



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

(MENCIÓN EN INGENIERÍA ELÉCTRICA)

**EVALUACIÓN DE LA CARGABILIDAD Y
DETERMINACIÓN DEL EQUIVALENTE
THÉVENIN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA EN BASE AL CÁLCULO DE LA
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO USANDO
MEDICIONES LOCALES**

**TRABAJO DE TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MSc. CHRISTIAN ANTONIO FONSECA AMAYA

**DIRECTOR: DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR
YÉPEZ**

**CODIRECTOR: DR. ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ
YAULI**

Quito, marzo 2021



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
DOCTORADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
(MENCIÓN EN INGENIERÍA ELÉCTRICA)

**EVALUACIÓN DE LA CARGABILIDAD Y
DETERMINACIÓN DEL EQUIVALENTE
THÉVENIN EN SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA EN BASE AL CALCULO DE LA
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO USANDO
MEDICIONES LOCALES**

MSc. CHRISTIAN ANTONIO FONSECA AMAYA

Director: Dr. Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez

Codirector: Dr. Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli

Tribunal de Defensa:

Dr. Ing. Hugo Arcos

Escuela Politécnica Nacional / Departamento Energía Eléctrica / Ecuador

Dr. Ing. Carlos Gallardo

Escuela Politécnica Nacional / Departamento Energía Eléctrica / Ecuador

Dr. Ing. Jaime Cepeda

Escuela Politécnica Nacional / Departamento Energía Eléctrica / Ecuador

Dr. Ing. Rolando Pringles

Universidad Nacional de San Juan / Instituto de Energía Eléctrica / Argentina

Dr. Ing. Víctor Hinojosa

Universidad Técnica Federico Santa María / Departamento de Ingeniería Eléctrica / Chile

Catalogación:

225 páginas; 21 x 15 cm

Línea de Investigación: Sistemas Eléctricos de Potencia: Estudios de SEP en Estado Estable y Dinámico.

Departamento de ENERGÍA ELÉCTRICA

Primera Edición. Fecha de Catalogación: Diciembre/2020

EVALUACIÓN DE LA CARGABILIDAD Y DETERMINACIÓN DEL EQUIVALENTE THÉVENIN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN BASE AL CÁLCULO DE LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO USANDO MEDICIONES LOCALES

MSC. CHRISTIAN ANTONIO FONSECA AMAYA

Tesis de Doctorado

Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica

Mención: Ingeniería Eléctrica

ISBN: XXX-XXX-XXX-X (Arial negrilla 9)

eISBN: XXX-XXX-XXX-XXX-X (Arial negrilla 9)

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, 2021

La reproducción total o parcial de este libro en forma idéntica o modificada, impresa o digital, no autorizada por los editores, viola derechos reservados.

Cualquier utilización debe ser previamente solicitada.

© 2021 by Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Antonio Fonseca Amaya, bajo nuestra supervisión.

Dr. Ing. Gabriel Benjamín Salazar Yépez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Dr. Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Christian Antonio Fonseca Amaya, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Christian Antonio Fonseca Amaya

DEDICATORIA

A mi familia....

Versión aprobada para la defensa

AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento eterno a Dios....

Un agradecimiento total a mi esposa y a mis hijos....

*Un agradecimiento especial a los Doctores
Gabriel Salazar, Fabián Pérez y Franklin Quilumba,
así como a la CELEC EP – Unidad de Negocio
Transelectric por su apoyo a esta investigación.*

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS	XIII
INDICE DE ACRÓNIMOS	XIV
Abreviaciones	XIV
Símbolos	XV
RESUMEN	XVII
ABSTRACT	XX
1.INTRODUCCIÓN	1
1.1 Hipótesis de Investigación	2
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	3
1.4 Motivación y Justificación	4
1.5 Principales contribuciones	8
1.6 Listado de Publicaciones	9
1.7 Esquema del documento	11

2. CARGABILIDAD Y EQUIVALENTE THÉVENIN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	13
2.1 Estabilidad de Voltaje y Cargabilidad de SEP	13
2.1.1 Estabilidad de Voltaje.....	15
2.1.2 Límite por Estabilidad de Voltaje.....	17
2.1.3 Estabilidad y Cargabilidad en SEP.....	27
2.2 Máxima Cargabilidad y Equivalente Thévenin de un SEP.....	31
2.2.1 Cargabilidad en el espacio de la Potencia de Cortocircuito S_{sc}	32
2.2.2 Máxima Cargabilidad considerando relación de Impedancias.....	37
2.3 Métodos de monitoreo de cargabilidad de SEP.....	39
2.3.1 Estrategias de Medición Locales.....	39
2.3.2 Estrategias de Monitoreo de Área Extendida.....	42
2.4 Técnicas utilizadas para la determinación del ET.....	43
2.4.1 Modelación con variación del factor de potencia de la carga	45
2.4.1.1 Carga con Factor de Potencia Constante	46
2.4.1.2 Carga con Factor de Potencia Variable	49
2.4.2 Modelación de generadores como fuentes reales	54
2.4.2.1 Límites de los Generadores	55
2.4.2.1.1 Limitador de corriente de estator.....	56
2.4.2.1.2 Limitador de corriente de campo.....	57
2.4.2.1.3 Límites de un generador en estado estacionario	59
2.4.2.2 Simulación considerando límites de los Generadores	61
2.4.2.3 Efecto de los límites de generadores en la cargabilidad del SEP	63
2.4.3 Limitaciones de las técnicas utilizadas para la determinación del Equivalente Thévenin	67

3.DETERMINACIÓN DE LA CARGABILIDAD Y EQUIVALENTE THÉVENIN EN BASE A LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO.....	71
3.1 Indicador de Estabilidad del Sistema en base a la Relación Potencia-Voltaje ($VPSI_s$).....	71
3.1.1 Valoración de la Cargabilidad de un SEP en base a S_{sc}	72
3.1.2 Relación entre S_s y V_s	75
3.1.3 Definición y Maximización de $VPSI_s$	77
3.1.4 Indicador local $VPSI$ y relación con $VPSI_s$	83
3.1.5 Análisis variacional de $VPSI_s$ y $VPSI$	84
3.1.5.1 Análisis y comportamiento de $VPSI_s$ y $VPSI$ ante variaciones en la carga	85
3.1.5.2 Análisis y comportamiento de $VPSI$ y $VPSI_s$ ante variaciones en el SEP	86
3.2 Determinación de la potencia de cortocircuito S_{sc} y Equivalente Thévenin en base a $VPSI_s$	88
3.2.1 Determinación de S_{sc} y el nivel de cargabilidad de un SEP	88
3.2.2 Determinación del Equivalente Thévenin en base a S_{sc}	94
3.2.3 Algoritmo para determinar el nivel de cargabilidad y Equivalente Thévenin en base a S_{sc}	95
3.3 Desempeño del algoritmo planteado.....	97
3.3.1 Análisis con variación de factor de potencia de la carga	99
3.3.2 Análisis con modelación de generadores como fuentes reales	106
3.3.3 Análisis ante cambios topológicos y contingencias en el SEP	110
3.4 Evaluación de Cargabilidad y Equivalentes Thévenin en diversos puntos de un Sistema de Potencia	123
3.4.1 Escenarios planteados	125
3.4.2 Aplicación de la metodología propuesta y análisis de resultados	129

4.APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA MEDIANTE REGISTROS REALES.....	137
4.1 Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT) y zona de estudio planteada.....	138
4.2 Aplicación de la metodología propuesta a los resultados de simulación de la zona de estudio.....	141
4.2.1 Condición 1: Incremento únicamente de la carga considerada bajo estudio – Gualaceo 22 kV.....	143
4.2.2 Condición 2: Incremento de todas las cargas del SNT de manera simultánea.....	147
4.3 Aplicación de la metodología propuesta a registros reales de la zona de estudio planteada.....	151
4.3.1 Esquema de Procesamiento de Registros Reales....	151
4.3.2 Procesamiento de Registros Reales.....	153
5.CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....	165
5.1 Conclusiones.....	165
5.2 Trabajo Futuro.....	168
6.REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	169
7.ANEXOS.....	191
ANEXO 1: Datos del Sistema de Prueba.....	192
ANEXO 2: Análisis variacional y derivadas de $VPSI_s$	178
ANEXO 3: Datos del Sistema IEEE14 Barras.....	196
ANEXO 4: Datos del Sistema Nacional de Transmisión.....	200
ORDEN DE EMPASTADO.....	225

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema previsto para la estimación de S_{sc} , cargabilidad y el ET	4
Figura 2.1 Clasificación de Estabilidad de SEP [22].	14
Figura 2.2 Circuito eléctrico reducido	17
Figura 2.3 Límites de Cargabilidad para diferentes valores de k 23	23
Figura 2.4 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ y Curvas $P_S - V_S$ para SEP con $k=0$	25
Figura 2.5 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ y Curvas $P_S - V_S$ para SEP con $k=0.3$	26
Figura 2.6 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$	28
Figura 2.7 Curva $P_S - V_S$	29
Figura 2.8 Reducción del SEP en un Equivalente Thévenin	32
Figura 2.9 Dominios de solución de la Ecuación 2.13	33
Figura 2.10 Rangos del factor de acoplamiento sistema - carga m para φ entre $80^\circ \pm 7^\circ$ y θ entre $10^\circ \pm 20^\circ$	35
Figura 2.11 Límite de Cargabilidad de un SEP en el espacio de S_S	36
Figura 2.12 Clasificación de los métodos de monitoreo de estabilidad de voltaje [1]	40
Figura 2.13 Modelo de SEP considerando los generadores como fuentes ideales	45
Figura 2.14 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante	48
Figura 2.15 Cargabilidad en el espacio de S_S - Carga con factor de potencia constante	49

Figura 2.16 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.	50
Figura 2.17 Cargabilidad en el espacio de S_S - Carga con factor de potencia variable	52
Figura 2.18 Diagrama de bloques de un AVR [24]	56
Figura 2.19 Capacidad normalizada ante sobrecargas, para estator y rotor [56]	57
Figura 2.20 Curva de régimen de operación de un generador ...	60
Figura 2.21 Modelo de SEP considerando G2 como fuente real	61
Figura 2.22 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable	62
Figura 2.23 Sistema con modelación de generador real	64
Figura 2.24 ET con G2 dentro de sus límites y bajo los supuestos considerados.....	65
Figura 2.25 ET con G2 alcanzando sus límites y bajo los supuestos considerados.....	66
Figura 3.1 S_{Smax} y S_{S0} para $x=0.3$ y $x=0.8$, en función del factor m	74
Figura 3.2 S_{Smax} y $S_{S(VSmax)}$ en función del factor m	77
Figura 3.3 Voltaje V_S y Potencia S_S para $\theta=14^\circ$ (0.97 atraso)	78
Figura 3.4 Producto entre V_S y S_S - Variación del exponente de voltaje n.....	79
Figura 3.5 Lugar geométrico VPSIs para un 80% de cargabilidad	82
Figura 3.6 Sistema de la Figura 2.2 con valores reales.....	90

Figura 3.7 Perfiles de Voltaje y Potencia	91
Figura 3.8 Perfiles de indicadores en función de potencia.....	93
Figura 3.9 Diagrama de flujo de la metodología en base a S_{SC} .	97
Figura 3.10 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante	100
Figura 3.11 Impedancia Thévenin Z_{TH} y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante	101
Figura 3.12 Cargabilidad x en base a S_{SC} y Relación de Impedancias - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante.....	102
Figura 3.13 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.	103
Figura 3.14 Impedancia de Carga, Impedancia Thévenin Z_{TH} y Potencia de Carga - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.....	104
Figura 3.15 Cargabilidad x en base a S_{SC} y Relación de Impedancias – generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.....	105
Figura 3.16 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable.	107
Figura 3.17 Impedancia de Carga, Impedancia Thévenin Z_{TH} y Potencia de Carga - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable.....	108

Figura 3.18 Cargabilidad x en base a S_{SC} y Relación de Impedancias - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable.....	109
Figura 3.19 Potencia y Voltaje de Carga considerando contingencias.....	112
Figura 3.20 Potencia S_{SC} considerando los eventos simulados.....	114
Figura 3.21 Impedancia Thévenin Z_{TH} y Voltaje Thévenin E_{TH} considerando los eventos simulados.....	115
Figura 3.22 Cargabilidad x y Relación de Impedancias considerando los eventos simulados.....	116
Figura 3.23 Impedancia de Carga, Impedancia Thévenin Z_{TH} y Potencia de Carga considerando los eventos simulados.....	121
Figura 3.24 Flujo de potencia inicial del sistema IEEE 14 barras	125
Figura 3.25 Curvas PV de los Escenarios E.1.1 y E.1.2.....	127
Figura 3.26 Curvas PV de los Escenarios E.2.1 y E.2.2.....	128
Figura 3.27 Impedancia Thévenin, Impedancia y Potencia de Carga para los Escenarios E.1.1 y E.1.2.....	130
Figura 3.28 ET para los Escenarios E.1.1 y E.1.2.....	130
Figura 3.29 Potencia de Cortocircuito y Cargabilidad para los Escenarios E.1.1 y E.1.2.....	131
Figura 3.30 Impedancia Thévenin, Impedancia y Potencia de Carga para los Escenarios E.2.1 y E.2.2.....	132
Figura 3.31 ET para los Escenarios E.2.1 y E.2.2.....	132
Figura 3.32 Potencia de Cortocircuito y Cargabilidad para los Escenarios E.2.1 y E.2.2.....	133

Figura 3.33 Cargabilidad en las barras de carga para el Escenario E.1.1	134
Figura 3.34 Potencia de Cortocircuito en Barras de carga para el Escenario E.1.1	135
Figura 4.1 Diagrama unifilar del SNT	139
Figura 4.2 Detalle de la Zona Suroriental	140
Figura 4.3 Barra de Gualaceo 22 kV - Simulación en Condición 1	145
Figura 4.4 Cortocircuito trifásico en la Barra de Gualaceo 22 kV	146
Figura 4.5 Barra de Gualaceo 22 kV - Simulación en Condición 2	149
Figura 4.6 Modelo de Procesamiento para Registros Reales ..	152
Figura 4.7 Registros Reales: V, P y Q - Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019).....	153
Figura 4.8 S_{SC} y x – Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019)	154
Figura 4.9 Z_{TH} y E_{TH} – Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019)	155
Figura 4.10 Barra de Méndez 13.8 kV -Simulación en Condición 2	158
Figura 4.11 Registros Reales: V, P y Q - Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019).....	159
Figura 4.12 S_{SC} y x – Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019).	160
Figura 4.13 Z_{TH} y E_{TH} – Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019)	161

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Resultados de Eventos Simulados en barra de carga	117
Tabla 3.2 Resultados del algoritmo de la Sección 3.2 aplicado en los puntos simulados de la Tabla 3.1	118
Tabla 3.3 Máximos niveles de cargabilidad de los Escenarios E.1.1 y E.1.2	127
Tabla 3.4 Máximos niveles de cargabilidad de los Escenarios E.2.1 y E.2.2	128
Tabla 3.5 S_{SC} y ET en el punto de máxima cargabilidad	133
Tabla 4.1 Potencia y voltaje en los puntos de carga analizados	142
Tabla 4.2 Resultados para la barra de Gualaceo 22 kV en el punto inicial del flujo de potencia	150
Tabla 4.3 Resultados reales para la Barra de Gualaceo 22 kV	155
Tabla 4.4 Resultados comparativos para la Barra de Gualaceo 22 kV (08:00 – 20:00)	156
Tabla 4.5 Resultados para la Barra de Méndez 13.8 kV en el punto inicial del flujo de potencia en la Condición 2	159
Tabla 4.6 Resultados para la Barra de Méndez 13.8kV	160
Tabla 4.7 Resultados comparativos para la Barra de Méndez 13.8 kV (03:00 – 20:00)	162
Tabla 4.8 Rango del ET para las barras analizadas	163

INDICE DE ACRÓNIMOS

Abreviaciones

<i>ET</i>	Equivalente Thévenin
<i>SEP</i>	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>EHV</i>	Extra High Voltage - Extra Alto Voltaje
<i>OXL</i>	Overexcitation Limiter – Limitador de sobreexcitación
<i>VPSI</i>	Voltage Power Stability Indicator / Indicador de Estabilidad de Voltaje en base a la relación P–V
<i>VPSIs</i>	System Voltage Power Stability Indicator / Indicador de Estabilidad de Voltaje en base a la relación P – V normalizado respecto al Sistema
<i>BCU</i>	Bay Control Unit – Unidad de Control de Bahía
<i>PMU</i>	Phasor Measurement Unit – Unidad de Medición Fasorial
<i>SNT</i>	Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano

Símbolos

P	Potencia Activa de Carga
Q	Potencia Reactiva de Carga
V	Voltaje en nodo de Carga
θ	Ángulo de la Potencia de Carga
I	Corriente de Carga
Z_L	Impedancia de Carga
λ	Factor de Escalamiento de Carga
E_{TH}	Voltaje Equivalente Thévenin
δ	Ángulo del Voltaje Equivalente Thévenin
Z_{TH}	Impedancia Equivalente Thévenin
φ	Ángulo de la Impedancia Equivalente Thévenin
R_{TH}	Resistencia Equivalente Thévenin
X_{TH}	Reactancia Equivalente Thévenin
m	Factor de Acoplamiento Sistema – Carga
S_{sc}	Potencia de Cortocircuito en una barra de carga
V_s	Voltaje de Carga Equivalente normalizado respecto al Sistema
S_s	Potencia de Carga Equivalente normalizada respecto al Sistema
x	Cargabilidad

$S_{Sm\acute{a}x}$	Cargabilidad máxima de un SEP en el espacio de S_s
A	Discriminante de la ecuación de voltaje V_s
n	Exponente del voltaje V_s
$VPSI$	Indicador de Estabilidad de Voltaje en base a la relación $P - V$
$VPSI_s$	Indicador de Estabilidad normalizado respecto al Sistema

versión aprobada para la defensa

RESUMEN

El límite de transferencia de potencia de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está fuertemente relacionado con la capacidad del sistema de generación-transmisión. Con el crecimiento continuo de la demanda, las capacidades de este sistema deben incrementarse para mantener la confiabilidad del SEP. Sin embargo, por diversos factores se presentan retrasos en la ejecución de los planes de expansión de generación y transmisión, por lo que la operación de los SEPs se aproxima a sus límites de capacidad de carga, y consecuentemente las zonas seguras de operación se reducen.

Una metodología de análisis de cargabilidad de SEP muy extendida considera que un SEP puede ser representado, en un nodo de carga, por un Equivalente Thévenin (ET). El ET corresponde a un circuito equivalente básico lineal conformado por una fuente de voltaje en serie con una impedancia. Mediante esa aproximación la transferencia de potencia hacia la carga puede ser maximizada cuando la impedancia de carga es igual a la impedancia del ET. Sin embargo, la no linealidad de los SEP así como factores relacionados con el comportamiento de la carga y de los generadores, conlleva a limitaciones en la aplicación de las metodologías basada en el ET.

En este sentido, esta investigación desarrolla una metodología para determinar los parámetros del ET sobre la base de la Potencia de Cortocircuito (S_{sc}) del ET. Esta condición permite mejorar la aplicación del criterio de maximización de potencia transferida en un SEP en base a

la impedancia del ET. El esquema general propuesto considera resolver la determinación del ET desde el espacio paramétrico de potencias, permitiendo inicialmente establecer la S_{SC} y la cargabilidad del SEP. Posteriormente se determinan los parámetros eléctricos del ET.

Adicionalmente, la presente investigación plantea un nuevo indicador de estabilidad de voltaje denominado *VPSI* (Voltage–Power Stability Indicator), el cual es calculado mediante el procesamiento de mediciones consecutivas, de las magnitudes de voltaje y potencia, en un mismo punto del SEP. Mediante el procesamiento del *VPSI* es posible obtener directamente la S_{SC} .

El desarrollo de un algoritmo para la determinación del ET y del nivel de cargabilidad, en base a la S_{SC} es también presentado en esta investigación. Los resultados encontrados sobre sistemas de prueba permiten verificar que esta propuesta presenta un mejor desempeño que las técnicas basadas en los métodos existentes.

Finalmente, los algoritmos desarrollados se aplican sobre registros de mediciones reales del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano, en diferentes niveles de voltaje, con resultados satisfactorios. De esta manera se puede observar la practicidad de la presente propuesta.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad de Voltaje, Equivalente Thévenin, Límites de Cargabilidad, Máxima Transferencia de Potencia, Potencia de Cortocircuito, Sistemas Eléctricos de Potencia.

ABSTRACT

The power transfer limit of an Electric Power System (EPS) is strongly associated with the capacity of the transmission and generation systems. As the power demand increases, transmission and generating capacity additions are essential to ensure continued reliability of the electric grid. However, diverse reasons in the power system planning to make timely decisions of generation and transmission facilities, have taken the EPS close to its loadability limits, and therefore, the secure operating zones have been reduced.

A very widespread methodology for loadability analysis is based on the reduction of the complete system into a basic Thevenin Equivalent (TE) at a load bus. This TE is a linear equivalent circuit consisting of a source with a series impedance. By this approach the power transfer to the load can be maximized when the load impedance matches the impedance of the TE. However, the non-linear nature of the EPSs, and the behavior of load and generation lead to limitations in the application of the TE-based methodology.

In this context, this research proposes the development of a methodology to determine the TE parameters based on Short Circuit Power (S_{SC}) of the TE. This condition improves the application of the maximization criterion for power transferred in an EPS based on TE impedance. The proposed scheme considers the determination of the TE from the parametric power space by first obtaining information concerning to the S_{SC} and the loadability of the EPS. Then, the electrical parameters of the TE are determined.

In addition, the present work proposes a new voltage stability indicator, called VPSI (Voltage – Power Stability Indicator), which is calculated by processing consecutive measurements of the voltage and power, both measured at the same point of the EPS. By processing the VPSI it is possible to obtain the S_{SC} .

The development of an algorithm to determine the ET and the loading, based on the S_{SC} , is also presented in this research. The results obtained in test systems present a better performance than the techniques based on the existing methods.

Finally, to prove the suitability of the proposed schemes, the algorithms are applied using real-world measurement of the Ecuadorian National Transmission System, at different voltage levels with satisfactory results. This provides a substantial prove of the practicality of the proposed approaches.

KEYWORDS: Loadability, Thevenin Equivalent, Short Circuit Power, Voltage Stability, Maximun Power Transfer, Power Systems.

1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) experimentan a través de los años, una operación en continuo acercamiento a sus límites de operación segura, esto debido a que los niveles de cargabilidad de los elementos de un SEP se incrementan y los márgenes seguros de operación disminuyen, llegando inclusive, para cierto tipo de contingencias, a alcanzar puntos de inestabilidad.

El concepto del Equivalente Thévenin (ET), en un punto terminal de un SEP, corresponde a la representación del SEP original, generalmente muy complejo, en un circuito básico conformado por una fuente de voltaje en serie con una impedancia. Este circuito reducido permite el desarrollo de diversas aplicaciones prácticas, tanto de diagnóstico como de monitoreo operativo del SEP, entre las que se destacan: límites máximos de cargabilidad del SEP, análisis y monitoreo de estabilidad de voltaje de largo plazo, proyección de niveles de cortocircuito, entre otros.

Los mecanismos para determinación del ET requieren, para su aplicación práctica, compatibilizar su modelación teórica con los esquemas de medición disponibles.

Desde la perspectiva teórica las metodologías existentes, basadas en mediciones locales, consideran la condición invariante del SEP ante los cambios de la carga. Esta condición de invariancia se dificulta si se considera la no-linealidad en la distribución de la potencia entre los generadores del SEP así como la variación del factor de potencia de la carga. Estos aspectos afectan la determinación del ET.

En la presente propuesta de investigación se plantea la hipótesis de mejorar la determinación del ET mediante el planteamiento de un cambio de dominio en las variables de análisis.

Se debe mencionar que la precisión de la tecnología de medición sincrofasorial (PMU) puede ser compatibilizada en esta hipótesis, abriendo la posibilidad de implementar las aplicaciones prácticas basadas en el ET con la infraestructura existente y futura.

1.1 Hipótesis de Investigación

El nivel de cargabilidad y el Equivalente Thévenin, en los nodos terminales de un Sistema Eléctrico de Potencia, pueden ser determinados considerando variables locales, en base al cálculo de la Potencia de Cortocircuito.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Establecer un método para la determinación del nivel de cargabilidad y del Equivalente Thévenin (ET) en puntos terminales de un sistema eléctrico de potencia (SEP), en base a la Potencia de Cortocircuito (S_{SC}) considerando mediciones locales, con el fin de mejorar la aplicación del criterio de maximización de potencia transferida en un SEP en base a la impedancia del ET.

1.2.2 Objetivos específicos

- Desarrollar un algoritmo para la determinación de la S_{SC} de un SEP, en puntos terminales, utilizando mediciones locales.

- Desarrollar un algoritmo para la determinación del Equivalente Thévenin y del nivel de cargabilidad, en base a la S_{sc} .
- Probar el algoritmo desarrollado mediante registros de mediciones locales. Para lo cual se utilizarán, donde se dispongan, registros reales del Sistema Nacional de Transmisión en diferentes niveles de voltaje.
- Verificar que la determinación del Equivalente Thévenin y la cargabilidad del SEP, determinadas en base a S_{sc} , presenta un mejor desempeño que las técnicas basadas en los métodos existentes.

1.3 Alcance

La propuesta de investigación plantea determinar el ET y el nivel de cargabilidad, en nodos terminales de un SEP, a través de las ecuaciones de potencia considerando la Potencia de Cortocircuito (S_{sc}) como espacio paramétrico.

Para determinar la S_{sc} se planteará un nuevo indicador de estabilidad de voltaje de largo plazo (System Voltage-Power Stability Indicator - VPS/s), el cual será determinado por el procesamiento de mediciones locales consecutivas, tanto de magnitud de voltaje como de potencia de carga; estas mediciones serán tomadas en nodos terminales del SEP.

Mediante el monitoreo del indicador propuesto, será posible determinar la S_{sc} , consecuentemente se estimará el nivel de cargabilidad en base a la S_{sc} . Finalmente, el ET del SEP en el nodo terminal bajo estudio será determinado.

En la Figura 1.1 se esboza el esquema previsto en la presente investigación para la estimación de la S_{sc} , de la cargabilidad y el ET.

