación de Barras para el modo 5 en el caso de contingencia #5

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja Móvil a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #5

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	29.73	0.2973
1	3	-1.56	-0.0156
2	4	-63.62	-0.6362
3	5	-60.25	-0.6025
3	6	-32.22	-0.3222
7	4	-2.93	-0.0293

Tabla 5.51: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #5

Barras	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	0.9607	-1.90E-04	0.9605097	-3.1476	3.91E-05	-3.1475609
3	0.9745	5.23E-04	0.9750225	-3.1513	-1.94E-04	-3.1514938
4	1.003	0	1.003	-6.8361	2.64E-05	-6.8360736
5	1.0156	0	1.0156	-3.5403	-1.90E-04	-3.5404901
6	0.9954	0	0.9954	-4.31	-1.83E-04	-4.3101829
7	1	0	1	-6.1809	2.64E-05	-6.1808736

Tabla 5.52: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #5

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	48.66	0.4866
1	3	11.91	0.1191
2	4	-67.15	-0.6715
3	5	-59.59	-0.5959
3	6	-31.83	-0.3183
7	4	-3	-0.03

Tabla 5.53: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #5

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1893	1
1	3	0.1347	0.71156894
2	4	0.0353	0.18647649
3	5	0.0066	0.03486529
3	6	0.0039	0.02060222
7	4	0.0007	0.00369783
Difmax	0.1893		

Tabla 5.54: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #5

Se puede observar que los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

g. Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja 69 [kV]
- Barra 6: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #6

En la tabla 5.55 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación el transformador de la subestación Móvil Posorja, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]			
		2	3	4	5
1	71.71981887	0.5638	0	0.4362	0
2	12.43998068	0.4362	0	0.5638	0
3	35.08854186	0	0.6229	0	0.3771
4	3.334401152	0	0.3771	0	0.6229

Tabla 5.55: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #6

En base a la tabla 5.55, en la figura 5.76 se observa que la barra Posorja a 138[kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el valor propio más pequeño.

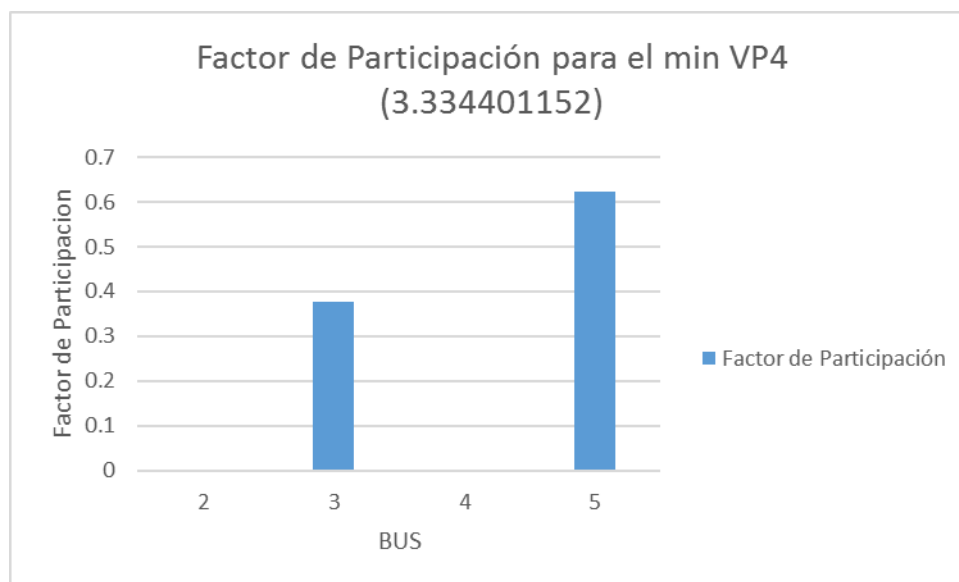


Figura 5.76: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #6

En la figura 5.77 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

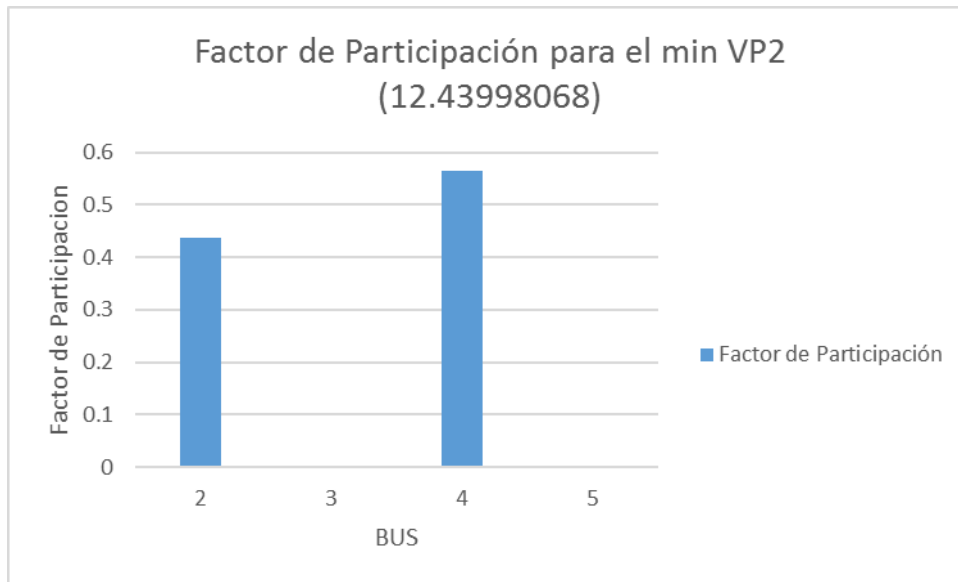


Figura 5.77: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #6

En la figura 5.78 se observa que la barra Posorja a 138[kV] y Posorja a 69 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

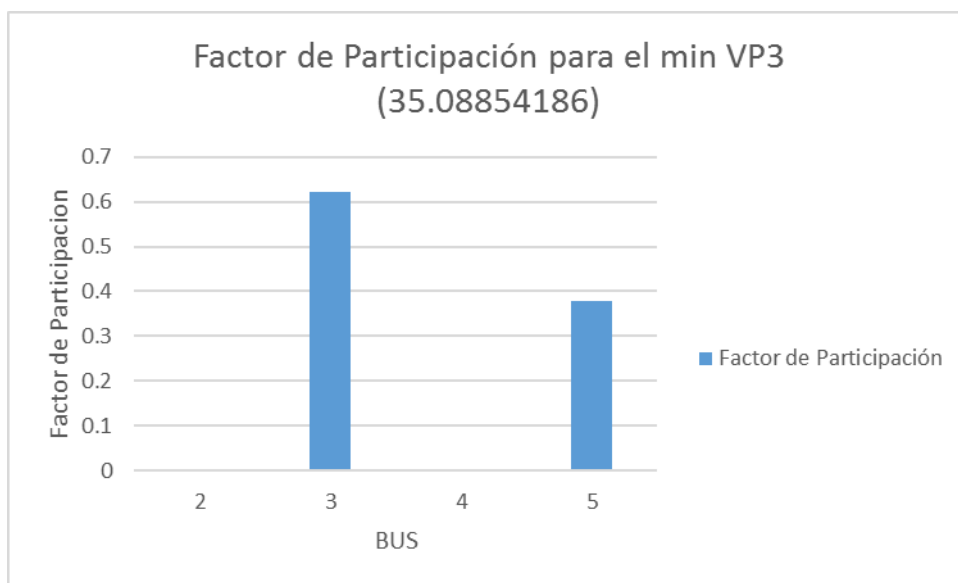


Figura 5.78: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #6

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #6

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	32.73	0.3273
1	3	-4.63	-0.0463
2	4	-159.96	-1.5996
3	5	-32.75	-0.3275
6	4	-8.86	-0.0886

Tabla 5.56: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #6

Barras	Barras'	V[p.u]	ΔV	V[p.u] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	2	0.9588	-1.06E-04	0.9586941	-3.125	2.21E-05	-3.1249779
3	3	0.9833	5.39E-04	0.9838386	-2.4877	-2.08E-04	-2.4879081
4	4	1.0089	0	1.0089	-4.924	1.88E-05	-4.9239812
5							
6	5	1.0043	0	1.0043	-3.6259	-1.97E-04	-3.6260974
7	6	1	0	1	-4.2726	1.88E-05	-4.2725812

Tabla 5.57: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #6

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	51.35	0.5135
1	3	6.16	0.0616
2	4	-161.66	-1.6166
3	5	-32.25	-0.3225
6	4	-8.9	-0.089

Tabla 5.58: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #6

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1862	1
1	3	0.1079	0.57948443
2	4	0.017	0.09129968
3	5	0.005	0.02685285
6	4	0.0004	0.00214823
Difmax	0.1862		

Tabla 5.59: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #6

Se puede observar que los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

h. Condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

- Barra 1: S/E Lago de Chongón 138 [kV]
- Barra 2: S/E Santa Elena 138 [kV]
- Barra 3: S/E Posorja 138 [kV]
- Barra 4: S/E Santa Elena 69 [kV]
- Barra 5: S/E Posorja Móvil 69 [kV]
- Barra 6: Central Santa Elena 3 13.8 [kV]

Factores de Participación de las Barras en el caso de contingencia #7

En la tabla 5.60 se muestran los resultados del análisis al ocurrir una contingencia que deja fuera de operación el transformador de la subestación Móvil Posorja, en Matlab por medio de un script que se muestra en el anexo V, los resultados más relevantes de los valores propios y factores de participación de las barras son:

MODOS [i]	VALORES PROPIOS	FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BARRAS [k]			
		2	3	4	5
1	71.20484408	0.5629	0	0.4371	0
2	12.29133509	0.4371	0	0.5629	0
3	32.297263	0	0.6419	0	0.3581
4	3.202770438	0	0.3581	0	0.6419

Tabla 5.60: Valores Propios y Factores de Participación de Barras en el caso de contingencia #7

En base a la tabla 5.60, en la figura 5.79 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 138 [kV], son los nodos más críticos según el valor propio más pequeño.

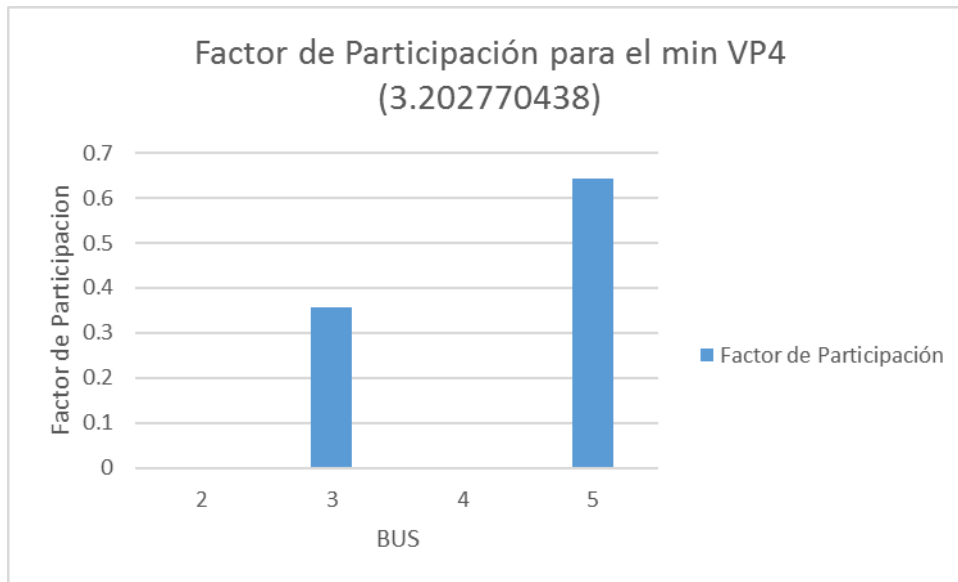


Figura 5.79: Factores de Participación de Barras para el modo 4 en el caso de contingencia #7

En la figura 5.80 se observa que la barra Santa Elena a 138 [kV] y Santa Elena a 69 [kV], son los nodos más críticos según el segundo valor propio más pequeño.

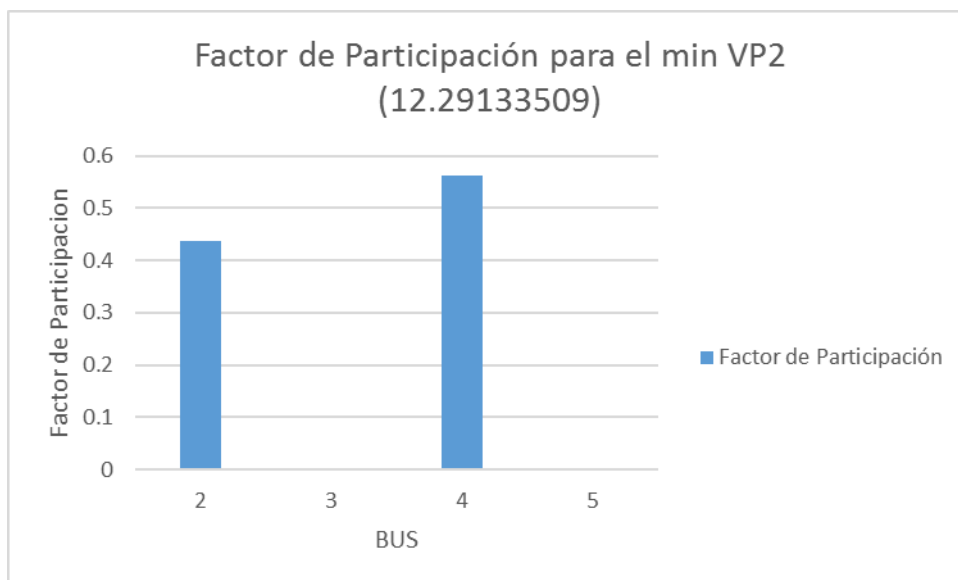


Figura 5.80: Factores de Participación de Barras para el modo 2 en el caso de contingencia #7

En la figura 5.81 se observa que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y Posorja a 138 [kV], son los nodos más críticos según el tercer valor propio más pequeño.

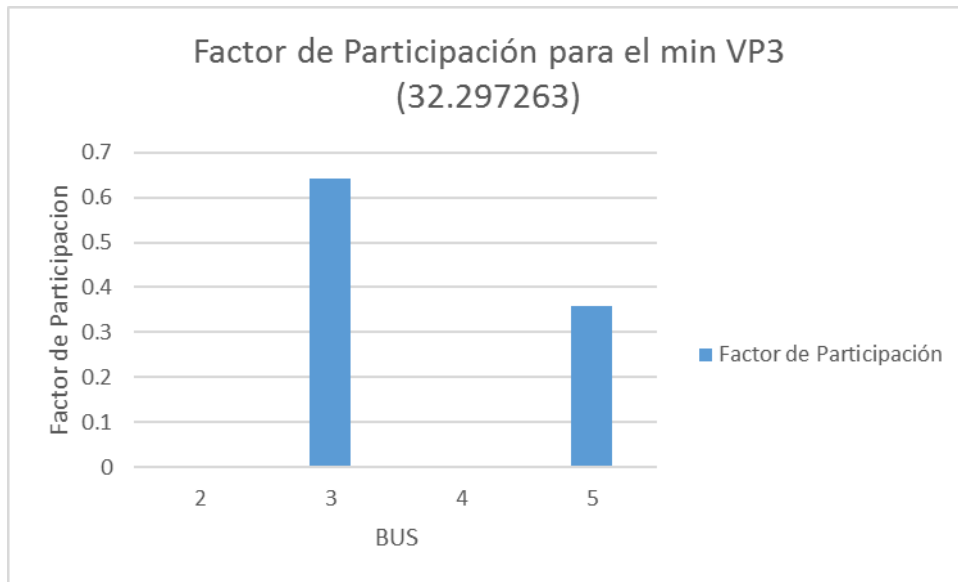


Figura 5.81: Factores de Participación de Barras para el modo 3 en el caso de contingencia #7

Teniendo en cuenta el valor propio más pequeño correspondiente al modo 4 se puede decir que la barra que contribuye a la inestabilidad de voltaje del sistema es la barra Posorja a 69 [kV].

Factor de Participación de Ramales en el caso de contingencia #7

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	32.73	0.3273
1	3	-0.11	-0.0011
2	4	-159.96	-1.5996
3	5	-62.04	-0.6204
6	4	-8.86	-0.0886

Tabla 5.61: Flujos en los ramales para el estado 1 en el caso de contingencia #7

Barras	Barras'	V[p.u.]	ΔV	V[p.u.] actualizado	Ángulo	$\Delta\delta$	Ángulo actualizado
1	1	0.9933	0	0.9933	0	0	0
2	2	0.9588	-1.07E-04	0.9586934	-3.125	2.19E-05	-3.1249781
3	3	0.9884	5.46E-04	0.9889457	-0.7085	-2.26E-04	-0.7087255
4	4	1.0089	0	1.0089	-4.924	1.84E-05	-4.9239816
5	5	1.0301	0	1.0301	-1.0866	-2.22E-04	-1.0868218
6							
7	6	1	0	1	-4.2726	1.84E-05	-4.2725816

Tabla 5.62: Voltaje y Ángulos actualizados para el estado 2 en el caso de contingencia #7

From	To	Q[Mvar]	Q[p.u.]
1	2	51.35	0.5135
1	3	2.84	0.0284
2	4	-161.66	-1.6166
3	5	-61.3	-0.613
6	4	-8.9	-0.089

Tabla 5.63: Flujos en los ramales para el estado 2 en el caso de contingencia #7

From	To	Diferencia	FPR
1	2	0.1862	1
1	3	0.0295	0.15843179
2	4	0.017	0.09129968
3	5	0.0074	0.03974221
6	4	0.0004	0.00214823
Difmax	0.1862		

Tabla 5.64: Factor de Participación de los Ramales en el caso de contingencia #7

Se puede observar que los circuitos 1 y 2 de transmisión de Chongón a Santa Elena 138 [kV] son las líneas con el mayor factor de participación por lo tanto se puede determinar que ese ramal consume más potencia reactiva debido a un aumento de carga.

CONCLUSIONES

- De acuerdo a la regulación Nro. ARCONEL 005/018, el estado actual operativo del Sistema Eléctrico que está en el Área de Concesión Santa Elena se encuentra operando en los márgenes establecidos por el código regulatorio, debido a que se ha realizado el estudio en condiciones normales de operación con demandas máximas y al simular flujos de potencia en los resultados obtenidos, no se presentan barras con un voltaje menor a 0.95 [p.u.] a nivel de 138 [kV], 69 [kV] y 13.8 [kV].
- Al determinar el punto de colapso de voltaje por medio de las curvas P-V en condiciones normales de operación y con contingencias, es evidente que la barra más crítica para la mayoría de casos, es Santa Elena a 69 [kV] pero en un nivel de carga bastante elevado con respecto a sus valores actuales, excepto cuando ocurre una contingencia en la línea CHG-SEL B donde la barra más crítica es Santa Elena a 138 [kV], debido a que esta línea de transmisión posee una mayor capacidad de corriente y por lo tanto, una mayor capacidad de transferencia de potencia. Conforme a la información obtenida realizando las curvas QV, se logró determinar que la barra más crítica para la mayoría de los casos en estudio es la barra Posorja Móvil a 69 [kV] y de la Central Santa Elena 3 a 13.8 [kV] por tener los menores márgenes de potencia reactiva.
- Conforme con los 8 casos de estudio efectuados por el método del análisis modal se determinó que la barra Posorja Móvil a 69 [kV] es la barra más crítica del sistema y los circuitos de transmisión A y B que van desde Chongón – Santa Elena a 138 [kV] son los ramales que más consumen reactivos; por lo cual es necesario realizar acciones correctivas para es los modos correspondientes en cada caso de estudio.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis de cargabilidad de los elementos del sistema en función del tiempo, considerando como criterio de expansión en la proyección de la demanda un porcentaje de crecimiento medio de potencia de 5.41% como se presenta en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025.
- Para precisar mejor los datos obtenidos y dirigir el enfoque a una perspectiva más minuciosa se recomienda analizar la red con sus respectivas subestaciones de distribución. Además de tener presente el modelamiento de las cargas ya que influye significativamente en los límites de estabilidad del sistema
- Para mantener un perfil de voltaje de acuerdo con la proyección futura de la demanda en la Unidad de Negocio Santa Elena, se recomienda realizar un estudio para reevaluar y readecuar la compensación capacitiva que actualmente se encuentra en las barras de carga del sistema.
- Se recomienda que, en picos altos de demanda para mantener la estabilidad de voltaje, ingresen a aportar al sistema, los generadores 2 y 3 de la Central Santa Elena 3, y en caso de requerirlo los generadores de la Central Santa Elena 2.
- En base a lo estudiado, es recomendable la implementación de un banco que inyecte compensación capacitiva en la barra de la S/E Posorja Móvil.

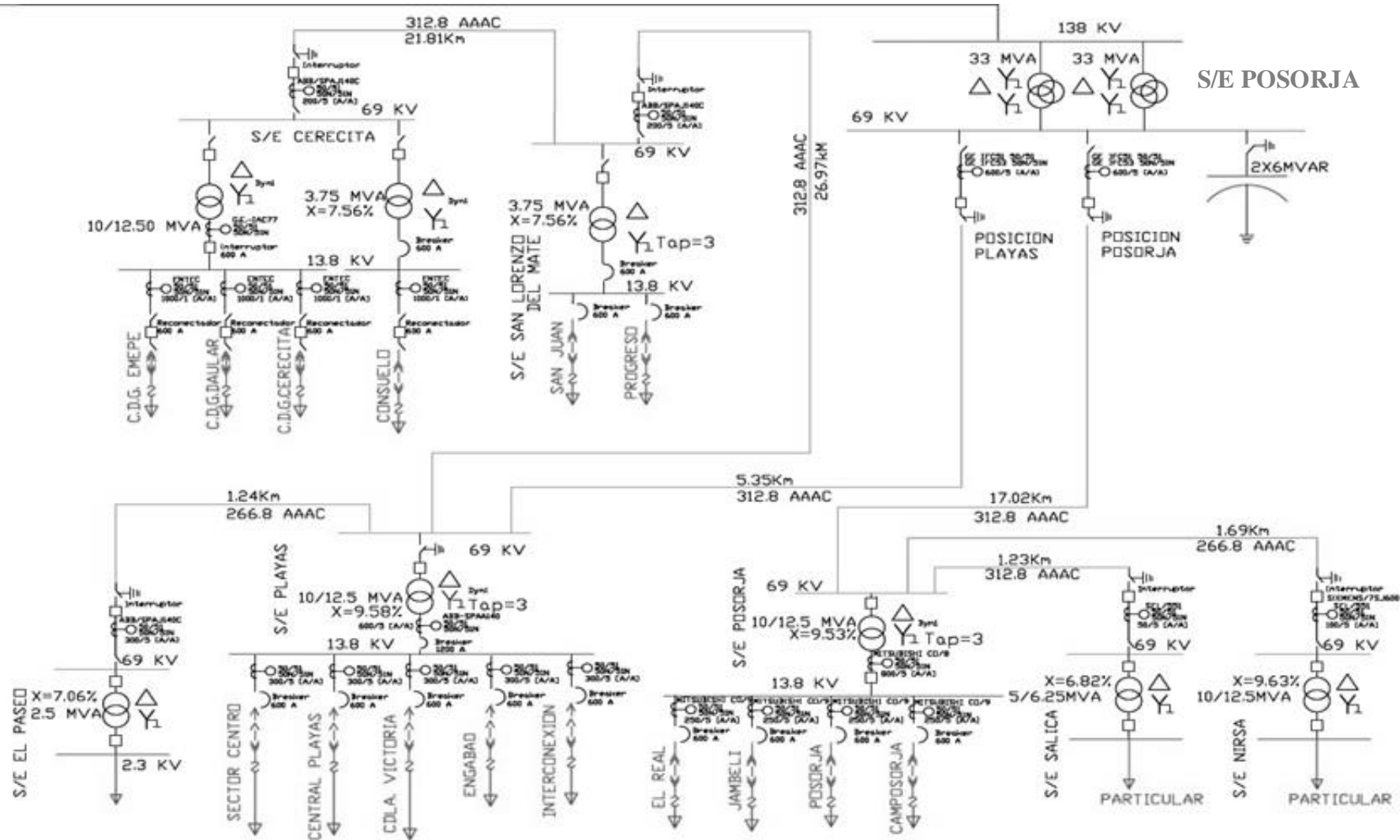
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Syed A., *SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*. México: McGRAW-HILL-INTERAMERICANA DE MÉXICO, S. A., 1990.
- [2] W. Brokering and R. Palma, *Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Primera Ed. Santiago de Chile, 2018.
- [3] A. Maldonado *et al.*, “Atlas del Sector Eléctrico ecuatoriano 2018,” *Arconel*, p. 108, 2018.
- [4] G. Enriquez Harper, *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. LIMUSA.
- [5] A. Navarro, “Clasificación y nomenclatura de las subestaciones. Paper,” 2018. .
- [6] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [7] J. J. Grainger and W. D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia - John J. Grainger William D. Stevenson*. México, D.F., MEXICO: McGraw-Hill Interamericana, 1996.
- [8] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE Transactions on Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [9] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. Palo Alto, California: MacGraw-Hill, Inc., 1994.
- [10] J. E. C. Becerra, “Metodología Para Mejorar la Estabilidad de Voltaje Mediante la Coordinación de FACTS,” *Propuesta Tesis Doctorado en Revisión. 2006*, 2006. .
- [11] L. Chimborazo and H. Arcos, “Análisis de Estabilidad de Voltaje del Sistema Nacional Interconectado – SNI para el Período 2010 – 2013, usando el Programa DigSilent PowerFactory,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 7, no. 1, pp. 5–16, 2011, doi: 10.37116/revistaenergia.v7.n1.2011.201.
- [12] I. M. B. B. Dr. Juan Gualberto Boza ValerinoI, Ing. Raúl Estrada NúñezII, Ing. Annaveil Herrera DíazII, “Voltage stability of electric power system using the program ‘PSAF,’” 2012. .
- [13] A.-H. Amer, “Voltage Collapse Prediction for Interconnected Power Systems,” 2000.
- [14] G. F. Patiño Castrillón and G. A. Limas Getial, “METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO,” no. Proyecto de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista, p. 118, 2008.
- [15] and M. T. T. M. A. Ríos, A. Torres M., “Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia,” *Estab. Voltaje en Sist. Potencia -Caso Apl. a la EEB-*, no. 8, pp. 924/riua.v0i8.605., pp.