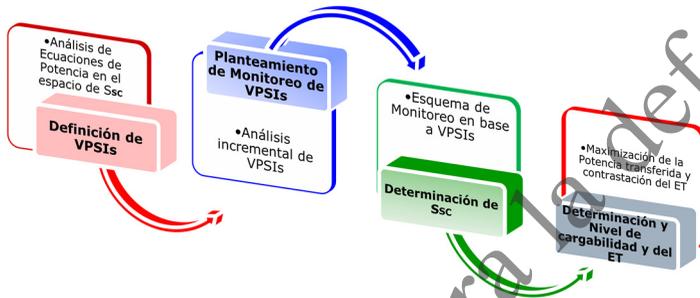


Figura 1.1 Esquema previsto para la estimación de S_{sc} , cargabilidad y el ET

1.4 Motivación y Justificación

Esta sección inicia explicando la necesidad de monitorear la cargabilidad de un SEP así como la practicidad de la aplicación del ET para realizar este monitoreo. Se expone también el uso del ET para otras aplicaciones en SEPs.

Aunque la operación de los SEPs generalmente se encuentra bien planeada, condiciones inesperadas como eventos y disturbios pueden llevar al sistema cerca de sus límites y causar la interrupción del abastecimiento de potencia. En este sentido, es conveniente tener un adecuado monitoreo que permita detectar la cercanía a los límites operativos en tiempo real, este monitoreo es necesario inclusive para establecer la activación de acciones remediales requeridas para mantener la operación segura y confiable del SEP.

Considerando esta necesidad de supervisión de los sistemas eléctricos, un aspecto importante corresponde al monitoreo de los márgenes de cargabilidad del SEP. Se debe indicar, que uno de los principales aspectos tratados dentro de la estabilidad de voltaje es la capacidad de transferencia de un SEP; en este sentido, el monitoreo de los márgenes de cargabilidad se encuentra muy correlacionado con el análisis de estabilidad de voltaje.

Una clasificación de los métodos de monitoreo de estabilidad de voltaje se indica en [1], en este documento se establece diferenciar los métodos de monitoreo en base a las estrategias de medición utilizadas. De esta manera, se definen dos grupos de monitoreo basados en estrategias de medición: locales y de área extendida.

En el contexto de las estrategias de medición locales, se considera plantear la reducción del sistema completo hacia un circuito eléctrico simple que corresponde al ET en una barra terminal, generalmente una barra de carga. Considerando que en un circuito eléctrico la potencia de carga es maximizada cuando la impedancia de dicha carga coincide con la impedancia del circuito bajo análisis, el principal objetivo de las metodologías se centra en la determinación del ET.

Dentro de los análisis para la determinación del ET, se han planteado varios enfoques y propuestas. Los autores en [2] y [3] proponen realizar el cálculo del ET mediante la aplicación de la técnica de mínimos cuadrados recursivos a mediciones locales consecutivas. En [4] los autores aplican el teorema de Tellegen para realizar la determinación del ET, en base a mediciones consecutivas sincronizadas posible de ser obtenidas mediante PMUs.

En [5] se propone un algoritmo para identificar el componente de reactancia del ET siendo este esquema válido para sistemas de Extra Alto Voltaje, donde el voltaje equivalente del ET es continuamente actualizado basado en el signo de variación de la carga. Por su parte en [6] los autores plantean obtener el ET mediante una solución analítica del ET utilizando las magnitudes de tres mediciones locales consecutivas, evitando de esta manera el requerimiento del uso de mediciones sincronizadas.

Por otro lado, en la perspectiva de las estrategias de medición de área extendida la idea fundamental consiste en buscar la mayor observabilidad del SEP, con el objetivo de implementar esquemas de monitoreo y protección sistémicos. Sin embargo, el criterio de maximización de potencia transferida en base a la impedancia Thévenin es aún utilizado dentro estos esquemas [7]–[10].

Adicionalmente, la determinación del ET presenta áreas de análisis que requieren el desarrollo de investigación, aspectos como el perfeccionamiento e implementación de métodos de determinación de ET mediante el uso de infraestructura existente, el análisis del desempeño de las metodologías del ET ante cambios en los parámetros del SEP, el uso del ET para estimación de condiciones de cortocircuito [11], entre otras, establecen áreas de investigación cuyas aplicaciones no solo promueven la mejora en la operación de los SEPs sino que permiten cubrir áreas adicionales como el análisis de falla y su aplicación en los sistemas de protección.

Como se puede observar, el ET de un SEP representa un modelo práctico muy aplicado por su simplicidad conceptual. Sin embargo, esta simplicidad conceptual basada en la

linealidad del ET, conlleva ciertas limitaciones debido a las condiciones no lineales del SEP. Dentro de las condiciones de no linealidad del SEP se destacan aspectos como: cambios en el factor de potencia de las cargas del sistema, cambios simultáneos de todas las cargas del sistema [12], [13] y modelado de la respuesta en estado estacionario de los generadores debido a la distribución no-lineal de la potencia en los SEPs [14]–[16]. Estos aspectos afectan la determinación adecuada del ET.

La condición de modelamiento de cargas con factor de potencia constante, es una premisa que se considera en las metodologías inicialmente desarrolladas [2]–[6] y se mantiene en las metodologías existentes [13], [15]–[19]. Se debe señalar que, si esta condición no se cumple, se producen resultados incorrectos de determinación del ET porque la capacidad de carga máxima no se alcanza cuando la impedancia de carga y la impedancia del ET determinada son iguales. El análisis de esta condición se expone con un mayor detalle en el Capítulo 2, como parte de la revisión bibliográfica correspondiente.

En resumen, los problemas detectados en el proceso de determinación del ET, limitan la aplicación del criterio de maximización de potencia transferida desde el sistema hacia la carga, basado en la igualdad de la impedancia del ET con la impedancia de carga.

En este sentido, se observa la necesidad de plantear esquemas que mejoren la determinación tanto del ET así como de la cargabilidad del sistema, siendo este requerimiento la principal motivación del presente trabajo de investigación.

1.5 Principales contribuciones

Las principales contribuciones obtenidas en esta investigación son:

- Desarrollo de un nuevo método para la determinación del nivel de cargabilidad y del ET en puntos terminales de un SEP utilizando mediciones locales y en base a la Potencia de Cortocircuito del ET.
- Determinación de una ecuación para el análisis del criterio de igualdad de impedancias, en el punto de máxima transferencia de potencia, cuando la carga trabaja con factores de potencia variables. Esta ecuación se desarrolla en base al análisis de la cargabilidad del SEP considerando el dominio de solución correspondiente a la Potencia de Cortocircuito del ET planteada en esta investigación.
- Planteamiento de un nuevo algoritmo para determinar la Potencia de Cortocircuito del ET y el nivel de cargabilidad en un punto terminal de un SEP. El algoritmo considera la utilización de la maximización de un nuevo indicador de estabilidad de voltaje de largo plazo denominado $VPSI_s$ el cual se define en base a mediciones de magnitudes de voltaje y potencia de carga.
- Desarrollo de un esquema para la reconstrucción de los parámetros del ET, voltaje e impedancia Thévenin, para lo cual se utiliza la Potencia de Cortocircuito determinada en el primer algoritmo. La reconstrucción del ET se realiza determinando, en primera instancia el voltaje Thévenin, en base a las mediciones de voltaje real en una barra de carga analizada. La metodología

propuesta corrige los inconvenientes que se presentan ante cargas con factor de potencia variable.

- La evaluación de la potencia de cortocircuito y de la cargabilidad, determinados mediante la presente propuesta, corresponden a evaluaciones locales pero consideran todos los efectos que se presenten en el sistema de potencia, permitiendo de esta manera plantear el monitoreo de la cargabilidad de un SEP, en base a las barras que presente el mayor valor de cargabilidad local.
- Los algoritmos desarrollados han sido probados mediante registros de mediciones reales del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano en diferentes niveles de voltaje con resultados satisfactorios.

1.6 Listado de Publicaciones

A continuación se presentan las publicaciones que se han generado como parte del presente trabajo de investigación.

Publicación A: A. Fonseca, G. Salazar, F. Quilumba and F. Perez-Yauli, “Determination of the Thevenin Equivalent in Power Grids using Real Records based on Short Circuit Power”, Research Article, IET Generation, Transmission & Distribution, ISSN 1751-8687, DOI: 10.1049/gtd2.12003, 2020.

Publicación B: A. Fonseca, F. Perez-Yauli, and G. Salazar, "Loadability Analysis based on Short Circuit Power", Research Article, IET Generation, Transmission & Distribution, ISSN 1751-8687, DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.1290, 2017.

Publicación C: A. Fonseca, G. Salazar, "Load Shedding Scheme for voltage instability using voltage – impedance ratio", Revista Ciencia e Ingeniería Universidad de los Andes, ISSN 1316-7081, Artículo de Investigación, vol. 36, no. 3, pp. 167–178, 2015.

Adicionalmente este trabajo permitió producir otras publicaciones en áreas relacionadas:

Publicación D: F. Chapi, A. Fonseca, and F. Perez-Yauli, "Determination of Overcurrent Protection Settings Based on Estimation of Short Circuit Currents Using Local Measurements", Research Article, IEEE ETCM Conference, 2019. Best Paper Award.

Publicación E: A. Fonseca, "Principal Components Analysis applied to Continuation Power Flow", XXVI Jornadas de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional - Ecuador, Artículo Técnico, vol. 1, pp. 60–66, 2016.

1.7 Esquema del documento

El presente documento se encuentra organizado de la siguiente manera:

El Capítulo 1, inicia presentando la Hipótesis de Investigación, Objetivos y Alcance de la propuesta de investigación. Posteriormente se exponen la motivación y justificación para la realización de esta investigación, así como se expone una descripción generalizada del estado del arte de la presente investigación.

El Capítulo 2 corresponde al marco teórico relacionado con el análisis de cargabilidad y Equivalente Thévenin en puntos terminales de un SEP. A lo largo de este capítulo se presenta la revisión bibliográfica detallada respecto a los métodos de monitoreo de cargabilidad, finalizando con la exposición de las limitaciones de las metodologías para determinación del ET existentes.

El Capítulo 3 inicia con el planteamiento del indicador VPS/s que permite realizar la determinación de la Potencia de Cortocircuito del ET. Se expone el algoritmo planteado para determinar la S_{sc} y el ET así como se presenta el desempeño del mismo ante las limitaciones que presentan las metodologías existentes. Como parte final de este capítulo, se presenta la evaluación de cargabilidad y ET realizado en diversos puntos de SEP.

El Capítulo 4 plantea la aplicación de la metodología presentada en esta investigación sobre registros reales obtenidos desde el Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano.

El Capítulo 5 presenta las principales conclusiones de esta investigación y plantea posibles líneas futuras de nuevas investigaciones y aplicación.

Versión aprobada para la defensa

2. CARGABILIDAD Y EQUIVALENTE THÉVENIN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

El presente capítulo inicia con una revisión general de los conceptos de estabilidad de voltaje en SEP, se describe la determinación del límite por estabilidad de voltaje de largo plazo y su relación con la máxima cargabilidad que puede soportar un SEP.

A continuación se establece la relación entre la máxima cargabilidad del SEP y el ET en un punto terminal del SEP. Este análisis se realiza considerando el dominio de solución correspondiente a la Potencia de Cortocircuito del ET.

Finalmente se presentan las principales técnicas utilizadas para la determinación del ET en puntos terminales de un SEP y sus limitaciones considerando efectos como la variación del factor de potencia de la carga y la distribución no-lineal de la potencia de los generadores dentro de un SEP.

2.1 Estabilidad de Voltaje y Cargabilidad de SEP

El fenómeno de estabilidad es considerado dentro de los análisis que permiten garantizar la operación segura de un SEP, más aún cuando muchos eventos que han ocasionado desconexiones totales de sistemas eléctricos se han producido por fenómenos dinámicos que involucraron comportamientos inestables del sistema eléctrico en su conjunto [20].

La IEEE-CIGRE [21] y la IEEE-PES en [22], definen a la estabilidad de un sistema de potencia como la habilidad que tiene el mismo, desde una condición inicial dada, para mantener un estado operativo de equilibrio después de haber sido sometido a un disturbio, con la mayoría de las variables del sistema dentro de sus límites. En este sentido, se plantea la clasificación de la estabilidad de los SEP indicada en la Figura 2.1.

Considerando la naturaleza física del tipo resultante de inestabilidad, generalmente se establecen tres tipos de estabilidad dentro de un SEP: Estabilidad de Ángulo, Estabilidad de Frecuencia y Estabilidad de Voltaje. Se debe indicar que estos tipos de estabilidad no son completamente independientes, presentándose casos de inestabilidad de SEP en los que han interactuado más de uno de estos tres tipos [23] de forma simultánea.

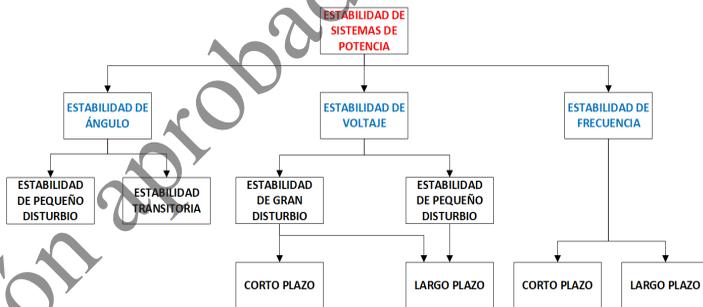


Figura 2.1 Clasificación de Estabilidad de SEP [22].

2.1.1 Estabilidad de Voltaje

Considerando la naturaleza física del tipo resultante de inestabilidad, se establece que cuando la principal variable del sistema en la que la inestabilidad puede ser observada es el voltaje, entonces, la inestabilidad se enmarca en un análisis de Estabilidad de Voltaje.

Desde el punto de vista práctico, la estabilidad de voltaje puede analizarse considerando la capacidad de mantener y/o restablecer el transporte de potencia activa y reactiva desde el sistema de generación – transmisión hacia la carga. Cuando este equilibrio se rompe, se puede producir una disminución progresiva de los niveles de voltaje en todo el SEP, llegando inclusive al fenómeno conocido como colapso de voltaje [24].

Durante el desarrollo de un colapso de voltaje, los niveles de voltaje llegan a valores anormales y, de no tomarse medidas correctivas, se puede llegar a una desconexión parcial o total del sistema [25]. El comportamiento dinámico ante la variación del voltaje de algunos elementos del SEP, pueden llegar a incrementar el consumo de potencia reactiva del sistema, causando disminuciones adicionales de voltaje [24]. También se debe considerar que la presencia de bajos voltajes puede producir la operación de los sistemas de protecciones complicando aún más el estado del sistema.

Desde el punto de vista del tiempo de evolución del fenómeno, la estabilidad de voltaje puede analizarse en dos escalas de tiempo: de corto plazo y de largo plazo, como se observa en la Figura 2.1.

Respecto al análisis de estabilidad en el corto plazo, su estudio considera incluir cargas de rápida respuesta tales como: motores de inducción y elementos con control electrónico. En este sentido, su estudio se realiza con un proceso de simulación en el dominio del tiempo, en el orden de pocos segundos [22].

Por su parte, el análisis de estabilidad del voltaje de largo plazo considera la respuesta lenta de los elementos del SEP y se evalúa en el orden de minutos [22]. Por esta razón, es posible aplicar metodologías de simulación de estado estacionario estimando el margen de estabilidad en términos del aumento de potencia de carga, desde un punto de operación, hasta la máxima transferencia de potencia.

El punto inicial de operación en estado estacionario corresponde a un punto de equilibrio definido por la convergencia del flujo de potencia. Mediante el incremento de carga se determina un punto en el que matemáticamente no se presente convergencia; este punto corresponde al límite de estabilidad del sistema, más allá de este valor no existen condiciones de equilibrio para el sistema.

Por su parte, es muy importante que los operadores del sistema utilicen métodos rápidos y simples que permitan determinar la distancia al límite de estabilidad que, en función del modelo de carga, puede coincidir con el punto de máxima cargabilidad. En este sentido, es posible implementar métodos para determinar la máxima cargabilidad en base a modelos estáticos reducidos del SEP y la utilización de mediciones fasoriales de tiempo real.

La principal idea de la reducción del SEP, a estos modelos de estado estacionario, es que la información fasorial permite detectar de manera directa los márgenes de cargabilidad además de generar un mecanismo sencillo de monitoreo en tiempo real. Mediante el uso de estos métodos, es posible determinar los límites de cargabilidad de un SEP, como se plantea en el presente trabajo.

2.1.2 Límite por Estabilidad de Voltaje

Se considera el circuito eléctrico reducido indicado en la Figura 2.2, el cual consiste de una carga alimentada desde una fuente ideal de voltaje E_{TH} por medio de una impedancia Z_{TH} . Esta impedancia finalmente representa la impedancia equivalente del sistema en el punto de análisis, y se denomina Impedancia Thévenin.

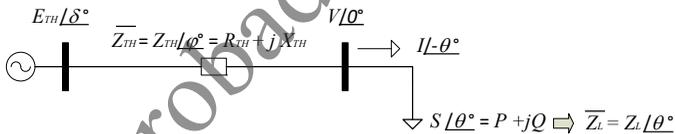


Figura 2.2 Circuito eléctrico reducido

En este circuito, en el que por simplicidad se considera que la carga corresponde a un modelo de potencia constante, las ecuaciones básicas de las potencias activa (P) y reactiva (Q) consumidas por la carga corresponden a las ecuaciones (2.1) y (2.2), respectivamente.

$$P = \frac{V}{Z_{TH}^2} \{R_{TH} [E_{TH} \cos(\delta) - V] + X_{TH} E_{TH} \sin(\delta)\} \quad (2.1)$$

$$Q = \frac{V}{Z_{TH}^2} \{-R_{TH} E_{TH} \sin(\delta) + X_{TH} [E_{TH} \cos(\delta) - V]\} \quad (2.2)$$

Donde:

E_{TH} : Voltaje Equivalente Thévenin

δ : Ángulo del Voltaje Equivalente Thévenin

Z_{TH} : Impedancia Equivalente Thévenin

φ : Ángulo de la Impedancia Equivalente Thévenin

V : Voltaje en nodo de Carga

θ : Ángulo de la Potencia de Carga

Se debe indicar que estas variables se encuentran en por unidad del voltaje y potencia bases reales del SEP bajo análisis.

En primera instancia se puede desarrollar la sumatoria cuadrática de las ecuaciones (2.1) y (2.2), con la finalidad de plantear una ecuación básica de potencias con respecto al voltaje de carga del circuito, tal como se indica en la ecuación (2.3).

$$P^2 + Q^2 = \frac{V}{Z_{TH}^2} \cdot [V^2 - 2 \cdot E_{TH} \cdot V \cdot \cos(\delta) + E_{TH}^2] \quad (2.3)$$

Se observa que la ecuación (2.3) tiene una dependencia del Ángulo del Voltaje Equivalente Thévenin (δ). Esta dependencia implica, desde el punto de vista de implementaciones prácticas, el requerimiento de mantener una referencia de tiempo permanente lo cual puede ser realizado mediante el uso de los sincrofasores.

Sin embargo, con la finalidad de analizar el circuito equivalente únicamente mediante mediciones de magnitudes, es necesario eliminar esta dependencia. En este sentido, se puede considerar a los términos de las ecuaciones (2.1) y (2.2) multiplicados por R_{TH} y X_{TH} respectivamente, de tal manera que se obtienen los términos expresados en la ecuación (2.4)

$$\begin{aligned} R_{TH} \cdot P &= \frac{V}{Z_{TH}^2} \cdot \{R_{TH}^2 \cdot [E_{TH} \cdot \cos(\delta) - V] + R_{TH} \cdot X_{TH} \cdot E_{TH} \cdot \sin(\delta)\} \\ X_{TH} \cdot Q &= \frac{V}{Z_{TH}^2} \cdot \{-R_{TH} \cdot X_{TH} \cdot E_{TH} \cdot \sin(\delta) + X_{TH}^2 \cdot [E_{TH} \cdot \cos(\delta) - V]\} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Se observa que mediante la sumatoria de los términos indicados en la ecuación (2.4) es posible obtener una expresión equivalente al término que mantiene la dependencia de la referencia angular de la ecuación (2.3). La principal ventaja que presenta esta expresión es que procesa únicamente magnitudes de los componentes del circuito Thévenin, tal como lo expresa la ecuación (2.5).

$$E_{TH} \cdot V \cdot \cos(\delta) = X_{TH} \cdot Q + R_{TH} \cdot P + V^2 \quad (2.5)$$

Con el uso de la ecuación (2.5) es posible reescribir la ecuación (2.3) y obtener la ecuación básica de solución del voltaje en la carga del circuito Thévenin, indicado en la ecuación (2.6).

$$(V^2)^2 + V^2 [2(X_{TH} Q + R_{TH} P) - E_{TH}^2] + Z_{TH}^2 (P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.6)$$

Si se define un factor m , como el coseno de la diferencia entre los ángulos de las impedancias del ET y de la carga, i.e. $m = \cos(\varphi - \theta)$, la ecuación (2.6) puede ser planteada como se indica en la ecuación (2.7). Este

factor m se denomina “factor de acoplamiento sistema – carga”.

$$(V^2)^2 + V^2 (2Z_{TH}Sm - E_{TH}^2) + Z_{TH}^2 S^2 = 0 \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) puede ser dividida para la magnitud del voltaje del ET, con lo que se obtiene la ecuación (2.8), la misma que expresa la solución del voltaje de carga en por unidad del E_{TH} del SEP. Este voltaje se denomina Voltaje de Carga normalizado respecto al Sistema (V_s).

$$(V_s^2)^2 + V_s^2 (2mS_s - 1) + S_s^2 = 0 \quad (2.8)$$

Las variables V_s y S_s , corresponden a las indicadas en la ecuación (2.9); en este sentido, estas variables se encuentran normalizadas respecto a la capacidad propia del SEP.

$$V_s = \frac{V}{E_{TH}}, \quad S_s = \frac{S}{S_{sc}} \quad (2.9)$$

Las variables de la ecuación (2.8), válidas para cualquier SEP, se encuentran relacionadas en un parámetro básico que corresponde a la Potencia de Cortocircuito del ET en la barra de carga, definida en la ecuación (2.10).

$$S_{sc} = \frac{E_{TH}^2}{Z_{TH}} \quad (2.10)$$

Finalmente la ecuación (2.8), presenta un comportamiento cuadrático respecto a las variables V_s y S_s , permitiendo generar soluciones analíticas para cada una de las variables antes mencionadas, soluciones que se exponen en las ecuaciones (2.11) y (2.12).

$$V_s = \sqrt{\frac{1}{2} - m S_s \pm \sqrt{\frac{1}{4} + (m^2 - 1) S_s^2 - m S_s}} \quad (2.11)$$

$$S_s = -m V_s^2 \pm \sqrt{V_s^4 (m^2 - 1) + V_s^2} \quad (2.12)$$

La ecuación (2.11), establece el espacio de solución del voltaje de carga respecto a la capacidad del sistema de generación-transmisión para abastecer la potencia de carga. Considerando esta ecuación, se observa que existirá al menos una solución real si el término indicado en la ecuación (2.13) se cumple.

$$1 + 4 (m^2 - 1) S_s^2 - 4 m S_s \geq 0 \quad (2.13)$$

Por otra parte, considerando que la ecuación (2.13) es igual a cero, se determina que existirá una única solución real para el voltaje de carga del SEP; este punto determina el límite de convergencia del flujo de potencia en el que matemáticamente se presenta una singularidad en su Jacobiano y establece el límite de estabilidad de voltaje [20], [24], [26].

Desde la perspectiva de cargabilidad, la ecuación (2.13) igualada a cero permite establecer la máxima potencia posible de transferirse S_{Smax} , como se expresa en la ecuación (2.14).

$$S_{Smax} = \frac{1}{2(1+m)} \quad (2.14)$$

Considerando la condición de abastecimiento a una carga con modelo de potencia constante, S_{Smax} no solo representa el límite de estabilidad de voltaje del SEP sino que también corresponde al *límite de cargabilidad* sobre el cual no es posible abastecer mayores

potencias de carga desde el sistema de generación-transmisión.

Con la finalidad de analizar los límites por estabilidad de voltaje para diversos SEP dentro de los espacios de potencia activa y reactiva, se considera realizar un incremento permanente de carga manteniendo constante el factor de potencia de la misma, i.e. $\theta = \text{cte.}$, de esta manera la máxima potencia activa y reactiva P_{Smax} y Q_{Smax} , se encuentran en función de la máxima potencia aparente S_{Smax} , y se relacionan mediante la ecuación (2.15).

$$1 + 4(m^2 - 1)S_{Smax}^2 - 4mS_{Smax} = 0 \quad (2.15)$$

Donde: $P_{Smax} = S_{Smax} \cos(\theta)$
 $Q_{Smax} = S_{Smax} \text{sen}(\theta)$

Si se define un factor k como la relación entre la resistencia y la reactancia del sistema eléctrico, i.e. $k = R_{TH} / X_{TH}$, es posible redefinir el factor m como se expresa en la ecuación (2.16).

$$m = \cos(\varphi - \theta) = \cos(\text{ctg}^{-1}k - \theta) \quad (2.16)$$

La Figura 2.3 detalla el dominio de solución del flujo de potencia, determinado en base a la ecuación (2.15), para diferentes valores de k . Considerando que valores típicos del ángulo de la impedancia del ET (φ) están entre $80^\circ \pm 7^\circ$ [27], se determina que k se encuentra entre 0.05 y 0.3.

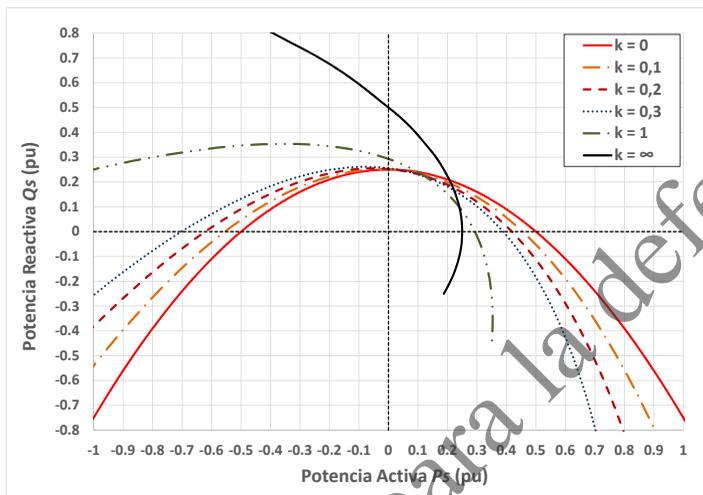


Figura 2.3 Límites de Cargabilidad para diferentes valores de k

Más aún, en sistemas de Extra Alto Voltaje (EHV por sus siglas en inglés) el rango de variación de k está entre 0.05 y 0.1 [28] que corresponden ángulos φ entre 87° y 84° , respectivamente.

Como se observa en la Figura 2.3 el efecto del incremento del componente resistivo R_{TH} produce una rotación del dominio de solución del voltaje de la carga con la consecuente variación de los límites de cargabilidad [29].

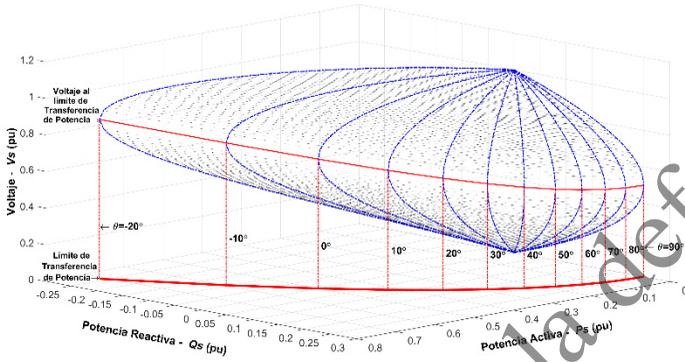
Si se considera que el SEP es fuertemente inductivo, i.e. EHV ideal ($\varphi = 90^\circ \rightarrow k = 0$), los límites de estabilidad definen una parábola simétrica respecto al eje vertical P_s , sobre el cual es posible realizar un análisis de las máximas potencias factibles de transferirse en función del factor de potencia de la carga (θ):

- Carga Inductiva ($\theta=90^\circ$): $S_{S_{\max}} = \frac{1}{4}$, $\rightarrow S_{\max} = Q_{\max} = \frac{S_{SC}}{4}$
- Carga Resistiva ($\theta=0^\circ$): $S_{S_{\max}} = \frac{1}{2}$, $\rightarrow S_{\max} = P_{\max} = \frac{S_{SC}}{2}$
- Carga Capacitiva ($\theta=-90^\circ$): $S_{S_{\max}} = \infty$, $\rightarrow S_{\max} = \infty$

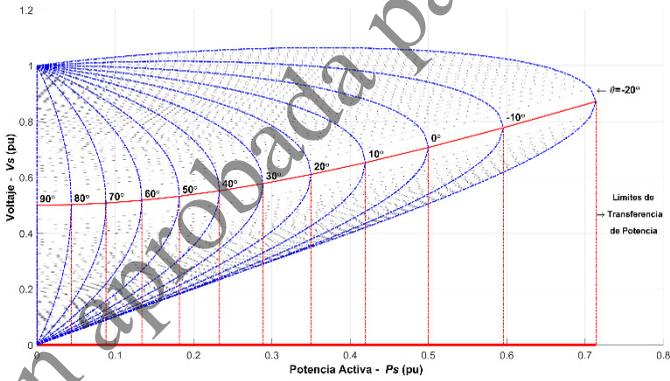
Estas condiciones expresan que la transferencia de potencia se encuentra limitada para cargas con componentes inductivos y/o resistivos únicamente. Se debe señalar que esta situación se observa aún para valores de k hasta 0.3, lo cual generaliza esta definición para la mayoría de los SEP.

Considerando la solución de V_s desde la ecuación (2.11), dentro del espacio de solución de P_s y Q_s , es posible establecer el dominio total de solución de transferencia de potencia del circuito eléctrico de la Figura 2.2 tal como se detalla en las Figuras 2.4 y 2.5, donde se ha considerado el rango posible de k para sistemas eléctricos $0 \leq k \leq 0.3$.

En estas figuras se exponen también las proyecciones del dominio total de solución en los ejes P_s y V_s , con lo que se obtienen las curvas Potencia – Voltaje o más conocidas como Curvas PV. Complementariamente, se debe señalar que considerando el valor máximo para sistemas de EHV ($k=0.1$), se presentan límites muy cercanos a los indicados para $k=0$.



a) Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$.

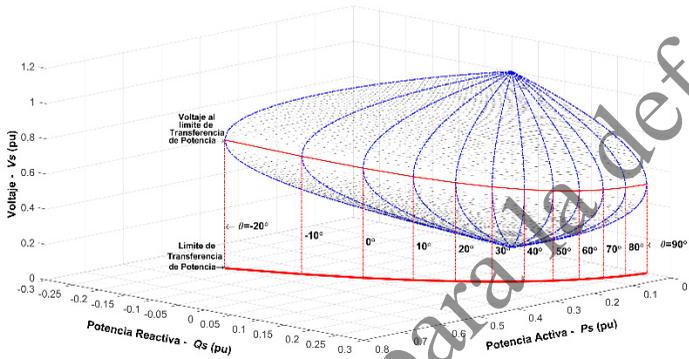


b) Curvas $P_S - V_S$

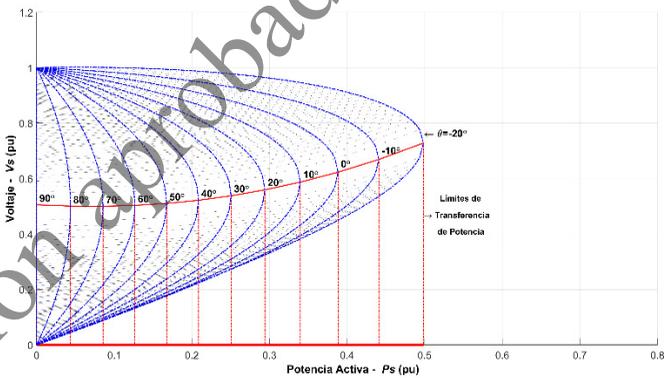
Figura 2.4 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ y Curvas $P_S - V_S$ para SEP con $k=0$

Considerando las Figuras 2.4.a y 2.5.a, se observa que las proyecciones en los ejes $P_S - Q_S$, indicados en estas

figuras como Límite de Transferencia de Potencia, representan los límites de cargabilidad indicados en la Figura 2.3 para k igual a 0 y 0.3, respectivamente.



a) Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$.



b) Curvas $P_S - V_S$

Figura 2.5 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ y Curvas $P_S - V_S$ para SEP con $k=0.3$

2.1.3 Estabilidad y Cargabilidad en SEP

Como se menciona en el inciso anterior, en base a las curvas PV se pueden establecer los puntos límites de estabilidad de voltaje así como la máxima potencia que se puede abastecer desde el sistema hacia la demanda. Se observa que para el *modelo de carga a potencia constante*, el límite de estabilidad de voltaje coincide con el punto de máxima cargabilidad del SEP.

Sin embargo, los modelos de carga no presentan únicamente componentes de potencia constante sino que pueden incluir componentes de corriente constante, impedancia constante o modelos con características mixtas. Bajo esta consideración, es necesario diferenciar los límites de estabilidad de voltaje y cargabilidad que se presentan con estos modelos de carga. Para establecer esta condición, se considera el sistema de la Figura 2.2 pero con un *modelo de carga exponencial* desarrollado desde la ecuación (2.17). [24]

$$\begin{aligned} P &= \lambda P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \\ Q &= \lambda Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \end{aligned} \quad (2.17)$$

Donde V_o es el voltaje de referencia o nominal y el factor lambda (λ) es utilizado para representar el factor de escalamiento de la carga. Los exponentes α y β dependen del tipo de carga, de manera general, cuando los exponentes son iguales, es posible establecer tres casos de modelos particulares a *factor de potencia constante*: Impedancia constante ($\alpha=\beta=2$),

Corriente constante ($\alpha=\beta=1$) y Potencia constante ($\alpha=\beta=0$).

Por su parte, exponentes fraccionarios corresponden a modelos con características mixtas, y en caso de tener valores diferentes se presentará una variación continua del factor de potencia de la carga.

Considerando la ecuación (2.17), es posible sobreponer la característica de la carga en el dominio total de solución $V_S - P_S - Q_S$, tal como se indica en la Figura 2.6. En esta figura se observa que los puntos de intersección de la característica de carga con el dominio $V_S - P_S - Q_S$ corresponden a los puntos de solución del circuito eléctrico para cada valor específico de carga. En esta figura se considera un modelo exponencial con coeficientes $\alpha = \beta = 1.5$ y una variación del factor lambda (λ) desde 0.5 hasta 0.8 en pasos de 0.05, se considera también un factor de potencia de 0.985 inductivo ($\theta=10^\circ$).

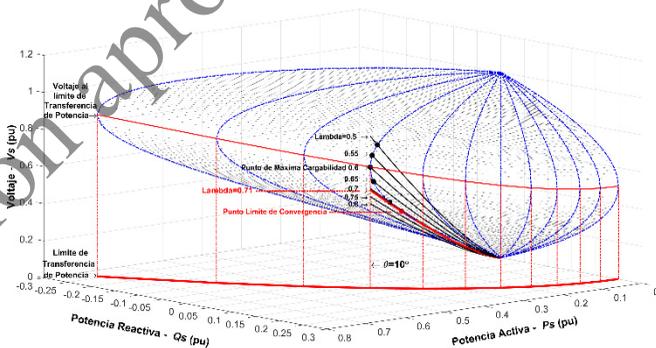


Figura 2.6 Dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$

En la Figura 2.7 se presentan la curva PV y la característica de carga, donde se observa que para $\lambda=0.71$ la característica de la carga es tangente respecto con el dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ del sistema eléctrico. Este valor corresponde al *Punto Límite* de convergencia del flujo de potencia en el que matemáticamente se presenta una singularidad en el Jacobiano de solución del mismo y establece el límite de estabilidad de voltaje. Valores del factor lambda superiores a 0.71 no intersecan el dominio de solución $V_S - P_S - Q_S$ del sistema por lo que no presentan soluciones factibles.

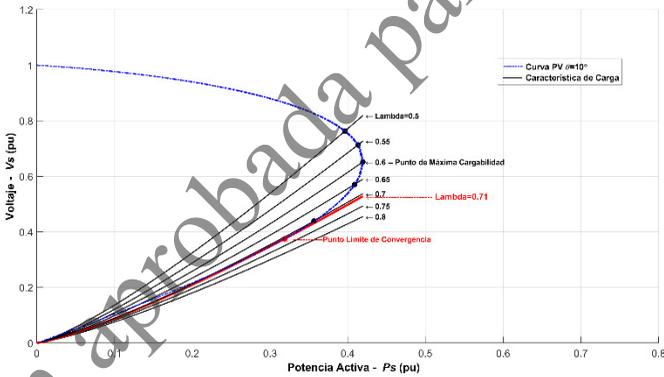


Figura 2.7 Curva $P_S - V_S$

Por otra parte, el límite de máxima cargabilidad se presenta en $\lambda=0.6$. Se determina entonces que si se consideran modelos que incluyan componentes diferentes a los de potencia constante se pueden presentar límites de estabilidad de voltaje más allá del punto de máxima cargabilidad [30] [24].

Adicionalmente, se debe señalar que si los modelos de carga corresponden a modelos con factor de potencia constante, en los puntos de máxima cargabilidad de potencia aparente se presenta también una maximización de la potencia activa y reactiva de manera simultánea. Esta condición no se cumple para modelos de carga con factor de potencia variable, como el caso de los modelos exponenciales con coeficientes de potencia activa y reactiva diferentes ($\alpha \neq \beta$).

En este sentido, la cargabilidad del SEP, de manera independiente del modelo de carga utilizado, se determina en base a los valores de máxima potencia de carga que el sistema puede alcanzar a abastecer.

Por esta razón, aunque los algoritmos de flujos de continuación pueden establecer toda la curva PV, para fines prácticos muchos algoritmos establecen la mitad superior de la curva, que va desde la condición inicial hasta el punto de inflexión de esta curva, el mismo que corresponde al punto de máxima cargabilidad del sistema eléctrico.

Finalmente, y como se detalla en el Capítulo 3, es posible desarrollar una metodología para la determinación de la cargabilidad y el ET en base al cálculo inicial de la S_{SC} , lo cual genera una mejor correlación de la máxima cargabilidad con el criterio de igualdad entre la impedancia del ET y la impedancia de carga.

2.2 Máxima Cargabilidad y Equivalente Thévenin de un SEP

La reducción de una red eléctrica es un proceso matemático que combina y/o elimina barras y enlaces de red de un sistema eléctrico para determinar un sistema equivalente reducido con menor número de nodos y enlaces que la red original. El sistema equivalente reducido debe ser capaz de reproducir el comportamiento eléctrico del sistema original en los elementos frontera con suficiente precisión [31].

Existen varios tipos de equivalentes de sistemas eléctricos cuyas características dependen del tipo de análisis del sistema de energía que se esté llevando a cabo. Los equivalentes generalmente se pueden clasificar como equivalentes estáticos o dinámicos. Se debe indicar que los equivalentes estáticos se pueden usar en análisis de flujo de potencia y análisis de cortocircuito, y bajo ciertas condiciones es posible utilizar el mismo sistema equivalente para los dos análisis [32].

Por otra parte, como se menciona en 2.1.2 y se detalla en [23], [31], para análisis de cargabilidad en estado estacionario, un sistema de potencia puede ser reducido en una barra terminal por medio de un circuito ET estático, tal como se indica en la Figura 2.8.

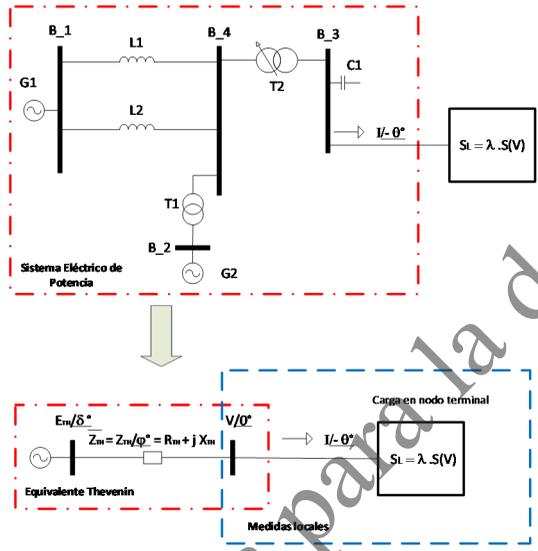


Figura 2.8 Reducción del SEP en un Equivalente Thévenin

2.2.1 Cargabilidad en el espacio de la Potencia de Cortocircuito S_{sc}

La ecuación (2.13) establece la condición para que exista solución real de V_s , y en su igualdad a cero establece una única solución del flujo de potencia. Esta ecuación puede ser expresada como se indica en la ecuación (2.18), y representada en la Figura 2.9. Consecuentemente, esta ecuación igualada a cero representa el punto de máxima transferencia de potencia desde el sistema hacia la carga.

$$[2 S_s (m + 1) - 1][2 S_s (m - 1) - 1] \geq 0 \quad (2.18)$$

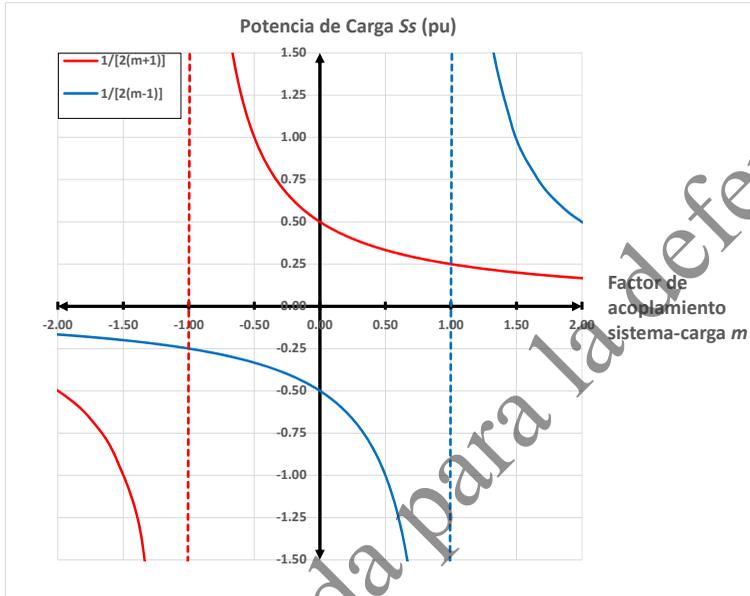


Figura 2.9 Dominios de solución de la Ecuación 2.13

Como se observa en la Figura 2.9, se tienen tres dominios de solución bien delimitados $m < -1$, $-1 \leq m \leq 1$ y $m > 1$.

Como se indicó en 2.1.2, los valores típicos del ángulo de la impedancia del ET (φ) se encuentran entre $80^\circ \pm 7^\circ$ [27] y para sistemas EHV el rango se reduce entre 84° y 87° , complementariamente ángulos de carga (θ) típicos están en el orden de $10^\circ \pm 20^\circ$ [33]–[35].

En la Figura 2.10 se observan los valores del factor m para el rango del ángulo θ anteriormente indicado considerando el dominio total de solución del ángulo φ .

En la parte inferior de esta figura se exponen, como señales binarias, los rangos en los que el factor m tiene valores válidos para sistemas reales, se detalla también el rango para sistemas EHV.

Considerando esta figura, se determina que el espacio de operación normal de los SEP se encuentra en el dominio central $-1 \leq m \leq 1$ y específicamente dentro de un rango reducido entre $-0.12 \leq m \leq 0.73$.

Por definición, la variable S_s corresponde a una relación de la potencia de carga S respecto a la potencia de cortocircuito S_{sc} . En este sentido, la variable S_s establece un dominio positivo, i.e. $S_s \geq 0$, por lo que la solución de la ecuación (2.18), en el contexto de la operación de los SEP, queda determinada en la ecuación (2.19).

Complementariamente, esta ecuación *en su límite representa la máxima cargabilidad del SEP normalizada respecto de S_{sc}* , como se visualiza en la Figura 2.11. En esta figura se visualiza también el rango establecido para el factor m .

$$S_s = \frac{S}{S_{sc}} \leq \frac{1}{2(m+1)} \quad (2.19)$$

La ecuación (2.19) permite determinar los niveles de cargabilidad de un SEP en función de tres variables: m , S_{sc} y S , la primera procesa la diferencia entre los ángulos de las impedancias del ET y de la carga, mientras que la segunda establece la potencia de cortocircuito del ET y la tercera variable representa la potencia de la carga.

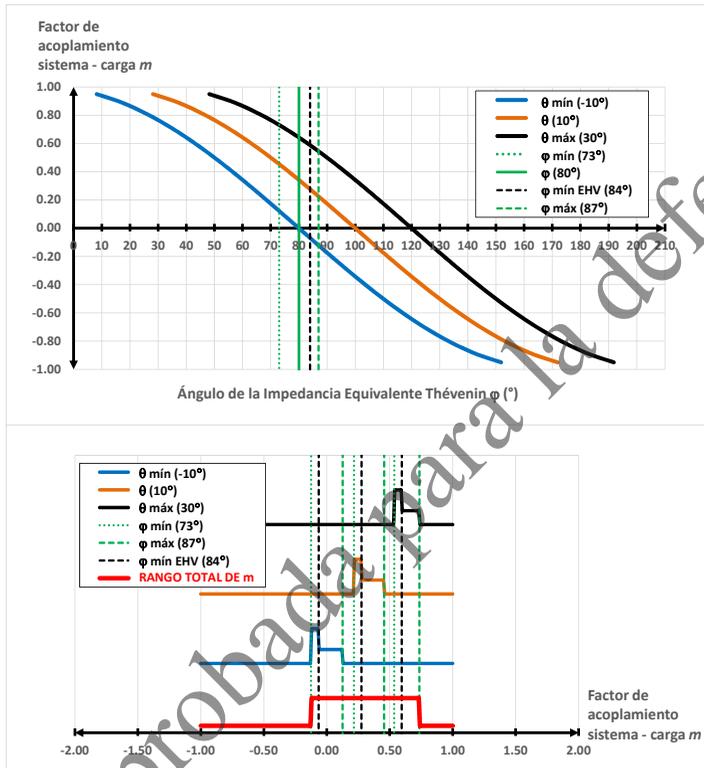


Figura 2.10 Rangos del factor de acoplamiento sistema - carga m para φ entre $80^\circ \pm 7^\circ$ y θ entre $10^\circ \pm 20^\circ$

Considerando la ecuación (2.19), expresada en términos de la potencia de carga S y la potencia de cortocircuito S_{sc} , se obtiene la ecuación (2.20).

$$S_{sc} \geq 2(m+1)S \quad (2.20)$$

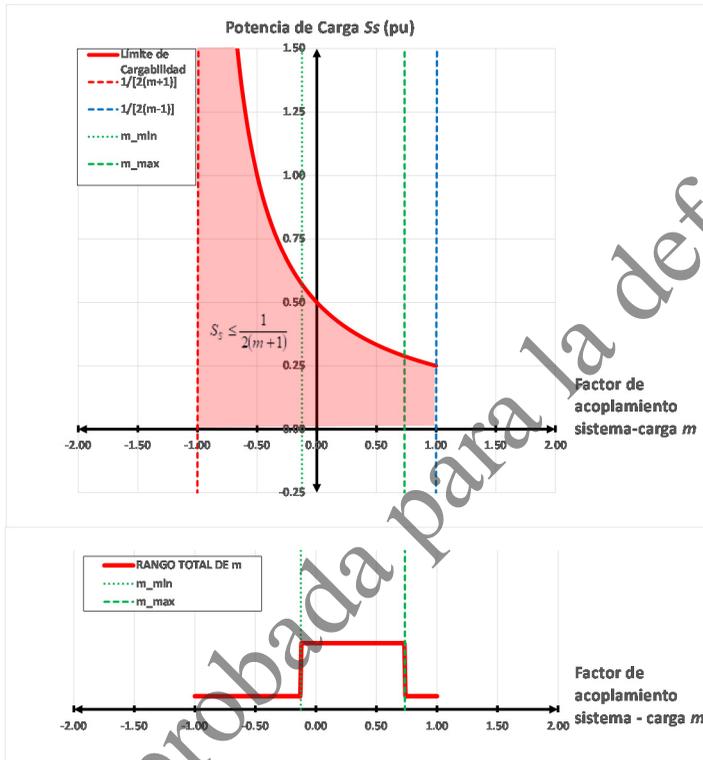


Figura 2/11 Limite de Cargabilidad de un SEP en el espacio de S_s

Para el caso de un sistema EHV ideal ($\varphi=90^\circ$) la cargabilidad del SEP se reduce a una interesante simplificación indicada en la ecuación (2.21), la misma que se puede establecer mediante la potencia de cortocircuito y la potencia de carga de manera directa.

$$S_{sc} \geq 2(S+Q) \quad (2.21)$$

Complementariamente para sistemas EHV ideales, i.e. k igual a cero, las máximas potencias factibles de transferirse, en función del factor de potencia de la carga, corresponden a las ya indicadas en la sección 2.1.2:

- $m=1$, $\rightarrow \theta=90^\circ$, \rightarrow Carga Inductiva, $\rightarrow S_{S_{\max}} = \frac{1}{4}$
- $m=0$, $\rightarrow \theta=0^\circ$, \rightarrow Carga Resistiva, $\rightarrow S_{S_{\max}} = \frac{1}{2}$
- $m=-1$, $\rightarrow \theta=-90^\circ$, \rightarrow Carga Capacitiva, $\rightarrow S_{S_{\max}} = \infty$

2.2.2 Máxima Cargabilidad considerando relación de Impedancias

Mediante la ecuación (2.20) es posible aplicar el Teorema de Máxima Transferencia de Potencia [36] en un circuito eléctrico desde la perspectiva de impedancias. Para esto se considera la ecuación (2.22), la misma que corresponde a la ecuación (2.7) pero en términos de la impedancia reflejada por la carga, i.e. $S = V^2 / Z_L$.

$$V^2 \left(1 + 2m \frac{Z_{TH}}{Z_L} + \frac{Z_{TH}^2}{Z_L^2} \right) - E_{TH}^2 = 0 \quad (2.22)$$

Desde esta ecuación es posible obtener la magnitud del voltaje E_{TH} , expresada en términos de impedancias, como se indica en la ecuación (2.23).

$$E_{TH}^2 = V^2 \left(1 + 2m \frac{Z_{TH}}{Z_L} + \frac{Z_{TH}^2}{Z_L^2} \right) \quad (2.23)$$

La ecuación (2.23) permite determinar S_{SC} , en términos de impedancias, al dividirla para Z_{TH} como lo establece la ecuación (2.10). Finalmente, esta S_{SC} al ser reemplazada en la ecuación (2.20) permite establecer la ecuación (2.24) donde se observa el cumplimiento del criterio de máxima transferencia de potencia el mismo que ocurre cuando la magnitud de la impedancia de carga Z_L es igual a la impedancia Thévenin Z_{TH} .

$$\frac{1}{Z_{TH}} \left(1 + 2m \frac{Z_{TH}}{Z_L} + \frac{Z_{TH}^2}{Z_L^2} \right) \geq 2(m+1) \frac{1}{Z_L} \Rightarrow \frac{Z_L}{Z_{TH}} \geq 1 \quad (2.24)$$

Se puede observar, de manera preliminar, que el planteamiento para establecer el nivel de cargabilidad de un SEP en base a la relación de impedancias ($Z_L / Z_{TH} \geq 1$), sigue un patrón bastante lineal. Por otra parte, el análisis de cargabilidad en base a la relación de potencias expresado en la ecuación (2.20), permite establecer un indicador con un comportamiento más cercano a las no linealidades que presenta la operación de los SEP's. Esta consideración es observada en el capítulo 3, en la sección 3.3.1.

Adicionalmente, en caso de cargas con factores de potencia variables, para que se cumpla el criterio de igualdad de impedancias en base a las metodologías existentes, se requiere de una complementación en la relación de impedancias [37]. Este aspecto es analizado en el apartado 2.4.1.

2.3 Métodos de monitoreo de cargabilidad de SEP

Considerando las actuales condiciones operativas de los sistemas eléctricos, un aspecto importante corresponde al monitoreo de los márgenes de cargabilidad del SEP. Como se detalla en la sección 2.1, uno de los principales elementos tratados dentro de la estabilidad de voltaje es la capacidad de transferencia de un SEP, en este sentido el monitoreo de los márgenes de cargabilidad se encuentra muy correlacionado con el análisis de estabilidad de voltaje de largo plazo.

Una clasificación de los métodos de monitoreo de estabilidad de voltaje de largo plazo se indica en la Figura 2.12 [1] donde se establece como criterio de clasificación las estrategias de medición utilizadas, las cuales se definen como locales o de monitoreo de área extendida.

2.3.1 Estrategias de Medición Locales

Las estrategias de medición locales, consideran la reducción del sistema completo hacia un circuito ET en una barra de carga, para lo cual se han planteado varios enfoques con el objetivo de determinar el ET.

En este contexto, sobresale la propuesta presentada en [2] que corresponde a la primera metodología para determinación del ET. Esta propuesta utiliza mediciones locales consecutivas en conjunto con técnicas tradicionales de ajuste de curvas basadas en mínimos cuadrados recursivos.