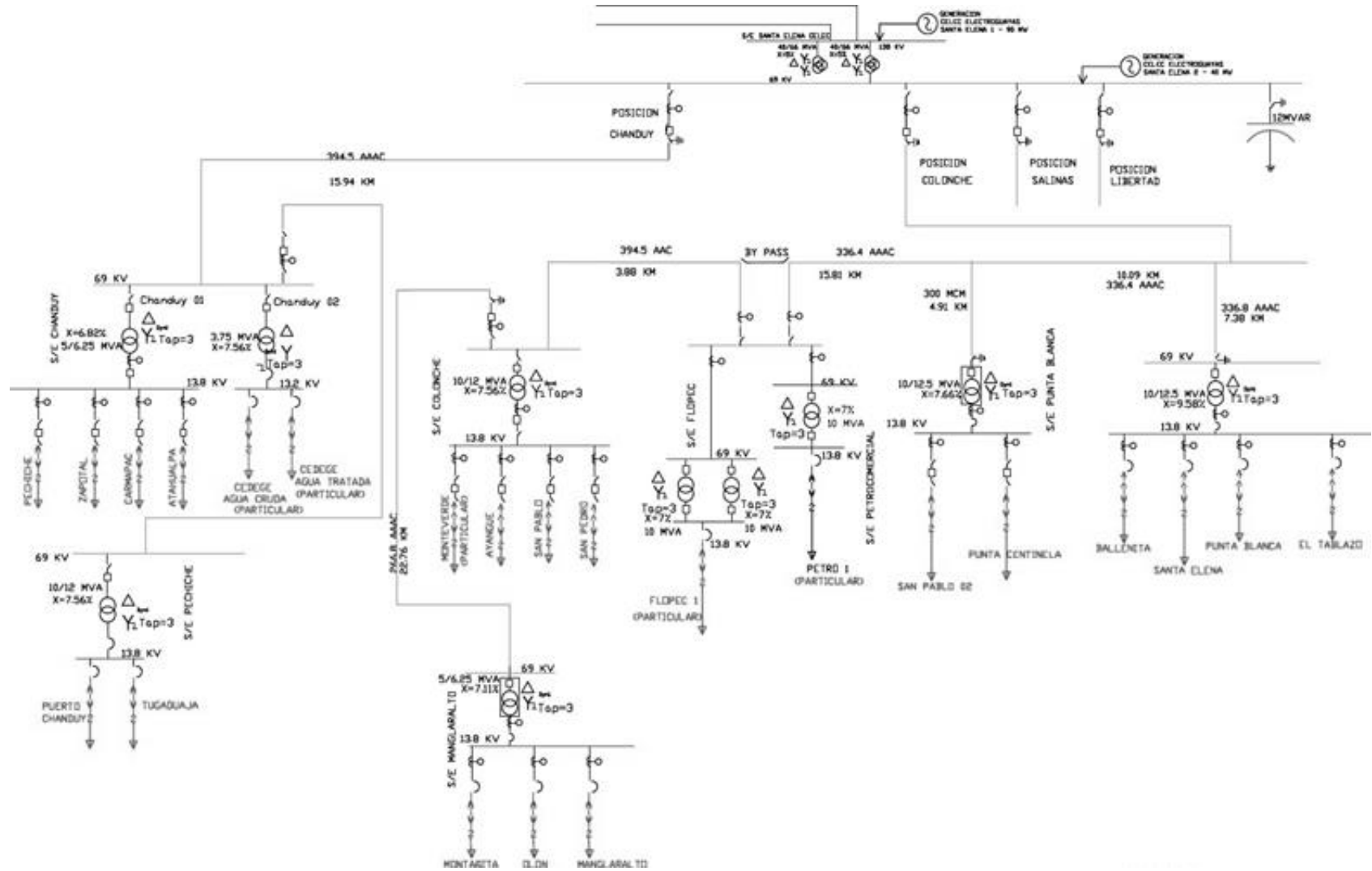
- 19–24, 1997.
- [16] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, “Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis IEEE transactions on power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542, 1992, doi: 10.1109/59.207377.
- [17] DIGSILENT, “DIGSILENT POWERFACTORY,” 2020. .
- [18] MATLAB, “Descripción del producto MATLAB - MATLAB & Simulink - MathWorks España.” .
- [19] CENACE, “UNIFILAR SNI OCTUBRE 2020.” CENACE, Quito, Ecuador, p. 1, 2020.
- [20] CELEC EP - Electroguayas, “Reseña Histórica de la Central Santa Elena,” Sep. 2017. .
- [21] CELEC E.P. TRANSELECTRIC, “Estudio de Impacto Ambiental Definitivo de la Línea de Transmisión Chongón – Santa Elena,” 2018. .
- [22] CELEC E.P. TRANSELECTRIC, “DIAG_UNIFILAR_SNT_201606-A0H.pdf.” .
- [23] CELEC E.P. TRANSELECTRIC, “CELEC E.P. PDEXPANSION,” *Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC*, 2012. .
- [24] ARCONEL, “Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 – ARCONEL,” 2013. .
- [25] H. Lee Willis, *Power Distribution Planning*, vol. 20044212. 2004.
- [26] ARCONEL, “Resolución Nro. ARCONEL-053/18-005/18,” 2018. .
- [27] MATLAB, “Newton Raphson Power Flow- File Exchange - MATLAB Central.”

ANEXOS

ANEXO A: Diagrama Unifilar de las Subestaciones de Distribución de CNELE.P. Unidad de Negocio Santa Elena

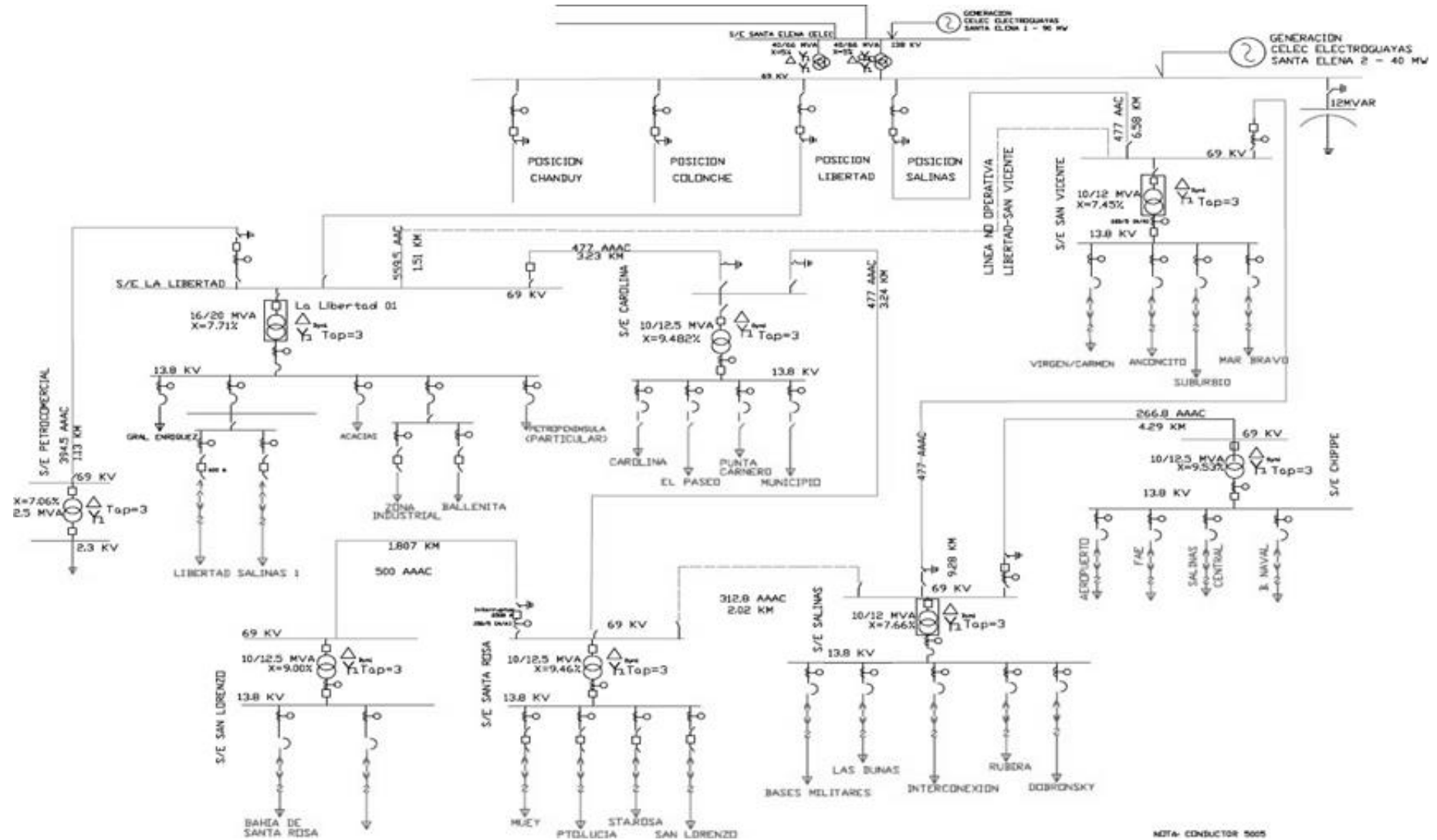


ANEXO B: Diagrama Unifilar de la Subestaciones de Distribución de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena
Posiciones Chanduy-Colonche



ANEXO C: Diagrama Unifilar de la Subestaciones de Distribución de CNELE.P. Unidad de Negocio Santa Elena

Posiciones Libertad-Salinas



ANEXO D: Demanda Máxima Coincidente del mes de febrero

23/02/2020	Posición Chanduy		Posición Colonche		Posición Libertad		Posición Salinas		Posición Playas		Posición Posorja		Posición Playas Móvil	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
00:00:00	10.27	3.68	30.54	9.00	30.29	9.82	23.57	7.89	11.10	3.59	14.36	3.55	8.75	2.32
00:30:00	9.97	3.68	29.79	8.71	29.36	9.61	22.80	7.74	10.72	3.48	14.04	3.41	8.30	2.26
01:00:00	9.90	3.45	29.07	8.60	28.72	9.57	22.32	7.74	10.54	3.55	13.77	3.42	7.98	2.11
01:30:00	9.68	3.38	28.39	8.07	27.96	9.03	21.65	7.31	10.17	3.30	13.50	3.08	8.33	2.14
02:00:00	9.60	3.38	27.86	8.14	27.43	9.00	21.37	7.36	9.81	3.30	13.04	2.96	8.20	2.09
02:30:00	9.60	3.45	25.24	8.14	26.85	8.89	20.89	7.36	9.66	3.35	12.46	2.64	7.95	2.18
03:00:00	9.08	3.23	24.70	7.74	26.13	8.50	20.36	6.93	9.43	3.25	12.03	2.46	8.05	1.98
03:30:00	9.08	3.30	24.56	7.92	25.92	8.60	20.27	7.12	9.18	3.17	11.85	2.42	8.06	1.95
04:00:00	8.92	3.15	26.28	8.57	25.42	8.42	19.74	6.93	9.14	3.14	11.83	2.40	7.62	1.84
04:30:00	8.92	3.30	26.10	8.57	25.10	8.32	19.50	6.79	9.05	3.10	12.07	2.49	8.06	1.86
05:00:00	9.00	3.15	25.45	8.21	24.59	8.25	19.22	6.79	8.64	3.03	11.91	2.38	8.24	1.97
05:30:00	8.78	3.00	25.49	8.35	24.27	8.14	18.93	6.69	8.43	2.96	11.60	2.31	8.11	2.00
06:00:00	8.78	3.00	24.38	7.92	23.77	8.07	18.69	6.60	8.30	2.92	12.64	2.67	7.82	1.90
06:30:00	8.48	2.85	23.84	7.85	23.23	7.92	18.12	6.60	8.05	2.87	11.19	2.22	8.08	2.02
07:00:00	7.50	1.87	21.69	6.02	20.97	6.06	16.83	5.64	7.15	2.49	9.45	1.47	7.82	2.03
07:30:00	7.72	2.03	22.08	6.31	21.22	6.02	16.87	5.59	7.35	2.62	8.16	1.40	7.07	1.73
08:00:00	7.88	2.03	23.37	6.49	22.16	6.24	17.88	5.69	7.94	2.69	9.07	1.31	6.98	1.59
08:30:00	8.25	2.25	24.70	6.81	23.37	6.42	18.74	5.78	8.39	2.71	7.71	0.77	7.77	1.74
09:00:00	8.62	2.63	25.27	7.74	25.10	7.64	19.69	6.50	8.27	2.76	7.96	1.18	8.06	1.89
09:30:00	9.00	2.85	25.85	7.89	26.21	7.78	20.22	6.64	8.73	2.94	8.00	1.22	8.69	2.09
10:00:00	9.15	2.63	25.78	7.85	27.07	7.99	20.70	6.74	9.57	3.03	8.21	1.17	8.98	2.10
10:30:00	9.30	2.77	25.56	7.96	27.43	8.42	21.08	6.93	9.75	3.14	9.74	1.33	9.09	2.14
11:00:00	9.68	3.15	25.92	8.07	27.25	8.07	21.22	6.84	10.04	3.25	11.96	2.13	9.11	2.06
11:30:00	9.90	3.23	26.35	8.39	27.46	8.10	21.22	7.08	10.38	3.35	12.66	2.49	9.50	2.26

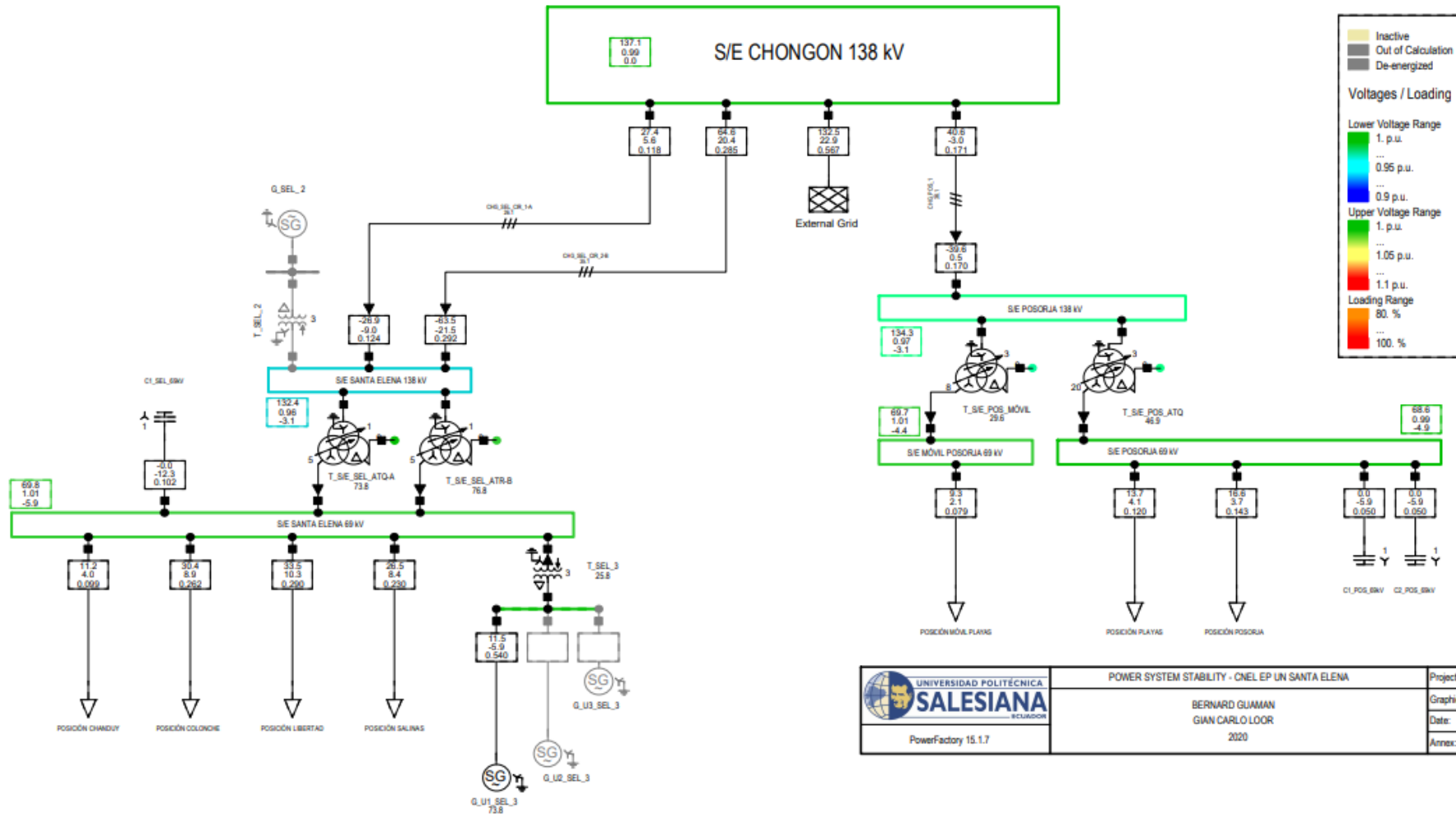
12:00:00	9.90	3.15	26.24	8.32	27.89	8.21	21.51	7.03	10.52	3.35	14.04	3.17	9.42	2.15
12:30:00	9.60	3.07	27.25	8.32	28.39	8.78	21.56	7.03	10.61	3.42	13.61	3.08	9.41	2.27
13:00:00	9.38	3.00	27.25	8.35	28.46	8.53	21.41	7.12	10.52	3.41	13.52	2.96	9.32	2.17
13:30:00	9.22	3.07	27.43	8.53	28.68	8.71	21.22	7.12	10.54	3.57	13.73	3.30	9.57	2.26
14:00:00	8.78	3.00	26.71	8.39	28.57	8.89	21.03	7.27	10.38	3.55	13.72	3.26	9.40	2.30
14:30:00	9.00	3.15	26.39	8.75	28.25	8.75	21.22	7.36	10.52	3.62	13.54	3.26	9.02	2.07
15:00:00	9.15	3.15	26.24	8.78	28.25	8.78	21.18	7.31	10.52	3.66	13.30	3.14	9.01	2.05
15:30:00	8.92	3.07	26.24	8.71	28.21	8.93	21.22	7.36	10.54	3.59	13.07	2.94	8.41	1.91
16:00:00	9.00	2.93	25.53	8.35	27.96	8.75	21.03	7.41	10.54	3.66	13.14	2.89	8.67	1.95
16:30:00	8.78	2.77	25.85	8.10	27.64	8.75	21.03	7.46	10.54	3.69	12.84	2.73	8.58	2.03
17:00:00	8.70	2.93	26.10	8.42	27.25	8.75	20.89	7.41	10.51	3.73	12.91	2.78	8.71	2.04
17:30:00	8.78	2.93	27.82	8.17	27.21	8.53	21.13	7.31	10.51	3.62	13.04	3.01	8.46	1.96
18:00:00	8.78	3.00	27.28	8.60	27.35	8.42	21.27	7.31	10.44	3.66	12.95	2.90	7.98	1.98
18:30:00	9.08	2.77	24.02	6.63	28.00	8.10	21.65	7.08	10.72	3.73	14.04	3.44	8.22	2.00
19:00:00	11.03	4.05	27.96	8.07	31.51	9.86	24.28	7.89	12.64	4.23	15.51	3.75	8.79	2.03
19:30:00	11.40	4.12	29.58	8.57	32.80	10.36	25.91	8.36	13.61	4.25	15.13	3.60	9.09	2.05
20:00:00	11.25	4.12	29.79	8.57	33.34	10.29	26.43	8.36	13.64	4.07	16.35	3.86	9.56	2.21
20:30:00	11.25	3.98	30.40	8.89	33.52	10.32	26.48	8.41	13.70	4.14	16.14	3.68	9.29	2.07
21:00:00	11.10	3.98	30.69	9.00	32.73	10.29	26.77	8.56	12.98	3.94	16.28	3.84	9.29	2.23
21:30:00	10.95	3.90	31.83	7.10	32.34	10.18	26.39	8.46	12.60	3.71	15.98	3.57	9.36	2.18
22:00:00	10.87	3.75	31.98	7.39	32.66	9.79	25.86	8.22	12.69	3.84	15.56	3.55	8.93	2.12
22:30:00	10.57	3.68	31.87	7.17	32.48	9.72	25.48	8.08	12.39	3.62	15.46	3.77	8.55	1.78
23:00:00	10.50	3.82	30.87	7.31	31.55	9.64	25.38	8.27	12.16	3.73	14.83	3.37	8.38	1.92
23:30:00	10.13	3.45	30.44	6.92	30.33	9.18	24.57	7.74	11.69	3.46	15.65	3.50	8.40	1.85

ANEXO E: Generación centrales CELEC E.P. Unidad de Negocio ELECTROGUAYAS

23/02/2020	Santa Elena II		Santa Elena III					
	SEL2TMCU01		SEL3TMCU01		SEL3TMCU02		SEL3TMCU03	
Hora	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
00:00:00	23.61	5.80	0.00	0.00	11.20	1.60	0.00	0.00
00:30:00	23.58	5.78	0.00	0.00	11.31	2.00	0.00	0.00
01:00:00	23.54	5.66	0.00	0.00	11.65	1.40	0.00	0.00
01:30:00	23.61	5.82	0.00	0.00	11.60	3.20	0.00	0.00
02:00:00	23.64	5.77	0.00	0.00	11.45	2.30	0.00	0.00
02:30:00	11.82	3.17	0.00	0.00	11.73	3.30	0.00	0.00
03:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.18	3.00	0.00	0.00
03:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.72	1.50	0.00	0.00
04:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.76	2.50	0.00	0.00
04:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.53	2.50	0.00	0.00
05:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.76	2.30	0.00	0.00
05:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.34	2.50	0.00	0.00
06:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.59	2.60	0.00	0.00
06:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.90	1.50	0.00	0.00
07:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.45	2.00	0.00	0.00
07:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.49	2.60	0.00	0.00
08:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.37	3.50	0.00	0.00
08:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.77	3.30	0.00	0.00
09:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.79	3.10	0.00	0.00
09:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.96	2.20	0.00	0.00
10:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.69	3.20	0.00	0.00
10:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.64	2.30	0.00	0.00
11:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.46	3.00	0.00	0.00
11:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.42	2.50	0.00	0.00
12:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.10	2.50	0.00	0.00
12:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.46	3.00	0.00	0.00
13:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.72	2.80	0.00	0.00
13:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.41	1.50	0.00	0.00
14:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.77	1.40	0.00	0.00
14:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.68	2.10	0.00	0.00
15:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.76	1.90	0.00	0.00
15:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.77	1.50	0.00	0.00
16:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.30	2.40	0.00	0.00
16:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.22	1.70	0.00	0.00
17:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.40	1.50	0.00	0.00

17:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.45	2.00	0.00	0.00
18:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.43	2.50	0.00	0.00
18:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.80	3.40	0.00	0.00
19:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.54	2.10	0.00	0.00
19:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.26	2.60	0.00	0.00
20:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.73	3.00	0.00	0.00
20:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.47	2.80	0.00	0.00
21:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.90	1.40	0.00	0.00
21:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.32	2.50	0.00	0.00
22:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.01	2.70	0.00	0.00
22:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.21	2.70	0.00	0.00
23:00:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.79	3.00	0.00	0.00
23:30:00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.89	2.70	0.00	0.00

ANEXO F: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio en Condiciones Normales de Operación



ANEXO F 1 : Reporte Edge Elemento del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio en Condiciones Normales de Operación

Load Flow Calculation		Edge Elements	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations	0.10 %

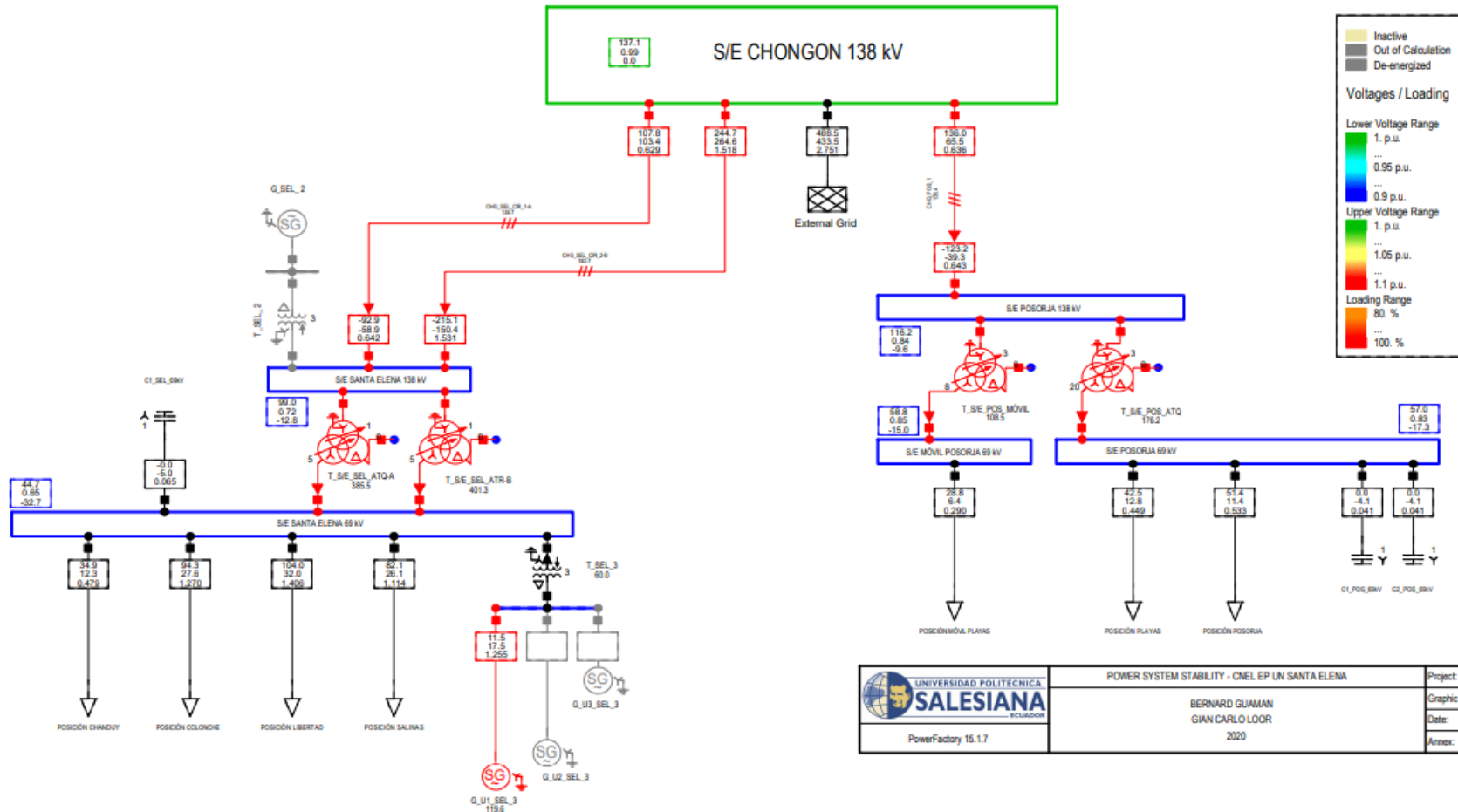
		DIgSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 9/3/2020
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT	Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE	Annex: / 1	

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.- factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.099	0.989
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.262	0.989
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.290	0.989
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.230	0.989
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-12.272	-0.00	0.102	1.011
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
G_Ü1_SEL_3	Sym	73.76	B SEL 3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.738
EXteYnal_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	132.541	22.948	0.99	0.567	0.321
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	26.15	S/E CHONGON 138 kV	27.423	5.550	0.98	0.118	0.249
			S/E SANTA ELENA 138..	-26.888	-9.036	-0.95	0.124	0.261
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	35.08	S/E SANTA ELENA 138..	-63.504	-21.510	-0.95	0.292	0.351
			S/E CHONGON 138 kV	64.564	20.399	0.95	0.285	0.342
T_SEL_3	Tr2	25.82	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.458	6.255	-0.88	0.108	0.258
			B SEL 3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.258
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B POS ATQ 13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.341	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B POS MOVIL 13.8kV	-0.000	0.000	-0.81	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	73.83	S/E SANTA ELENA 138..	44.293	14.980	0.95	0.204	0.738
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-44.194	-12.507	-0.96	0.380	0.688
			B SEL ATQ 13.8kV	-0.000	-0.000	-0.99	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	76.83	S/E SANTA ELENA 138..	46.099	15.566	0.95	0.212	0.768
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-45.998	-13.076	-0.96	0.396	0.716
			B SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000

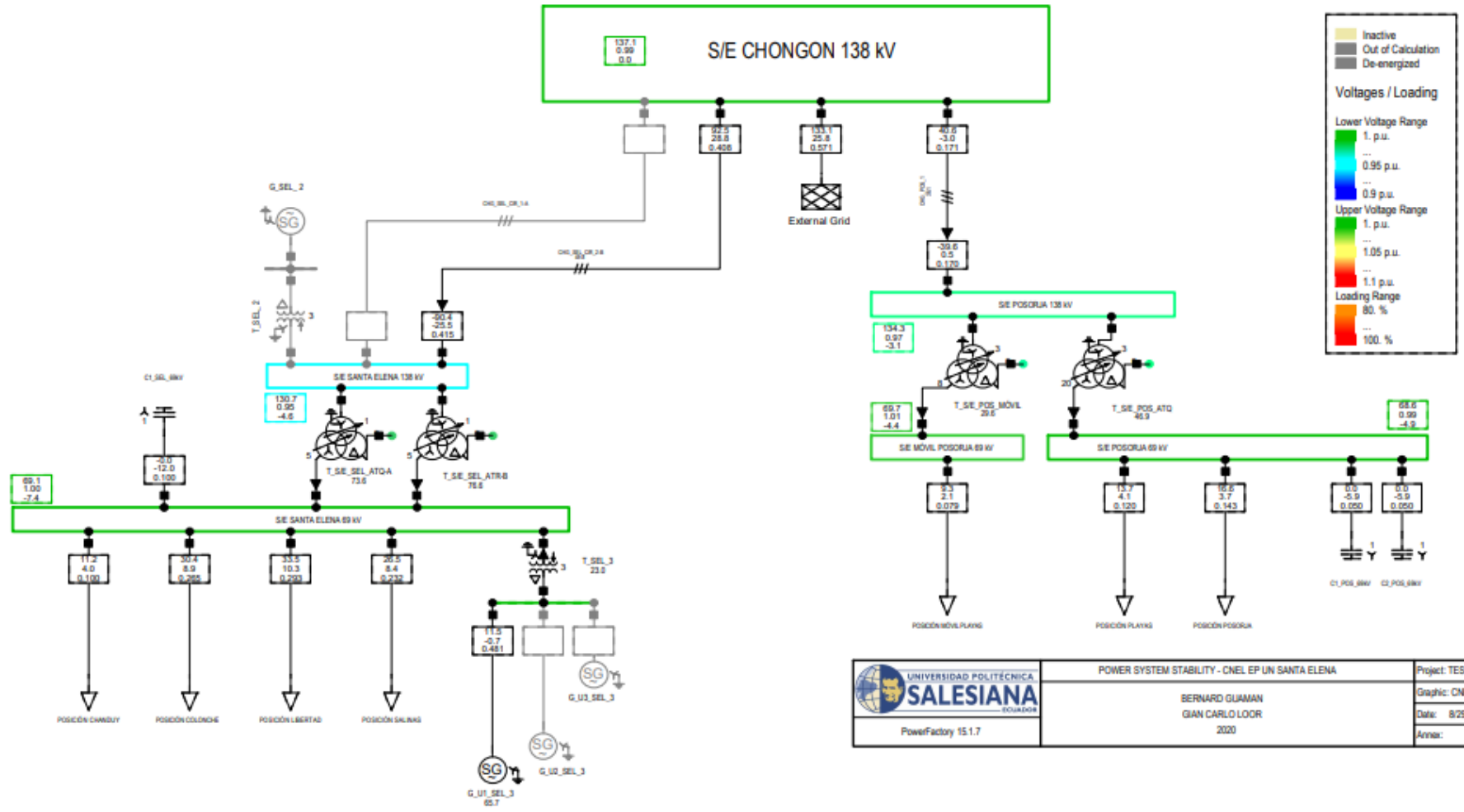
ANEXO F 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio en Condiciones Normales de Operación


		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:				
				Date: 9/12/2020				
Load Flow Calculation				Busbars/Terminals				
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations				
					No 1.00 kVA 0.10 %			
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT			Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
S/E CHONGON 138 kV								
138.00	0.99 137.08 0.00						Sk": 2292.24 MVA	
Cub_1 /Xnet	External Grid	132.54	22.95	0.99	0.57		Pv:	1060.17 kW
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	64.56	20.40	0.95	0.29	35.08	cLod:	5.35 Mvar L: 84.67 km
Cub_3 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	27.42	5.55	0.98	0.12	26.15	Pv:	534.20 kW
Cub_4 /Lne	CHG_POS_1	40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07	cLod:	5.23 Mvar L: 81.59 km
							Pv:	911.75 kW
							cLod:	4.67 Mvar L: 71.82 km
S/E SANTA ELENA 138 kV								
138.00	0.96 132.42 -3.14						Pv: 1060.17 kW	
Cub_1 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	-63.50	-21.51	-0.95	0.29	35.08	cLod:	5.35 Mvar L: 84.67 km
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	-26.89	-9.04	-0.95	0.12	26.15	Pv:	534.20 kW
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	44.29	14.98	0.95	0.20	73.83	Tap:	1.00 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	46.10	15.57	0.95	0.21	76.83	Tap:	1.00 Min: 1 Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2						Tap:	3 Min: 1 Max: 5
S/E POSORJA 138 kV								
138.00	0.97 134.31 -3.13						Pv: 911.75 kW	
Cub_1 /Lne	CHG_POS_1	-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	cLod:	4.67 Mvar L: 71.82 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap:	3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93	Tap:	3.00 Min: 1 Max: 5
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT								
				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE				Annex: / 2
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
S/E SANTA ELENA 69 kV								
69.00	1.01 69.78 -5.91						P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar	
Cub_3 /Shnt	C1_SEL_69kV	-0.00	-12.27	-0.00	0.10		P10:	30.40 MW Q10: 8.89 Mvar
Cub_5 /Lod	POSICION CHANDUY	11.25	3.98	0.94	0.10		P10:	33.52 MW Q10: 10.32 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICION COLONCHE	30.40	8.89	0.96	0.26		P10:	26.48 MW Q10: 8.41 Mvar
Cub_7 /Lod	POSICION LIBERTAD	33.52	10.32	0.96	0.29		Tap:	5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_8 /Lod	POSICION SALINAS	26.48	8.41	0.95	0.23		Tap:	5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-44.19	-12.51	-0.96	0.38	73.83	Tap:	5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-46.00	-13.08	-0.96	0.40	76.83	Tap:	3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3	-11.46	6.26	-0.88	0.11	25.82	Tap:	3.00 Min: 1 Max: 5
	Total Load:	101.65	31.60					
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV								
69.00	1.01 69.66 -4.40						P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar	
Cub_2 /Lod	POSICION MÓVIL PLA	9.29	2.07	0.98	0.08		Tap:	8.00 Min: -16 Max: 16
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60		
B_SEL_ATQ 13.8kV								
13.80	0.99 13.69 -36.31						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0	
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-0.00	-0.00	-0.99	0.00	73.83		
B_SEL_ATR 13.8kV								
13.80	0.99 13.68 -36.55						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0	
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	76.83		
B_SEL_3								
13.80	1.00 13.80 -4.59						Typ: PV	
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3	11.47	-5.92	0.89	0.54	73.76	Typ:	PQ
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3						Typ:	PQ
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3						Tap:	3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3	11.47	-5.92	0.89	0.54	25.82		
B_POS_MÓVIL 13.8kV								
13.80	0.97 13.35 -34.64						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0	
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-0.00	0.00	-0.81	0.00	29.60		
B_POS_ATQ 13.8kV								
13.80	0.98 13.48 -35.18						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0	
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.93		
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT								
				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE				Annex: / 3
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
S/E POSORJA 69 kV								
69.00	0.99 68.61 -4.94						P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar	
Cub_2 /Shnt	C1_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		P10:	16.58 MW Q10: 3.68 Mvar
Cub_3 /Shnt	C2_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		Tap:	20.00 Min: 1 Max: 33
Cub_5 /Lod	POSICION PLAYAS	13.70	4.14	0.96	0.12			
Cub_6 /Lod	POSICION POSORJA	16.58	3.68	0.98	0.14			
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93		
	Total Load:	30.28	7.82					
	Compensation:		-11.86					

ANEXO F 3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio en Condiciones Normales de Operación



ANEXO G: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A



 UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR PowerFactory 15.1.7	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP UN SANTA ELENA	Project: TESIS
	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR 2020	Graphic: CNEL EP UN SANTA ELENA
		Date: 8/29/2020 Anno:

ANEXO G 1: Reporte Edge Element del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena A

Load Flow Calculation		Edge Elements	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations	0.10 %

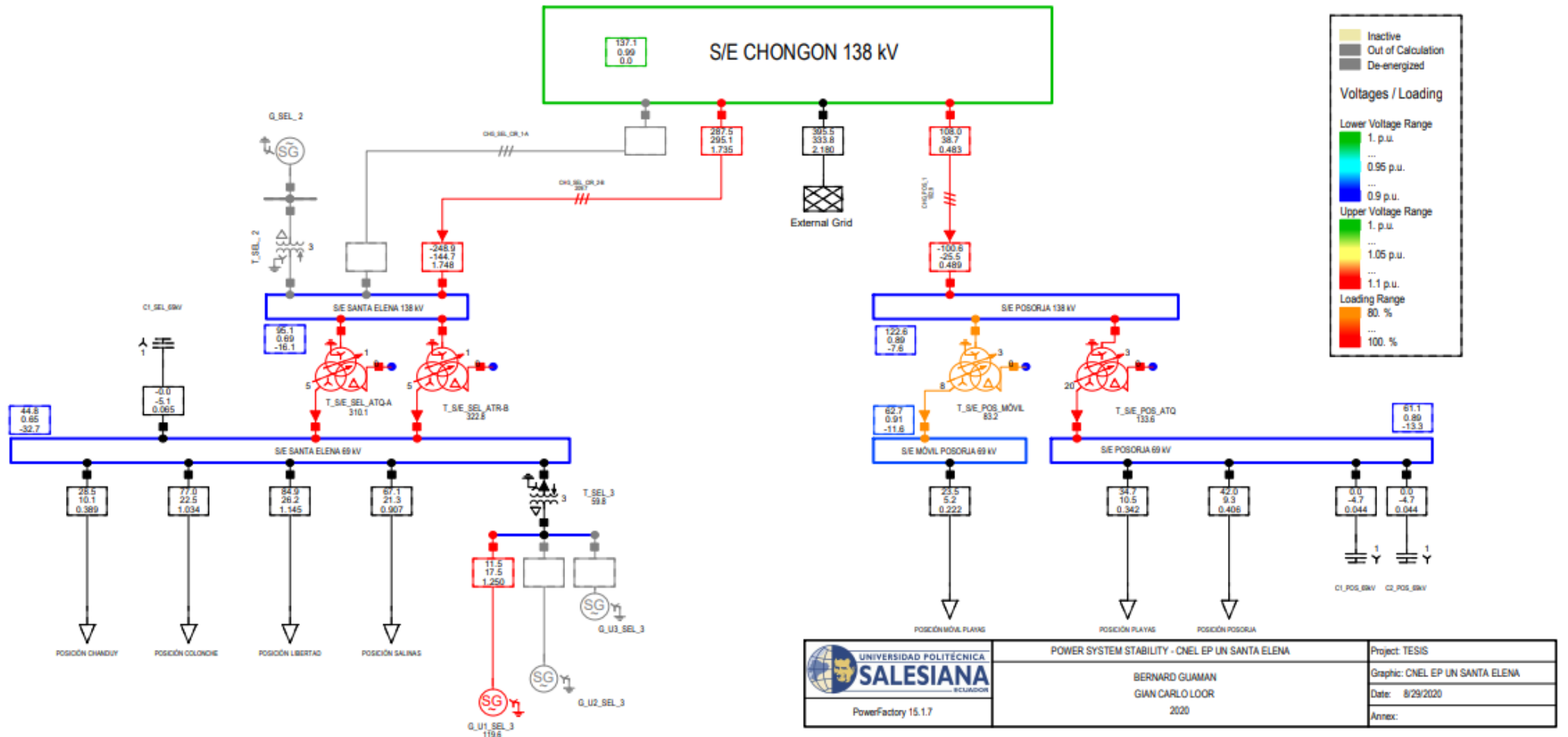
		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 9/3/2020
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT	Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.100	0.999
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.265	0.999
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.293	0.999
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.232	0.999
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-12.020	-0.00	0.100	1.001
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
G_U1_SEL_3	Sym	65.66	B_SEL_3	11.470	-0.699	1.00	0.481	0.657
External_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	133.097	25.803	0.98	0.571	0.323
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	49.76	S/E SANTA ELENA 138..	-90.388	-25.473	-0.96	0.415	0.498
			S/E CHONGON 138 kV	92.542	28.803	0.95	0.408	0.490
T_SEL_3	Tr2	22.98	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.460	0.963	-1.00	0.096	0.230
			B_SEL_3	11.470	-0.699	1.00	0.481	0.230
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.341	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B_POS_MÓVIL_13.8kV	-0.000	0.000	-0.81	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	73.60	S/E SANTA ELENA 138..	44.290	12.494	0.96	0.203	0.736
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-44.191	-10.037	-0.98	0.379	0.686
			B_SEL_ATQ_13.8kV	-0.000	-0.000	-0.97	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	76.59	S/E SANTA ELENA 138..	46.098	12.979	0.96	0.211	0.766
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-45.998	-10.505	-0.97	0.394	0.714
			B_SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-0.98	0.000	0.000

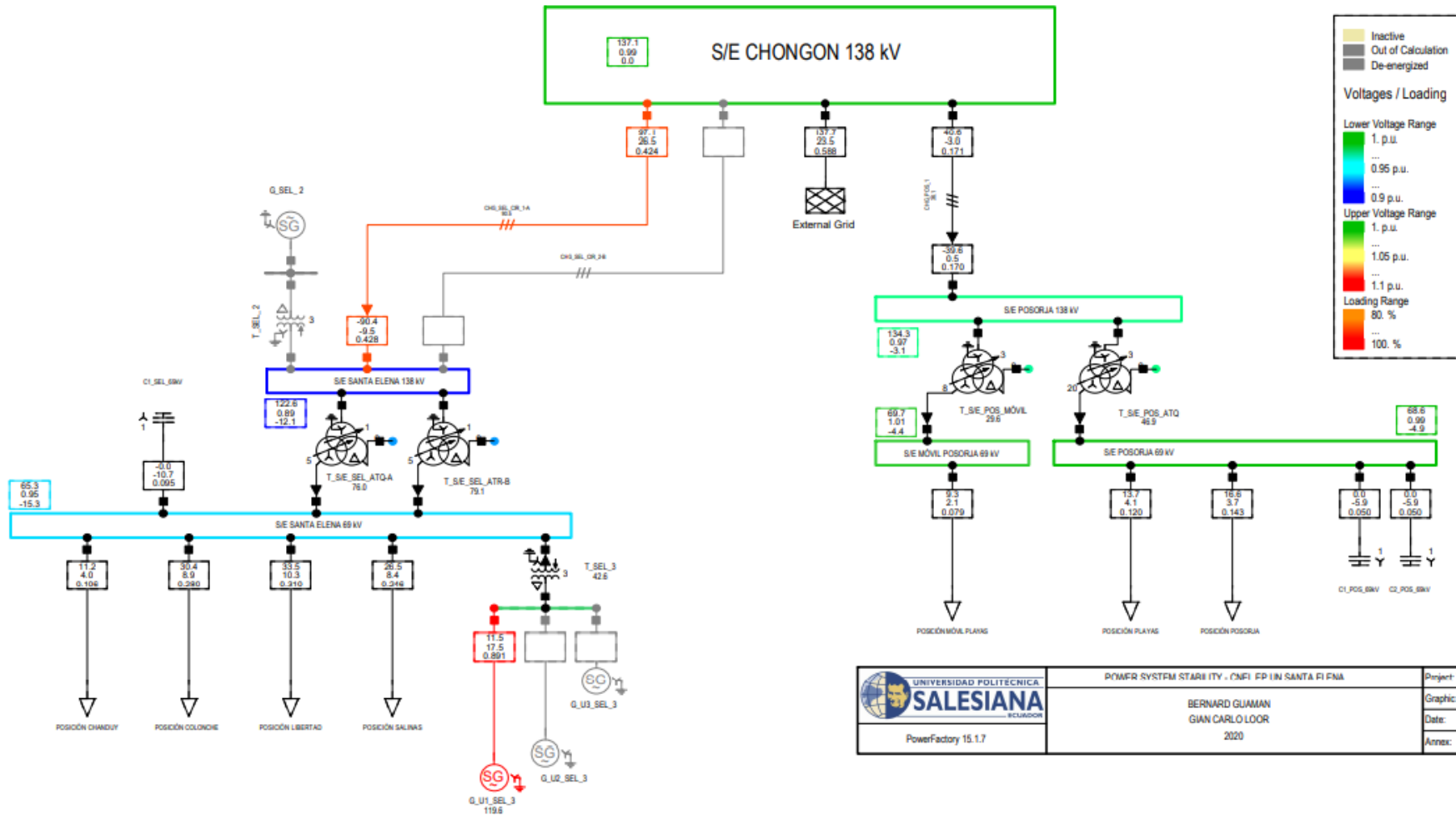
ANEXO G 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena A

						DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 9/5/2020	
Load Flow Calculation								Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		No			
Automatic Tap Adjust of Transformers				Max. Acceptable Load Flow Error for		1.00 kVA			
Consider Reactive Power Limits				Nodes		0.10 %			
				Model Equations					
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E CHONGON 138 kv									
138.00	0.99	137.08	0.00						
Cub_1 /Xnet	External Grid			133.10	25.80	0.98	0.57		Sk*: 2292.24 MVA
Cub_2 /Line	CHG SEL CIR 2-B			92.54	28.80	0.95	0.41	49.76	Pv: 2154.21 kW cLod: 5.29 Mvar L: 84.67 km
Cub_3 /Line	CHG SEL CIR 1-A								Pv: cLod: L: 81.59 km
Cub_4 /Line	CHG_POS_1			40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07	Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km
S/E SANTA ELENA 138 kv									
138.00	0.95	130.74	-4.59						
Cub_1 /Line	CHG SEL CIR 2-B			-90.39	-25.47	-0.96	0.41	49.76	Pv: 2154.21 kW cLod: 5.29 Mvar L: 84.67 km
Cub_2 /Line	CHG SEL CIR 1-A								Pv: cLod: L: 81.59 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A			44.29	12.49	0.96	0.20	73.60	Tap: 1.00 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B			46.10	12.98	0.96	0.21	76.59	Tap: 1.00 Min: 1 Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2								Tap: 3 Min: 1 Max: 5
S/E POSORJA 138 kv									
138.00	0.97	134.31	-3.13						
Cub_1 /Line	CHG POS 1			-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL			9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ			30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E SANTA ELENA 69 kv									
69.00	1.00	69.06	-7.43						
Cub_3 /Shnt	C1 SEL 69kv			-0.00	-12.02	-0.00	0.10		
Cub_5 /Lod	POSICIÓN CHANDUY			11.25	3.98	0.94	0.10		P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICIÓN COLONCHE			30.40	8.89	0.96	0.26		P10: 30.40 MW Q10: 8.89 Mvar
Cub_7 /Lod	POSICIÓN LIBERTAD			33.52	10.32	0.96	0.29		P10: 33.52 MW Q10: 10.32 Mvar
Cub_8 /Lod	POSICIÓN SALINAS			26.48	8.41	0.95	0.23	73.60	P10: 26.48 MW Q10: 8.41 Mvar
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A			-44.19	-10.04	-0.98	0.38		Tap: 5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B			-46.00	-10.51	-0.97	0.39	76.59	Tap: 5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3			-11.46	0.96	-1.00	0.10	22.98	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Total Load:				101.65	31.60				
S/E MÓVIL POSORJA 69 kv									
69.00	1.01	69.66	-4.40						
Cub_2 /Lod	POSICIÓN MÓVIL PLA			9.29	2.07	0.98	0.08		P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL			-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60	Tap: 8.00 Min: -16 Max: 16
B_SEL_ATQ 13.8kv									
13.80	0.98	13.56	-37.83						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A			-0.00	-0.00	-0.97	0.00	73.60	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
B_SEL_ATR 13.8kv									
13.80	0.98	13.54	-38.08						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B			-0.00	-0.00	-0.98	0.00	76.59	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
B_SEL_3									
13.80	1.00	13.80	-6.11						
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3			11.47	-0.70	1.00	0.48	65.66	Typ: PV
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3								Typ: PQ
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3								Typ: PQ
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3			11.47	-0.70	1.00	0.48	22.98	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
B_POS_MÓVIL 13.8kv									
13.80	0.97	13.35	-34.64						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL			-0.00	0.00	-0.81	0.00	29.60	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
B_POS_ATQ 13.8kv									
13.80	0.98	13.48	-35.18						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ			-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.93	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 3	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E POSORJA 69 kv									
69.00	0.99	68.61	-4.94						
Cub_2 /Shnt	C1_POS 69kv			0.00	-5.93	0.00	0.05		
Cub_3 /Shnt	C2_POS 69kv			0.00	-5.93	0.00	0.05		
Cub_5 /Lod	POSICIÓN PLAYAS			13.70	4.14	0.96	0.12		P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICIÓN POSORJA			16.58	3.68	0.98	0.14		P10: 16.58 MW Q10: 3.68 Mvar
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ			-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93	Tap: 20.00 Min: 1 Max: 33
Total Load:				30.28	7.82				
Compensation:					-11.86				

ANEXO G 3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena
A



ANEXO H: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B



 <p>UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR</p>	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP LIN SANTA FI FMA	Project: TFSIS
	PowerFactory 15.1.7	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR 2020

ANEXO H 1: Reporte Bus Bar Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B

Load Flow Calculation		Edge Elements	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations	0.10 %

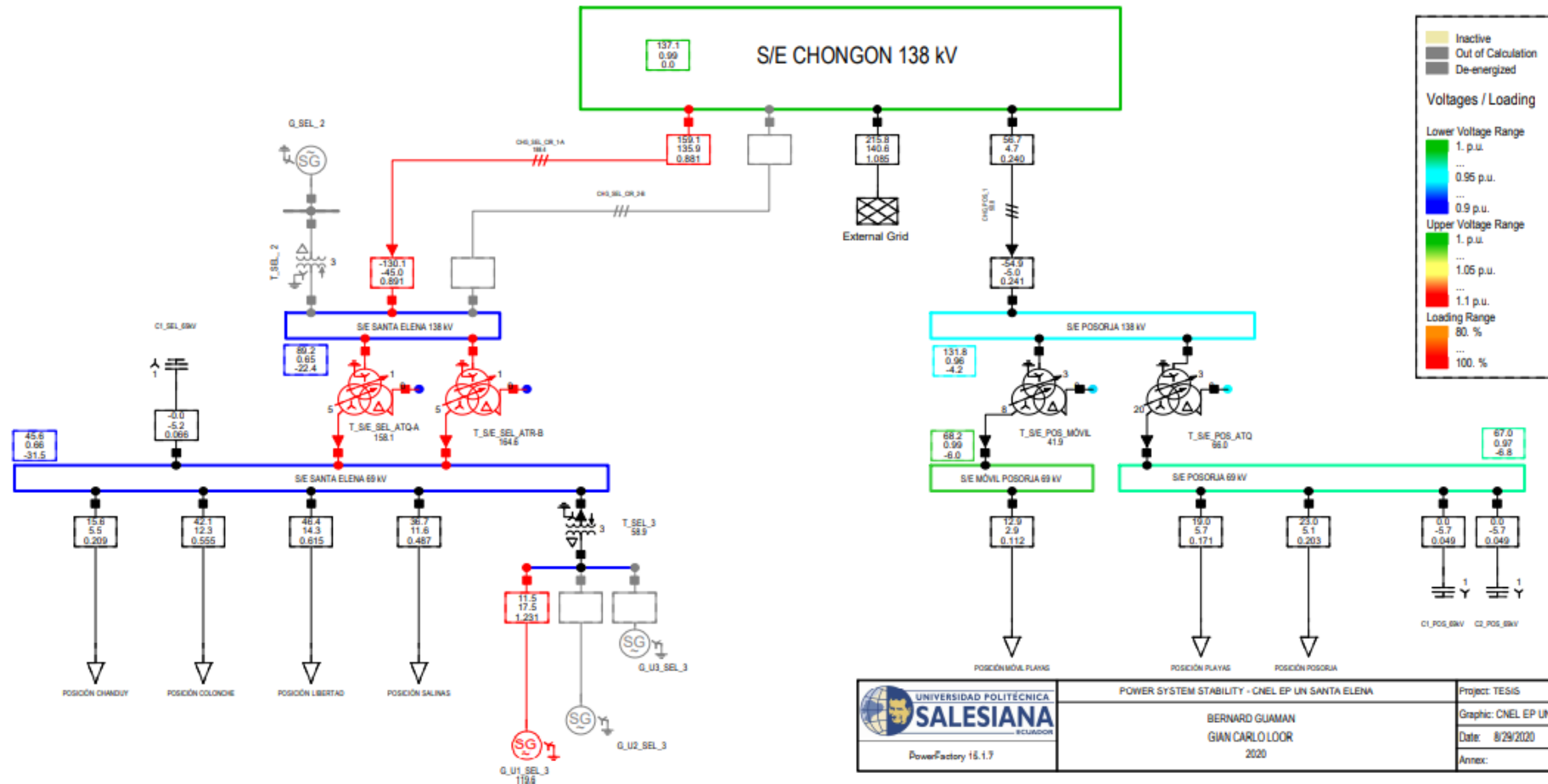
		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 9/3/2020
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT	Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE	Annex:	/ 1

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.- factor [-]	Current [kA]	[p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.106	1.057
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.280	1.057
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.310	1.057
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.246	1.057
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-10.748	-0.00	0.095	0.946
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
G_U1_SEL_3	Sym	119.57	B_SEL_3	11.470	17.500	0.55	0.891	1.217
External_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	137.669	23.501	0.99	0.588	0.333
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	90.50	S/E CHONGON 138 kV	97.115	26.501	0.96	0.424	0.896
			S/E SANTA ELENA 138..	-90.416	-9.491	-0.99	0.428	0.905
T_SEL_3	Tr2	42.59	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.437	-16.594	-0.57	0.178	0.426
			B_SEL_3	11.470	17.500	0.55	0.891	0.426
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-1.00	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.342	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B_POS_MÓVIL_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	75.96	S/E SANTA ELENA 138..	44.299	4.659	0.99	0.210	0.760
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-44.198	-2.060	-1.00	0.391	0.708
			B_SEL_ATQ_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	79.07	S/E SANTA ELENA 138..	46.117	4.831	0.99	0.218	0.791
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-46.015	-2.198	-1.00	0.407	0.738
			B_SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000

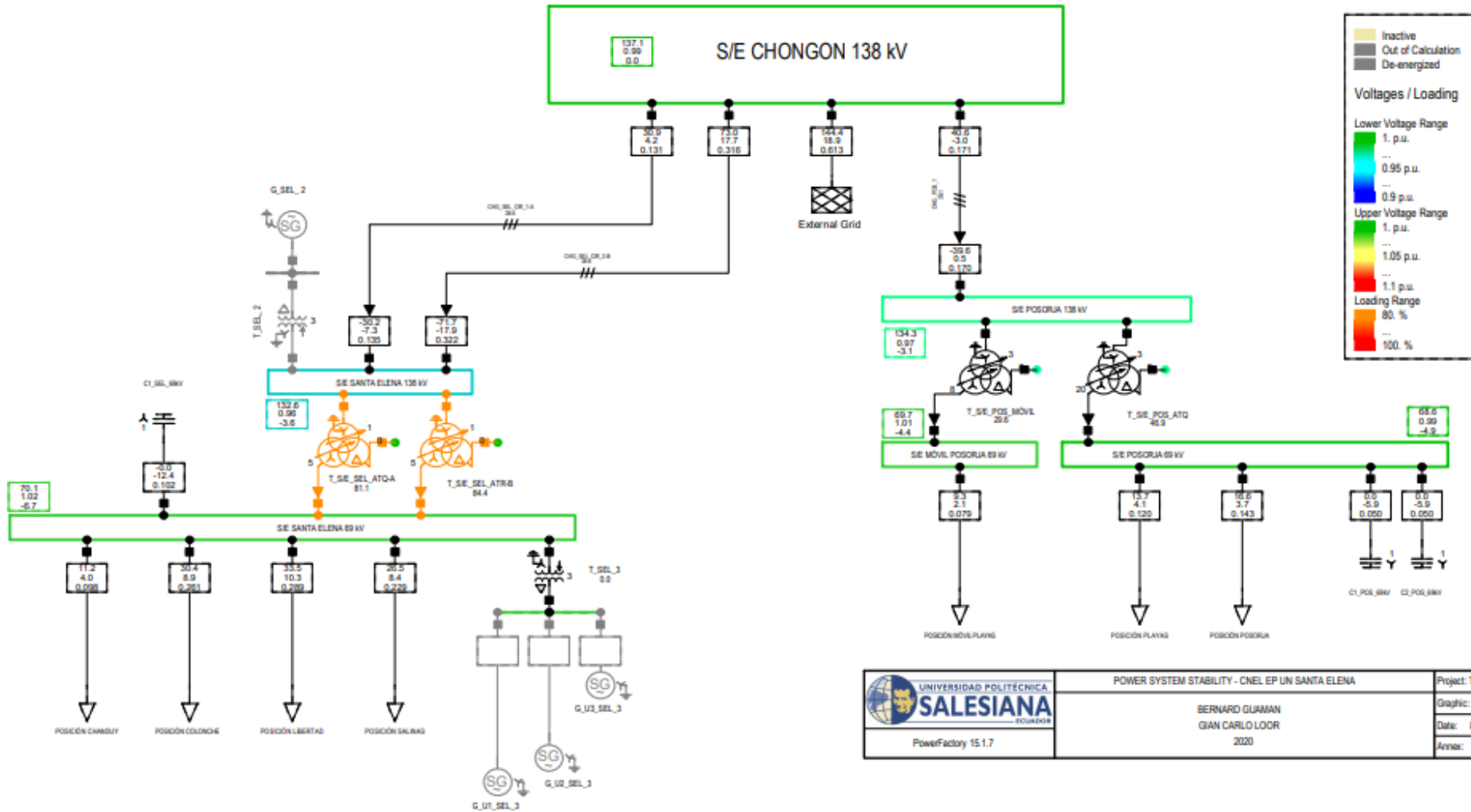
ANEXO H 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B


		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 9/5/2020					
Load Flow Calculation									
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No Yes 1.00 kVA 0.10 %				
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE					
				Annex: / 1					
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
S/E CHONGON 138 kV									
138.00	0.99 137.08 0.00						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Xnet	External Grid	137.67	23.50	0.99	0.59		Pv:	cLod:	L: 84.67 km
Cub_2 /Line	CHG_SEL_CIR_2-B						Pv:	cLod:	L: 81.59 km
Cub_3 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A	97.11	26.50	0.96	0.42	90.50	Pv:	cLod:	L: 71.82 km
Cub_4 /Line	CHG_POS_1	40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07	Pv:	cLod:	L: 71.82 km
S/E SANTA ELENA 138 kV									
138.00	0.89 122.61 -12.11						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Line	CHG_SEL_CIR_2-B						Pv:	cLod:	L: 84.67 km
Cub_2 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A	-90.42	-9.49	-0.99	0.43	90.50	Pv:	cLod:	L: 81.59 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	44.30	4.66	0.99	0.21	75.96	Tap:	Min:	Max:
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	46.12	4.83	0.99	0.22	79.07	Tap:	Min:	Max:
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2						Tap:	Min:	Max:
S/E POSORJA 138 kV									
138.00	0.97 134.31 -3.13						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Line	CHG_POS_1	-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	Pv:	cLod:	L: 71.82 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap:	Min:	Max:
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93	Tap:	Min:	Max:
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
S/E SANTA ELENA 69 kV									
69.00	0.95 65.30 -15.33						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_3 /Shnt	C1_SEL_69kV	-0.00	-10.75	-0.00	0.10		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_5 /Lod	POSICION CHANDUY	11.25	3.98	0.94	0.11		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_6 /Lod	POSICION COLONCHE	30.40	8.89	0.96	0.28		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_7 /Lod	POSICION LIBERTAD	33.52	10.32	0.96	0.31		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_8 /Lod	POSICION SALINAS	26.48	8.41	0.95	0.25		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-44.20	-2.06	-1.00	0.39	75.96	Tap:	Min:	Max:
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-46.01	-2.20	-1.00	0.41	79.07	Tap:	Min:	Max:
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3	-11.44	-16.59	-0.57	0.18	42.59	Tap:	Min:	Max:
	Total Load:	101.65	31.60						
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV									
69.00	1.01 69.66 -4.40						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_2 /Lod	POSICION MÓVIL PLA	9.29	2.07	0.98	0.08		P10:	Q10:	Max: 16
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60	Tap:	Min:	Max:
B_SEL_ATQ 13.8kV									
13.80	0.93 12.84 -45.77						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	75.96	Tap:	Min:	Max:
B_SEL_ATR 13.8kV									
13.80	0.93 12.83 -46.04						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	79.07	Tap:	Min:	Max:
B_SEL_3 13.80									
0.98 13.56 -13.99							Sk": 2292.24 MVA		
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3	11.47	17.50	0.55	0.89	119.57	Typ:	PV	
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3						Typ:	PQ	
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3						Typ:	PQ	
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3	11.47	17.50	0.55	0.89	42.59	Tap:	Min:	Max:
B_POS_MÓVIL 13.8kV									
13.80	0.97 13.35 -34.64						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	29.60	Tap:	Min:	Max:
B_POS_ATQ 13.8kV									
13.80	0.98 13.48 -35.18						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-0.00	0.00	-1.00	0.00	46.93	Tap:	Min:	Max:
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 3	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
S/E POSORJA 69 kV									
69.00	0.99 68.61 -4.94						Sk": 2292.24 MVA		
Cub_2 /Shnt	C1_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		P10:	Q10:	Max: 33
Cub_3 /Shnt	C2_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		P10:	Q10:	Max: 33
Cub_5 /Lod	POSICION PLAYAS	13.70	4.14	0.96	0.12		P10:	Q10:	Max: 33
Cub_6 /Lod	POSICION POSORJA	16.58	3.68	0.98	0.14		P10:	Q10:	Max: 33
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93	Tap:	Min:	Max:
	Total Load:	30.28	7.82						
	Compensation:		-11.86						

ANEXO H 3: SDL al generar las Curvas P-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la línea Chongón-Santa Elena B



ANEXO I: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación



 <p>UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA EQUIPADA</p>	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP UN SANTA ELENA	Project: TESIS
	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR	Graphic: CNEL EP UN SANTA ELENA
	PowerFactory 15.1.7	Date: 8/25/2020
	2020	Annex:

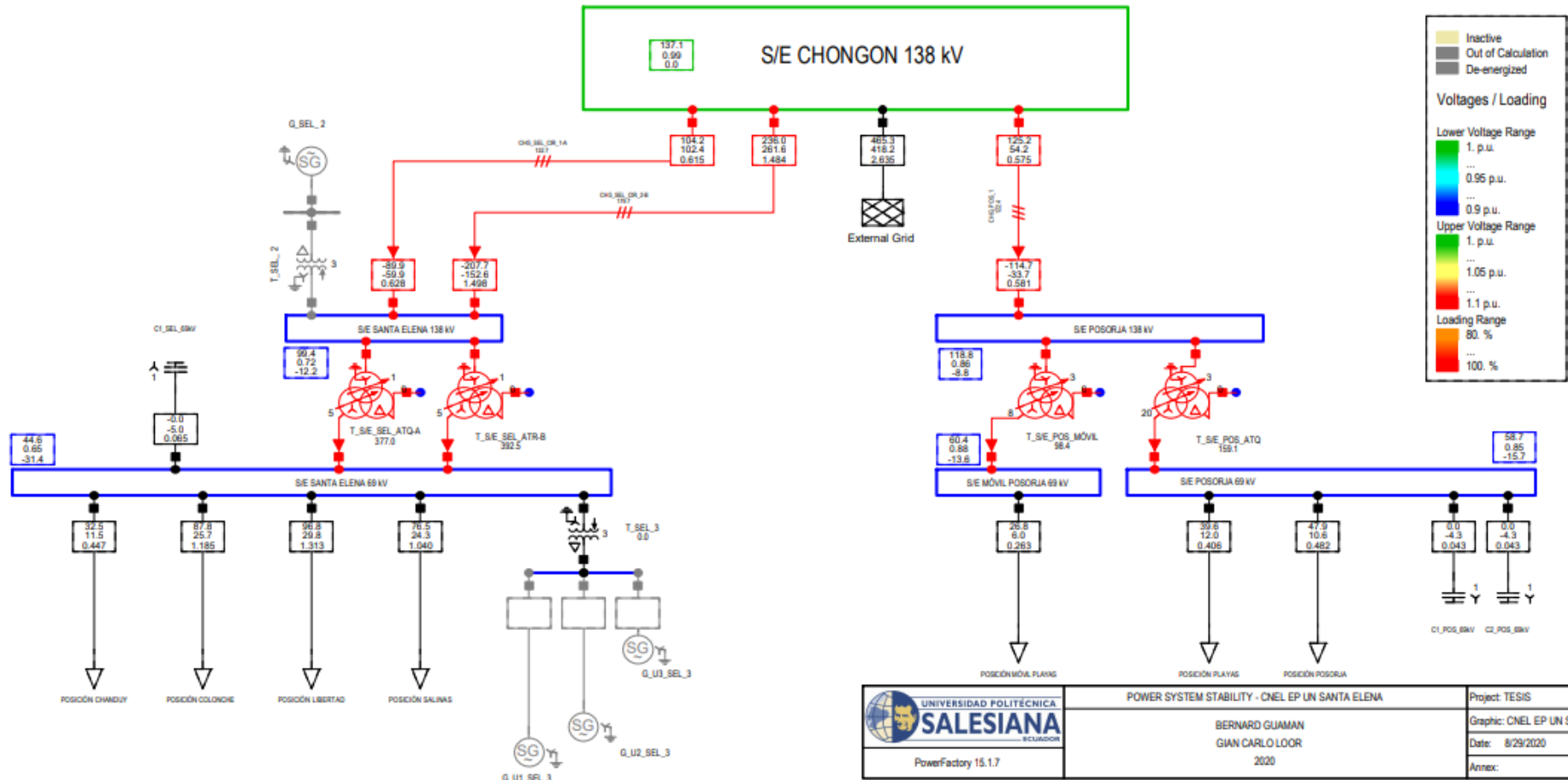
ANEXO I 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Consider Reactive Power Limits		No Yes		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		1.00 kVA 0.10 %		
				DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:		
						Date: 9/12/2020		
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power. factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.098	0.985
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.261	0.985
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.289	0.985
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.229	0.985
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-12.374	-0.00	0.102	1.015
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
External Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	144.382	18.902	0.99	0.613	0.347
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	28.63	S/E CHONGON 138 kV	30.865	4.231	0.99	0.131	0.277
			S/E SANTA ELENA 138..	-30.213	-7.338	-0.97	0.135	0.286
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	38.60	S/E SANTA ELENA 138..	-71.669	-17.855	-0.97	0.322	0.386
			S/E CHONGON 138 kV	72.962	17.672	0.97	0.316	0.379
T_SEL_3	Tr2	0.00	S/E SANTA ELENA 69 kV	0.000	-0.000	1.00	0.000	0.000
			B SEL_3	-0.000	0.000	-1.00	0.000	0.000
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.341	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B_POS_MÓVIL_13.8kV	-0.000	0.000	-0.81	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	81.12	S/E SANTA ELENA 138..	49.921	12.355	0.97	0.224	0.811
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-49.805	-9.389	-0.98	0.418	0.756
			B_SEL_ATQ_13.8kV	-0.000	-0.000	-0.98	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	84.42	S/E SANTA ELENA 138..	51.961	12.838	0.97	0.233	0.844
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-51.845	-9.837	-0.98	0.435	0.787
			B_SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-0.99	0.000	0.000

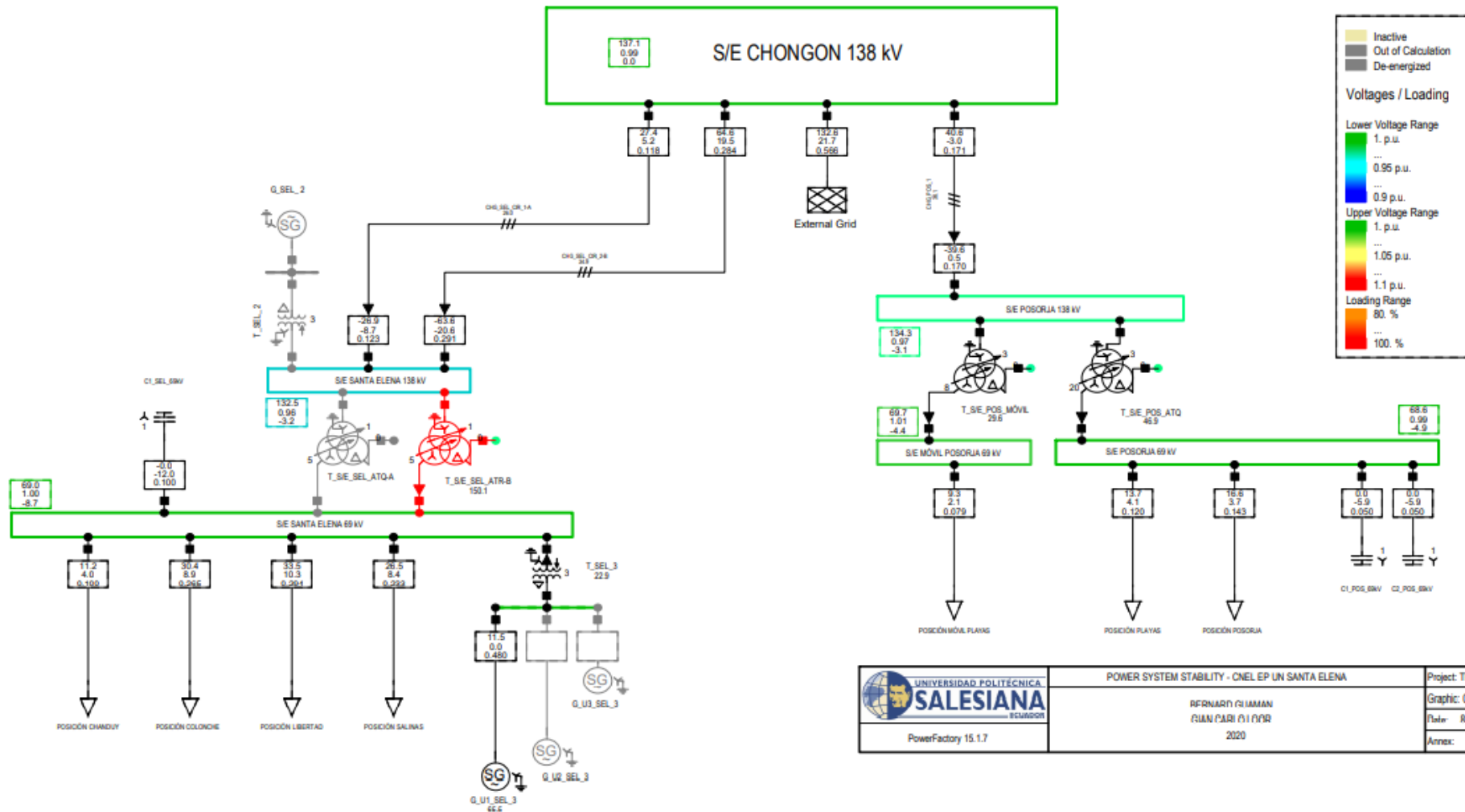
ANEXO I 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación