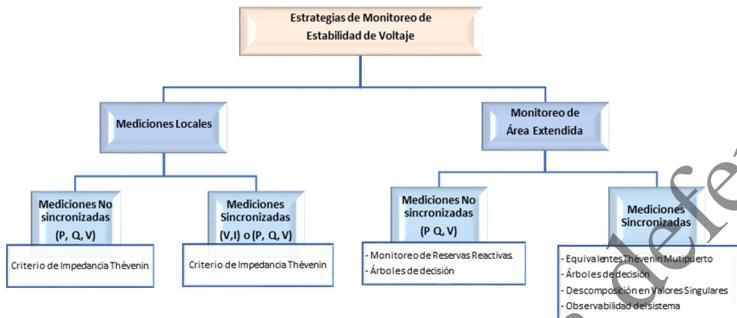


Figura 2.12 Clasificación de los métodos de monitoreo de estabilidad de voltaje [1]

Con el desarrollo tecnológico de las unidades de medición sincrofásorial (PMU por sus siglas en inglés) se presentaron nuevas posibilidades de aplicación de los conceptos relacionados con el ET. Considerando el uso de PMUs, las propuestas planteadas se subdividen entre: técnicas de mediciones sincronizadas y técnicas de mediciones no sincronizadas.

Considerando las técnicas de medición sincronizadas se debe resaltar [4], donde los autores proponen la aplicación del teorema de Tellegen como el proceso de solución teórico más simple para determinar el ET. Sin embargo, la condición del uso de medición sincronizada asume que la frecuencia entre puntos de medición sea constante, condición que no se cumple en su totalidad por lo que se requiere de esquemas complementarios para la corrección de desvío de la frecuencia como se observa en [38], [39].

Otra propuesta importante con mediciones sincronizadas corresponde a la presentada en [5] donde se propone un algoritmo para identificar únicamente el componente de reactancia del ET. Este planteamiento es válido para los sistemas de Extra Alto Voltaje (EHV por sus siglas en inglés), dicha metodología evita el uso de mínimos cuadrados recursivos y plantea una actualización del voltaje Thévenin considerando la dirección del cambio que experimenta la carga.

Dentro de las técnicas de medición no sincronizadas se destaca la propuesta indicada en [6], en la que los autores plantean obtener el ET utilizando las magnitudes de tres mediciones locales, evitando de esta manera la necesidad de mantener una referencia sincronizada en todas los conjuntos de mediciones.

En [40], [41] se realiza el planteamiento de un filtro de Kalman para fines de cálculo del ET en presencia de ruido en las mediciones. Por último, estudios comparativos de algunas de estas técnicas de ET se presentan en [42], [43].

Todas las técnicas antes mencionadas presentan una precisión adecuada para la determinación del ET cuando se producen cambios en la carga, esta condición es un requerimiento básico para realizar el cálculo del ET como se detalla en [44].

Propuestas de mejoras hacia estas técnicas han sido planteadas en [45] con especial atención en el desempeño de la determinación del ET ante cambios en el SEP.

Adicionalmente, el desempeño de la determinación del ET en presencia de un considerable componente resistivo en la impedancia Thévenin es analizado en [46]. De manera complementaria, algunos índices e indicadores de estabilidad de voltaje han sido propuestos en [4], [16], [27], [30], [47]–[49] basados en el mismo concepto de reducción del SEP hacia un ET.

En las referencias [17], [19], [50] se presentan metodologías para determinación del ET, considerando la aplicación sobre registros reales. Estas metodologías trabajan en base a procesos iterativos de estimación de la impedancia Thévenin que permita tener un voltaje Thévenin constante entre los puntos de medición procesados.

Finalmente, en [18] los autores proponen una metodología para determinar el ET y su aplicación sobre registros reales sincronizados basada en la suposición de que el factor de potencia de la carga es casi constante.

2.3.2. Estrategias de Monitoreo de Área Extendida

En la perspectiva de monitoreo de área extendida, la idea fundamental consiste en buscar la observabilidad de los estados del SEP con el objetivo de implementar esquemas de monitoreo y protección sistémicos. Consecuentemente, el objetivo principal está orientado a reconstruir los estados del sistema, generalmente mediante un referenciamiento sincronizado en base a PMUs.

El uso de PMUs en el contexto de estabilidad de voltaje de largo plazo es detallado en [51]. Sin embargo, el criterio de maximización de potencia transferida en base a la impedancia Thévenin es aún utilizado, como se observa en: el uso del concepto de sistemas multipuerto indicado en [7], la aplicación de corredores de potencia propuesto en [18] y [19], o en la visualización de márgenes de estabilidad utilizando información de PMUs analizado en [10].

Complementariamente, el planteamiento de nuevos equivalentes para corredores de transmisión se propone en [52], [53] donde se plantean la reducción del SEP hacia modelos equivalentes de dos y tres barras, respectivamente.

2.4 Técnicas utilizadas para la determinación del ET

De manera general, las metodologías desarrolladas para la determinación del ET se basan en el planteamiento de la ecuación (2.25), la misma que corresponde a la caída de voltaje del circuito de la Figura 2.2 sin considerar una referencia de ángulo preestablecida.

$$E_{TH} \underline{L\delta} = V \underline{I\phi} + I \underline{L\theta} \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \quad (2.25)$$

Si se realizan n incrementos sucesivos de carga en el tiempo, considerando el SEP constante, i.e. $E_{TH} \underline{L\delta} = cte$, $Z_{TH} \underline{L\varphi} = R_{TH} + jX_{TH} = cte$, es posible obtener n mediciones como se indica en la ecuación (2.26).

$$E_{TH} \underline{L\delta} = V \underline{I\phi} + I \underline{L\theta} \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \quad i=1, \dots, n \quad (2.26)$$

Un análisis simple de esta ecuación, en dos puntos consecutivos, permite establecer la metodología más directa para obtener el ET, la misma que establece que la impedancia Thévenin se determina mediante la relación de los cambios incrementales de voltaje respecto a los cambios incrementales de corriente, tal como se indica en la ecuación (2.27).

$$R_{TH} + jX_{TH} = -\frac{V_1/\phi_1 - V_2/\phi_2}{I_1/\theta_1 - I_2/\theta_2} = -\frac{\Delta\bar{V}}{\Delta\bar{I}} \quad (2.27)$$

La ecuación (2.27) puede ser establecida desde el Teorema de Tellegen [4], y la misma requiere de manera implícita mantener la referencia del voltaje del ET en el tiempo. Es decir, que considera que la *fente de voltaje del ET debe mantenerse constante*, entre los puntos de medición, tanto en magnitud como en ángulo, lo cual implica mantener una referencia temporal constante. Esta condición se cumple desde la perspectiva de simulación ya que en la misma se mantiene una única referencia de tiempo durante todos los eventos simulados. Por esta razón, para su implementación práctica se requiere del uso de PMUs.

Por otra parte, y de manera complementaria, es posible evitar el requerimiento de mantener la referencia en el tiempo mediante el procesamiento de un tercer punto de medida. Un punto de medida adicional genera un conjunto de ecuaciones con un mismo número de incógnitas, con lo que es posible resolver este sistema de manera analítica como se detalla en [6].

En resumen, tanto la aplicación del teorema de Tellegen [4] como la aplicación de una solución analítica [6], representan los principales esquemas base para la determinación del ET

de las metodologías existentes. Con la finalidad de observar el comportamiento de estas dos metodologías, se plantea su implementación y aplicación con respecto a la respuesta del modelo del SEP indicado en la Figura 2.8, modelo que es tomado de la referencia [24] y detallado en el Anexo 1.

Sobre este modelo inicial, a continuación se desarrolla un análisis de flujos de continuación, de tal manera que permita observar los problemas asociados en la determinación del ET. La herramienta utilizada para la solución de los flujos de carga corresponde a Power Factory de DigSILENT.

2.4.1 Modelación con variación del factor de potencia de la carga

Se considera al SEP de la Figura 2.8 con los generadores modelados como fuentes ideales, es decir como fuentes de voltaje constante tal como se indica en la Figura 2.13.

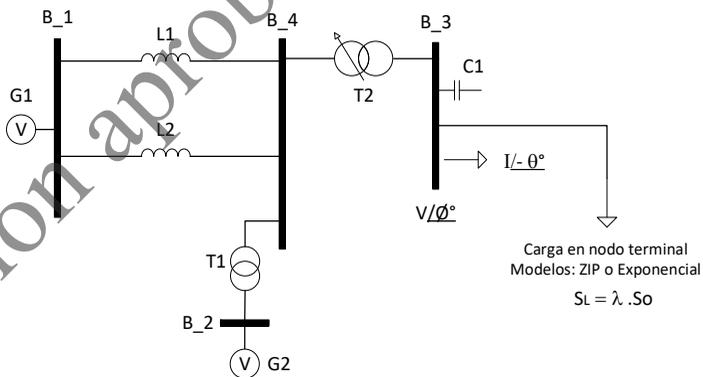


Figura 2.13 Modelo de SEP considerando los generadores como fuentes ideales

Sobre este planteamiento de los generadores se consideran dos modelos de carga en el presente análisis: modelo polinomial con factor de potencia constante y modelo exponencial con factor de potencia variable.

2.4.1.1 Carga con Factor de Potencia Constante

Una carga puede estar conformada por diversos elementos de diferentes características, una alternativa de modelación es considerar la carga compuesta por la suma polinomial de componentes de potencia constante (P), corriente constante (I) e impedancia constante (Z), modelo conocido generalmente como ZIP. El modelo ZIP se formula como se indica en la ecuación (2.28). [24]

$$\begin{aligned} P &= \lambda P_o \cdot \left[a_p \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_p \left(\frac{V}{V_o} \right) + c_p \right] \\ Q &= \lambda Q_o \cdot \left[a_q \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 + b_q \left(\frac{V}{V_o} \right) + c_q \right] \end{aligned} \quad (2.28)$$

Donde V_o es el voltaje de referencia o nominal, los términos a_p , a_q , b_p , b_q , c_p y c_q corresponden a los coeficientes polinomiales para cada uno de los componentes del modelo ZIP, mientras que P_o y Q_o son la potencia activa y reactiva determinadas al voltaje de referencia o nominal. El término lambda (λ) es utilizado para representar el factor de escalamiento de la carga.

Para la simulación realizada se considera un valor de potencia P_0 de 1500 MW, $\text{fp}: 0.894$ inductivo ($\theta=27^\circ$), $\lambda_0=0.8$ y un valor de un tercio de P_0 para cada componente del modelo ZIP, i.e. $a_P=b_P=c_P=a_Q=b_Q=c_Q=1/3$. La potencia base se considera en 100 MVA.

Desde esta condición inicial se desarrolla un incremento progresivo de carga, mediante el aumento de λ . Se debe indicar que al considerar que las potencias, activa y reactiva, se incrementan en la misma proporción se produce una condición de factor de potencia constante en toda la simulación realizada.

Durante este proceso se determina la impedancia Thévenin con las dos metodologías [4] y [6] indicadas anteriormente, las mismas que procesan información de dos y tres puntos de mediciones sucesivas, respectivamente. Los resultados se exponen en la Figura 2.14, en la que se visualizan también la potencia de carga y su impedancia reflejada en pu por unidad (pu).

Se observa que, para un valor de λ igual a 2.22, efectivamente la máxima potencia transferida coincide cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin determinada por cada una de las metodologías indicadas (Z_{THd}). Esta condición convalida el planteamiento de establecer la cargabilidad de un SEP mediante la relación de impedancias ($Z_L / Z_{THd} \geq 1$).

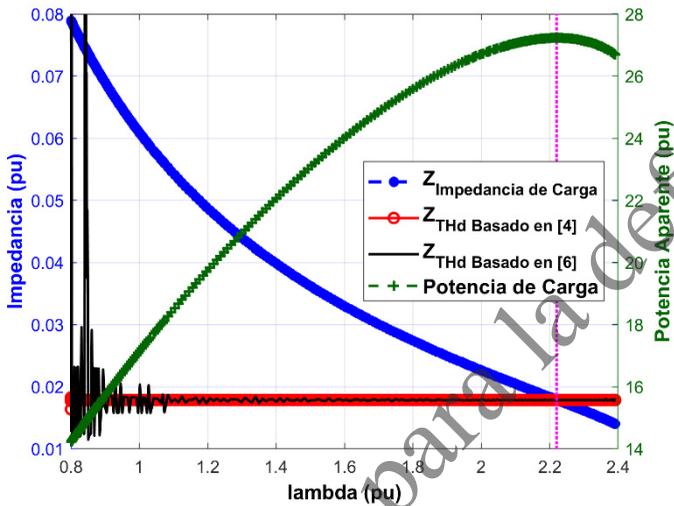


Figura 2.14 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante

Por su parte, la trayectoria de la cargabilidad puede ser observada en el espacio de S_S como se aprecia en la Figura 2.15. En esta figura se observa que durante el proceso de incremento de carga el desplazamiento de la cargabilidad (línea en verde) se realiza de manera vertical desde su punto de operación inicial hasta su límite, esta condición se debe a que el incremento de carga se realiza a factor de potencia constante lo cual representa un factor m también constante.

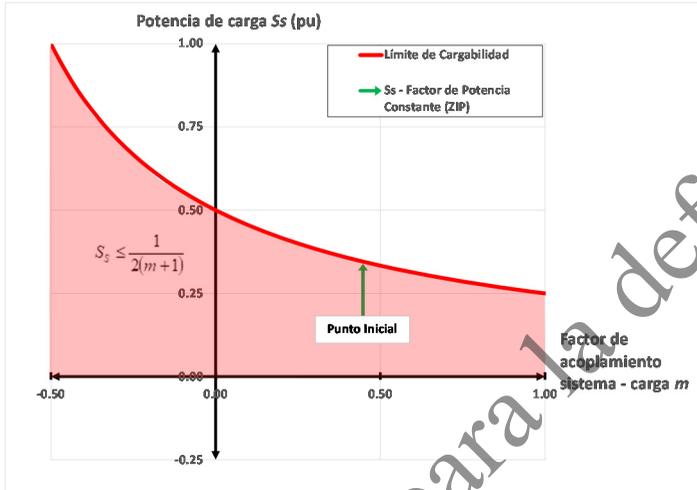


Figura 2.15 Cargabilidad en el espacio de S_s - Carga con factor de potencia constante

Como se mencionó en el inciso 2.1.2, al considerar modelos a factor de potencia constante, los puntos de máxima cargabilidad de potencia aparente, activa y reactiva suceden en el mismo instante. Se debe indicar que los desplazamientos verticales sobre el plano S_s corresponden a las proyecciones de las curvas PV indicadas en el mismo apartado 2.1.2.

2.4.1.2 Carga con Factor de Potencia Variable

Como se detalló en el inciso 2.1.3, el modelo de carga exponencial es desarrollado desde la ecuación (2.17). Para la presente simulación se ha considerado coeficientes diferentes: $\alpha = 1.5$ y $\beta = 2.5$, de esta forma

la respuesta de la carga presentará una variación permanente del factor de potencia.

De la misma manera, que para el caso del modelo de factor de potencia constante, en la Figura 2.16 se exponen los resultados de la determinación de la impedancia Thévenin realizada con las dos metodologías [4] y [6] indicadas anteriormente (Z_{THd}). En esta figura se muestran también la potencia de carga y su impedancia reflejada en pu.

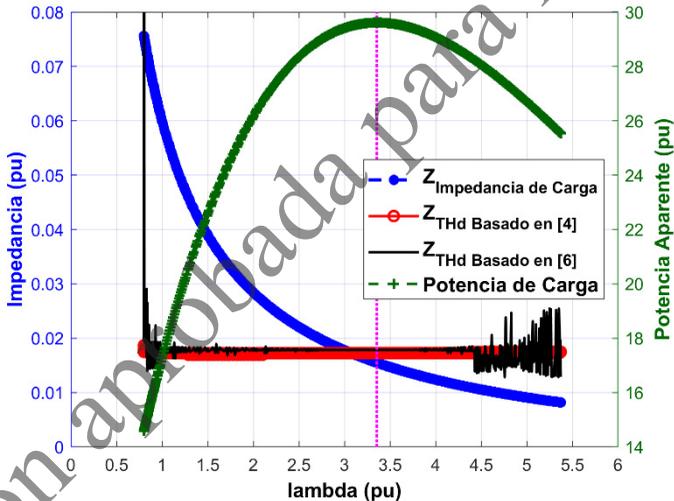


Figura 2.16 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.

En este caso se observa que para lambda igual a 3.355 se presenta la máxima potencia transferida hacia la carga.

Se observa también que la máxima cargabilidad no coincide cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin determinada por cada una de las metodologías indicadas. Para el presente caso los valores de cargabilidad en los que las impedancias se igualan corresponden a valores de λ igual a 3.078 y 2.986, para las metodologías [4] y [6], respectivamente.

Esta situación establece una limitación para determinar la cargabilidad de un SEP mediante la relación de impedancias ($Z_L / Z_{THd} \geq 1$) ante cargas que presenten variación de su factor de potencia.

En la Figura 2.17 se expone la trayectoria de la cargabilidad en el espacio de S_s . En esta figura se observa que durante el proceso de incremento de carga el desplazamiento de la cargabilidad (línea en verde) presenta una curvatura hasta llegar a su límite, esta condición se debe a que el incremento de carga se realiza a factor de potencia variable lo cual cambia el valor de m en cada incremento de carga.

Por su parte, la inadecuada determinación de la impedancia Thévenin Z_{THd} puede ser analizada considerando un punto inicial de carga trabajando a un factor de potencia identificado con el subíndice cero (m_0). En este punto inicial, se determina el voltaje Thévenin desde la ecuación (2.23), tal como se indica en la ecuación (2.29).

$$E_{TH}^2 = V^2 \left(1 + 2 m_0 \frac{Z_{THd}}{Z_L} + \frac{Z_{THd}^2}{Z_L^2} \right) \quad (2.29)$$

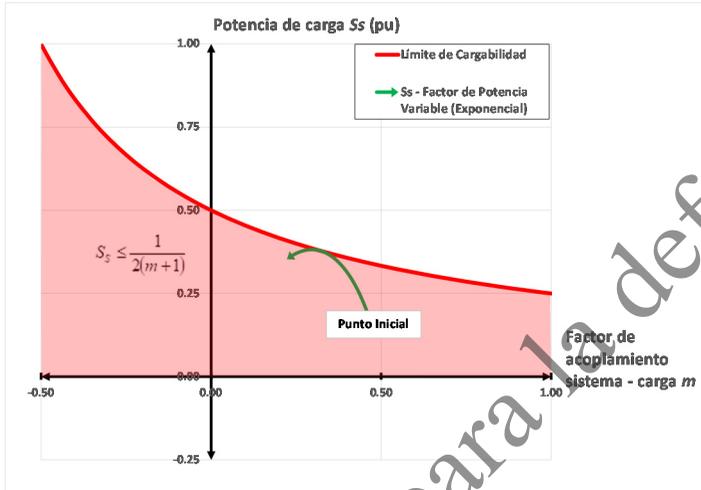


Figura 2.17 Cargabilidad en el espacio de S_s - Carga con factor de potencia variable

Desde la ecuación (2.29) es posible establecer la potencia de cortocircuito S_{SC} como se detalla en la ecuación (2.30).

$$S_{SC} = \frac{E_{TH}^2}{Z_{THd}} = \frac{V^2}{Z_{THd}} \left(1 + 2 m_0 \frac{Z_{THd}}{Z_L} + \frac{Z_{THd}^2}{Z_L^2} \right) \quad (2.30)$$

Se debe indicar que Z_{THd} corresponde a la impedancia Thévenin determinada en este punto inicial, es decir considerando seguir la trayectoria a factor de potencia constante. Por otra parte, la máxima cargabilidad se alcanza cuando la ecuación (2.20) llega a su límite evaluada en el factor de potencia que la carga finalmente presente, para este análisis se considera un valor de evaluación en el límite igual a m .

Bajo estas consideraciones, y reemplazando la ecuación (2.30) con la ecuación (2.20), se puede establecer la relación de impedancias cuando se considera variación del factor de potencia de la carga, como se indica en la ecuación (2.31).

$$Z_L / Z_{THd} \geq 1 + m - m_o \pm \sqrt{m_o^2 - 2 m_o (m - 1) + m (m - 2)} \quad (2.31)$$

Se observa que la ecuación (2.31), considerando un factor de potencia constante ($m = m_o$), se reduce al criterio de igualdad de impedancias ($Z_L / Z_{THd} \geq 1$).

Se debe señalar que debido a que el desplazamiento de la carga sigue una trayectoria no lineal, como se observa en la en la Figura 2.17, la aplicabilidad de la ecuación (2.31) dependerá de la linealidad de los incrementos del factor de potencia entre los puntos de evaluación. Sin embargo, esta ecuación permite visualizar los errores establecidos al presentarse cargas con factor de potencia variable.

Un análisis adicional permite establecer que al cambiar el factor de potencia, cambia el límite de cargabilidad como lo explica la ecuación (2.20), esto significa que el SEP se ha modificado ligeramente. Bajo esta consideración, se plantea establecer una metodología que realice la actualización hacia el nuevo valor de m previo a la reconstrucción del ET de tal manera que permita incluir estos ligeros cambios del SEP.

Por otra parte, el análisis de cargabilidad en base a la relación de potencias expresado en la ecuación (2.19) considera las no linealidades del SEP, incluyendo el factor de potencia de la carga, y permite establecer de

manera directa la cargabilidad como se detalla en el capítulo 3.

2.4.2 Modelación de generadores como fuentes reales

Desde la perspectiva de simulación mediante flujos de carga, si se considera un SEP operando en un punto estable y se presenta un cambio de carga, el SEP establece un nuevo punto de operación mediante una redistribución de la potencia entre los generadores, esta distribución presenta un *comportamiento no lineal*.

La distribución de potencia activa, la misma que se realiza en función del esquema de reasignación de potencia aplicado [54] (barra slack, barra slack distribuida, en base a inercias, etc.), en conjunto con los valores de potencia iniciales de los generadores, inciden en los límites de cargabilidad. Esta condición denominada *efecto del despacho de potencia activa* se encuentra detallada en [15], [33] y [34].

Considerando la distribución de potencia reactiva, la misma se determina como resultado de los esquemas de control de voltaje de cada generador, los cuales establecen una regulación permanente del voltaje terminal del generador y determinan el soporte de reactivos requerido. Tanto para la potencia activa como para la reactiva, en caso de excederse en la capacidad del generador, se establece una disminución a la capacidad de soporte de reactivos del generador [24].

Adicionalmente, esta distribución no lineal de potencia activa y reactiva, entre los generadores de un SEP, se hace más presente cuando los generadores alcanzan sus límites, los cuales pueden ser visualizados en la curva de régimen de operación segura de las máquinas.

A continuación se expone una descripción de los límites de los generadores, su efecto sobre las metodologías de determinación del ET y algunas alternativas planteadas para abordar esta problemática.

2.4.2.1 Límites de los Generadores

En la planificación de un SEP, la operación de los generadores se establece en base a consignas operativas y esquemas de control que mantienen las diferentes variables eléctricas y mecánicas del sistema de generación dentro de sus límites de capacidad preestablecidos. El sistema de generación generalmente comprende: turbina, generador y transformador de unidad.

Considerando únicamente al generador, la capacidad del mismo se define sobre la base de las máximas corrientes que circulan por sus componentes, para el caso: estator/armadura y rotor/campo.

En la Figura 2.18 se indica un diagrama de bloques de un regulador automático de voltaje (AVR por sus siglas en inglés) en el que se incluyen los correspondientes limitadores de corriente de estator y campo.

El efecto de una corriente eléctrica sobre cualquier elemento es función directa de su magnitud y del tiempo que demora en circular esta corriente, por lo tanto, los límites de capacidad permiten cierta flexibilidad en función de la magnitud de corriente existente y del tiempo [55].

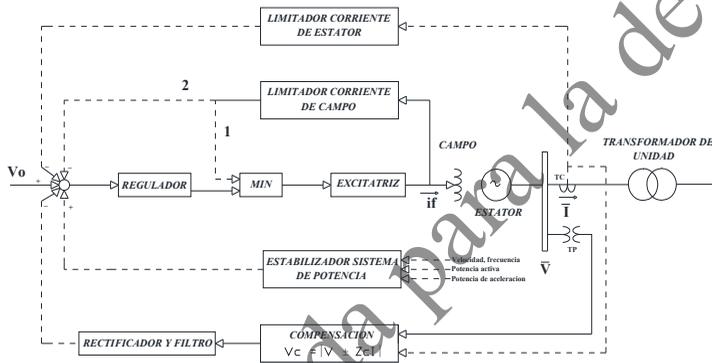


Figura 2.18 Diagrama de bloques de un AVR [24]

En este sentido, se establecen características de capacidad ante sobrecargas tanto para el estator como para el rotor, ambas definidas por el estándar IEEE Std C.50.13-2014 [56] y mostradas en la Figura 2.19. Estas características se consideran en los bloques correspondientes a los limitadores de corriente de rotor y de estator de la Figura 2.18.

2.4.2.1.1 Limitador de corriente de estator

La utilización del limitador automático de corriente de estator no es muy común, debido a la gran inercia térmica del circuito del estator que permite que las

sobrecargas sean detectadas de forma manual. En caso de presentarse sobrecarga, la consigna operativa consiste en disminuir la corriente en el estator mediante la regulación manual del voltaje de referencia en el AVR lo que origina una disminución de potencia reactiva de la máquina.

Ante mayores sobrecargas es posible disminuir también la potencia activa de la máquina mediante regulación de la potencia mecánica. En [57] se describe el detalle de la inclusión de este limitador dentro del AVR.

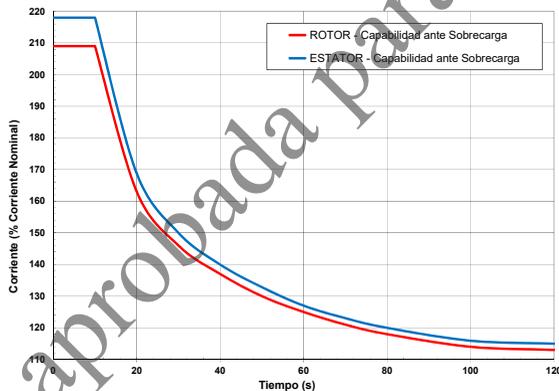


Figura 2.19 Capacidad normalizada ante sobrecargas, para estator y rotor [56]

2.4.2.1.2 Limitador de corriente de campo

El limitador de corriente de campo, conocido también como Limitador de Sobreexcitación (Overexcitation Limiter OXL), es el dispositivo de control que protege al devanado de campo ante sobrecalentamiento debido a

altas corrientes. La mayoría de OXLs están diseñados para seguir la curva de sobrecarga de la corriente de campo indicada en la Figura 2.19, con un margen de seguridad adecuado.