		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: Date: 9/5/2020								
Load Flow Calculation						Busbars/Terminals						
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits			No Yes			Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations			No 1.00 kVA 0.10 %			
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex:		/ 1				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E CHONGON 138 kV												
138.00	0.99	137.08	0.00						Sk": 2292.24 MVA			
Cub_1 /Xnet		External Grid		144.38	18.90	0.99	0.61		Pv:	1293.62 kW	cLod:	5.36 Mvar L: 84.67 km
Cub_2 /Line		CHG_SEL_CIR_2-B		72.96	17.67	0.97	0.32	38.60	Pv:	651.83 kW	cLod:	5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_3 /Line		CHG_SEL_CIR_1-A		30.87	4.23	0.99	0.13	28.63	Pv:	911.75 kW	cLod:	4.67 Mvar L: 71.82 km
Cub_4 /Line		CHG_POS_1		40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07				
S/E SANTA ELENA 138 kV												
138.00	0.96	132.56	-3.63						Pv: 1293.62 kW cLod: 5.36 Mvar L: 84.67 km			
Cub_1 /Line		CHG_SEL_CIR_2-B		-71.67	-17.86	-0.97	0.32	38.60	Pv:	651.83 kW	cLod:	5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_2 /Line		CHG_SEL_CIR_1-A		-30.21	-7.34	-0.97	0.14	28.63	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Tr3		T_S/E_SEL_ATQ-A		49.92	12.35	0.97	0.22	81.12	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3		T_S/E_SEL_ATR-B		51.96	12.84	0.97	0.23	84.42	Tap:	3	Min:	1 Max: 5
Cub_6 /Tr2		T_SEL_2										
S/E POSORJA 138 kV												
138.00	0.97	134.31	-3.13						Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km			
Cub_1 /Line		CHG_POS_1		-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Tr3		T_S/E_POS_MÓVIL		9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3		T_S/E_POS_ATQ		30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex:		/ 2		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E SANTA ELENA 69 kV												
69.00	1.02	70.07	-6.74						P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar			
Cub_3 /Shnt		C1_SEL_69kV		-0.00	-12.37	-0.00	0.10		P10:	30.40 MW	Q10:	8.89 Mvar
Cub_5 /Lod		POSICION CHANDUY		11.25	3.98	0.94	0.10		P10:	33.52 MW	Q10:	10.32 Mvar
Cub_6 /Lod		POSICION COLONCHE		30.40	8.89	0.96	0.26		P10:	26.48 MW	Q10:	8.41 Mvar
Cub_7 /Lod		POSICION LIBERTAD		33.52	10.32	0.96	0.29		Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_8 /Lod		POSICION SALINAS		26.48	8.41	0.95	0.23		Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_1 /Tr3		T_S/E_SEL_ATQ-A		-49.81	-9.39	-0.98	0.42	81.12	Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_2 /Tr3		T_S/E_SEL_ATR-B		-51.84	-9.84	-0.98	0.43	84.42	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Tr2		T_SEL_3		0.00	-0.00	1.00	0.00	0.00				
		Total Load:		101.65	31.60							
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV												
69.00	1.01	69.66	-4.40						P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar			
Cub_2 /Lod		POSICION MÓVIL PLA		9.29	2.07	0.98	0.08	0.08	Tap:	8.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_1 /Tr3		T_S/E_POS_MÓVIL		-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60				
B_SEL_ATQ 13.8kV												
13.80	1.00	13.76	-37.18						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3		T_S/E_SEL_ATQ-A		-0.00	-0.00	-0.98	0.00	81.12				
B_SEL_ATR 13.8kV												
13.80	1.00	13.75	-37.45						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3		T_S/E_SEL_ATR-B		-0.00	-0.00	-0.99	0.00	84.42				
B_SEL_3												
13.80	1.02	14.01	-6.74						Typ: FV			
Cub_2 /Sym		G_U1_SEL_3							Typ:	FQ		
Cub_3 /Sym		G_U2_SEL_3							Typ:	FQ		
Cub_4 /Sym		G_U3_SEL_3							Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_1 /Tr2		T_SEL_3		-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.00				
B_POS_MÓVIL 13.8kV												
13.80	0.97	13.35	-34.64						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3		T_S/E_POS_MÓVIL		-0.00	0.00	-0.81	0.00	29.60				
B_POS_ATQ 13.8kV												
13.80	0.98	13.48	-35.18						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3		T_S/E_POS_ATQ		-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.93				
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT						Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex:		/ 3		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E POSORJA 69 kV												
69.00	0.99	68.61	-4.94						P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar			
Cub_2 /Shnt		C1_POS_69kV		0.00	-5.93	0.00	0.05		P10:	16.58 MW	Q10:	3.68 Mvar
Cub_3 /Shnt		C2_POS_69kV		0.00	-5.93	0.00	0.05		Tap:	20.00	Min:	1 Max: 33
Cub_5 /Lod		POSICION PLAYAS		13.70	4.14	0.96	0.12					
Cub_6 /Lod		POSICION POSORJA		16.58	3.68	0.98	0.14					
Cub_4 /Tr3		T_S/E_POS_ATQ		-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93				
		Total Load:		30.28	7.82							
		Compensation:			-11.86							

ANEXO I 3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación



ANEXO J: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación



 UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR PowerFactory 15.1.7	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP UN SANTA ELENA	Project: TESIS
	FERNANDO GUAMAN RUIZ CARRILLO	Graphic: CNEL EP UN SANTA ELENA
	2020	Date: 07/04/2020 Annex:

ANEXO J 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Consider Reactive Power Limits				Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		1.00 kVA 0.10 %	
				DiGSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:		
						Date: 9/3/2020		
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.100	1.001
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.265	1.001
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.294	1.001
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.233	1.001
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-11.986	-0.00	0.100	0.999
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
G_U1_SEL_3	Sym	65.54	B_SEL_3	11.470	0.008	1.00	0.480	0.655
External_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	132.642	21.661	0.99	0.566	0.320
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	26.04	S/E CHONGON 138 kV	27.438	5.170	0.98	0.118	0.249
			S/E SANTA ELENA 138..	-26.908	-8.671	-0.95	0.123	0.260
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	34.95	S/E SANTA ELENA 138..	-63.596	-20.634	-0.95	0.291	0.349
			S/E CHONGON 138 kV	64.649	19.491	0.96	0.284	0.341
T_SEL_3	Tr2	22.94	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.460	0.255	-1.00	0.096	0.229
			B_SEL_3	11.470	0.008	1.00	0.480	0.229
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.341	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B_POS_MÓVIL_13.8kV	-0.000	0.000	-0.81	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	150.08	S/E SANTA ELENA 138..	90.503	29.305	0.95	0.414	1.501
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-90.190	-19.869	-0.98	0.773	1.400
			B_SEL_ATR_13.8kV	-0.000	0.000	-0.99	0.000	0.000

ANEXO J 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación

	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 9/5/2020
--	-------------------------------------	----------------------------

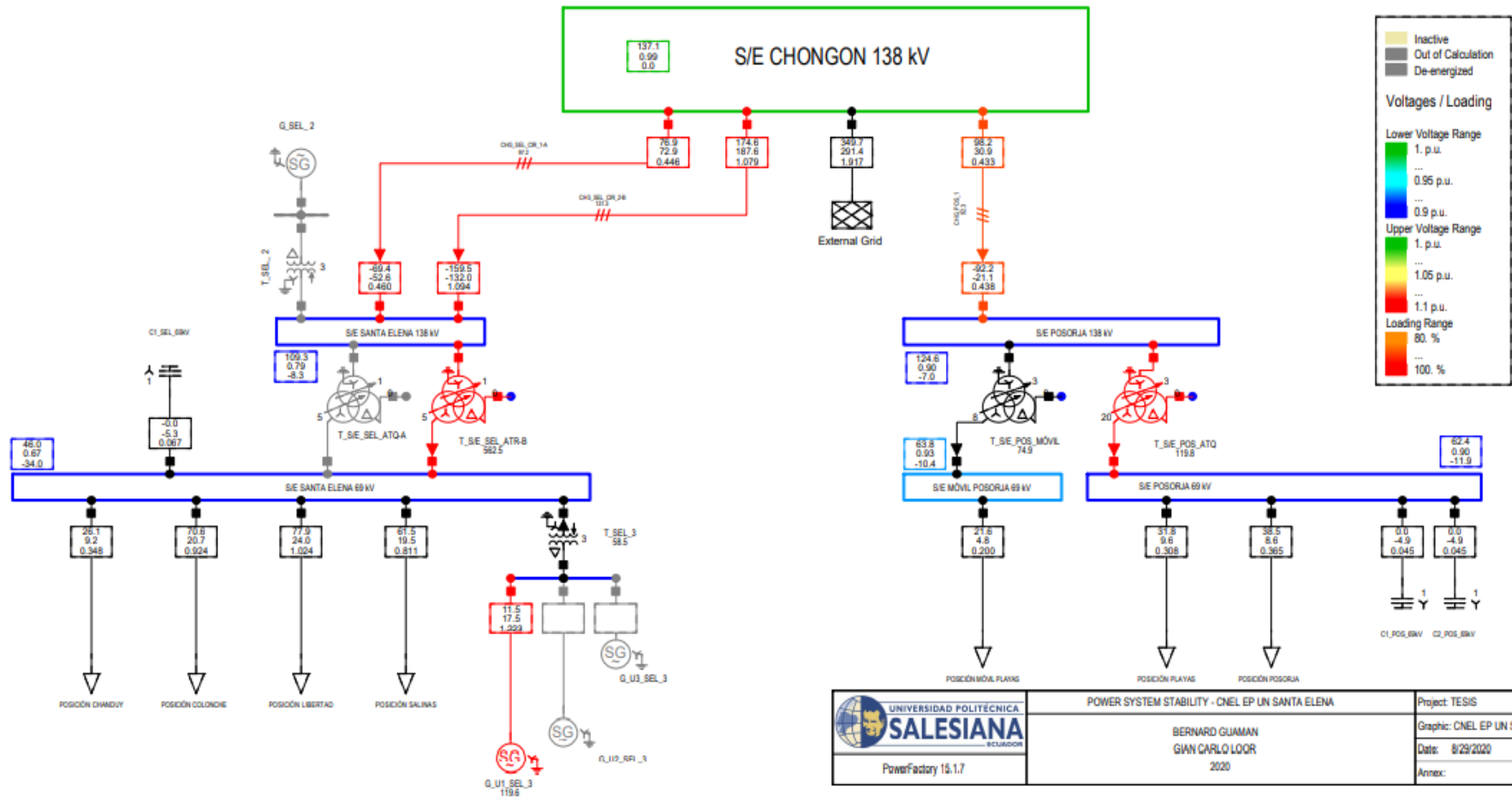
Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes Model Equations	0.10 %

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E CHONGON 138 kV							
138.00	0.99 137.08 0.00						
Cub_1 /Xnet	External Grid	132.64	21.66	0.99	0.57		SK": 2292.24 MVA
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	64.65	19.49	0.96	0.28	34.95	Pv: 1053.35 kW cLod: 5.36 Mvar L: 84.67 km
Cub_3 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	27.44	5.17	0.98	0.12	26.04	Pv: 530.76 kW cLod: 5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_4 /Lne	CHG_POS_1	40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07	Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km
S/E SANTA ELENA 138 kV							
138.00	0.96 132.53 -3.16						
Cub_1 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	-63.60	-20.63	-0.95	0.29	34.95	Pv: 1053.35 kW cLod: 5.36 Mvar L: 84.67 km
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	-26.91	-8.67	-0.95	0.12	26.04	Pv: 530.76 kW cLod: 5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A						Tap: 1 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	90.50	29.31	0.95	0.41	150.08	Tap: 1.00 Min: 1 Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2						Tap: 3 Min: 1 Max: 5
S/E POSORJA 138 kV							
138.00	0.97 134.31 -3.13						
Cub_1 /Lne	CHG_POS_1	-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5

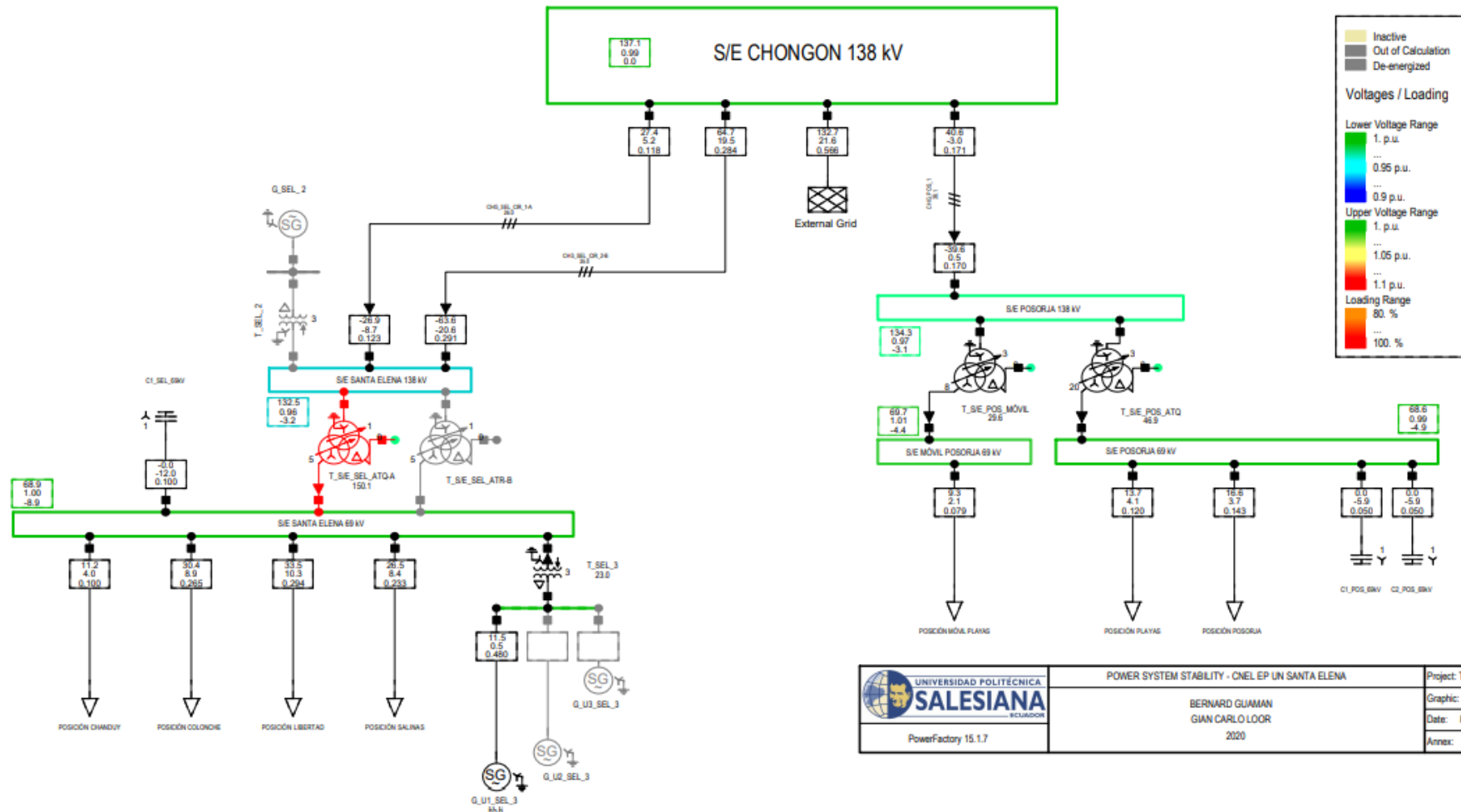
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 2			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E SANTA ELENA 69 kV							
69.00	1.00 68.96 -8.67						
Cub_3 /Shnt	C1_SEL_69kV	-0.00	-11.99	-0.00	0.10		
Cub_5 /Lod	POSICIÓN CHANDUY	11.25	3.98	0.94	0.10		P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICIÓN COLONCHE	30.40	8.89	0.96	0.27		P10: 30.40 MW Q10: 8.89 Mvar
Cub_7 /Lod	POSICIÓN LIBERTAD	33.52	10.32	0.96	0.29		P10: 33.52 MW Q10: 10.32 Mvar
Cub_8 /Lod	POSICIÓN SALINAS	26.48	8.41	0.95	0.23		P10: 26.48 MW Q10: 8.41 Mvar
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A						Tap: 5 Min: -16 Max: 16
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-90.19	-19.87	-0.98	0.77	150.08	Tap: 5.00 Min: -16 Max: 16
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3	-11.46	0.26	-1.00	0.10	22.94	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
Total Load:		101.65	31.60				
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV							
69.00	1.01 69.66 -4.40						
Cub_2 /Lod	POSICIÓN MÓVIL PLA	9.29	2.07	0.98	0.08		P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60	Tap: 8.00 Min: -16 Max: 16
B_SEL_ATQ 13.8kV							
13.80	0.00 0.00 0.00						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A						Tap: 0 Min: 0 Max: 0
B_SEL_ATR 13.8kV							
13.80	0.98 13.51 -39.94						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-0.00	0.00	-0.99	0.00	150.08	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
B_SEL_3							
13.80	1.00 13.80 -7.35						
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3	11.47	0.01	1.00	0.48	65.54	Typ: FV
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3						Typ: FQ
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3						Typ: FQ
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3	11.47	0.01	1.00	0.48	22.94	Tap: 3.00 Min: 1 Max: 5
B_POS_MÓVIL 13.8kV							
13.80	0.97 13.35 -34.64						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-0.00	0.00	-0.81	0.00	29.60	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
B_POS_ATQ 13.8kV							
13.80	0.98 13.48 -35.18						
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.93	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 3			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
S/E POSORJA 69 kV							
69.00	0.99 68.61 -4.94						
Cub_2 /Shnt	C1_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		
Cub_3 /Shnt	C2_POS_69kV	0.00	-5.93	0.00	0.05		
Cub_5 /Lod	POSICIÓN PLAYAS	13.70	4.14	0.96	0.12		P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICIÓN POSORJA	16.58	3.68	0.98	0.14		P10: 16.58 MW Q10: 3.68 Mvar
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93	Tap: 20.00 Min: 1 Max: 33
Total Load:		30.28	7.82				
Compensation:			-11.86				

ANEXO J 3: SDL al simular el SEP en estudio ante ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación



ANEXO K: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación



ANEXO K 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

Load Flow Calculation		Edge Elements	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1.00 kVA
Consider Reactive Power Limits	Yes	Model Equations	0.10 %

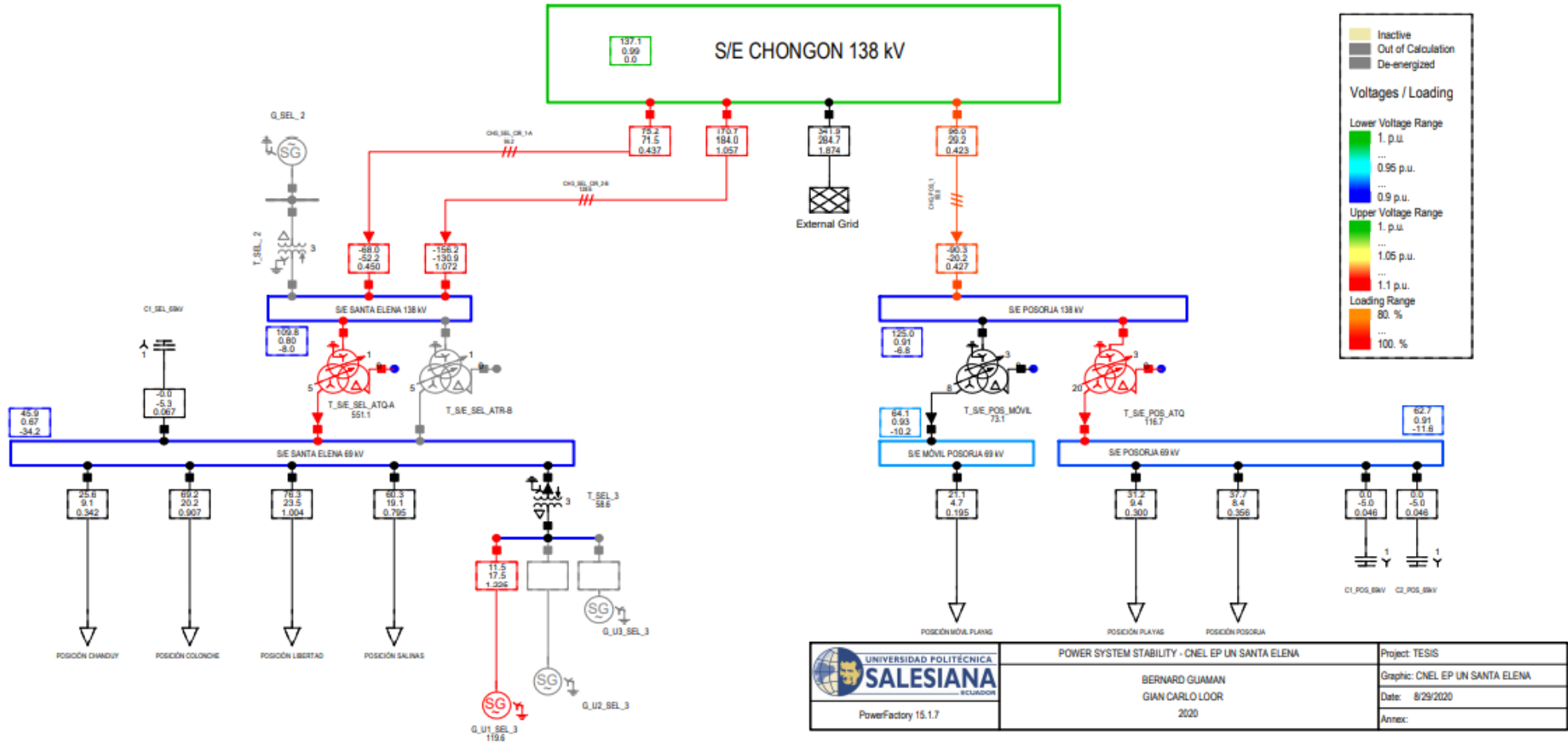
		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 9/12/2020
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT	Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1

Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.100	1.002
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.265	1.002
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.294	1.002
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.079	0.990
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.120	1.006
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.143	1.006
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.233	1.002
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-11.962	-0.00	0.100	0.998
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-5.932	0.00	0.050	0.994
G_U1_SEL_3	Sym	65.61	B_SEL_3	11.470	0.516	1.00	0.480	0.656
External_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	132.665	21.646	0.99	0.566	0.321
CHG_POS_1	Lne	36.07	S/E POSORJA 138 kV	-39.643	0.489	-1.00	0.170	0.359
			S/E CHONGON 138 kV	40.555	-3.001	1.00	0.171	0.361
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	26.04	S/E CHONGON 138 kV	27.445	5.165	0.98	0.118	0.249
			S/E SANTA ELENA 138..	-26.914	-8.666	-0.95	0.123	0.260
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	34.95	S/E SANTA ELENA 138..	-63.611	-20.622	-0.95	0.291	0.350
			S/E CHONGON 138 kV	64.665	19.481	0.96	0.284	0.341
T_SEL_3	Tr2	22.96	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.460	-0.253	-1.00	0.096	0.230
			B_SEL_3	11.470	0.516	1.00	0.480	0.230
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.93	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-2.830	1.00	0.131	0.469
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.044	-0.99	0.257	0.461
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.60	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.341	0.97	0.041	0.296
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.079	0.283
			B_POS MOVIL 13.8kV	-0.000	0.000	-0.81	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	150.11	S/E SANTA ELENA 138..	90.525	29.289	0.95	0.414	1.501
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-90.190	-19.385	-0.98	0.773	1.400
			B_SEL_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-1.00	0.000	0.000

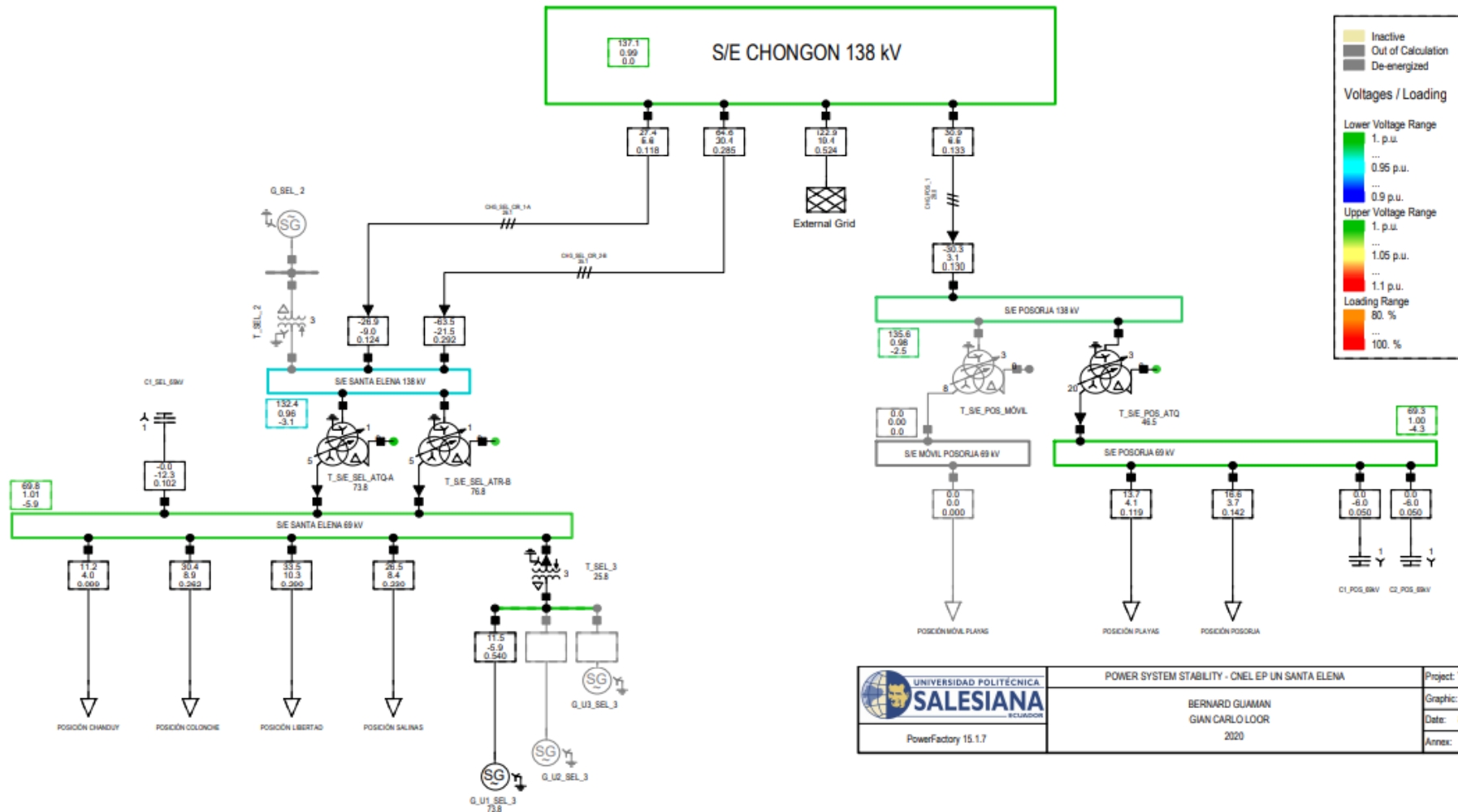
ANEXO K 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación


		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 9/5/2020									
Load Flow Calculation				Busbars/Terminals								
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations		No 1.00 kVA 0.10 %							
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E CHONGON 138 kv												
138.00	0.99	137.08	0.00						Sk": 2292.24 MVA			
Cub_1 /Xnet	External Grid			132.66	21.65	0.99	0.57		Pv:	1053.72 kW	cLod:	5.36 Mvar L: 84.67 km
Cub_2 /Line	CHG SEL CIR 2-B			64.66	19.48	0.96	0.28	34.95	Pv:	530.95 kW	cLod:	5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_3 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A			27.44	5.17	0.98	0.12	26.04	Pv:	911.75 kW	cLod:	4.67 Mvar L: 71.82 km
Cub_4 /Line	CHG_POS_1			40.55	-3.00	1.00	0.17	36.07				
S/E SANTA ELENA 138 kv												
138.00	0.96	132.53	-3.16						Pv: 1053.72 kW cLod: 5.36 Mvar L: 84.67 km			
Cub_1 /Line	CHG SEL CIR 2-B			-63.61	-20.62	-0.95	0.29	34.95	Pv:	530.95 kW	cLod:	5.24 Mvar L: 81.59 km
Cub_2 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A			-26.91	-8.67	-0.95	0.12	26.04	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Tr3	T S/E SEL_ATQ-A			90.53	29.29	0.95	0.41	150.11	Tap:	1	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T S/E SEL_ATR-B								Tap:	3	Min:	1 Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2											
S/E POSORJA 138 kv												
138.00	0.97	134.31	-3.13						Pv: 911.75 kW cLod: 4.67 Mvar L: 71.82 km			
Cub_1 /Line	CHG_POS_1			-39.64	0.49	-1.00	0.17	36.07	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Tr3	T S/E POS_MÓVIL			9.31	2.34	0.97	0.04	29.60	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T S/E_POS_ATQ			30.33	-2.83	1.00	0.13	46.93				
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT												
				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE				Annex: / 2				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E SANTA ELENA 69 kv												
69.00	1.00	68.89	-8.90						P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar			
Cub_3 /Shnt	C1 SEL 69kv			-0.00	-11.96	-0.00	0.10		P10:	30.40 MW	Q10:	8.89 Mvar
Cub_5 /Lod	POSICIÓN CHANDUY			11.25	3.98	0.94	0.10		P10:	33.52 MW	Q10:	10.32 Mvar
Cub_6 /Lod	POSICIÓN COLONCHE			30.40	8.89	0.96	0.27		P10:	26.48 MW	Q10:	8.41 Mvar
Cub_7 /Lod	POSICIÓN LIBERTAD			33.52	10.32	0.96	0.29		Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_8 /Lod	POSICIÓN SALINAS			26.48	8.41	0.95	0.23		Tap:	5	Min:	-16 Max: 16
Cub_1 /Tr3	T S/E SEL_ATQ-A			-90.19	-19.39	-0.98	0.77	150.11	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_2 /Tr3	T S/E SEL_ATR-B											
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3			-11.46	-0.25	-1.00	0.10	22.96				
Total Load:				101.65	31.60							
S/E MÓVIL POSORJA 69 kv												
69.00	1.01	69.66	-4.40						P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar			
Cub_2 /Lod	POSICIÓN MÓVIL PLA			9.29	2.07	0.98	0.08	29.60	Tap:	8.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_1 /Tr3	T S/E_POS_MÓVIL			-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.60				
B_SEL_ATQ 13.8kv												
13.80	0.98	13.52	-39.72						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3	T S/E SEL_ATQ-A			-0.00	0.00	-1.00	0.00	150.11				
B_SEL_ATR 13.8kv												
13.80	0.00	0.00	0.00						Tap: 0 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3	T S/E SEL_ATR-B											
B_SEL_3												
13.80	1.00	13.80	-7.59						Typ: FV			
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3			11.47	0.52	1.00	0.48	65.61	Typ:	PQ		
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3								Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3											
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3			11.47	0.52	1.00	0.48	22.96				
B_POS_MÓVIL 13.8kv												
13.80	0.97	13.35	-34.64						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3	T S/E_POS_MÓVIL			-0.00	0.00	-0.81	0.00	29.60				
B_POS_ATQ 13.8kv												
13.80	0.98	13.48	-35.18						Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0			
Cub_1 /Tr3	T S/E_POS_ATQ			-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.93				
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT												
				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE				Annex: / 3				
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	[kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E POSORJA 69 kv												
69.00	0.99	68.61	-4.94						P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar			
Cub_2 /Shnt	C1 POS 69kv			0.00	-5.93	0.00	0.05		P10:	16.58 MW	Q10:	3.68 Mvar
Cub_3 /Shnt	C2_POS_69kv			0.00	-5.93	0.00	0.05		Tap:	20.00	Min:	1 Max: 33
Cub_5 /Lod	POSICIÓN PLAYAS			13.70	4.14	0.96	0.12					
Cub_6 /Lod	POSICIÓN POSORJA			16.58	3.68	0.98	0.14					
Cub_4 /Tr3	T S/E_POS_ATQ			-30.28	4.04	-0.99	0.26	46.93				
Total Load:				30.28	7.82							
Compensation:					-11.86							

ANEXO K 3: SDL al simular el SEP en estudio ante ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación



ANEXO L: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación



 <p>UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR</p>	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP UN SANTA ELENA		Project: TESIS
	BERNARD GUMMAN GIAN CARLO LOOR 2020		Graphic: CNEL EP UN SANTA ELENA
PowerFactory 15.1.7			Date: 8/29/2020
			Annex:

ANEXO L 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

Load Flow Calculation							Edge Elements	
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		No		
Automatic Tap Adjust of Transformers				Max. Acceptable Load Flow Error for		1.00 kVA		
Consider Reactive Power Limits				Nodes		0.10 %		
				Model Equations				
						DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:	
							Date: 9/3/2020	
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.099	0.989
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.262	0.989
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.290	0.989
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	13.700	4.140	0.96	0.119	0.996
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	16.578	3.680	0.98	0.142	0.996
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.230	0.989
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-6.049	0.00	0.050	1.004
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-12.272	-0.00	0.102	1.011
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	-6.049	0.00	0.050	1.004
G_U1_SEL_3	Sym	73.76	B_SEL_3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.738
EXteRnal_Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	122.854	19.431	0.99	0.524	0.297
CHG_POS_1	Lne	27.98	S/E POSORJA 138 kV	-30.330	3.077	-0.99	0.130	0.273
			S/E CHONGON 138 kV	30.868	-6.518	0.98	0.133	0.280
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	26.15	S/E CHONGON 138 kV	27.423	5.550	0.98	0.118	0.249
			S/E SANTA ELENA 138..	-26.888	-9.036	-0.95	0.124	0.261
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	35.08	S/E SANTA ELENA 138..	-63.504	-21.510	-0.95	0.292	0.351
			S/E CHONGON 138 kV	64.564	20.399	0.95	0.285	0.342
T_SEL_3	Tr2	25.82	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.458	6.255	-0.88	0.108	0.258
			B_SEL_3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.258
T_S/E_POS_ATQ	Tr3	46.51	S/E POSORJA 138 kV	30.330	-3.077	0.99	0.130	0.465
			S/E POSORJA 69 kV	-30.278	4.279	-0.99	0.255	0.457
			B_POS_ATQ_13.8kV	-0.000	0.000	-0.96	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	73.83	S/E SANTA ELENA 138..	44.293	14.980	0.95	0.204	0.738
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-44.194	-12.507	-0.96	0.380	0.688
			B_SEL_ATQ_13.8kV	-0.000	-0.000	-0.99	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	76.83	S/E SANTA ELENA 138..	46.099	15.566	0.95	0.212	0.768
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-45.998	-13.076	-0.96	0.396	0.716
			B_SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000

ANEXO L 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 9/5/2020
--	--	-------------------------------------	----------------------------

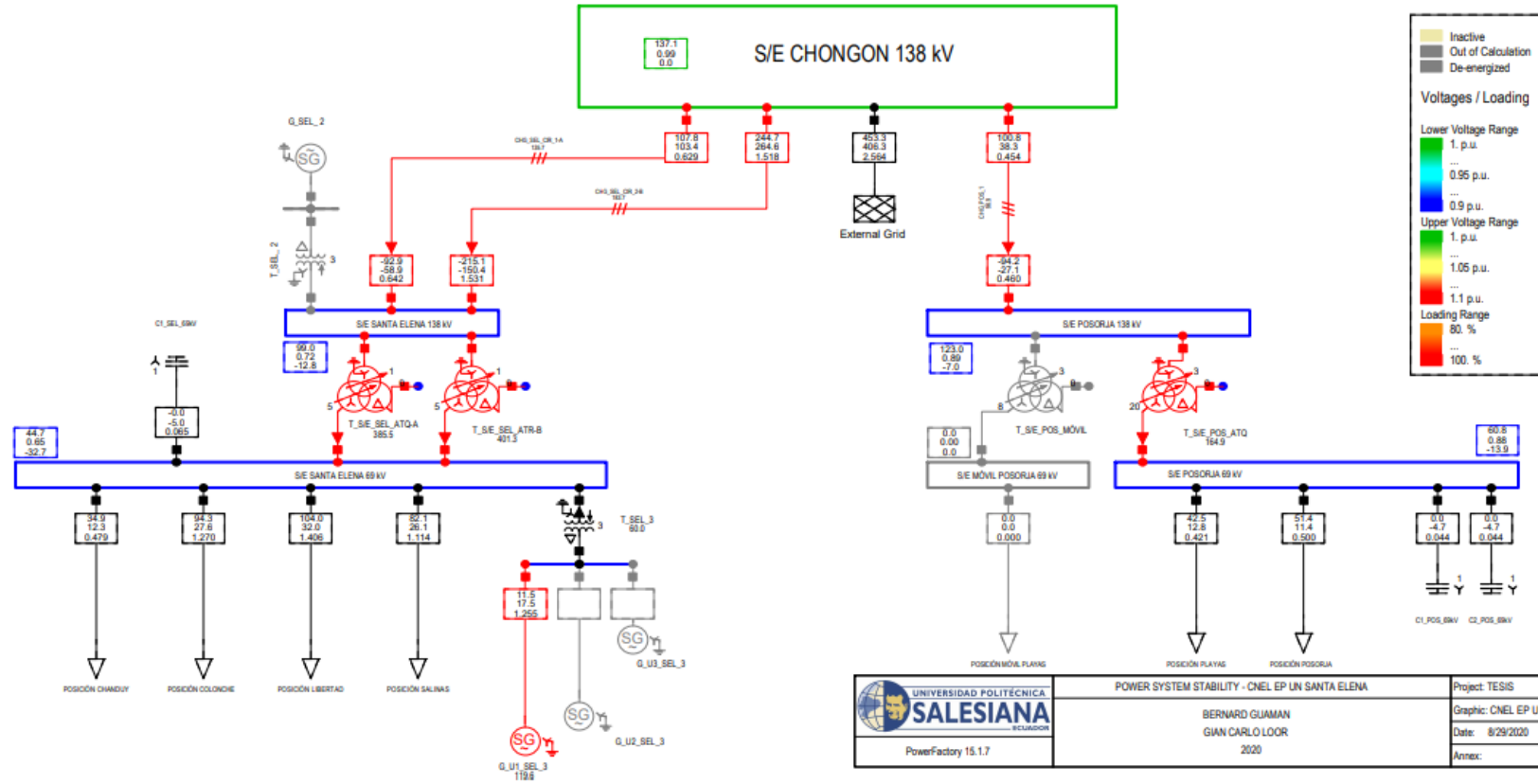
Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	No Yes	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	No 1.00 kVA 0.10 %

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E CHONGON 138 kV										
Cub_1 /Xnet	0.99 137.08 0.00	122.85	19.43	0.99	0.52		Sk": 2292.24 MVA			
Cub_2 /Line	CHG_SEL_CIR_2-B	64.56	20.40	0.95	0.29	35.08	Pv:	1060.17 kW	cLod:	5.35 Mvar L: 84.67 km
Cub_3 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A	27.42	5.55	0.98	0.12	26.15	Pv:	534.20 kW	cLod:	5.23 Mvar L: 81.59 km
Cub_4 /Line	CHG_POS_1	30.87	-6.52	0.98	0.13	27.98	Pv:	537.56 kW	cLod:	4.71 Mvar L: 71.82 km
S/E SANTA ELENA 138 kV										
Cub_1 /Line	0.96 132.42 -3.14	-63.50	-21.51	-0.95	0.29	35.08	Pv: 1060.17 kW cLod: 5.35 Mvar L: 84.67 km			
Cub_2 /Line	CHG_SEL_CIR_1-A	-26.89	-9.04	-0.95	0.12	26.15	Pv: 534.20 kW cLod: 5.23 Mvar L: 81.59 km			
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	44.29	14.98	0.95	0.20	73.83	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	46.10	15.57	0.95	0.21	76.83	Tap:	1.00	Min:	1 Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2						Tap:	3	Min:	1 Max: 5
S/E POSORJA 138 kV										
Cub_1 /Line	0.98 135.60 -2.48	-30.33	3.08	-0.99	0.13	27.98	Pv: 537.56 kW cLod: 4.71 Mvar L: 71.82 km			
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL						Tap:	3	Min:	1 Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	30.33	-3.08	0.99	0.13	46.51	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5

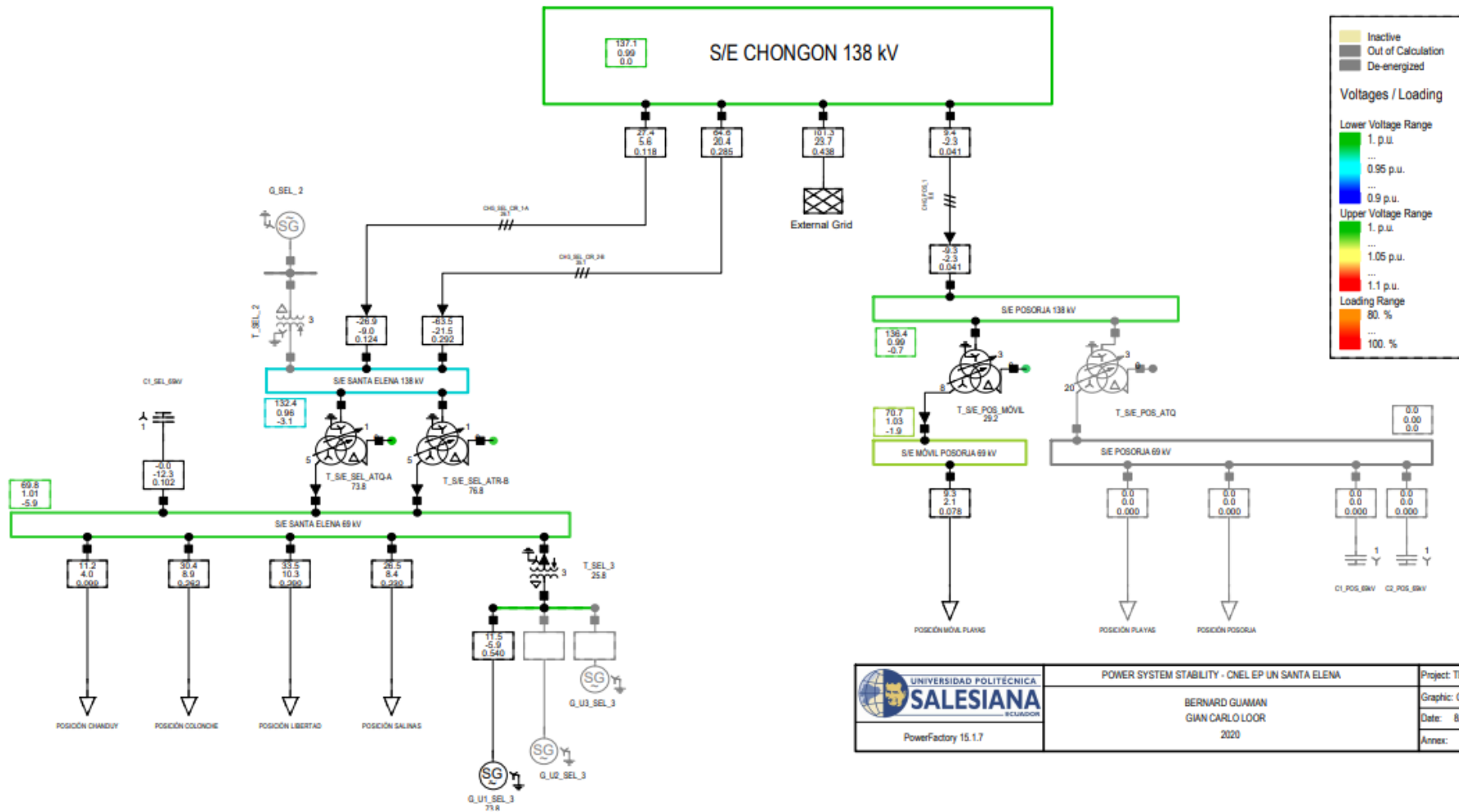
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 2						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
S/E SANTA ELENA 69 kV										
Cub_3 /Shnt	1.01 69.78 -5.91	-0.00	-12.27	-0.00	0.10		P10: 11.25 MW Q10: 3.98 Mvar			
Cub_5 /Lod	POSICIÓN CHANDUY	11.25	3.98	0.94	0.10		P10: 30.40 MW Q10: 8.89 Mvar			
Cub_6 /Lod	POSICIÓN COLONCHE	30.40	8.89	0.96	0.26		P10: 33.52 MW Q10: 10.32 Mvar			
Cub_7 /Lod	POSICIÓN LIBERTAD	33.52	10.32	0.96	0.29		P10: 26.48 MW Q10: 8.41 Mvar			
Cub_8 /Lod	POSICIÓN SALINAS	26.48	8.41	0.95	0.23		Tap: 5.00 Min: -16 Max: 16			
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-44.19	-12.51	-0.96	0.38	73.83	Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-46.00	-13.08	-0.96	0.40	76.83	Tap:	5.00	Min:	-16 Max: 16
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3	-11.46	6.26	-0.88	0.11	25.82	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
Total Load:		101.65	31.60							
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV										
Cub_2 /Lod	0.00 0.00 0.00	0.00	0.00	1.00	0.00		P10: 9.29 MW Q10: 2.07 Mvar			
Cub_1 /Tr3	POSICIÓN MÓVIL PLA T_S/E_POS_MÓVIL						Tap:	8	Min:	-16 Max: 16
B_SEL_ATQ 13.8kV										
Cub_1 /Tr3	0.99 13.69 -36.31	-0.00	-0.00	-0.99	0.00	73.83	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
B_SEL_ATR 13.8kV										
Cub_1 /Tr3	0.99 13.68 -36.55	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	76.83	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
B_SEL_3										
Cub_2 /Sym	1.00 13.80 -4.59	11.47	-5.92	0.89	0.54	73.76	Typ:	FV		
Cub_3 /Sym	G_U1_SEL_3						Typ:	FQ		
Cub_4 /Sym	G_U2_SEL_3						Typ:	FQ		
Cub_1 /Tr2	G_U3_SEL_3 T_SEL_3	11.47	-5.92	0.89	0.54	25.82	Tap:	3.00	Min:	1 Max: 5
B_POS_MÓVIL 13.8kV										
Cub_1 /Tr3	0.00 0.00 0.00						Tap:	0	Min:	0 Max: 0
B_POS_ATQ 13.8kV										
Cub_1 /Tr3	0.99 13.62 -34.49	-0.00	0.00	-0.96	0.00	46.51	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 3					
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
S/E POSORJA 69 kV									
Cub_2 /Shnt	1.00 69.28 -4.26	0.00	-6.05	0.00	0.05		P10: 13.70 MW Q10: 4.14 Mvar		
Cub_3 /Shnt	C1_POS_69kV	0.00	-6.05	0.00	0.05		P10: 16.58 MW Q10: 3.68 Mvar		
Cub_5 /Lod	POSICIÓN PLAYAS	13.70	4.14	0.96	0.12		Tap: 20.00 Min: 1 Max: 33		
Cub_6 /Lod	POSICIÓN POSORJA	16.58	3.68	0.98	0.14				
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ	-30.28	4.28	-0.99	0.25	46.51			
Total Load:		30.28	7.82						
Compensation:			-12.10						

ANEXO L 3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación



ANEXO M: Flujo de Potencia al simular el Sistema Eléctrico en estudio ante condiciones N-1 transformador de la S/E Posorja fuera de operación



 UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR PowerFactory 15.1.7	POWER SYSTEM STABILITY - CNEL EP UN SANTA ELENA	Project: TESIS
	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR 2020	Graphic: CNEL EP UN SANTA ELENA
	Date: 8/29/2020	Annex:

ANEXO M 1: Reporte Edge Elements del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación

Load Flow Calculation				Edge Elements				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		No	Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Consider Reactive Power Limits				Yes	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		1.00 kVA	
					Model Equations		0.10 %	
				DiGSILENT PowerFactory 15.1.7		Project:		
						Date: 9/3/2020		
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT				Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1		
Name	Type	Loading [%]	Busbar	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power.-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
POSICIÓN CHANDUY	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	11.250	3.980	0.94	0.099	0.989
POSICIÓN COLONCHE	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	30.400	8.890	0.96	0.262	0.989
POSICIÓN LIBERTAD	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	33.520	10.320	0.96	0.290	0.989
POSICIÓN MÓVIL PLAYAS	Lod		S/E MÓVIL POSORJA 6..	9.290	2.070	0.98	0.078	0.975
POSICIÓN PLAYAS	Lod		S/E POSORJA 69 kV	0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
POSICIÓN POSORJA	Lod		S/E POSORJA 69 kV	0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
POSICIÓN SALINAS	Lod		S/E SANTA ELENA 69 kV	26.480	8.410	0.95	0.230	0.989
C1_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
C1_SEL_69kV	Shnt		S/E SANTA ELENA 69 kV	-0.000	-12.272	-0.00	0.102	1.011
C2_POS_69kV	Shnt		S/E POSORJA 69 kV	0.000	0.000	1.00	0.000	0.000
G_U1_SEL_3	Sym	73.76	B SEL 3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.738
External Grid	Xnet		S/E CHONGON 138 kV	101.348	23.662	0.97	0.438	0.248
CHG_POS_1	Lne	8.56	S/E POSORJA 138 kV	-9.313	-2.336	-0.97	0.041	0.086
			S/E CHONGON 138 kV	9.362	-2.287	0.97	0.041	0.085
CHG_SEL_CIR_1-A	Lne	26.15	S/E CHONGON 138 kV	27.423	5.550	0.98	0.118	0.249
			S/E SANTA ELENA 138..	-26.888	-9.036	-0.95	0.124	0.261
CHG_SEL_CIR_2-B	Lne	35.08	S/E SANTA ELENA 138..	-63.504	-21.510	-0.95	0.292	0.351
			S/E CHONGON 138 kV	64.564	20.399	0.95	0.285	0.342
T_SEL_3	Tr2	25.82	S/E SANTA ELENA 69 kV	-11.458	6.255	-0.88	0.108	0.258
			B SEL 3	11.470	-5.922	0.89	0.540	0.258
T_S/E_POS_MÓVIL	Tr3	29.15	S/E POSORJA 138 kV	9.313	2.336	0.97	0.041	0.292
			S/E MÓVIL POSORJA 6..	-9.290	-2.070	-0.98	0.078	0.279
			B POS MOVIL 13.8kV	-0.000	0.000	-0.78	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATQ-A	Tr3	73.83	S/E SANTA ELENA 138..	44.293	14.980	0.95	0.204	0.738
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-44.194	-12.507	-0.96	0.380	0.688
			B SEL ATQ 13.8kV	-0.000	-0.000	-0.99	0.000	0.000
T_S/E_SEL_ATR-B	Tr3	76.83	S/E SANTA ELENA 138..	46.099	15.566	0.95	0.212	0.768
			S/E SANTA ELENA 69 kV	-45.998	-13.076	-0.96	0.396	0.716
			B SEL_ATR_13.8kV	-0.000	-0.000	-1.00	0.000	0.000

ANEXO M 2: Reporte BusBar/Terminals del Flujo de Potencia al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación

	DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
		Date: 9/5/2020

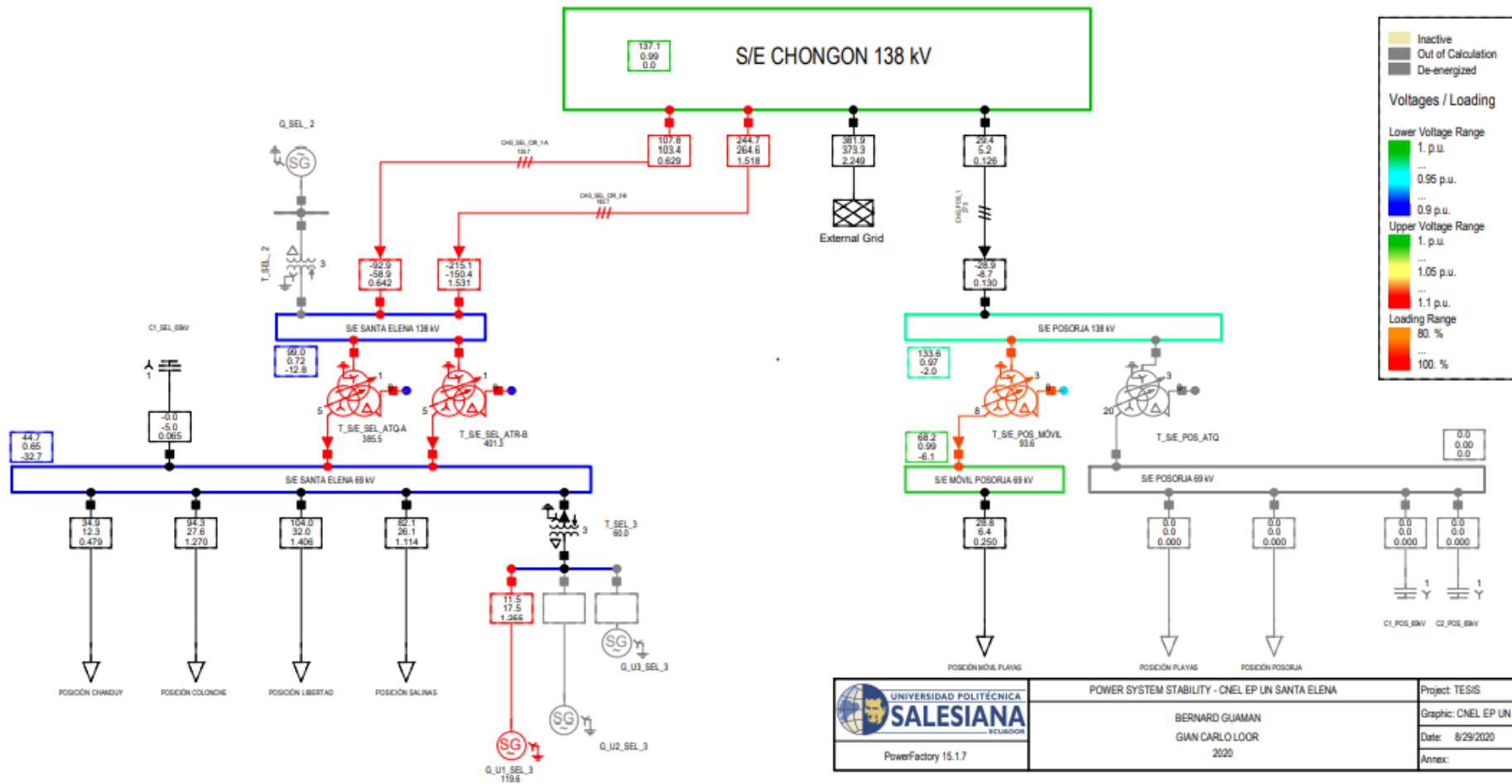
Load Flow Calculation		Busbars/Terminals	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for	
Consider Reactive Power Limits	Yes	Nodes	1.00 kVA
		Model Equations	0.10 %

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 1							
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
S/E CHONGON 138 kV											
138.00	0.99 137.08 0.00						Sk":	2292.24 MVA			
Cub_1 /Xnet	External Grid	101.35	23.66	0.97	0.44		Pv:	1060.17 kW	cLod:	5.35 Mvar	L: 84.67 km
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	64.56	20.40	0.95	0.29	35.08	Pv:	534.20 kW	cLod:	5.23 Mvar	L: 81.59 km
Cub_3 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	27.42	5.55	0.98	0.12	26.15	Pv:	48.58 kW	cLod:	4.74 Mvar	L: 71.82 km
Cub_4 /Lne	CHG_POS_1	9.36	-2.29	0.97	0.04	8.56					
S/E SANTA ELENA 138 kV											
138.00	0.96 132.42 -3.14										
Cub_1 /Lne	CHG_SEL_CIR_2-B	-63.50	-21.51	-0.95	0.29	35.08	Pv:	1060.17 kW	cLod:	5.35 Mvar	L: 84.67 km
Cub_2 /Lne	CHG_SEL_CIR_1-A	-26.89	-9.04	-0.95	0.12	26.15	Pv:	534.20 kW	cLod:	5.23 Mvar	L: 81.59 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	44.29	14.98	0.95	0.20	73.83	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	46.10	15.57	0.95	0.21	76.83	Tap:	1.00	Min:	1	Max: 5
Cub_6 /Tr2	T_SEL_2						Tap:	3	Min:	1	Max: 5
S/E POSORJA 138 kV											
138.00	0.99 136.36 -0.70										
Cub_1 /Lne	CHG_POS_1	-9.31	-2.34	-0.97	0.04	8.56	Pv:	48.58 kW	cLod:	4.74 Mvar	L: 71.82 km
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	9.31	2.34	0.97	0.04	29.15	Tap:	3.00	Min:	1	Max: 5
Cub_5 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ						Tap:	3	Min:	1	Max: 5

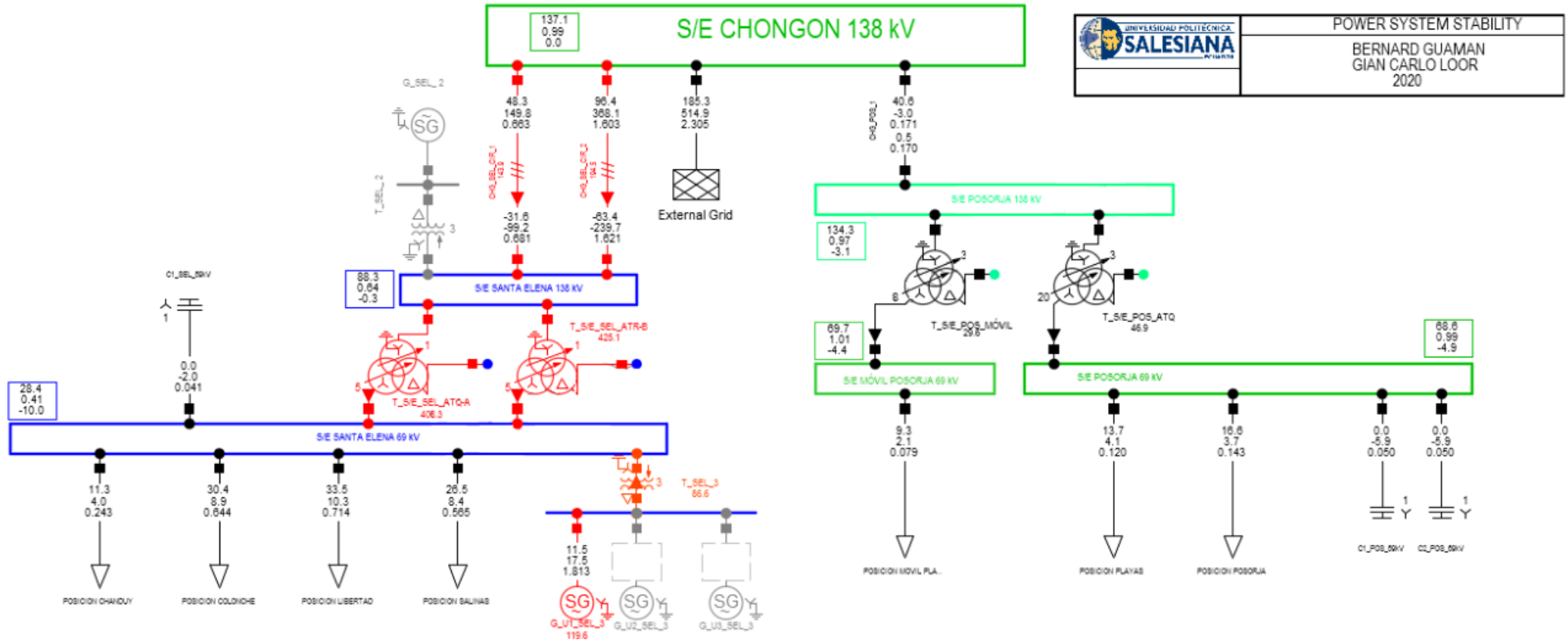
Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 2							
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
S/E SANTA ELENA 69 kV											
69.00	1.01 69.78 -5.91										
Cub_3 /Shnt	C1_SEL_69kV	-0.00	-12.27	-0.00	0.10		P10:	11.25 MW	Q10:	3.98 Mvar	
Cub_5 /Lod	POSICION CHANDUY	11.25	3.98	0.94	0.10		P10:	30.40 MW	Q10:	8.89 Mvar	
Cub_6 /Lod	POSICION COLONCHE	30.40	8.89	0.96	0.26		P10:	33.52 MW	Q10:	10.32 Mvar	
Cub_7 /Lod	POSICION LIBERTAD	33.52	10.32	0.96	0.29		P10:	26.48 MW	Q10:	8.41 Mvar	
Cub_8 /Lod	POSICION SALINAS	26.48	8.41	0.95	0.23		Tap:	5.00	Min:	-16	Max: 16
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-44.19	-12.51	-0.96	0.38	73.83	Tap:	5.00	Min:	-16	Max: 16
Cub_2 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-46.00	-13.08	-0.96	0.40	76.83	Tap:	5.00	Min:	-16	Max: 16
Cub_4 /Tr2	T_SEL_3	-11.46	6.26	-0.88	0.11	25.82	Tap:	3.00	Min:	1	Max: 5
	Total Load:	101.65	31.60								
S/E MÓVIL POSORJA 69 kV											
69.00	1.03 70.74 -1.94										
Cub_2 /Lod	POSICION MÓVIL PLA	9.29	2.07	0.98	0.08		P10:	9.29 MW	Q10:	2.07 Mvar	
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-9.29	-2.07	-0.98	0.08	29.15	Tap:	8.00	Min:	-16	Max: 16
B_SEL_ATQ 13.8kV											
13.80	0.99 13.69 -36.31										
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATQ-A	-0.00	-0.00	-0.99	0.00	73.83	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
B_SEL_ATR 13.8kV											
13.80	0.99 13.68 -36.55										
Cub_1 /Tr3	T_S/E_SEL_ATR-B	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	76.83	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
B_SEL_3											
13.80	1.00 13.80 -4.59										
Cub_2 /Sym	G_U1_SEL_3	11.47	-5.92	0.89	0.54	73.76	Typ:	FV			
Cub_3 /Sym	G_U2_SEL_3						Typ:	PQ			
Cub_4 /Sym	G_U3_SEL_3						Typ:	PQ			
Cub_1 /Tr2	T_SEL_3	11.47	-5.92	0.89	0.54	25.82	Tap:	3.00	Min:	1	Max: 5
B_POS_MÓVIL 13.8kV											
13.80	0.98 13.55 -32.17										
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_MÓVIL	-0.00	0.00	-0.78	0.00	29.15	Tap:	0.00	Min:	0	Max: 0
B_POS_ATQ 13.8kV											
13.80	0.00 0.00 0.00										
Cub_1 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ						Tap:	0	Min:	0	Max: 0

Grid: CNEL EP UN SANTA ELE System Stage: CNEL EP UN SANT		Study Case: LOOR-GUAMAN-ESTABILIDAD DE		Annex: / 3							
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
S/E POSORJA 69 kV											
69.00	0.00 0.00 0.00										
Cub_2 /Shnt	C1_POS_69kV	0.00	0.00	1.00	0.00						
Cub_3 /Shnt	C2_POS_69kV	0.00	0.00	1.00	0.00						
Cub_5 /Lod	POSICION PLAYAS	0.00	0.00	1.00	0.00		P10:	13.70 MW	Q10:	4.14 Mvar	
Cub_6 /Lod	POSICION POSORJA	0.00	0.00	1.00	0.00		P10:	16.58 MW	Q10:	3.68 Mvar	
Cub_4 /Tr3	T_S/E_POS_ATQ						Tap:	20	Min:	1	Max: 33
	Total Load:	0.00	0.00								
	Compensation:		0.00								

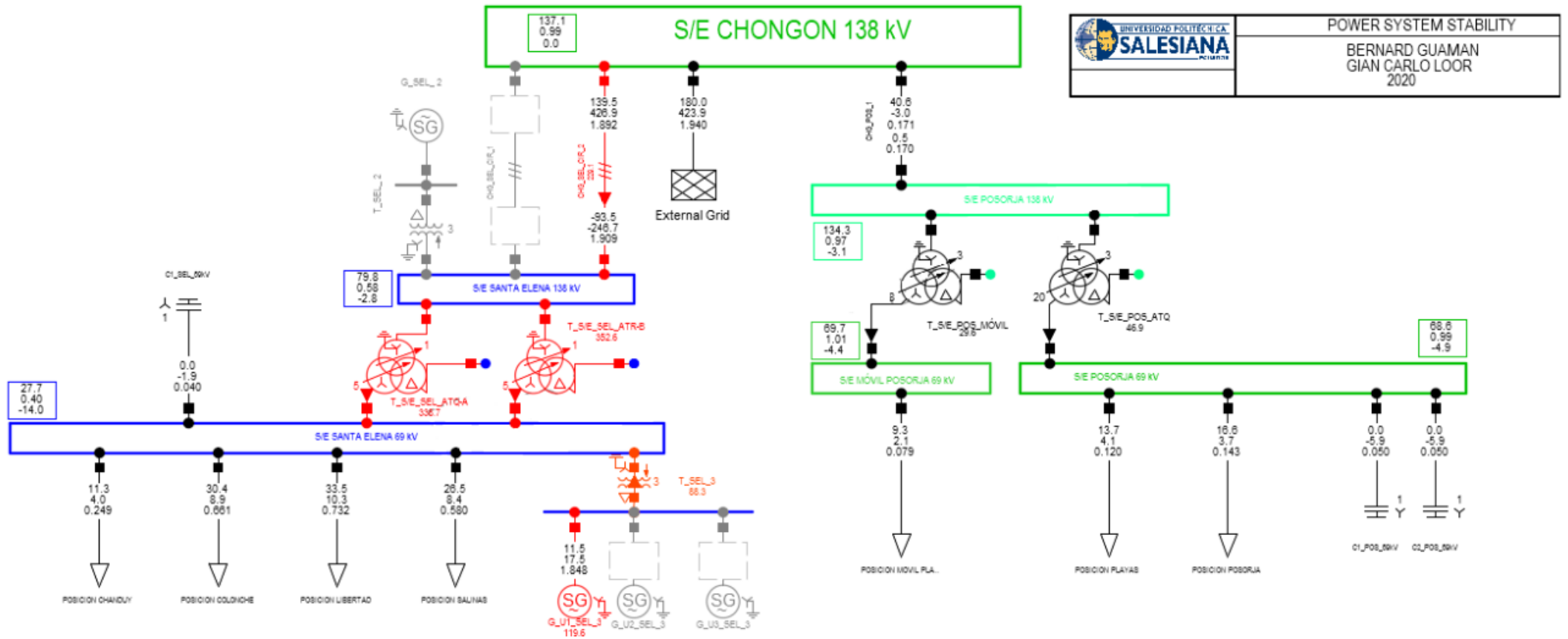
ANEXO M 3: SDL al simular el SEP en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación



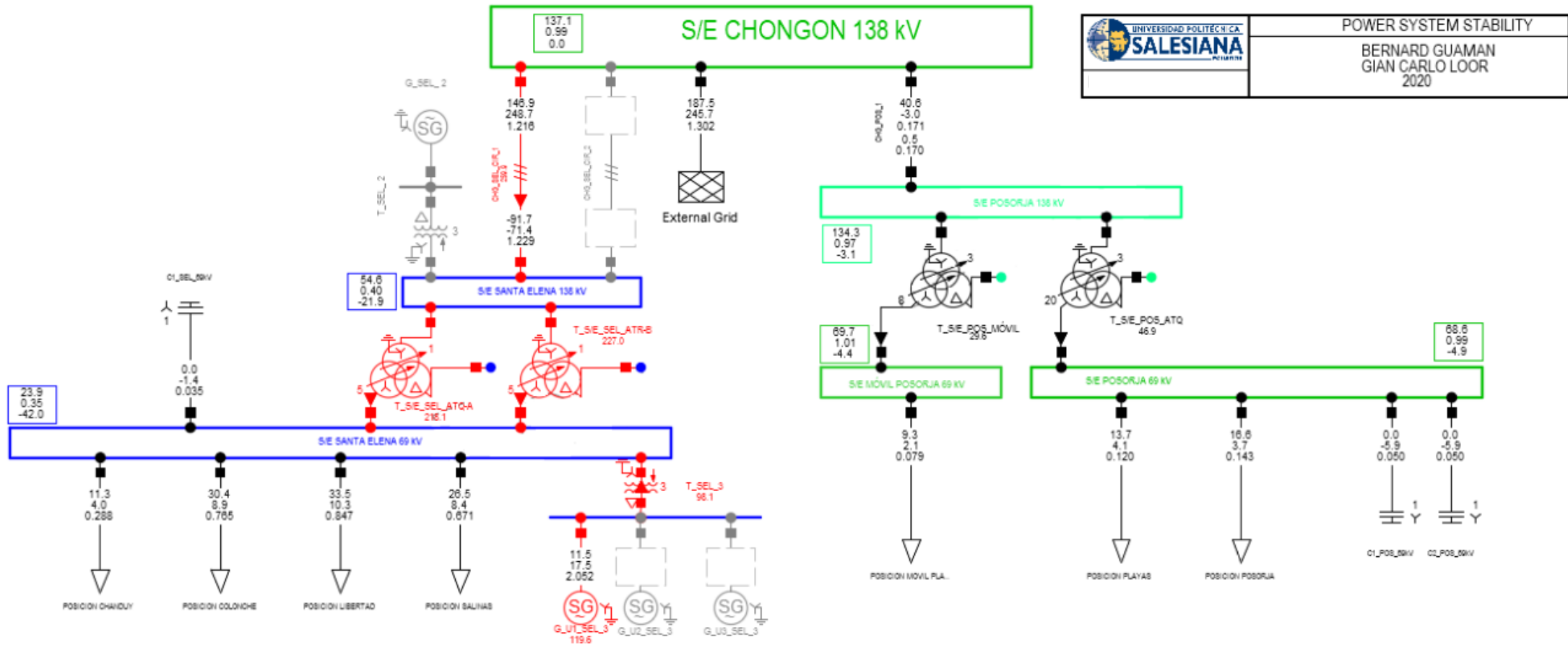
ANEXO N: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio en Condiciones Normales de Operación