En sistemas antiguos la limitación de la corriente de campo es realizada mediante el cambio de control automático a control manual con voltaje de excitación constante. En sistemas modernos, generalmente se utilizan dos técnicas de control [24]:

- 1) La realimentación realiza un desvío del lazo de control del regulador de voltaje como indica el camino 1 en la Figura 2.18. En este caso la excitatriz escoge el mínimo entre el valor entregado por el regulador y el entregado por el OXL.
- 2) La realimentación se realiza al punto de suma total del AVR como indica el camino 2 en la Figura 2.18. Esta señal es igual a cero en condiciones normales y en caso de activarse esta señal obliga a que la corriente de campo se encuentre dentro de los límites mediante una disminución del voltaje de referencia hacia el regulador.

Los limitadores antes indicados así como los estabilizadores del sistema de potencia (PSS), se incluyen en un lazo de realimentación para el control de voltaje como se observa en la Figura 2.18. Se observa que el esquema de control de voltaje establece una regulación permanente del voltaje terminal del generador mediante el voltaje de campo y en caso de exceder la capacidad del generador se establece una limitación al voltaje de campo disminuyendo el soporte de reactivos de un generador.

2.4.2.1.3 Límites de un generador en estado estacionario

La operación en estado estacionario de un generador es caracterizada por las siguientes variables eléctricas: potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y voltaje en terminales (V), por lo que es necesario trasladar los límites por corriente máxima que pueden soportar el estator y rotor, hacia un plano P - Q conformando de esta manera la curva de régimen de operación segura (capability curve) de un generador.

Si se considera que el límite de corriente por el estator es I_{max} y de la definición de la potencia aparente se tiene la ecuación (2.32).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = VI_{max} \quad (2.32)$$

Ecuación que corresponde a una circunferencia de radio VI_{max} con centro en el origen del plano P - Q , tal como se indica en la Figura 2.20.

Para considerar el límite de corriente del rotor generalmente se plantea trasladar la ecuación de voltaje en terminales V de un generador considerando al mismo como una fuente interna E_q en serie con una reactancia X , por lo que el voltaje interno viene definido por la ecuación (2.33), donde I corresponde a la corriente del estator.

$$\vec{E}_q = \vec{V} + jX\vec{I} \quad (2.33)$$

Considerando el módulo de E_q y multiplicando por el cuadrado de su voltaje terminal se tiene la ecuación (2.34).

$$V^2 E_q^2 = (V^2 + XQ)^2 + (XP)^2 \quad (2.34)$$

En por unidad, el voltaje interno generado E_q es igual al voltaje de campo y es directamente proporcional a la corriente de campo I_f . Si se considera que el límite de corriente por el rotor es I_{fmax} se tiene un valor límite de voltaje interno E_{qlim} como se observa en la ecuación (2.35).

$$V^2 E_{q\ lim}^2 = (V^2 + XQ)^2 + (XP)^2 \quad (2.35)$$

La ecuación (2.35), en el plano P-Q, corresponde a una circunferencia de radio VE_{qlim}/X con centro en ($P=0$, $Q=-V^2/X$), tal como se incluye en la Figura 2.20.

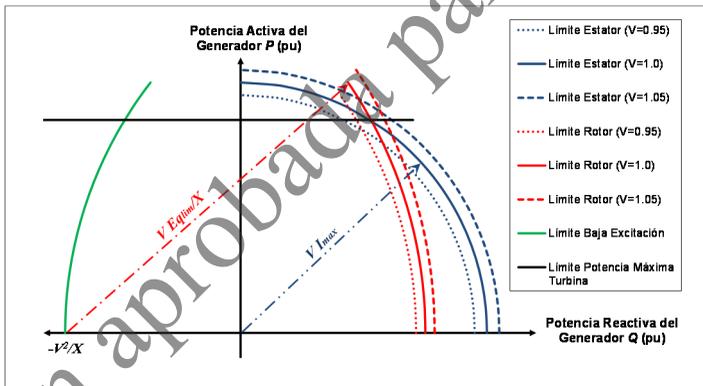


Figura 2.20 Curva de régimen de operación de un generador

Adicionalmente a estos límites se agregan los correspondientes a la máxima potencia de la turbina y al límite de baja excitación cuando la potencia reactiva es importada desde el sistema, conformando de esta manera la curva de régimen de operación segura de un generador.

Como se observa de la Figura 2.20, esta curva resulta en un límite dinámico en función del voltaje terminal del generador [55].

2.4.2.2 Simulación considerando límites de los Generadores

A continuación se considera al sistema de la Figura 2.8, con los generadores modelados como fuentes reales, es decir, considerando sus límites asociados a los sistemas de control, tal como se indica en la Figura 2.21.

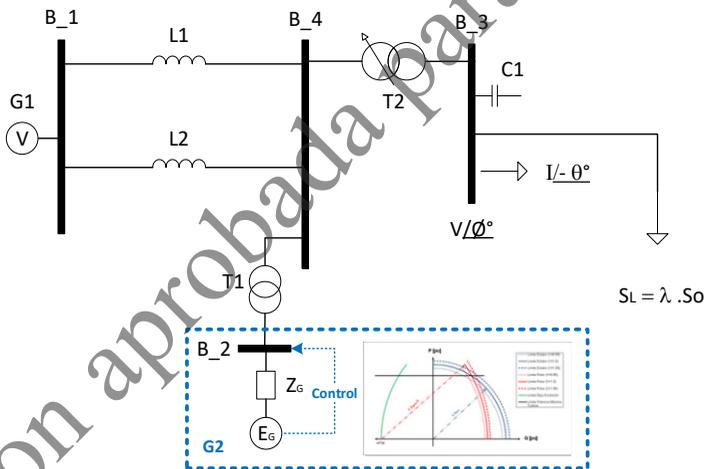


Figura 2.21 Modelo de SEP considerando G2 como fuente real

En la Figura 2.22 se detalla la respuesta de la determinación de la impedancia Thévenin considerando al generador G2 modelado como una fuente real, en esta figura se observa que para lambda

igual a 1 se presenta una discontinuidad en las impedancias determinadas. Efectivamente, en este punto el generador G2 alcanza sus límites y consecuentemente para valores superiores de cargabilidad el generador G2 ya no mantiene constante el voltaje en la Barra B2.

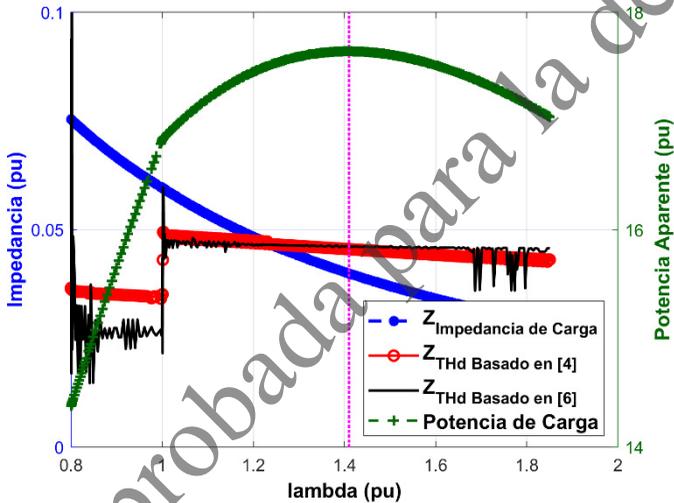


Figura 2.22 Impedancia Thévenin y máxima cargabilidad - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable

Se observa también que la maximización de potencia ocurre en un valor de λ igual a 1.41, el mismo que es totalmente diferente al punto de igualdad de impedancias que corresponde a λ igual a 1.258, es decir, se observa nuevamente una limitación para

analizar la cargabilidad de un SEP mediante la relación de impedancias.

En resumen, el planteamiento del ET es válido para circuitos lineales o para rangos donde el circuito analizado se mantiene lineal, es decir que se cumple con el principio de superposición respecto a las variables de entrada analizadas dentro de un sistema [58].

Por su parte, la operación de los SEP presenta condiciones no lineales que se deben considerar a fin de viabilizar el análisis de cargabilidad de una manera adecuada. En este sentido, la distribución de potencia activa y reactiva se determinan como resultado de los esquemas de control de cada generador, envuelto en un entorno no lineal.

2.4.2.3 Efecto de los límites de generadores en la cargabilidad del SEP

Para analizar el efecto de los límites de los generadores, se analiza el desempeño del SEP ante un cambio en la magnitud de la carga. Para este análisis se considera el SEP planteado en la Figura 2.23.

Inicialmente se considera que el generador G2 está trabajando dentro de sus límites de capacidad, por lo que el lazo de control del AVR permite mantener el control del voltaje de la barra 2 en un valor constante. Por su parte, el valor de potencia activa se considera que también se mantiene constante.

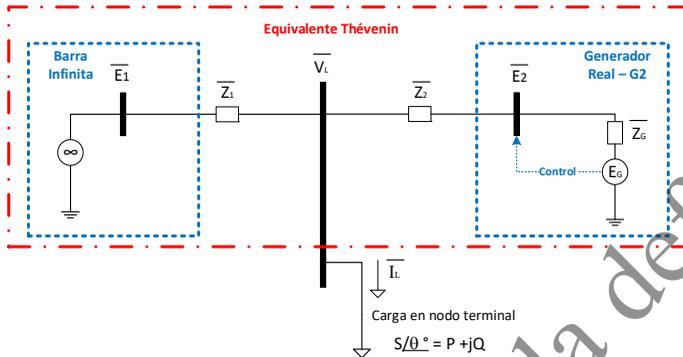


Figura 2.23 Sistema con modelación de generador real

Como el generador G2 está dentro de sus límites de capacidad, el modelo del mismo puede plantearse como una fuente ideal de voltaje sin ninguna reactancia interna $Z_G=0$.

Se considera inicialmente que la carga se modela mediante una impedancia, bajo esta premisa el voltaje equivalente E_{TH} del sistema en la barra de carga de la Figura 2.22 podría ser determinado mediante la ecuación (2.36).

$$\underline{E}_{TH} = \frac{\underline{E}_1 \cdot \underline{Z}_2 + \underline{E}_2 \cdot \underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} \quad (2.36)$$

Si se considera que las tensiones de las barras 1 y 2 son iguales a E_1 , entonces, el voltaje E_{TH} es igual a E_1 , por su parte la impedancia Thévenin corresponde al paralelo de las impedancias Z_1 y Z_2 , y en caso de ser iguales se establece el ET tal como se indica en la Figura 2.24.

La potencia de cortocircuito de este circuito equivalente

1 corresponde a $S_{SC-1} = \frac{2E_1^2}{Z_1}$.

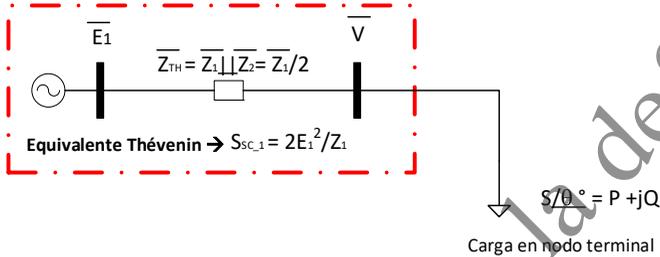


Figura 2.24 ET con G2 dentro de sus límites y bajo los supuestos considerados

Si se conoce esta potencia S_{SC-1} , la cargabilidad del sistema podrá ser determinada conforme lo establece la ecuación (2.20).

Por otra parte, se considera ahora lo que ocurre cuando los generadores alcanzan sus límites. Para el circuito analizado, se plantea que el generador G2 ha alcanzado alguno de sus límites por lo que el voltaje en sus terminales ya no puede mantenerse constante ante incrementos de carga.

Por lo tanto, ante un posterior incremento de carga, el voltaje E_2 se reduce, esta condición genera que el ET se modifique. De igual manera, que para el caso del generador dentro de sus límites, la impedancia Z_{TH} corresponde al paralelo de las impedancias Z_1 y Z_2 , y en caso de ser iguales esta impedancia corresponde a la mitad de la impedancia Z_1 .

Complementariamente, el voltaje E_{TH} , bajo esta misma consideración corresponde a $(E_1 + E_2) / 2$, tal como se indica en la Figura 2.25.

La potencia de cortocircuito de este circuito equivalente

$$2 \text{ corresponde a } S_{sc_2} = \frac{|\overline{E}_1 + \overline{E}_2|^2}{2Z_1} .$$

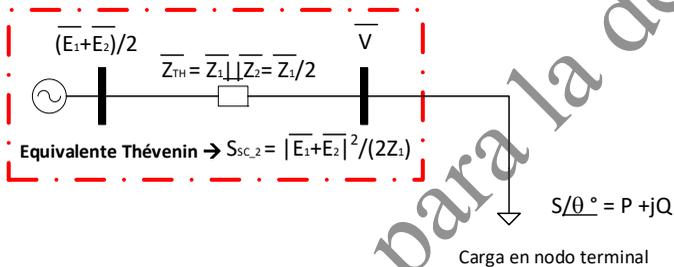


Figura 2.25 ET con G2 alcanzando sus límites y bajo los supuestos considerados

De la misma manera, que para el caso de G2 dentro de sus límites, la cargabilidad podrá ser determinada mediante la ecuación (2.20) si se conoce la potencia S_{sc_2} .

Como $E_2 < E_1$ se tiene que $S_{sc_2} < S_{sc_1}$ y, en consecuencia, la cargabilidad se ha incrementado por la disminución de la potencia de cortocircuito debido a que G2 alcanza sus límites. En este planteamiento, la impedancia Thévenin se mantiene constante, por lo que es evidente que la máxima cargabilidad no coincidirá cuando la impedancia de carga se iguale con la impedancia Thévenin.

Se debe señalar que un nuevo valor de S_{SC_2} puede ser planteado considerando algunas opciones posibles de solución, para esto se considera que el generador G2 se encuentra representado por una fuente E_G en serie con una reactancia Z_G como se indicó en la Figura 2.23.

En base a esta modelación se puede considerar que la fuente E_G se mantiene constante y que la reactancia Z_G es variable en función de la condición operativa del generador, incluyendo sus límites, esta propuesta se encuentra detallada en [16].

Otra alternativa puede considerar que el voltaje interno del generador E_G cambie y la impedancia Z_G sea constante. Es viable también alternativas como cambios en las dos variables E_G y Z_G de manera simultánea.

Para el caso analizado en este apartado, al alcanzar los límites de G2 se presenta una disminución de S_{SC} y, en consecuencia, se presenta un aumento de la potencia S_s con la disminución del margen de cargabilidad, por lo que si se determina esta nueva potencia S_{SC} es posible reconstruir el ET sin mantener una consigna fija para E_G o para Z_G .

2.4.3 Limitaciones de las técnicas utilizadas para la determinación del Equivalente Thévenin

Como se ha detallado en el presente capítulo, las técnicas utilizadas para la determinación del ET, parten de la ecuación (2.25), la cual establece la posibilidad

de plantear un circuito eléctrico lineal como un modelo equivalente de un SEP con características no lineales.

Bajo la perspectiva del circuito eléctrico, el voltaje Thévenin E_{TH} debe cumplir con la ecuación del voltaje del ET expresada en (2.25), i.e. $\bar{E}_{TH} = \bar{V} + \bar{I} \cdot (R_{TH} + jX_{TH})$, donde se observa que el valor de la carga, expresada por la corriente I , incide directamente sobre el valor de E_{TH} , esto con la finalidad de alcanzar el valor de voltaje registrado en la carga V .

En este planteamiento se considera a la carga modelada como una impedancia. Sin embargo, la carga en un SEP es modelada en función de potencias y no de impedancias. En este sentido, ante una variación de la carga, las potencias activa y reactiva, requeridas por la carga son las que se redistribuyen entre los generadores siguiendo un comportamiento no lineal.

Independientemente de la alternativa de modelación escogida, el sistema alcanza un nuevo valor para la potencia de cortocircuito S_{sc} . Por lo que el límite de cargabilidad se encuentra delimitado por la ecuación (2.20) la misma que está determinada en el espacio de potencias como se detalló en la sección 2.2.1.

Por otra parte, las técnicas existentes plantean la determinación de los parámetros del circuito eléctrico equivalente, Voltaje Equivalente E_{TH} e Impedancia Equivalente Z_{TH} , con la finalidad de establecer la máxima cargabilidad cuando la impedancia de carga se iguale con la impedancia Thévenin.

Sin embargo, estos planteamientos presentan algunas limitaciones cuando la carga presenta un factor de potencia variable y cuando los generadores alcanzan sus límites.

Generalizando este análisis, cualquier cambio que se presente en el SEP produce cambios en la S_{sc} y, en consecuencia, cambios en la potencia S_s que finalmente representa una modificación en el nivel de cargabilidad. Los cambios que se produzcan en el SEP y que modifican el valor de S_{sc} incluyen distribución de potencia entre generadores, generadores operando en sus límites, compensación reactiva, cambios topológicos de la red, movimientos de taps de transformadores, variación de factor de potencia de la carga, entre otros.

Bajo esta perspectiva se plantea la necesidad de determinar, en primera instancia, la potencia de cortocircuito S_{sc} y el nivel de cargabilidad para posteriormente reconstruir el ET. Este planteamiento se detalla a continuación en el capítulo 3.

Versión aprobada para la defensa

3. DETERMINACIÓN DE LA CARGABILIDAD Y EQUIVALENTE THÉVENIN EN BASE A LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO

El presente capítulo se inicia presentando un nuevo indicador de estabilidad de voltaje de largo plazo para un SEP, el cual es determinado en base a la correlación existente entre el voltaje V_s y la potencia S_s . Se expone también el análisis del indicador ante variaciones que se presenten en el SEP, permitiendo obtener una metodología de valoración de la cargabilidad del SEP mediante el monitoreo de la trayectoria del indicador propuesto.

A continuación se presentan los métodos obtenidos de los análisis del indicador para determinar tanto la Potencia de Cortocircuito como el Equivalente Thévenin. Se realiza un análisis de desempeño de los métodos propuestos con especial enfoque en la corrección de los problemas descritos en la sección final del capítulo 2.

Finalmente se realiza un análisis complementario de la aplicación de los métodos propuestos en el sistema de prueba de IEEE14 barras, permitiendo de esta manera determinar la aplicabilidad del mismo para SEPs de mayor tamaño.

3.1 Indicador de Estabilidad del Sistema en base a la Relación Potencia-Voltaje (VPSIs)

Como se planteó en el capítulo 1, la propuesta de investigación establece determinar el ET y el nivel de

cargabilidad, en nodos terminales de un SEP, basado en las ecuaciones de potencia considerando la Potencia de Cortocircuito (S_{SC}) como espacio paramétrico.

Complementariamente, y como se indicó en el capítulo 2, la estrategia planteada consiste en desarrollar una metodología para la determinación directa de la potencia de cortocircuito S_{SC} de un SEP, en puntos terminales, utilizando mediciones locales. Para el cumplimiento de esta hipótesis se considera determinar nuevas relaciones entre las variables monitoreadas de manera local.

En este sentido, la relación propuesta en esta investigación se desarrolla en base a las variables: Voltaje de Carga Equivalente hacia el Sistema (V_s) y Potencia de Carga Equivalente hacia el Sistema (S_s) indicadas en la ecuación (2.9) en el capítulo 2.

Estas variables permiten establecer el Indicador de Estabilidad en base a la relación Potencia - Voltaje denominado VPS/s (por sus siglas en inglés: System Voltage-Power Stability Indicator), el cual será determinado por el procesamiento de mediciones locales consecutivas, tanto de magnitud de voltaje como de potencia de carga, las cuales serán tomadas en nodos terminales del SEP [37].

3.1.1 Valoración de la Cargabilidad de un SEP en base a S_{SC}

La máxima cargabilidad de un SEP puede ser determinada considerando el límite de la ecuación (2.20), estableciendo de esta manera el máximo valor de la potencia S_{Smax} como lo indica la ecuación (3.1).

$$S_{S_{max}} = \frac{1}{2(m+1)} \quad (3.1)$$

Es posible plantear el valor de cargabilidad de un SEP en base a la variable x , la misma que representa, en por unidad, a la relación entre la potencia actual de un SEP (S_{S0}) respecto a la máxima potencia ($S_{S_{max}}$) tal como se indica en la ecuación (3.2).

$$x = \frac{S_{S0}}{S_{S_{max}}} \quad (3.2)$$

La ecuación (3.2) permite determinar el valor de S_{S0} como un valor de potencia prestablecido en función de la cargabilidad, tal como se indica en la ecuación (3.3). Por su parte el término x varía entre 0 y 1, siendo 1 el valor de cargabilidad máxima como se indica en la ecuación (3.1).

$$S_{S0} = \frac{x}{2(1+m)} \quad (3.3)$$

En la Figura 3.1 se indican los valores de $S_{S_{max}}$ y S_{S0} en función del factor de acoplamiento m , los mismos que corresponden a las ecuaciones (3.1) y (3.3), respectivamente. Para el caso de S_{S0} la evaluación se realiza para dos valores de x , los cuales corresponden a 0.3 y 0.8, es decir para el 30% y 80% de la máxima cargabilidad.

De la Figura 3.1, se observa que la evaluación de S_{S0} representa un lugar geométrico cuyo comportamiento depende del valor de cargabilidad evaluado.

Conforme la evaluación de S_{S0} se acerca a la máxima cargabilidad (p.ej. $x=0.8$) la misma corresponde a una curva con un grado de concavidad semejante a la correspondiente a S_{Smax} . Por su parte, cuando la evaluación de S_{S0} se realiza para valores cercanos al origen (p.ej. $x=0.3$) la misma presenta un comportamiento no lineal para diversos valores de m .

Esta característica permite obtener un comportamiento adaptativo de la evaluación de la cargabilidad conforme la carga se acerca a los límites del SEP.

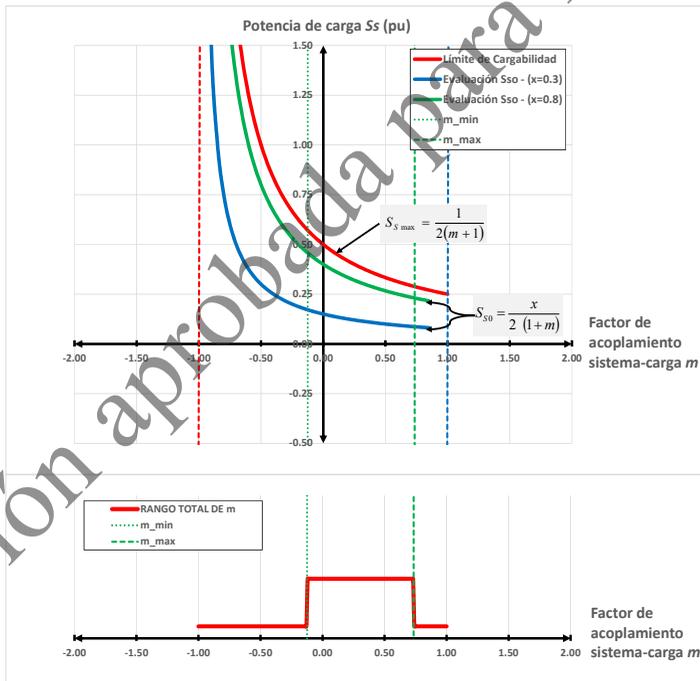


Figura 3.1 S_{Smax} y S_{S0} para $x=0.3$ y $x=0.8$, en función del factor m

Como se había mencionado, la variable x tendrá un valor entre $0 \leq x \leq 1$. Esta variable determina de una manera directa el valor de cargabilidad de un SEP que abastece a una carga S , siempre que se conozca la potencia de cortocircuito S_{sc} y el factor m como se expresa en la ecuación (3.4). Esta ecuación corresponde a la ecuación (2.20) evaluada en un punto específico de potencia de carga S .

$$x = \frac{\frac{S}{S_{sc}}}{\frac{1}{2(m+1)}} = \frac{2(m+1)S}{S_{sc}} \quad (3.4)$$

3.1.2 Relación entre S_s y V_s

Es posible establecer el punto de maximización del voltaje V_s , tomando la derivada de V_s desde la ecuación (2.11) con respecto a la potencia S_s e igualándola a cero como se plantea en la ecuación (3.5).

$$\frac{dV_s}{dS_s} = \frac{\sqrt{2}(A-1)}{4AS_s} \sqrt{A-2mS_s+1} = 0 \quad (3.5)$$

El término A se define como el discriminante de la ecuación (2.13) y se expresa en la ecuación (3.6).

$$A = \sqrt{1+4(m^2-1)S_s^2 - 4mS_s} \quad (3.6)$$

Desde la ecuación (3.5) es posible determinar el valor de la potencia S_s que permite maximizar el voltaje V_s como se indica en la ecuación (3.7).

$$S_{S(V_{Smax})} = \frac{m}{m^2 - 1} \quad (3.7)$$

En la Figura 3.2 se exponen los valores de S_{Smax} y $S_{S(V_{Smax})}$ en función del factor de acoplamiento m , los mismos que corresponden a las ecuaciones (3.1) y (3.7), respectivamente.

Como se detalló en la sección 2.3.1, las trayectorias verticales en este gráfico corresponden a las proyecciones de las curvas PV a factor de potencia constante, por lo que se concluye que sobre estas trayectorias la magnitud de V_S será decreciente desde $S_{S(V_{Smax})}$ hasta el valor límite S_{Smax} .

Tomando en consideración el rango posible del factor m para los SEP ($-0.12 \leq m \leq 0.73$), indicadas en el apartado 2.2.1, es posible determinar las siguientes conclusiones:

- Para el rango $0 \leq m \leq 0.73$, la maximización del voltaje V_S ocurre en valores de S_S negativos. Esto implica que para cualquier transferencia de potencia desde el sistema hacia la carga, las variables V_S y S_S presentan una correlación negativa.
- Para el rango $-0.12 \leq m < 0$, la maximización del voltaje V_S ocurre en valores de S_S positivos. Esto implica que existe un valor de transferencia de potencia desde el sistema hacia la carga, por sobre el cual las variables V_S y S_S presentan también una correlación negativa.

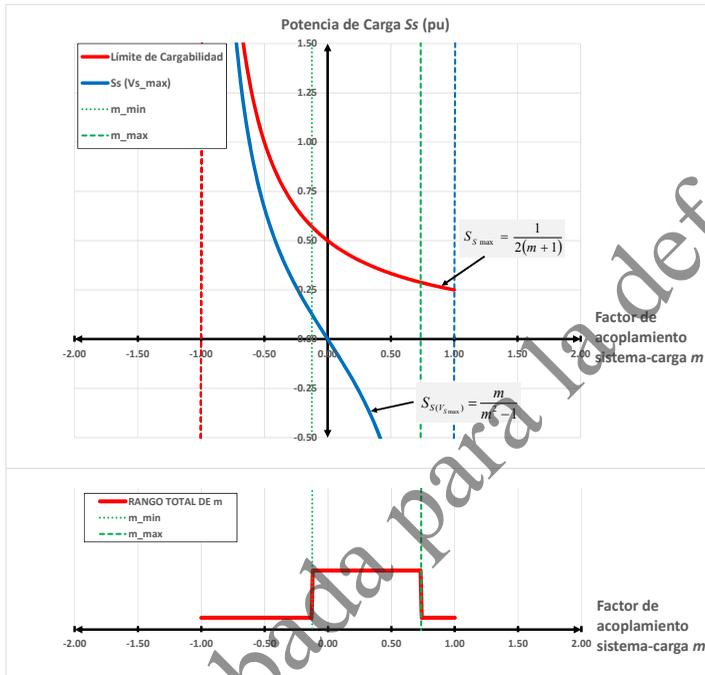


Figura 3.2 S_{Smax} y $S_S(V_{Smax})$ en función del factor m

Se debe mencionar que para el rango negativo de m , que corresponde a cargas con factores de potencia capacitivos, la correlación negativa entre V_S y S_S se presenta a partir del 2% hasta el 21% de la máxima cargabilidad para valores de m de 0 y -0.12, respectivamente.

3.1.3 Definición y Maximización de $VPSI_S$

Como se indicó en la sección 3.1.2 las variables V_S y S_S están vinculadas mediante una correlación negativa, es decir si S_S se incrementa entonces V_S disminuye y

viceversa. Esta relación se mantiene para el mayor rango de valores de operación normales de un SEP.

En la Figura 3.3 se muestra el perfil V_s y S_s que se obtiene desde el sistema de la Figura 2.2 considerando como ejemplo una carga con 0.97 de factor de potencia en atraso ($\theta=14^\circ$), por simplicidad se desprecia R_{TH} . Efectivamente se observa la relación inversa entre V_s y S_s por lo que es posible establecer un control sobre el producto de estas variables mediante la variación de un exponente n , el cual se aplica a V_s únicamente, tal como se exponen en la Figura 3.4.

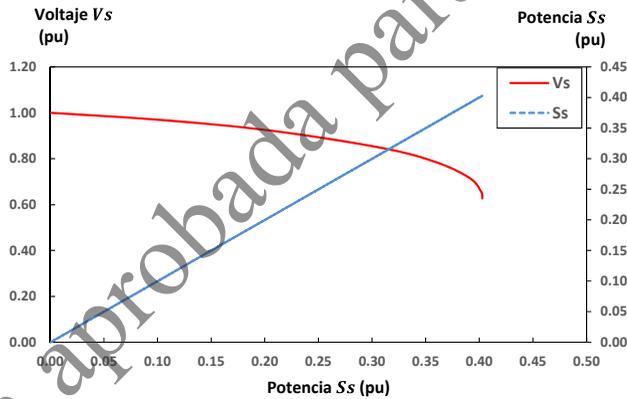


Figura 3.3 Voltaje V_s y Potencia S_s para $\theta=14^\circ$ (0.97 atraso)

En la Figura 3.4 se puede observar que para $n \geq 0$, la relación entre V_s y S_s produce una trayectoria cóncava hacia abajo con la presencia de un punto máximo. Si n se incrementa el valor máximo se traslada hacia la izquierda, en el valor límite ($n \rightarrow \infty$) el máximo ocurrirá en el origen.

Por su parte si n es menor a cero la trayectoria presenta una concavidad hacia arriba como se observa en la misma figura. Este análisis se confirma mediante la evaluación de la segunda derivada indicada en el Apéndice 1, donde se expone que el signo de la misma es negativo para valores de n positivos.

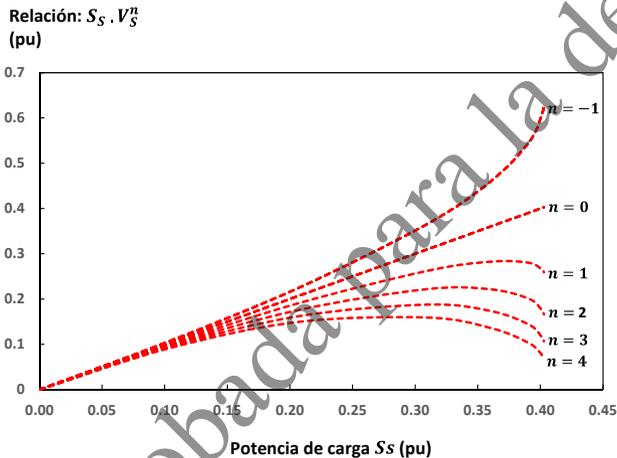


Figura 3.4 Producto entre V_S y S_S - Variación del exponente de voltaje n

Esta característica puede ser usada para generar una relación matemática que presente un cambio en su dirección cuando la variable S_S se incremente sobre un determinado nivel. Esta relación denominada $VPS|_S$ es definida como lo expresa la ecuación (3.8).

$$VPS|_S = S_S \cdot V_S^n \quad (3.8)$$

El indicador $VPSI_s$ se establece como un indicador de Estabilidad en base a la relación Potencia – Voltaje normalizado respecto al Sistema y puede ser expresado considerando la definición de V_s desde la ecuación (2.11), como se indica en la ecuación (3.9).

$$VPSI_s = S_s \left(\frac{1}{2} - m S_s \pm \sqrt{\frac{1}{4} + (m^2 - 1) S_s^2 - m S_s} \right)^{\frac{n}{2}} \quad (3.9)$$

Es posible establecer el punto de maximización $VPSI_s$, tomando la derivada de $VPSI_s$ desde la ecuación (3.9) con respecto a la potencia S_s e igualándola a cero como se plantea en la ecuación (3.10).

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \left[\frac{n(A-1)}{2A} + 1 \right] \left[\frac{A - 2mS_s + 1}{2} \right]^{\frac{n}{2}} = 0 \quad (3.10)$$

El factor A corresponde al discriminante de la ecuación de V_s y se definió en la ecuación (3.6). Resolviendo la ecuación (3.10) respecto a n se obtiene la ecuación (3.11).

$$n = \frac{2A}{1-A} \quad (3.11)$$

El exponente n permite generar un máximo $VPSI_s$ en función del factor A , el mismo que depende de la potencia S_s y del factor m .

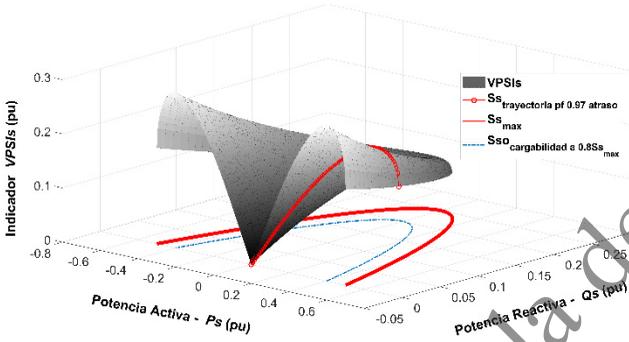
Bajo esta consideración, se determina que es posible generar un máximo VPS/s en un valor de cargabilidad prestablecido x ; para esto se considera S_s igual a S_{s0} definido por la ecuación (3.3), posteriormente se calcula el factor A y el exponente de voltaje n , mediante las ecuaciones (3.6) y (3.11), respectivamente.

En conclusión, si se define un valor de cargabilidad x , es posible determinar el exponente n el cual maximiza al VPS/s en este valor de cargabilidad. Esta condición se muestra en la Figura 3.5 donde se determina el lugar geométrico para el indicador VPS/s para un valor de cargabilidad ejemplo del 80% y para sistemas eléctricos con valores de k igual a 0 y 0.3.

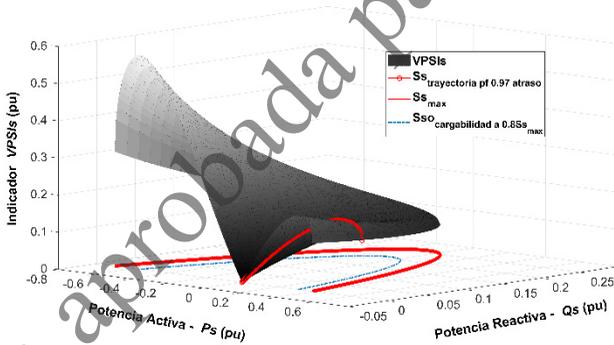
Adicionalmente, en la Figura 3.5 se exponen dos proyecciones en el plano P_s-Q_s .

- Las proyecciones en línea continua roja, corresponden a la máxima cargabilidad del sistema y representan los máximos dominios de solución del flujo de potencia indicados en la Figura 2.3.
- Las proyecciones en línea entrecortada azul, corresponden a los puntos donde VPS/s se maximiza y se encuentran al 80% de las máximas cargabilidades considerando una trayectoria a factor de potencia constante.

Finalmente en la Figura 3.5 se visualiza la trayectoria del VPS/s para un factor de potencia de 0.97 de factor de potencia en atraso ($\theta=14^\circ$) y efectivamente se observa la maximización del mismo al 80% de la máxima cargabilidad.



(a) SEP con $k=0$



(b) SEP con $k=0.3$

Figura 3.5 Lugar geométrico $VPSIs$ para un 80% de cargabilidad

3.1.4 Indicador local $VPSI$ y relación con $VPSI_s$

Si se consideran valores reales del voltaje V y de la potencia de carga S , medidos en una barra terminal de un SEP; la ecuación (3.8) puede ser sobrescrita como se indica en la ecuación (3.12).

$$VPSI_s = \left(\frac{S}{S_{SC}} \right) \left(\frac{V}{E_{TH}} \right)^n = VPSI \frac{Z_{TH}}{E_{TH}^{n+2}} \quad (3.12)$$

En esta Ecuación se define el indicador local $VPSI$ (por sus siglas en inglés Voltage-Power Stability Indicator) como se expresa en la ecuación (3.13).

$$VPSI = SV^n \quad (3.13)$$

El indicador $VPSI$ se determina mediante los valores reales de las magnitudes de V y S en una barra de carga, de esta manera el mismo corresponde a un indicador que necesita únicamente magnitudes de mediciones locales.

Con la finalidad de establecer el análisis variacional de $VPSI_s$ y de $VPSI$, se plantea linealizar la ecuación (3.12) como se indica en la ecuación (3.14). La linealización planteada permite mejorar el desempeño de los indicadores ante pequeñas variaciones de carga en niveles bajos de cargabilidad.

$$\ln(VPSI_s) = \ln(VPSI) + \ln(Z_{TH}) - (n+2)\ln(E_{TH}) \quad (3.14)$$

3.1.5 Análisis variacional de $VPSI_s$ y $VPSI$

La ecuación (3.15) describe la trayectoria del $\ln(VPSI_s)$, considerando pequeños desplazamientos alrededor de un punto de operación. Los desplazamientos se consideran desde un punto inicial de operación asignado como 1, hacia un punto final 2.

$$\Delta \ln(VPSI_s) = \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial S} \Delta S + \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial Z_{TH}} \Delta Z_{TH} + \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial E_{TH}} \Delta E_{TH} \quad (3.15)$$

Las variables ΔS , ΔZ_{TH} y ΔE_{TH} se encuentran definidas como lo expresa la ecuación (3.16). La variable ΔS corresponde a variaciones de la carga, mientras que las variables ΔZ_{TH} y ΔE_{TH} corresponden a variaciones en el SEP.

$$\begin{aligned} \Delta S &= S_2 - S_1; \\ \Delta Z_{TH} &= Z_{TH2} - Z_{TH1}; \\ \Delta E_{TH} &= E_{TH2} - E_{TH1} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Las derivadas parciales de la ecuación (3.15) respecto a S , Z_{TH} y E_{TH} , corresponden a las indicadas en la ecuación (3.17). En el Apéndice 1 se detalla el proceso para obtener estas derivadas parciales.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial S} &= \frac{E_{TH}^n}{VPSI} \frac{dVPSI_s}{dS} \\ \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial Z_{TH}} &= \frac{SE_{TH}^n}{Z_{TH} VPSI} \frac{dVPSI_s}{dS} \\ \frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial E} &= \frac{2SE_{TH}^{n-1}}{VPSI} \frac{dVPSI_s}{dS} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Si se consideran estas derivadas parciales, la ecuación (3.15) puede ser replanteada como se indica en la ecuación (3.18).

$$\ln\left(\frac{VPSI_{S_2}}{VPSI_{S_1}}\right) = \frac{E_{TH1}^n S_1}{VPSI_1} \left(\frac{\Delta S}{S_1} + \frac{\Delta Z_{TH}}{Z_{TH1}} - 2 \frac{\Delta E_{TH}}{E_{TH1}} \right) \frac{dVPSI_s}{dS_s} \quad (3.18)$$

Desde la ecuación (3.18) es posible obtener una expresión para el término $\frac{dVPSI_s}{dS_s}$ como se indica en la ecuación (3.19).

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{VPSI_1}{E_{TH1}^n S_1} \frac{\left[\ln\left(\frac{VPSI_2}{VPSI_1}\right) + \ln\left(\frac{Z_{TH2}}{Z_{TH1}}\right) - (n+2) \ln\left(\frac{E_{TH2}}{E_{TH1}}\right) \right]}{\left(\frac{\Delta S}{S_1} + \frac{\Delta Z_{TH}}{Z_{TH1}} - 2 \frac{\Delta E_{TH}}{E_{TH1}} \right)} \quad (3.19)$$

Esta ecuación permite definir el comportamiento de $VPSI_s$ para variaciones en la carga y para variaciones en el SEP, así como permite definir una nueva metodología para la determinación de la potencia de cortocircuito S_{SC} y del ET basado en la maximización de $VPSI_s$ como se explicará en el apartado 3.2.

3.1.5.1 Análisis y comportamiento de $VPSI_s$ y $VPSI$ ante variaciones en la carga

Si se considera que se presenta un cambio en la carga y que el SEP se mantiene constante, i.e. $\Delta S \neq 0$ y $\Delta Z_{TH} = \Delta E_{TH} = 0$, la ecuación (3.19) se reduce a la ecuación (3.20). Bajo estas consideraciones el sistema presenta un solo valor de la potencia de cortocircuito S_{SC} .

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{VPSI_1}{E_{TH}^n \Delta S} \ln \left(\frac{VPSI_2}{VPSI_1} \right) \quad (3.20)$$

Se observa que la evaluación de la derivada en el punto de maximización del $VPSI_s$, es función directa de la relación logarítmica entre $VPSI_2$ y $VPSI_1$, ambos determinados únicamente mediante magnitudes de variables locales. En este sentido, se determina que la maximización del $VPSI_s$ se presenta cuando la diferencia del $VPSI$ entre dos puntos de medición se aproxima a cero, i.e. $VPSI_2 = VPSI_1$, que por su parte corresponde a una condición de maximización del $VPSI$.

Es decir, que la maximización del $VPSI_s$ ocurre cuando se produce la maximización de $VPSI$, esta condición se puede ratificar si se observa que la relación entre $VPSI_s$ y $VPSI$ indicada en la ecuación (3.12) se reduce a la relación lineal $VPSI_s = C \cdot VPSI$, con el término C representando al SEP que se mantiene constante, i.e.

$$C = \frac{Z_{TH}}{E_{TH}^{n+2}}$$

3.1.5.2 Análisis y comportamiento de $VPSI$ y $VPSI_s$ ante variaciones en el SEP

Si se considera que la carga se mantiene constante y que se presenta un cambio en el SEP, i.e. $\Delta S = 0$ y $\Delta Z_{TH} \neq \Delta E_{TH} \neq 0$, la ecuación (3.19) se reduce a la ecuación (3.21).

Estas variaciones producen un cambio en la potencia de cortocircuito desde un valor de S_{SC1} a S_{SC2} , afectando la cargabilidad del sistema.

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{VPSI_s}{E_{TH1}^n S_1} \left[\frac{n \ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) + \ln\left(\frac{Z_{TH2}}{Z_{TH1}}\right) - (n+2) \ln\left(\frac{E_{TH2}}{E_{TH1}}\right)}{\left(\frac{\Delta Z_{TH}}{Z_{TH1}} - 2 \frac{\Delta E_{TH}}{E_{TH1}}\right)} \right] \quad (3.21)$$

En este caso no se presenta la posibilidad de realizar una evaluación de manera directa de la maximización de $VPSI_s$. Esta limitación se produce porque el sistema presenta algunas opciones de solución para las variables E_{TH} y Z_{TH} , es decir que estas variables pueden cambiar de manera independiente o simultánea a fin de establecer el nuevo valor de potencia de cortocircuito S_{SC2} .

Se debe señalar que los cambios en la impedancia son menos comunes de suceder ya que generalmente la impedancia del sistema se mantiene relativamente constante, a menos que la operación de apertura de un interruptor dentro del SEP se haya presentado. [44]. Complementariamente, los cambios en los voltajes de generación, cuando suceden, son rápidos y se consideran que afectan en mayor proporción al voltaje Thévenin [44].

Esta condición permite plantear un análisis considerando dos posibles opciones de solución, la primera cuando E_{TH} se mantiene constante y la segunda cuando Z_{TH} se mantiene constante, como lo expresan las ecuaciones (3.22) y (3.23), respectivamente.

$$Z_{TH} = \frac{V}{S} \left[-mV \pm \sqrt{(m^2 - 1)V^2 + E_{TH}^2} \right] \quad (3.22)$$

$$E_{TH} = \sqrt{V^2 + 2mSZ_{TH} + \left(\frac{SZ_{TH}}{V} \right)^2} \quad (3.23)$$

Sin embargo, como se detalla en la sección 3.3, donde se verifica el desempeño de la metodología planteada, se establece que las soluciones pueden encontrarse entre un rango delimitado por estas dos ecuaciones, por lo que la consideración de mantener constante a uno de los parámetros del ET no es totalmente adecuada.

3.2 Determinación de la potencia de cortocircuito S_{SC} y Equivalente Thévenin en base a $VPSI_s$

3.2.1 Determinación de S_{SC} y el nivel de cargabilidad de un SEP

Considerando que el exponente de voltaje n permite generar un $VPSI_s$ máximo en un valor prestablecido de cargabilidad x , como se detalla en la sección 3.1.3, se plantea monitorear la derivada de $VPSI_s$ en función de cambios en el nivel de cargabilidad del SEP, de tal manera que permita determinar la presencia del punto S_s en el que se presente la maximización del $VPSI_s$, y sobre esta maximización establecer el valor de la potencia de cortocircuito.

Para esto se considera que se presenta un cambio en la carga y que el SEP se mantiene constante, es decir que se realiza la evaluación de la maximización de $VPS|_S$ en base a la ecuación (3.20). Desde el punto de maximización determinado, la potencia de cortocircuito S_{sc} es directamente calculada en base a la ecuación (3.24), la cual se define desde la ecuación (2.9).

$$S_{sc} = \frac{S}{S_{s0}} \quad (3.24)$$

Con respecto al nivel de cargabilidad, se debe señalar que en el proceso de evaluación del máximo $VPS|_S$ considerando el barrido del valor de cargabilidad x , se requiere el cálculo del exponente de voltaje n y de la potencia S_{s0} de manera secuencial, por lo que de manera intrínseca se tiene el valor de cargabilidad en la que el SEP se encuentra evaluado. Sin embargo, en caso de requerirse una evaluación posterior de la cargabilidad una vez determinada la S_{sc} , la misma puede calcularse mediante la ecuación (3.4).

A continuación se detalla un ejemplo descriptivo del esquema planteado, para esto se considera el sistema de la Figura 2.2 trasladado a valores reales como se muestra en la Figura 3.6. Sobre este sistema se realiza un incremento progresivo de carga, mediante el factor λ , hasta llegar al punto de máxima cargabilidad.

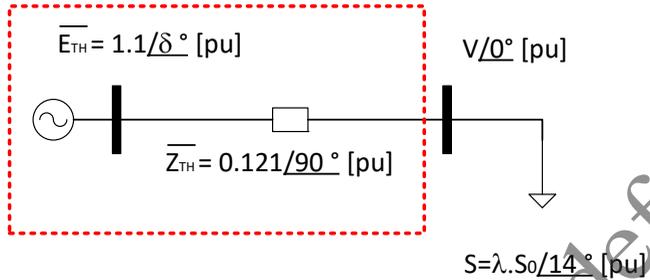
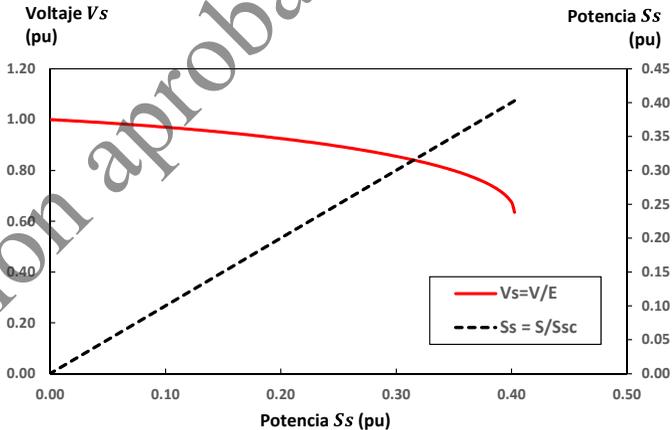
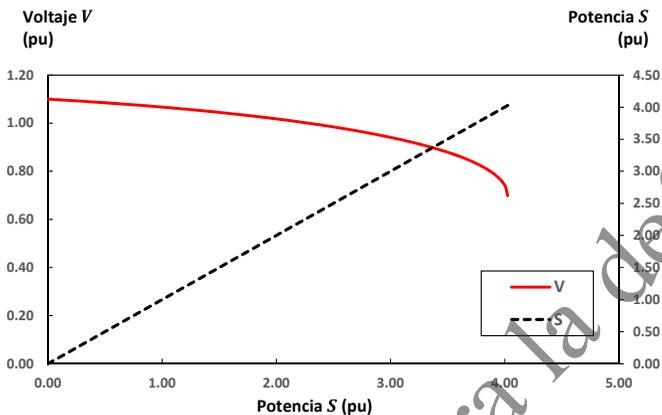


Figura 3.6 Sistema de la Figura 2.2 con valores reales.

En la Figura 3.7 se exponen los perfiles de V_S y S_S en función de S_S así como los perfiles de V y S en función de S , determinados para el sistema planteado. Se debe indicar que la Figura 3.7(a) corresponde a la Figura 3.3.



(a) V_s y S_s – en base de S_{sc}



(b) V y S – variables reales

Figura 3.7 Perfiles de Voltaje y Potencia

Se debe recordar que las variables V_s y S_s se encuentran normalizadas respecto a la capacidad propia del SEP, mientras que las variables V y S se encuentran en por unidad del voltaje y potencia bases reales del SEP bajo análisis, como se indicó en la sección 2.1.2.

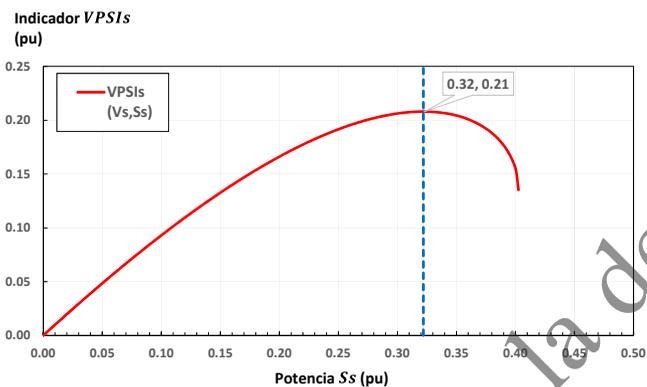
En el sistema planteado se consideran incrementos del nivel de cargabilidad y se realiza la evaluación de la derivada de $VPS|_s$ entre dos puntos sucesivos. Mediante el monitoreo de la ecuación (3.20), se determina el punto de carga en el que se presenta la maximización de $VPS|_s$.

A continuación se reporta la evaluación realizada considerando que la carga se encuentra en los siguientes valores: $S=3.23$ pu y $V=0.92$ pu. Se determina que, para que en este punto se presente un máximo $VPSI_s$, se requiere de un valor de cargabilidad del 80% ($x=0.8$) con el cual se presentan los siguientes valores:

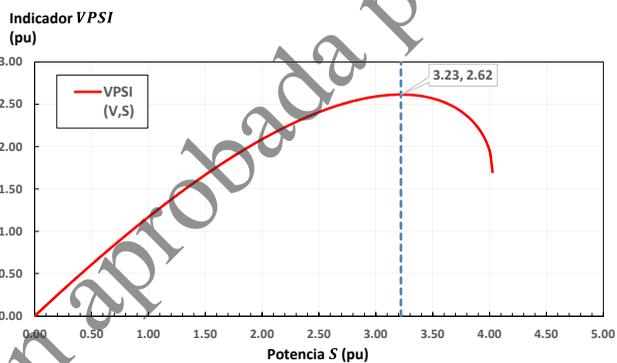
- $m = 0.242$, en base a la ecuación (2.16).
- $S_{Smax} = 0.403$, en base a la ecuación (3.1).
- $S_{S0} = 0.322$, en base a la ecuación (3.3).
- $A = 0.546$, en base a la ecuación (3.6).
- $n = 2.401$, en base a la ecuación (3.11).

Como se analizó en la sección 3.1.5.1, para el caso de cambios en la carga con el SEP constante, la maximización del $VPSI_s$ ocurre cuando se produce la maximización del $VPSI$, esta condición se observa en la Figura 3.8.

Se debe señalar que el perfil de la Figura 3.8.a. corresponde a la visualización de la trayectoria del $VPSI_s$ indicado en la Figura 3.5.a, donde efectivamente se observa la maximización del mismo al 80% de la máxima cargabilidad.



(a) $VPSIs$ vs Ss – en base de S_{Sc}



(b) $VPSI$ vs S – valores reales

Figura 3.8 Perfiles de indicadores en función de potencia

Es decir que si la carga presenta un valor de $S = 3.23$ pu, se determina que el valor de potencia S_{S0} en el cual

se maximizarían $VPSI$ y $VPSI_s$, corresponde a un valor de $S_{S0} = 0.323$ pu.

Sobre este valor determinado y aplicando la ecuación (3.24) se establece que la potencia de cortocircuito es igual a $S_{sc} = \frac{3.230}{0.323} = 10$ pu .

Por su parte, la cargabilidad en el punto de maximización corresponde al 80%.