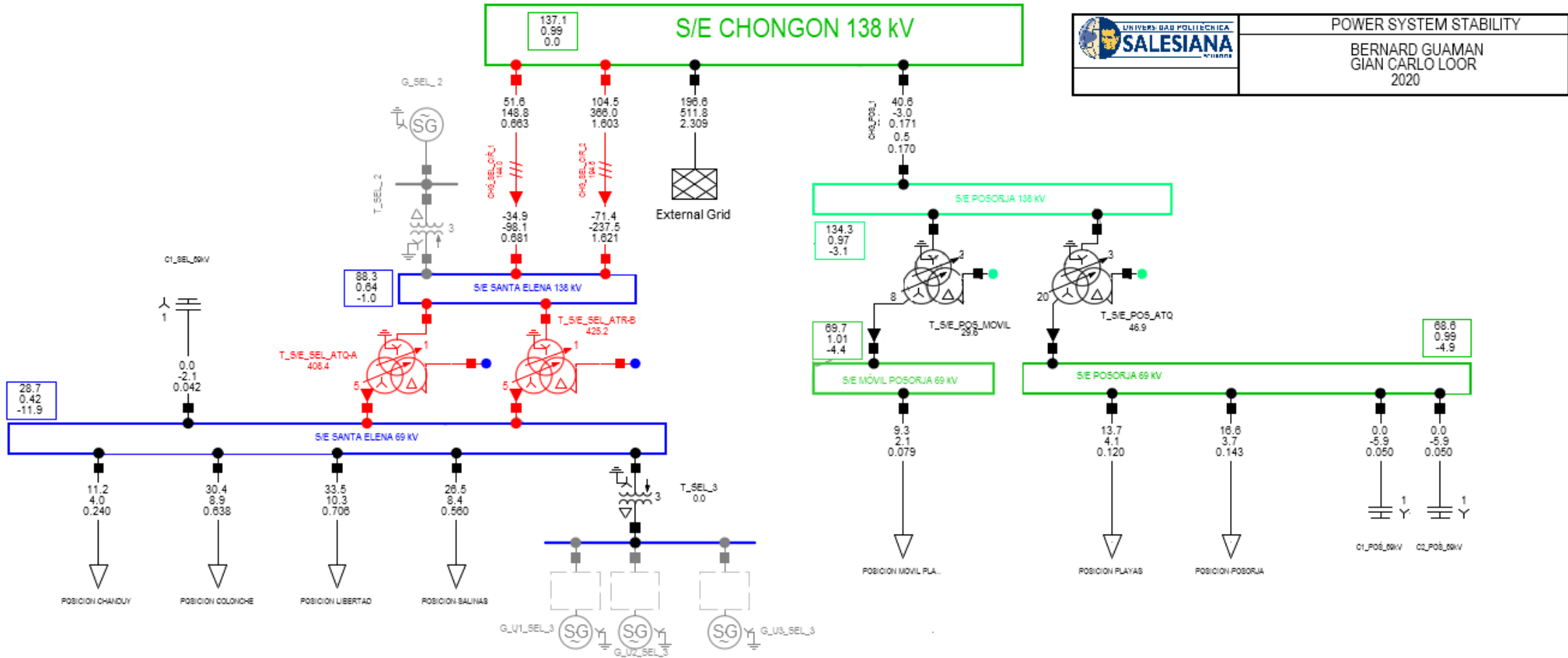
ANEXO O: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena A



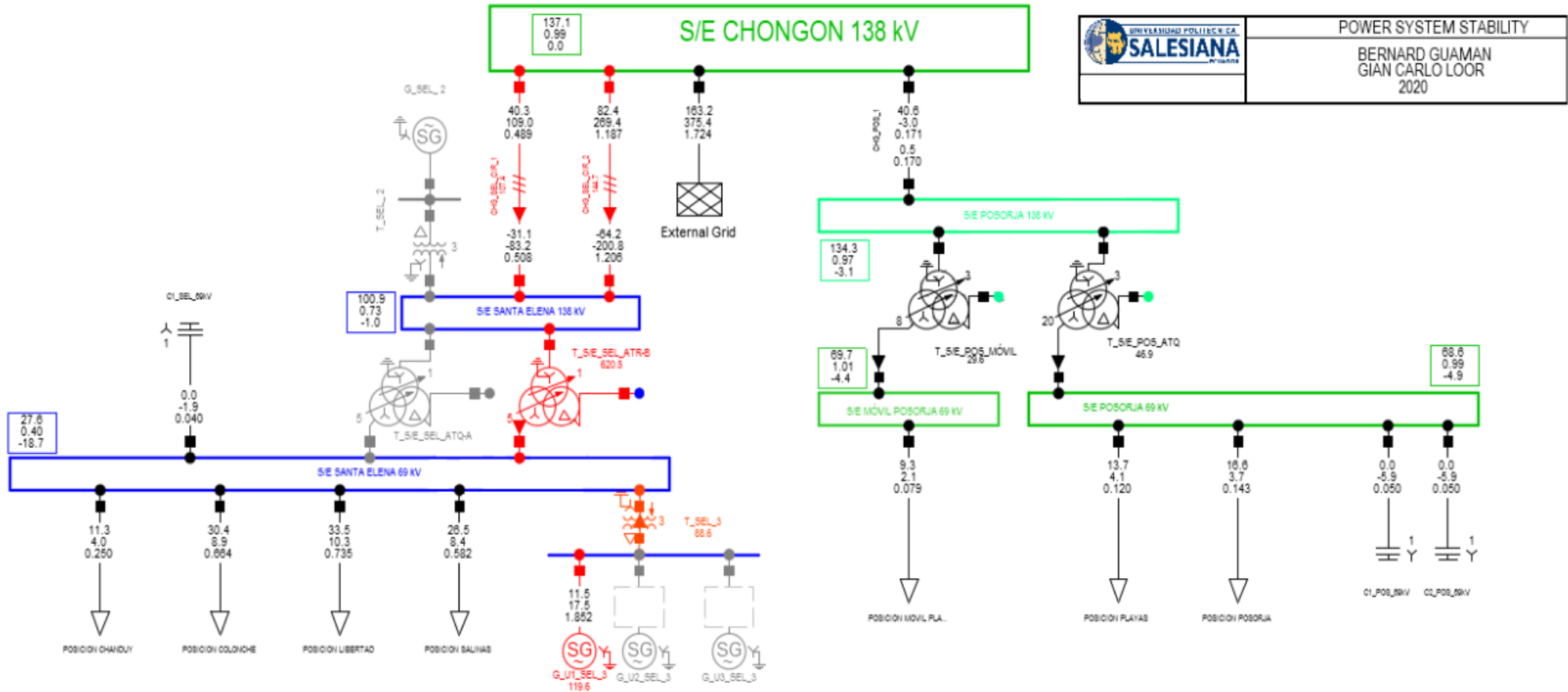
ANEXO P: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 en la Línea Chongón-Santa Elena B




ANEXO Q: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Generador 1 de la Central Santa Elena 3 fuera de operación

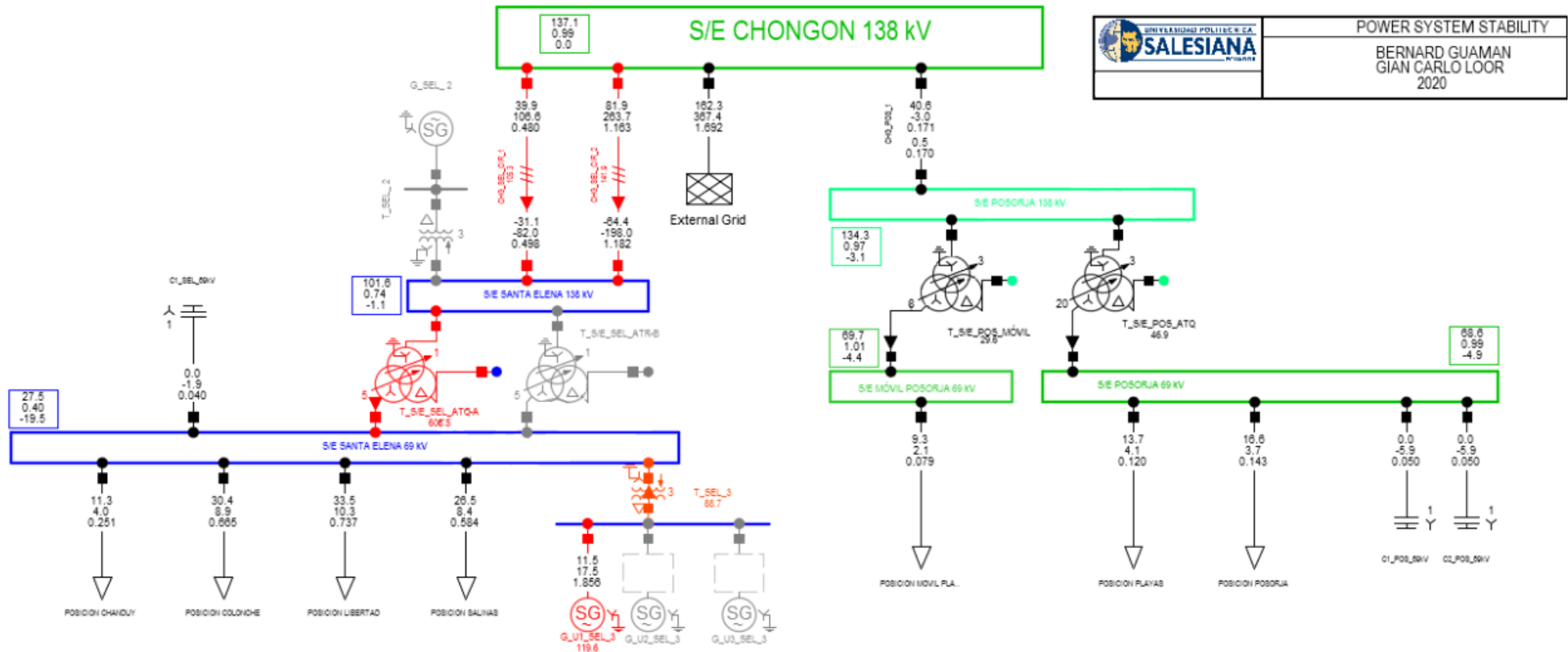



ANEXO R: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador A de la S/E Santa Elena fuera de operación



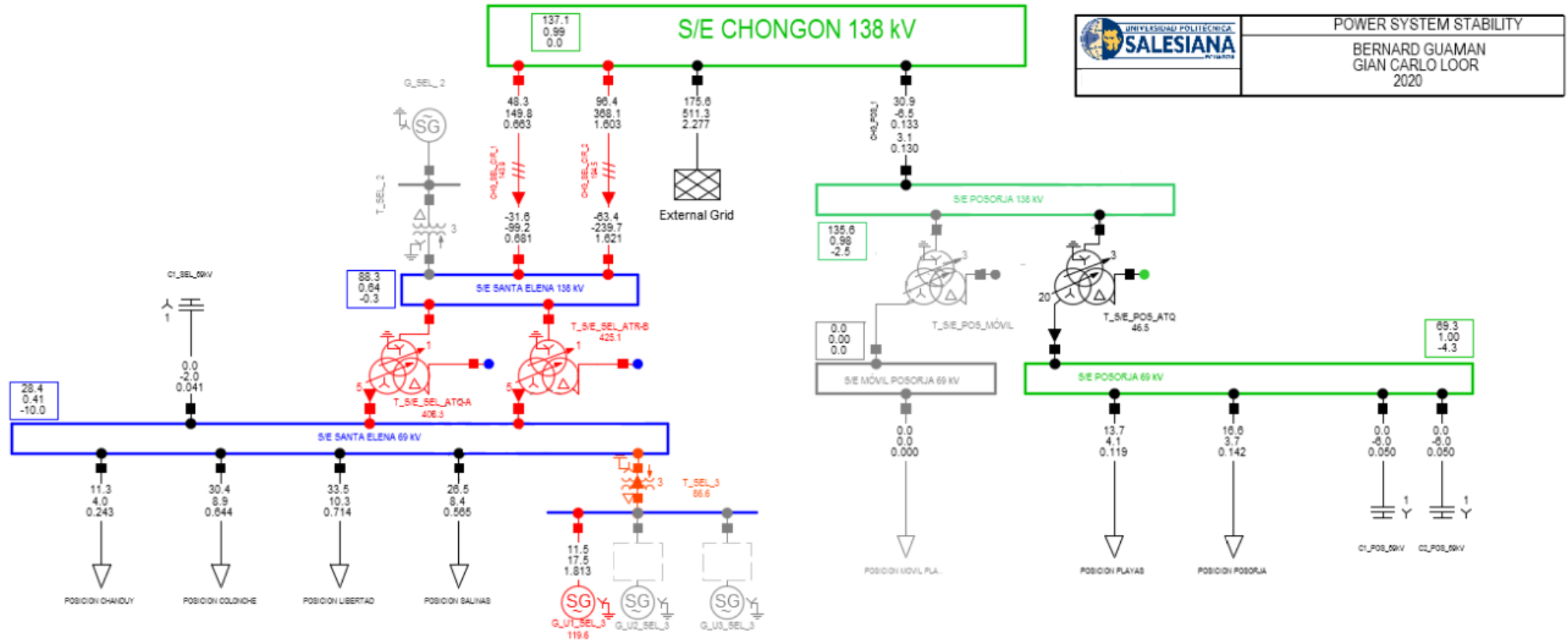
	POWER SYSTEM STABILITY
	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR 2020

ANEXO S: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador B de la S/E Santa Elena fuera de operación

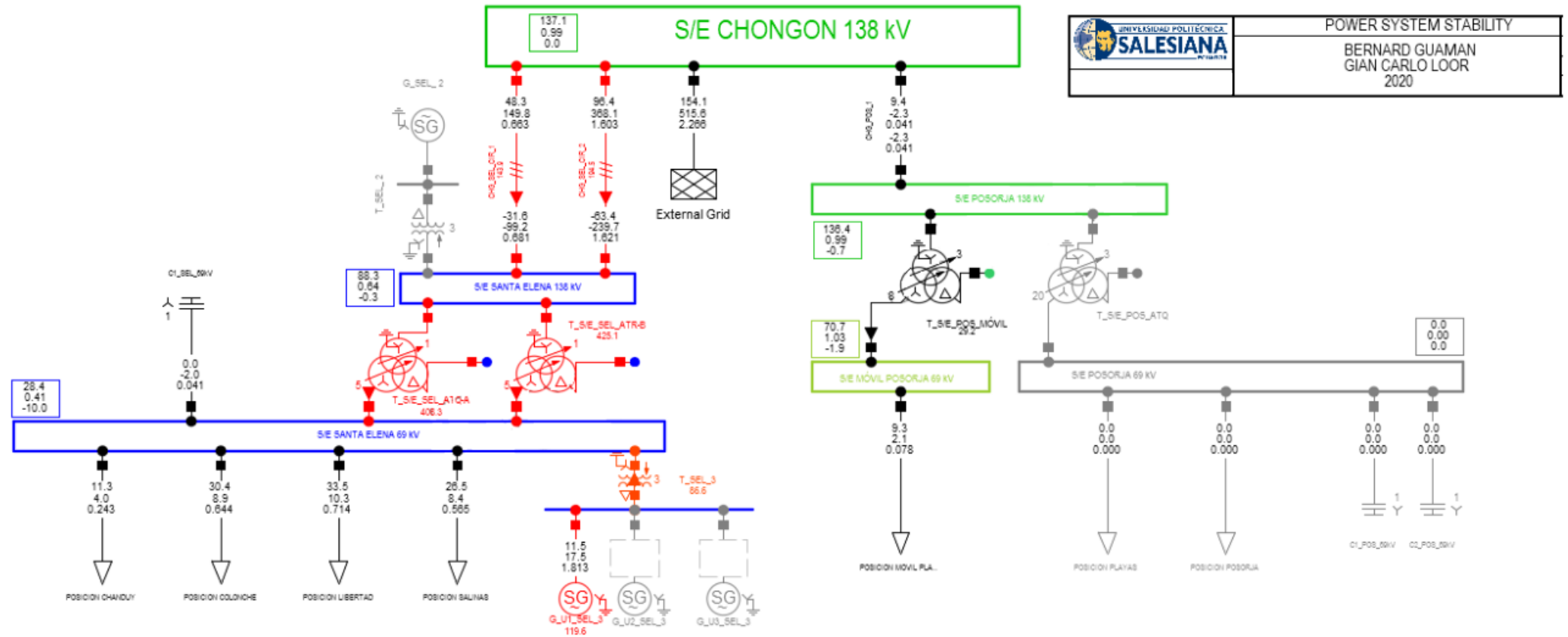


	POWER SYSTEM STABILITY
	BERNARD GUAMAN GIAN CARLO LOOR 2020

ANEXO T: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja Móvil fuera de operación



ANEXO U: SDL de las Curvas Q-V del Sistema Eléctrico de Potencia en estudio ante condiciones N-1 Transformador de la S/E Posorja fuera de operación



POWER SYSTEM STABILITY

BERNARD GUAMAN
GIAN CARLO LOOR
2020

ANEXO V: Programación y Scripts para el Análisis Modal en Matlab

```

% Program for Newton-Raphson Load Flow Analysis..
% Ref Book: Power System Analysis by Hadi Saadat..
% Code by Praviraj PG, First Version - Jan-2007
% Rev 1 - Jan-2018: Updated LOADFLOW.M
% Rev 2 - May-2020: Added GRAPHPLOT.M

num = 30; % IEEE-14, IEEE-30, IEEE-57, 118..
Y = ybusppg(num); % Calling ybusppg.m to get Bus Admittance Matrix..
busd = busdatas(num); % Calling busdata30.m to get busdatas..
BMva = 100; % Base MVA..
bus = busd(:,1); % Bus Number..
type = busd(:,2); % Type of Bus 1-Slack, 2-PV, 3-PQ..
V = busd(:,3); % Specified Voltage..
del = zeros(length(V),1); % Voltage Angle..
Pg = busd(:,5)/BMva; % PGi..
Qg = busd(:,6)/BMva; % QGi..
Pl = busd(:,7)/BMva; % PLi..
Ql = busd(:,8)/BMva; % QLi..
Qmin = busd(:,9)/BMva; % Minimum Reactive Power Limit..
Qmax = busd(:,10)/BMva; % Maximum Reactive Power Limit..
nbus = max(bus); % To get no. of buses..
P = Pg - Pl; % Pi = PGi - PLi..
Q = Qg - Ql; % Qi = QGi - QLi..
Psp = P; % P Specified
Qsp = Q; % Q Specified
G = real(Y); % Conductance..
B = imag(Y); % Susceptance..

pv = find(type == 2 | type == 1); % Index of PV Buses..
pq = find(type == 3); % Index of PQ Buses..
npv = length(pv); % Number of PV buses..
npq = length(pq); % Number of PQ buses..

Tol = 1;
Iter = 1; % iteration starting
while (Tol > 1e-5) % Iteration starting..
    P = zeros(nbus,1);
    Q = zeros(nbus,1);
    % Calculate P and Q
    for i = 1:nbus
        for k = 1:nbus
            P(i) = P(i) + V(i) * V(k) * (G(i,k) * cos(del(i) - del(k)) +
B(i,k) * sin(del(i) - del(k)));
            Q(i) = Q(i) + V(i) * V(k) * (G(i,k) * sin(del(i) - del(k)) -
B(i,k) * cos(del(i) - del(k)));
        end
    end

    % Checking Q-limit violations..
    if Iter <= 7 && Iter > 2 % Only checked up to 7th iterations..
        for n = 2:nbus
            if type(n) == 2
                QG = Q(n) + Ql(n);
                if QG < Qmin(n)
                    V(n) = V(n) + 0.01;
                elseif QG > Qmax(n)
                    V(n) = V(n) - 0.01;
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end

% Calculate change from specified value
dPa = Psp-P;
dQa = Qsp-Q;
k = 1;
dQ = zeros(npq,1);
for i = 1:nbus
    if type(i) == 3
        dQ(k,1) = dQa(i);
        k = k+1;
    end
end
dP = dPa(2:nbus);
M = [dP; dQ];           % Mismatch Vector

% Jacobian
% J1 - Derivative of Real Power Injections with Angles..
J1 = zeros(nbus-1,nbus-1);
for i = 1:(nbus-1)
    m = i+1;
    for k = 1:(nbus-1)
        n = k+1;
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J1(i,k) = J1(i,k) + V(m)* V(n)*(-G(m,n)*sin(del(m) -
del(n)) + B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
            end
            J1(i,k) = J1(i,k) - V(m)^2*B(m,m);
        else
            J1(i,k) = V(m)* V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) -
B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

% J2 - Derivative of Real Power Injections with V..
J2 = zeros(nbus-1,npq);
for i = 1:(nbus-1)
    m = i+1;
    for k = 1:npq
        n = pq(k);
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J2(i,k) = J2(i,k) + V(n)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) +
B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
            end
            J2(i,k) = J2(i,k) + V(m)*G(m,m);
        else
            J2(i,k) = V(m)*(G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) +
B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

% J3 - Derivative of Reactive Power Injections with Angles..
J3 = zeros(npq,nbus-1);
for i = 1:npq
    m = pq(i);

```

```

    for k = 1:(nbus-1)
        n = k+1;
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J3(i,k) = J3(i,k) + V(m)* V(n)*(G(m,n)*cos(del(m) -
del(n)) + B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
            end
            J3(i,k) = J3(i,k) - V(m)^2*G(m,m);
        else
            J3(i,k) = V(m)* V(n)*(-G(m,n)*cos(del(m)-del(n)) -
B(m,n)*sin(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

% J4 - Derivative of Reactive Power Injections with V..
J4 = zeros(npq,npq);
for i = 1:npq
    m = pq(i);
    for k = 1:npq
        n = pq(k);
        if n == m
            for n = 1:nbus
                J4(i,k) = J4(i,k) + V(n)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) -
B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
            end
            J4(i,k) = J4(i,k) - V(m)*B(m,m);
        else
            J4(i,k) = V(m)*(G(m,n)*sin(del(m)-del(n)) -
B(m,n)*cos(del(m)-del(n)));
        end
    end
end

J = [J1 J2; J3 J4]; % Jacobian Matrix

X = J\M; % INV(J) x M, Correction Vector..
dTh = X(1:nbus-1); % Change in Voltage Angle..
dV = X(nbus:end); % Change in Voltage Magnitude..

% Update State Vectors (Voltage Angle & Magnitude)
del(2:nbus) = dTh + del(2:nbus);
k = 1;
for i = 2:nbus
    if type(i) == 3
        V(i) = dV(k) + V(i);
        k = k+1;
    end
end
Iter = Iter + 1;
Tol = max(abs(M));
end
Del = 180/pi*del; % Convert radians to degrees

% Call LoadFlow
[fb, tb, Pij, Qij] = loadflow(num,V,del, BMva);

% Call GraphPlot
graphplot(V, Del, fb, tb, Pij, Qij);

```

```

% Program to for Admittance And Impedance Bus Formation....

function Y = ybusppg(num) % Returns Y

linedata = linedatas(num); % Calling Linedatas...
fb = linedata(:,1); % From bus number...
tb = linedata(:,2); % To bus number...
r = linedata(:,3); % Resistance, R...
x = linedata(:,4); % Reactance, X...
b = linedata(:,5); % Ground Admittance, B/2...
a = linedata(:,6); % Tap setting value..
z = r + i*x; % Z matrix...
y = 1./z; % To get inverse of each element...
b = i*b; % Make B imaginary...

nb = max(max(fb),max(tb)); % no. of buses...
nl = length(fb); % no. of branches...
Y = zeros(nb,nb); % Initialise YBus...

% Formation of the Off Diagonal Elements...
for k = 1:nl
    Y(fb(k),tb(k)) = Y(fb(k),tb(k)) - y(k)/a(k);
    Y(tb(k),fb(k)) = Y(fb(k),tb(k));
end

% Formation of Diagonal Elements....
for m = 1:nb
    for n = 1:nl
        if fb(n) == m
            Y(m,m) = Y(m,m) + y(n)/(a(n)^2) + b(n);
        elseif tb(n) == m
            Y(m,m) = Y(m,m) + y(n) + b(n);
        end
    end
end
end
%Y; % Bus Admittance Matrix
%zbus = inv(Y); % Bus Impedance Matrix

```

```

clear all
clc
%% CASO Base (Sirve para todos los demás casos)
% J=xlsread('BUS Y LINEAS.xlsx', 'Jacobiano')
J11=xlsread('CasoBase.xlsx', 'J11')
J12=xlsread('CasoBase.xlsx', 'J12')
J21=xlsread('CasoBase.xlsx', 'J21')
J22=xlsread('CasoBase.xlsx', 'J22')

InvJ11=inv(J11)
Jr=J22-J21*InvJ11*J12
  xlswrite('Jr.xlsx', Jr, 'Hojal', 'A1' )
[V,D]=eig(Jr)

InvV=inv(V)
  xlswrite('R.xlsx', V, 'Hojal', 'A1' )
  xlswrite('D.xlsx', D, 'Hojal', 'A1' )
  xlswrite('L.xlsx', InvV, 'Hojal', 'A1' )

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 2

for i=1:4
    k=1;
    FP2=V(k,i)*InvV(i,k)
    S2=FP2/D(i,i);
end

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 3

for i=1:4
    k=2;
    FP3=V(k,i)*InvV(i,k)
    S3=FP3/D(i,i);
end

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 4

for i=1:4
    k=3;
    FP4=V(k,i)*InvV(i,k)
    S4=FP4/D(i,i);
end

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 5

for i=1:4
    k=4;
    FP5=V(k,i)*InvV(i,k)
    S5=FP5/D(i,i);
end

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 6

% for i=1:5
%     k=5;
%     FP6=V(k,i)*InvV(i,k)
%     S6=FP6/D(i,i);

```

```
% end

%Factor de Participación y Sensibilidad Para el nodo 7

% for i=1:6
%     k=6;
%     FP7=V(k,i)*InvV(i,k)
%     S7=FP7/D(i,i);
% end
```