3.2.2 Determinación del Equivalente Thévenin en base a S_{sc}

Una vez que se conoce la potencia S_{S0} y la potencia de cortocircuito S_{sc} , es posible determinar el ET. En primera instancia se evalúa el voltaje V_s mediante la ecuación (2.11), la misma que depende únicamente de los términos m y S_{S0} . Posteriormente se determina el voltaje Thévenin E_{TH} en base a la ecuación (3.25), la cual se determina desde la ecuación (2.9).

$$E_{TH} = \frac{V}{V_s} \quad (3.25)$$

Para el caso planteado, aplicando la ecuación (2.11) se determina que el voltaje V_s corresponde a $V_s = 0.834$.

Como el voltaje de la carga corresponde a $V = 0.92$, mediante la ecuación (3.25) se establece que el voltaje equivalente Thévenin corresponde a un valor de

$$E_{TH} = \frac{0.92}{0.834} = 1.1 \text{ pu.}$$

Finalmente la impedancia Thévenin Z_{TH} es calculada desde la definición de la potencia de cortocircuito, tal como se indica en la ecuación (3.26).

$$Z_{TH} = \frac{E_{TH}^2}{S_{SC}} \quad (3.26)$$

Para el caso planteado se determina que la impedancia Thévenin corresponde a un valor de $Z_{TH} = \frac{1.1^2}{10} = 0.121 pu$.

3.2.3 Algoritmo para determinar el nivel de cargabilidad y Equivalente Thévenin en base a S_{sc}

Como se analizó en la sección 3.2.1, para el caso de cambios en la carga con el SEP constante, la maximización $VPSI_s$ ocurre cuando se produce la maximización de $VPSI$. Tomando en cuenta esta consideración, se plantea realizar un esquema de monitoreo del $VPSI$ considerando un barrido del valor de cargabilidad x mediante la ecuación (3.20), *considerada como criterio de error*, para establecer el valor de potencia donde se presente un máximo $VPSI$ y consecuentemente un máximo $VPSI_s$.

Una vez que se conoce la potencia S_{s0} donde se presenta la maximización del $VPSI$, se calcula la potencia de cortocircuito S_{sc} y finalmente es posible determinar el ET.

El algoritmo planteado trabaja en base proceso indicado en la Figura 3.9 y descrito a continuación:

Algoritmo para determinar S_{SC} y el Equivalente Thévenin en nodos terminales de un SEP, considerando variables locales

Acorde a la naturaleza del SEP bajo estudio se asume un valor φ_0 , por ejemplo para sistemas EHV $\varphi_0=90$.

Paso 1) Tomar los valores de $V^i, V^{i+1}, P^i, P^{i+1}, Q^i$ y Q^{i+1} desde dos mediciones: $i, i+1$.

Calcular el ángulo de la carga θ^i, θ^{i+1} .

Paso 2) Iniciar desde un valor de cargabilidad inicial $x=x_0$ hasta $x<1$, y calcular los siguientes términos:

Paso 2.1) $m^i, m^{i+1}, S_{S0}^i, S_{S0}^{i+1}, A^i, A^{i+1}, n^i$ y n^{i+1} aplicando las ecuaciones (2.16), (3.3), (3.6) y (3.11), respectivamente.

Paso 2.2) $VPSI^i$ y $VPSI^{i+1}$ aplicando la ecuación (3.13) y evaluar el error mediante la ecuación (3.20) \rightarrow

$$e = \ln \left(\frac{VPSI^{i+1}}{VPSI^i} \right)$$

Paso 2.3) Incrementar el margen de cargabilidad x y retornar al paso 2.1.

Paso 3) Determinar el valor de S_{S0} en el punto donde se presenta el mínimo error y calcular S_{SC} mediante la ecuación (3.24). Este punto determina la cargabilidad del SEP.

Paso 4) Determinar V_s en función del valor de S_s , mediante la ecuación (2.11).

Paso 5) Determinar E_{TH} en función del valor de V_s , mediante la ecuación (3.25).

Paso 6) Determinar Z_{TH} en función del valor de E_{TH} y S_{SC} , mediante la ecuación (3.26).

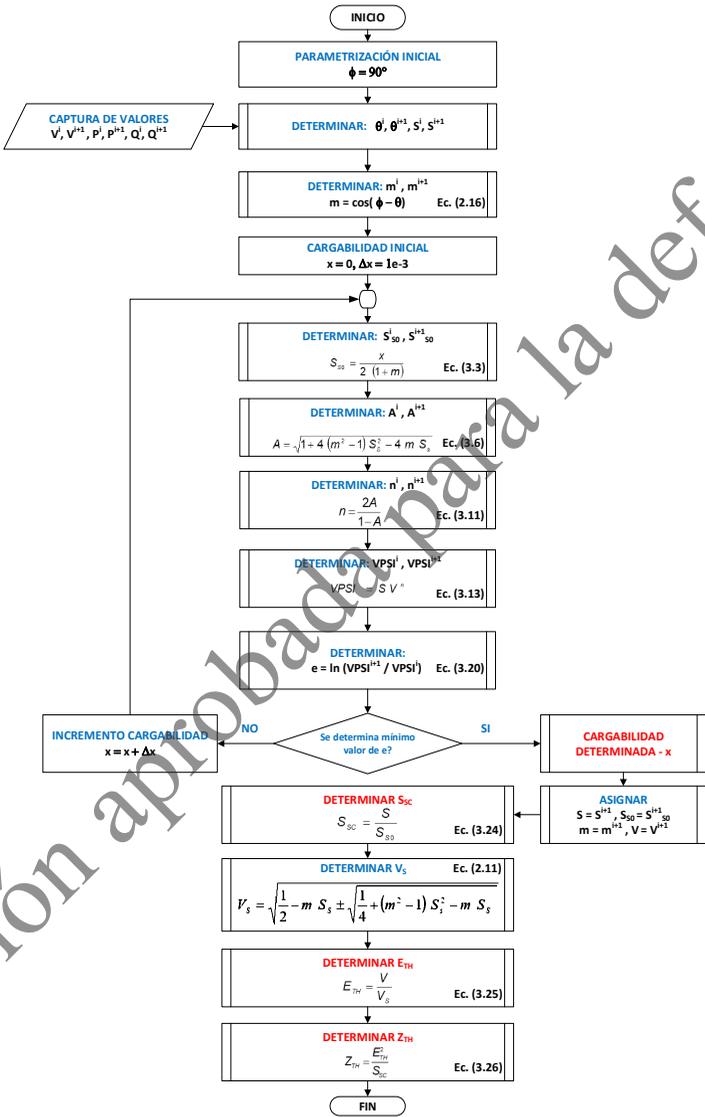


Figura 3.9 Diagrama de flujo de la metodología en base a Ssc

3.3 Desempeño del algoritmo planteado

A continuación se presenta la evaluación del algoritmo planteado en el apartado 3.2, con la finalidad de verificar el desempeño del mismo con respecto a los esquemas actualmente existentes, especialmente contrastando con los modelos planteados en [4] y [6], indicados en el capítulo 2.

En este sentido, se plantea la implementación del algoritmo propuesto con respecto al mismo SEP en el que se desarrollaron las metodologías antes mencionadas. El SEP corresponde al analizado en la sección 2.4, modelo que es tomado de la referencia [24] y detallado en el Anexo 1.

Sobre este modelo inicial, a continuación se desarrolla un análisis de flujos de continuación, de tal manera que permita observar que la metodología propuesta supera los problemas asociados en la determinación del ET detallados en las secciones 2.4.1 y 2.4.2. En este sentido, se plantean los siguientes análisis:

- Análisis con modelación de fuentes ideales y diversos modelos de carga, como se realizó en la sección 2.4.1 y se detalla en la Figura 2.13.
- Análisis con modelación de fuentes reales como se realizó en la sección 2.4.2 y se detalla en la Figura 2.21.
- Análisis del SEP ante cambios topológicos y contingencias sobre el sistema modelado en la Figura 2.21.

3.3.1 Análisis con variación de factor de potencia de la carga

Al igual que se analizó en el apartado 2.4.1, se considera al SEP con los generadores modelados como fuentes ideales y se plantean los dos modelos de carga: modelo ZIP con factor de potencia constante y modelo exponencial con factor de potencia variable.

Se consideran también las mismas condiciones iniciales planteadas para la simulación, por lo que la máxima cargabilidad se alcanzará en los mismos valores ya indicados en la sección 2.4.1.

Modelo ZIP – Factor de potencia constante

En la Figura 3.10 se presenta la evaluación de la potencia de cortocircuito S_{SC} y el voltaje Thévenin E_{TH} determinados mediante el algoritmo propuesto en la sección 3.2.3. En la Figura 3.11 se exponen la impedancia Thévenin determinada en base a la S_{SC} , en esta figura se visualizan también la potencia de carga y su impedancia reflejada en pu.

Como se observa en la Figura 3.10 la potencia de cortocircuito S_{SC} , determinada mediante la metodología planteada, entrega un valor constante de 78.83 pu. Consecuentemente se obtiene un voltaje Thévenin E_{TH} constante de 1.186 pu.

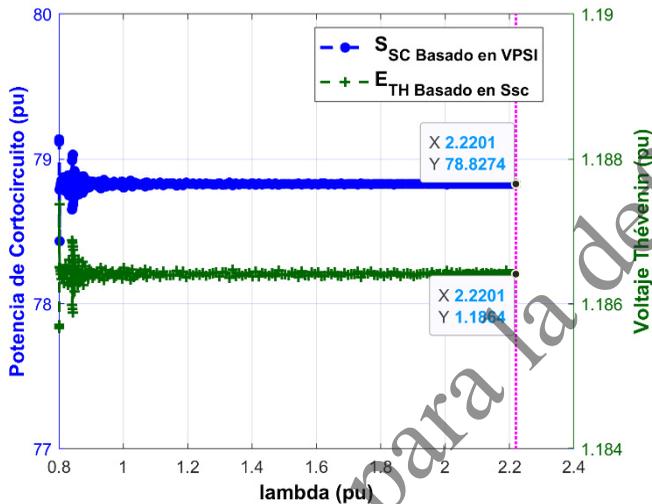


Figura 3.10 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante

De la Figura 3.11 se observa que, al igual que lo obtenido con las metodologías propuestas en [4] y [6], expuestas en la Figura 2.14, la máxima potencia transferida hacia la carga coincide cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin, lo cual valida el planteamiento de establecer la máxima cargabilidad de un SEP mediante la relación de impedancias ($Z_L / Z_{TH} \geq 1$) para este modelo de carga. Por supuesto la impedancia Thévenin corresponde al mismo valor determinado mediante [4] y [6].

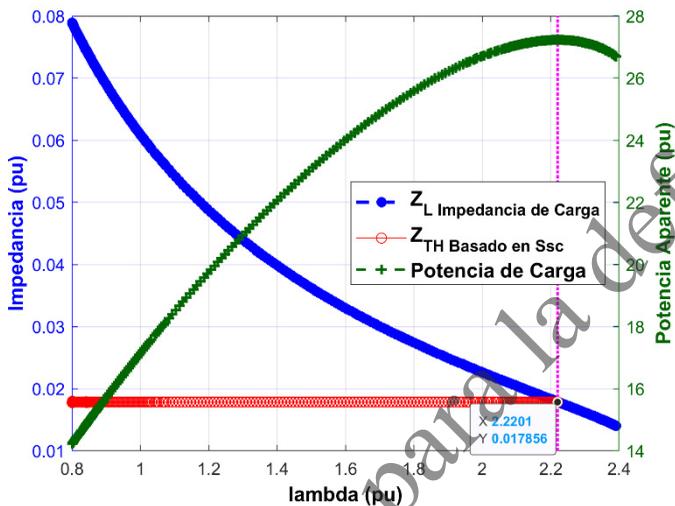


Figura 3.11 Impedancia Thévenin Z_{TH} y máxima cargabilidad - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante

Por otra parte, en la Figura 3.12 se puede observar que la determinación del nivel de cargabilidad en base a S_{sc} varía dentro de un rango aproximado del 50-100% de la máxima cargabilidad, mientras que la relación de impedancias (Z_L / Z_{TH}) presenta un rango aproximado del 20-100%. Esto permite concluir que la relación de impedancias requiere un escalamiento adecuado, considerando el comportamiento no lineal de la potencia, con la finalidad de establecer el nivel de cargabilidad del SEP de manera apropiada.

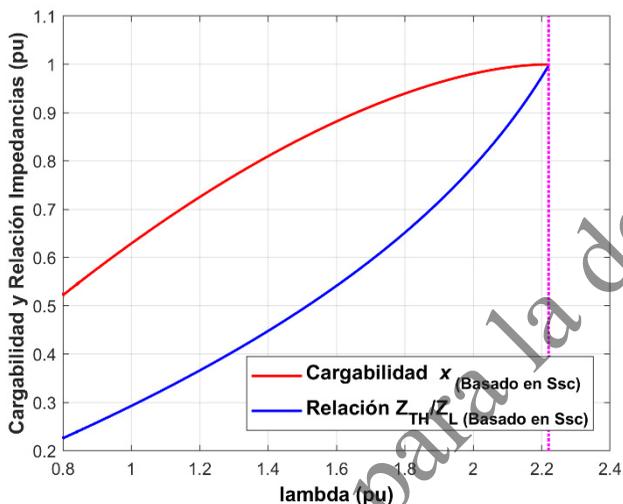


Figura 3.12 Cargabilidad x en base a S_{sc} y Relación de Impedancias - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia constante

Modelo Exponencial – Factor de potencia variable

En la Figura 3.13 se presenta la evaluación de la potencia de cortocircuito S_{sc} y el voltaje Thévenin E_{TH} determinados mediante el algoritmo propuesto en la sección 3.2.3. Complementariamente en la Figura 3.14 se exponen la impedancia Thévenin determinada en base a la S_{sc} , en esta figura se visualizan también la potencia de carga en pu.

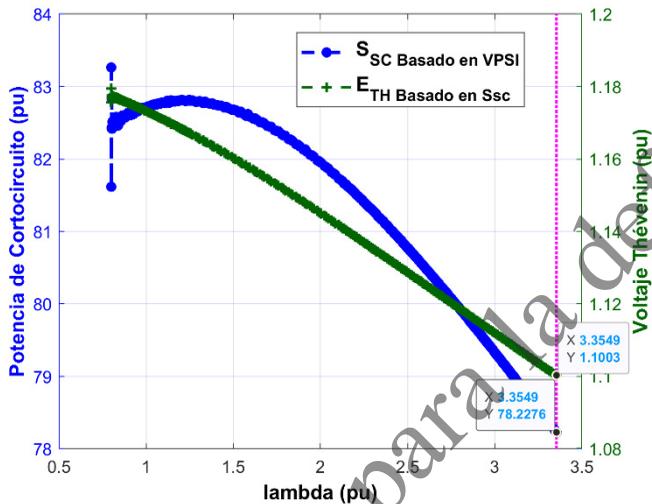


Figura 3.13 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable.

Como se observa en la Figura 3.13 la potencia de cortocircuito S_{SC} , determinada mediante la metodología planteada, entrega un valor variable conforme se incrementa el factor lambda alcanzando un valor de 78.2 pu al alcanzar la máxima cargabilidad del SEP. Por su parte el voltaje Thévenin E_{TH} es decreciente y tiene un valor de 1.1 pu en la máxima cargabilidad.

De la Figura 3.14 se observa que la máxima potencia transferida hacia la carga coincide cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin, contrario a lo determinado por las metodologías propuestas en [4] y [6] y expuestas en la

Figura 2.16, lo cual determina un mejor comportamiento de la determinación del ET mediante la metodología propuesta.

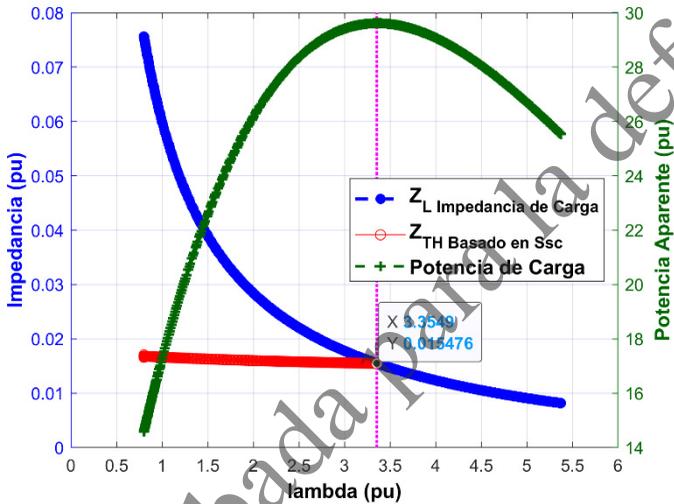


Figura 3.14 Impedancia de Carga, Impedancia Thénvenin Z_{TH} y Potencia de Carga - generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable

Es decir que el algoritmo propuesto corrige de manera intrínseca el reajuste requerido en la relación de impedancias cuando se considere variaciones del factor de potencia de la carga, tal como se estableció en la ecuación (2.31).

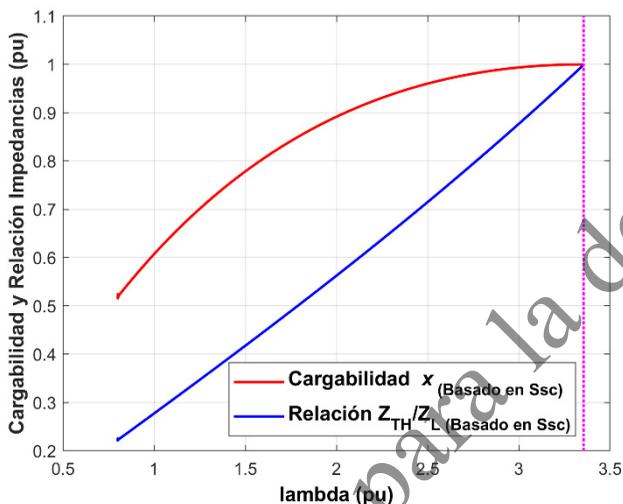


Figura 3.15 Cargabilidad x en base a S_{sc} y Relación de Impedancias – generadores como fuentes ideales y carga con factor de potencia variable

En la Figura 3.15 se puede observar la determinación del nivel de cargabilidad en base a S_{sc} y la relación de impedancias Z_L / Z_{TH} . El análisis es similar al realizado para el modelo de carga con factor de potencia constante, es decir que se observa una mejor determinación de la cargabilidad del SEP mediante la potencia de cortocircuito; más aún, se observa un comportamiento casi lineal de la relación de impedancias lo cual contrasta con el nivel de cargabilidad que sigue un comportamiento no lineal conforme se incrementa el factor λ .

3.3.2 Análisis con modelación de generadores como fuentes reales

Al igual que se analizó en el apartado 2.4.2, a continuación se considera a los generadores modelados como fuentes reales, es decir considerando sus sistemas de control asociados así como sus límites de equipamiento, tal como se indica en la Figura 2.21. La carga es planteada con el modelo exponencial utilizado en la sección 3.3.1.

En la Figura 3.16 se presenta la evaluación de la potencia de cortocircuito S_{SC} y el voltaje Thévenin E_{TH} determinados mediante el algoritmo propuesto en la sección 3.2.3. Complementariamente en la Figura 3.17 se expone la impedancia Thévenin determinada en base a la S_{SC} , en esta figura se visualizan también la potencia de carga y su impedancia reflejada en pu.

Se debe señalar que, como se observa en la Figura 3.17, la máxima potencia transferida hacia la carga coincide cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin, contrario a lo determinado por las metodologías propuestas en [4] y [6] y expuestas en la Figura 2.22, lo cual establece nuevamente un mejor comportamiento de la determinación del ET mediante la metodología propuesta.

En las Figuras 3.16, 3.17 y 3.18, se observa que para λ igual a 1 se presenta una discontinuidad en los valores determinados, en este punto el generador G2 alcanza sus límites y consecuentemente para valores superiores de cargabilidad el generador G2 ya no mantiene constante el voltaje en la Barra B2.

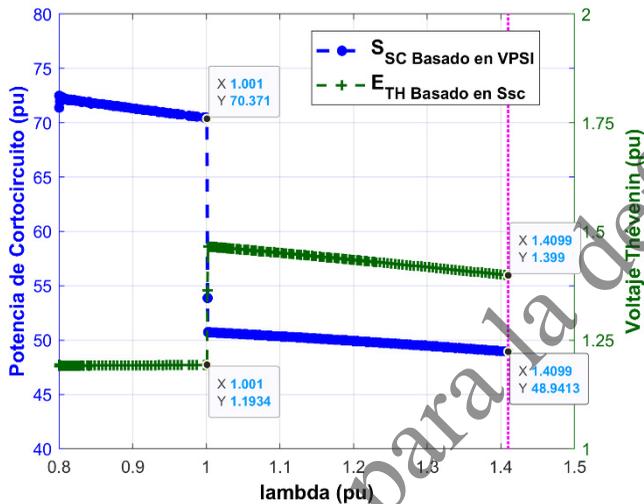


Figura 3.16 Potencia de cortocircuito S_{SC} y voltaje Thévenin E_{TH} - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable.

Considerando los valores determinados previo a la discontinuidad se observa que la potencia S_{SC} presenta un valor de 70.37 pu (ver Figura 3.16) y registra un valor de 48.92 pu al alcanzar la máxima cargabilidad; por su parte el voltaje Thévenin E_{TH} inicia con un valor de 1.193 y presenta un valor de 1.398 pu en la máxima cargabilidad.

De la Figura 3.17 se observa que la impedancia Thévenin presenta un valor inicial de 0.02024 pu y se incrementa a 0.03996 pu en la máxima cargabilidad.

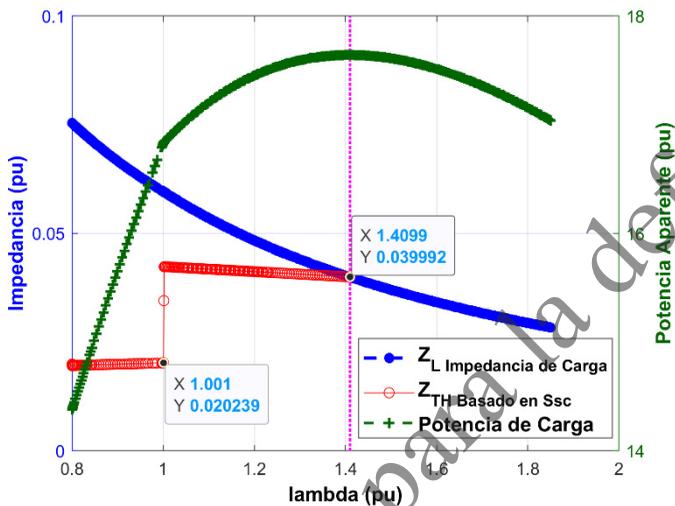


Figura 3.17 Impedancia de Carga, Impedancia Thévenin Z_{TH} y Potencia de Carga - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable

Es decir que, al alcanzar los límites de generación, se presenta un incremento en el voltaje E_{TH} con la finalidad de establecer el ET adecuado. Sin embargo, la impedancia Z_{TH} también se incrementa y en conjunto con E_{TH} establecen una disminución de la potencia de cortocircuito S_{SC} , incrementando de esta manera la cargabilidad del SEP como era esperado.

En la Figura 3.18 se puede observar la determinación del nivel de cargabilidad en base a S_{SC} y la relación de impedancias Z_L / Z_{TH} .

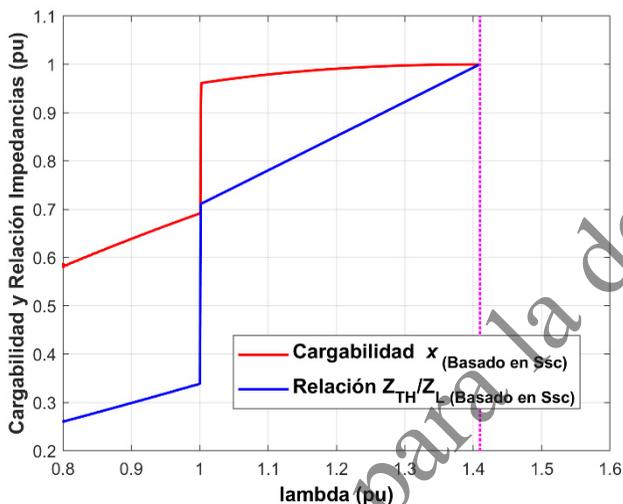


Figura 3.18 Cargabilidad x en base a S_{sc} y Relación de Impedancias - generadores como fuentes reales y carga con factor de potencia variable

De la misma manera, que para los casos anteriormente analizados, se observa una mejor determinación de la cargabilidad del SEP mediante la potencia de cortocircuito.

Se observa un comportamiento casi lineal de la relación de impedancias inclusive después de que el generador G2 ha alcanzado sus límites. Esta condición contrasta con el nivel de cargabilidad que siempre sigue un comportamiento en base a la distribución no lineal de potencia activa y reactiva entre los generadores de un SEP, lo cual se hace más presente cuando los generadores alcanzan sus límites.

3.3.3 Análisis ante cambios topológicos y contingencias en el SEP

Como se planteó en la sección 2.4.3, cualquier cambio que se presente en el SEP produce cambios en la potencia de cortocircuito S_{sc} que finalmente representa una modificación en el nivel de cargabilidad conforme lo establece la ecuación (2.20). Los cambios que se produzcan en el SEP y que modifican el valor de S_{sc} incluyen variación de factor de potencia de la carga, compensación reactiva, distribución de potencia entre generadores, cambios topológicos de la red, movimientos de taps de transformadores, generadores operando en sus límites, entre otros.

Bajo el esquema del algoritmo propuesto en el apartado 3.2, se plantea determinar la potencia de cortocircuito S_{sc} y el nivel de cargabilidad para posteriormente reconstruir el ET, para diversos estados operativos del SEP de la Figura 2.21, la misma que para claridad de los eventos a simularse se muestra nuevamente.

En este sentido, se plantean simulaciones de flujos de potencia con la carga planteada mediante el modelo exponencial indicado en la sección 3.3.1 y considerando los siguientes eventos a ser simulados:

E.1 Desconexión de la mitad de la compensación capacitiva C1, en la barra de carga.

E.2 Incremento del voltaje de generación del Generador G2 desde 1 a 1.03 pu.

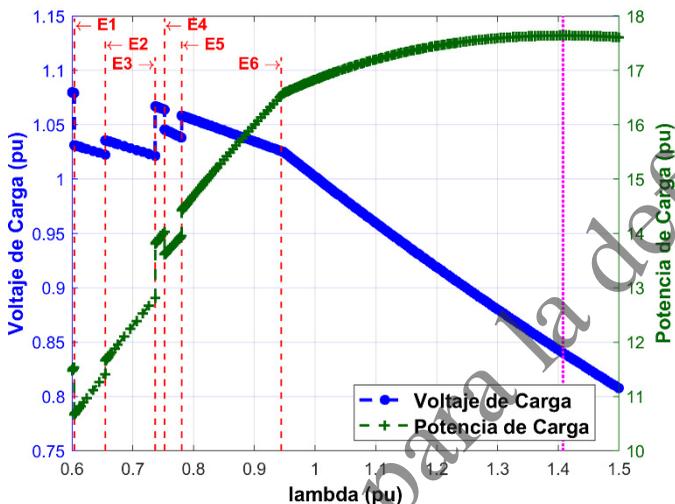


Figura 3.19 Potencia y Voltaje de Carga considerando contingencias

Con respecto a la Figura 3.19, se pueden realizar las siguientes observaciones:

Evento 1 - E1: Al desconectar el 50% del soporte capacitivo en la barra de carga, entregado por C1, el voltaje en la barra de carga disminuye y el valor de la potencia de carga también disminuye producto de su dependencia con el voltaje. El SEP encuentra un nuevo punto de operación y posteriormente se continúa con el incremento de la carga.

Evento 2 - E2: Con la finalidad de recuperar el nivel de voltaje en la barra de carga, el generador G2 incrementa su soporte de reactivos mediante el control del voltaje terminal a 1.03 pu.

Este incremento recupera el voltaje en la barra de carga e incrementa la potencia de la misma. Nuevamente el SEP encuentra un nuevo punto de operación y posteriormente se continúa con el incremento de la carga.

Evento 3 - E3: Con la finalidad de recuperar el nivel de voltaje en la barra de carga, se procede a reconectar el 50% del soporte capacitivo en la barra de carga, entregado por C1, el voltaje en la barra de carga se incrementa y el valor de la potencia de carga aumenta también. El SEP encuentra un nuevo punto de operación y posteriormente se continúa con el incremento de la carga.

Evento 4 - E4: En este evento se simula la ocurrencia de una contingencia topológica en el SEP, para lo cual se considera la apertura de la línea de transmisión L2.

Al desconectarse este circuito, el voltaje en la barra de carga disminuye y el valor de la potencia de carga disminuye producto de su dependencia con el voltaje. El SEP encuentra un nuevo punto de operación y posteriormente se continúa con el incremento de la carga.

Evento 5 - E5: En este evento se simula la restauración de la topología en el SEP, para lo cual se considera la reconexión de la línea de transmisión 2. Al reconectarse este circuito, el voltaje en la barra de carga se recupera y el valor de la potencia de carga se incrementa también. El SEP encuentra un nuevo punto de operación y posteriormente se continúa con el

incremento de la carga hasta que el generador G2 alcanza sus límites.

Evento 6 - E6: El generador G2 alcanza sus límites y reduce su capacidad de soporte de reactivos. El voltaje en su barra terminal disminuye constantemente al igual que el voltaje en la barra de carga. La potencia por su parte continúa incrementándose hasta llegar a su magnitud máxima, este punto corresponde al de máxima cargabilidad del SEP.

En cada uno de los eventos propuestos se presenta una variación de la potencia de cortocircuito S_{SC} , la misma que es determinada mediante la metodología propuesta en esta investigación, como se exponen en la Figura 3.20.

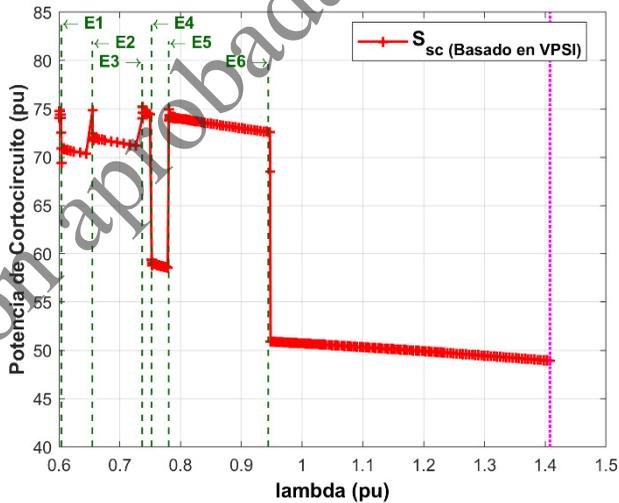


Figura 3.20 Potencia S_{sc} considerando los eventos simulados

Con la potencia de cortocircuito determinada, y continuando con el algoritmo indicado en la sección 3.2.3, se procede a determinar el voltaje Thévenin E_{TH} y finalmente la impedancia Thévenin Z_{TH} , como se muestra en la Figura 3.21. El nivel de cargabilidad determinado y la relación de impedancias se detallan en la Figura 3.22.

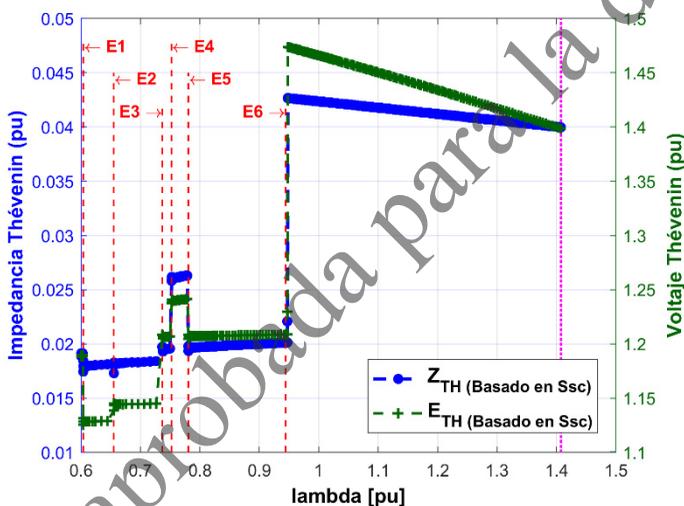


Figura 3.21 Impedancia Thévenin Z_{TH} y Voltaje Thévenin E_{TH} considerando los eventos simulados.

En la Tabla 3.1 se presentan los resultados obtenidos para cada evento simulado, los resultados para cada evento consideran dos evaluaciones: una antes y otra posterior a los mismos. Los resultados de la Tabla 3.1 corresponden al factor de incremento de carga lambda, voltaje y potencia de carga.

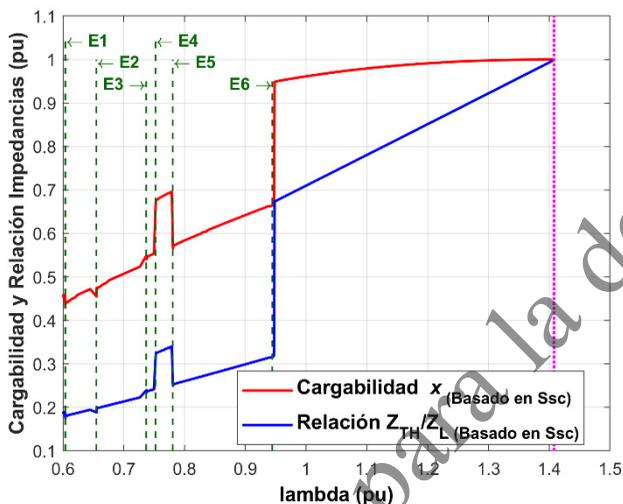


Figura 3.22 Cargabilidad x y Relación de Impedancias considerando los eventos simulados.

Por su parte, en la Tabla 3.2 se reportan los valores obtenidos mediante el algoritmo propuesto en la sección 3.2 para cada uno de los puntos indicados en la Tabla 3.1. Los valores presentados corresponden a: Potencia de Cortocircuito S_{SC} , Voltaje Thévenin E_{TH} , Impedancia Thévenin Z_{TH} y el valor de cargabilidad del SEP x . Todos los resultados se encuentran en por unidad.

Tanto en la Tabla 3.1 como en la 3.2 se adicionan una evaluación inicial (E0) y otra en el punto de máxima cargabilidad (EF).

Tabla 3.1 Resultados de Eventos Simulados en barra de carga

Evento	lambda	V (pu)	S (pu)
E0	0.6002	1.080	11.48
E1	0.6032	1.079	11.53
	0.6041	1.031	10.67
E2	0.6448	1.024	11.26
	0.6563	1.035	11.68
E3	0.7267	1.023	12.67
	0.7382	1.067	13.83
E4	0.7497	1.065	13.99
	0.7529	1.045	13.62
E5	0.7792	1.038	13.94
	0.7814	1.058	14.44
E6	0.9469	1.025	16.57
	0.9481	1.025	16.58
EF	1.4080	0.8403	17.64

Análisis de resultados

Evento 0- E0: Se realiza una evaluación inicial, obteniéndose un nivel de cargabilidad del 45.3% con una Ssc de 74.77 pu, un voltaje E_{TH} de 1.189 pu y una impedancia Z_{TH} de 0.0189 pu. Se continúa con el incremento de carga hasta la desconexión del 50% de la compensación capacitiva C1.

Evento 1- E1: Previo a la desconexión del soporte capacitivo, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 45.74%.

Al desconectar el 50% del soporte capacitivo en la barra de carga, entregado por C1, se determina una

S_{SC} de 70.92 pu, una disminución del voltaje E_{TH} y de la impedancia Z_{TH} hacia 1.128 pu y 0.0179 pu, respectivamente. Pese a esta disminución de S_{SC} , el nivel de cargabilidad se reduce hacia 44.87% debido a la reducción de la potencia carga por la disminución del voltaje de carga.

Tabla 3.2 Resultados del algoritmo de la Sección 3.2 aplicado en los puntos simulados de la Tabla 3.1

Evento	lambda	S_{SC}	E_{TH}	Z_{TH}	x
E0	0.6002	74.77	1.189	0.0189	0.4530
E1	0.6032	74.40	1.189	0.0190	0.4574
	0.6041	70.92	1.128	0.0179	0.4487
E2	0.6448	70.35	1.129	0.0181	0.4720
	0.6563	72.07	1.144	0.0182	0.4735
E3	0.7267	71.20	1.145	0.0184	0.5235
	0.7382	74.60	1.207	0.0195	0.5456
E4	0.7497	74.45	1.207	0.0196	0.5539
	0.7529	59.09	1.239	0.0260	0.6749
E5	0.7792	58.56	1.241	0.0263	0.6961
	0.7814	74.36	1.207	0.0196	0.5701
E6	0.9469	72.59	1.209	0.0201	0.6651
	0.9481	50.92	1.474	0.0427	0.9486
EF	1.4080	48.93	1.399	0.0400	1.0000

Evento 2- E2: Previo al incremento del soporte de reactivos de G2, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 47.20%.

Al incrementar el soporte de reactivos de G2, se determina una S_{SC} de 72.07 pu y un incremento del voltaje E_{TH} hacia 1.144 pu, por su parte la impedancia

Z_{TH} se mantiene aproximadamente constante. Pese a este incremento de S_{SC} , el nivel de cargabilidad presenta un ligero incremento hacia 47.35%, debido al incremento de la potencia carga por el aumento del voltaje de carga.

Evento 3- E3: Previo a la conexión del soporte capacitivo, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 52.35%.

Al conectar el 50% del soporte capacitivo en la barra de carga, entregado por C1, se determina una S_{SC} de 74.60 pu, un aumento del voltaje E_{TH} y de la impedancia Z_{TH} hacia 1.207 pu y 0.0195 pu, respectivamente. Pese a este aumento de S_{SC} , el nivel de cargabilidad se incrementa hacia 54.56% debido al incremento de la potencia carga por el aumento del voltaje de carga.

Evento 4- E4: Previo a la desconexión de la línea de transmisión L2, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 55.39%.

Al desconectar la L2, se determina una S_{SC} de 59.09 pu, un incremento del voltaje E_{TH} y de la impedancia Z_{TH} hacia 1.239 pu y 0.0260 pu, respectivamente. Debido a esta disminución de S_{SC} , el nivel de cargabilidad se incrementa hacia 67.49%.

Evento 5- E5: Previo a la reconexión de la línea de transmisión L2, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 69.61%.

Al reconectar la L2, se determina una S_{SC} de 74.36 pu, una disminución del voltaje E_{TH} y de la impedancia Z_{TH} hacia 1.207 pu y 0.0196 pu, respectivamente. Debido a este incremento de S_{SC} , el nivel de cargabilidad se reduce hacia 57.01%.

Evento 6- E6: Previo a que el generador G2 alcance sus límites, el SEP se mantiene prácticamente constante pero el nivel de cargabilidad se ha incrementado hasta el 66.51%.

Al alcanzar sus límites G2, se determina una S_{SC} de 50.92 pu, un incremento del voltaje E_{TH} y de la impedancia Z_{TH} hacia 1.474 pu y 0.0427 pu, respectivamente. Debido a esta reducción de S_{SC} , el nivel de cargabilidad se incrementa hacia 94.86%.

Estado Final- EF: Se realiza una evaluación final en el punto de máxima cargabilidad 100%, obteniéndose un voltaje E_{TH} de 1.399 pu y una impedancia Z_{TH} de 0.04 pu. Se observa que el voltaje ha disminuido mientras que la impedancia prácticamente se mantiene constante.

Finalmente, y como se observa en la Figura 3.23, el criterio de maximización de la potencia de carga cuando la impedancia Thévenin se iguala a la impedancia de carga, se cumple de manera adecuada.

En resumen, del análisis del desempeño de la metodología propuesta en esta investigación y detallada en este apartado, se pueden determinar las siguientes conclusiones:

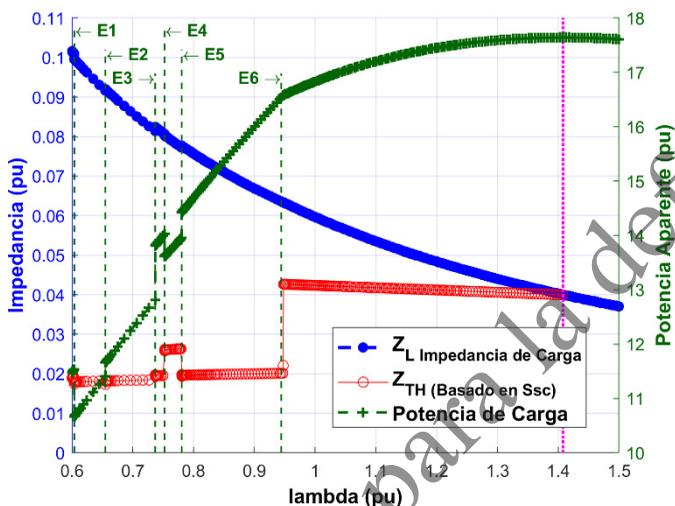


Figura 3.23 Impedancia de Carga, Impedancia Thévenin Z_{TH} y Potencia de Carga considerando los eventos simulados.

- Los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta son concordantes con los obtenidos por las metodologías existentes para el caso de modelación de carga con factor de potencia constante.
- La metodología propuesta entrega resultados adecuados en caso de modelación de carga con factor de potencia variable, permitiendo que la máxima potencia transferida hacia la carga coincida cuando la impedancia de carga se iguala con la impedancia Thévenin, lo cual convalida el planteamiento de establecer la máxima cargabilidad de un SEP mediante la relación de impedancias ($Z_L / Z_{TH} \geq 1$).

- Para cada cambio que se presenta en el SEP, se produce una variación de la potencia de cortocircuito S_{SC} y en función de esta variable es posible establecer la cargabilidad del SEP. Una vez determinados el nivel de cargabilidad x y la potencia de cortocircuito S_{SC} , es posible determinar el ET en una barra terminal del SEP.
- Cambios que se presenten en el SEP relacionados con el control de voltaje mediante el soporte de reactivos de los generadores tienen gran incidencia sobre el voltaje Thévenin E_{TH} y no afectan sustancialmente a la impedancia Thévenin Z_{TH} .
- Cambios que se presenten en el SEP relacionados con el soporte de potencia reactiva de elementos de compensación reactiva/capacitiva tienen incidencia directa sobre el voltaje Thévenin E_{TH} y sobre la impedancia Thévenin Z_{TH} . Al respecto se debe mencionar que el mayor efecto se presenta sobre E_{TH} y que el cambio sobre Z_{TH} se debe a que la compensación representa la inclusión de un valor de susceptancia dentro del modelo de red del SEP.
- Cambios que se presenten en el SEP relacionados con cambios topológicos (conexión/desconexión de líneas de transmisión, transformadores) tienen incidencia directa sobre la impedancia Thévenin Z_{TH} y afectan también el voltaje Thévenin E_{TH} . Al respecto se debe mencionar que el mayor efecto se presenta sobre Z_{TH} debido a que los cambios en la topología del SEP cambian directamente la matriz de impedancias del SEP. Un efecto similar se presenta cuando los generadores alcanzan sus límites.

- De los análisis realizados se observa un comportamiento casi lineal de la relación de impedancias lo cual contrasta con el nivel de cargabilidad que sigue un comportamiento no lineal conforme se incrementa el factor de crecimiento de la carga (λ) y se hace más presente cuando los generadores alcanzan sus límites.

En base a estas consideraciones, se establece que la determinación de la cargabilidad en función de la potencia de cortocircuito S_{SC} presenta un mejor desempeño que el realizado en función de la relación de impedancias Z_L / Z_{TH} .

3.4 Evaluación de Cargabilidad y Equivalentes Thévenin en diversos puntos de un Sistema de Potencia

A continuación se aplica la metodología propuesta en la sección 3.2 al sistema IEEE de 14 barras. La aplicación se realiza en cada una de las barra de carga, con la finalidad de establecer una adecuada interpretación de los resultados encontrados mediante esta metodología.

En la Figura 3.24 se expone la condición inicial del flujo de potencia inicial para el sistema IEEE 14 barras determinado mediante PowerFactory de DigSILENT. La información relacionada a los parámetros de cada uno de los componentes del sistema se detalla en el Anexo 2.

La modelación considera una potencia base de 100 MVA y voltajes base de 230, 60 y 46 kV.

Con respecto a la figura 3.24, la información indicada en las cajas de texto de los generadores, cargas y líneas de transmisión corresponde a potencias: activa (MW), reactiva (Mvar) y aparente (MVA), así como el valor de escalamiento en el caso de las cargas. Con respecto a la información de las barras éstas reportan el voltaje línea a línea en kV y en pu, así como su ángulo en grados eléctricos.

Se debe señalar que el modelo de carga utilizado corresponde al más desfavorable desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, es decir, se considera una carga de potencia constante. Esta condición es planteada en los estudios [55] y [59] utilizados como referenciales para el presente análisis.

Se debe indicar que esta consideración para el modelo de carga, permite descartar la problemática de la variación del factor de potencia superada al aplicar la metodología propuesta en la sección 3.2, permitiendo concentrarse en la interpretación de resultados del ET determinado en cada barra de carga del sistema.

Adicionalmente, el flujo de potencia considera una barra oscilante distribuida entre las barras que conectan a los generadores 1 y 2, esta condición permite distribuir de una manera más realista la potencia generada y requerida por el SEP [59], para ello se utiliza la distribución de potencia indicada en el Anexo 2.

Se debe mencionar que se consideran los límites de potencia activa y reactiva de los generadores dentro del proceso de solución del flujo de potencia.

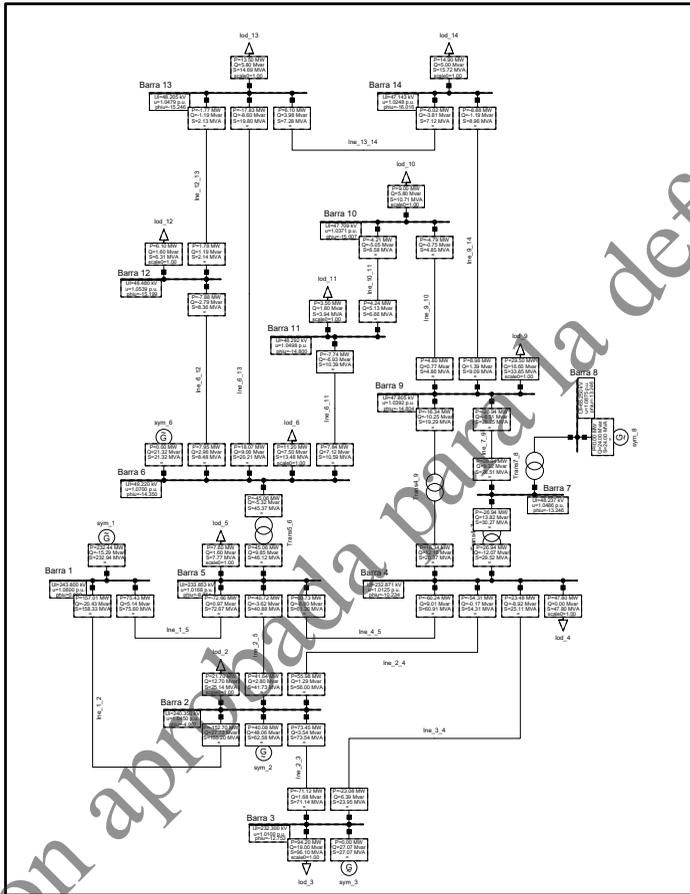


Figura 3.24 Flujo de potencia inicial del sistema IEEE 14 barras

3.4.1 Escenarios planteados

El sistema IEEE 14 barras ha sido estudiado por diversos autores desarrollando análisis completos desde el punto de vista de estabilidad de voltaje de

largo plazo. En las referencias [55] y [59] se exponen varios análisis de estabilidad de voltaje determinando las curvas PV para el caso base y simples contingencias más desfavorables.

Las curvas PV presentadas en estas referencias se determinaron mediante flujos de continuación considerando el escalamiento simultáneo de todas las cargas del SEP. Por otra parte, la definición de las contingencias se realizan considerando el voltaje en la barra más débil del sistema la cual corresponde a la barra 14 [59]. En este sentido, se determina como peor contingencia la desconexión de la línea 2-3.

En base a estos casos se establecen los siguientes escenarios a ser analizados:

- **E.1: Incremento de carga en todas las barras de carga de manera simultánea.**

- E.1.1 Incremento sobre el Caso Base.

- E.1.2 Incremento sobre el Caso Línea 2-3 desconectada.

- **E.2: Incremento de carga de la barra 14 de manera individual.**

- E.2.1 Incremento sobre el Caso Base.

- E.2.2 Incremento sobre el Caso Línea 2-3 desconectada.

En la Figura 3.25 se indican las curvas PV para los escenarios E.1.1 y E.1.2, con el eje x expresando el factor de incremento de carga λ .

En la Tabla 3.3 se exponen los máximos niveles de cargabilidad para estos mismos escenarios.

Tabla 3.3 Máximos niveles de cargabilidad de los Escenarios E.1.1 y E.1.2

Casos	λ_{\max} (pu)	V_{\min} (pu)
E.1.1	1.724	0.609
E.1.2	1.268	0.778

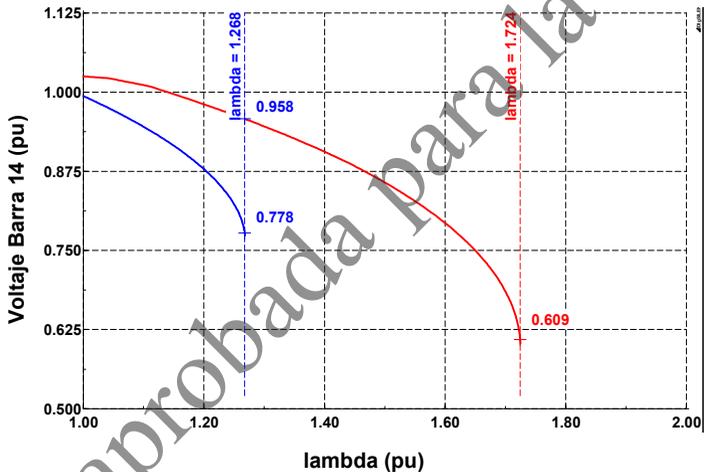


Figura 3.25 Curvas PV de los Escenarios E.1.1 y E.1.2

Por su parte, en la Figura 3.26 se indican las curvas PV para los escenarios E.2.1 y E.2.2, con el eje x expresando el factor de incremento de carga lambda.

La Tabla 3.4 expone los máximos niveles de cargabilidad para estos escenarios.

Tabla 3.4 Máximos niveles de cargabilidad de los Escenarios E.2.1 y E.2.2

Casos	λ_{\max} (pu)	V_{\min} (pu)
E.2.1	5.266	0.624
E.2.2	4.283	0.623

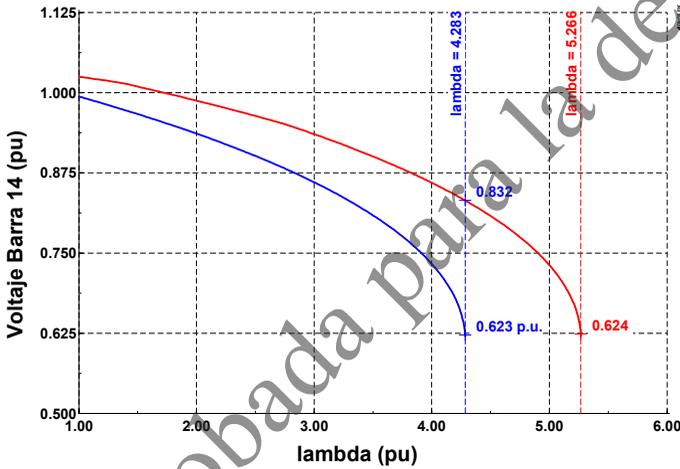


Figura 3.26 Curvas PV de los Escenarios E.2.1 y E.2.2

Como se puede observar los niveles de cargabilidad alcanzados cambian no solo en función de las condiciones topológicas del sistema, sino también en función de la forma en que se incrementa la carga. En este sentido, existe un infinito número de opciones en los que se puede plantear escenarios de cambios de carga y, en consecuencia, diversos niveles de cargabilidad.

Esta situación ocurre debido a que la distancia a la máxima transferencia de potencia depende de cómo la

carga se incrementa, algunos autores recomiendan aumentar la carga de una manera predefinida representando el escenario de estrés más probable basado en datos históricos y de pronóstico [60]. Sin embargo, con los escenarios planteados para el presente análisis es posible abarcar un rango suficiente de soluciones sobre las cuales es posible establecer una interpretación adecuada de los resultados encontrados.

3.4.2 Aplicación de la metodología propuesta y análisis de resultados

Como se había mencionado en la sección 3.4.1, la aplicación de la metodología se realiza considerando la información simulada en la barra 14. Para esta barra se determinan: potencia de cortocircuito S_{sc} , ET y cargabilidad.

Escenarios E.1.1 y E.1.2: En las Figuras 3.27, 3.28 y 3.29 se presentan los resultados para el caso E.1.1 y E.1.2.

En la Figura 3.27 se observa que efectivamente las máximas potencias, para cada caso, ocurren cuando las impedancias de carga (Z_L) y Thévenin (Z_{TH}) se igualan.

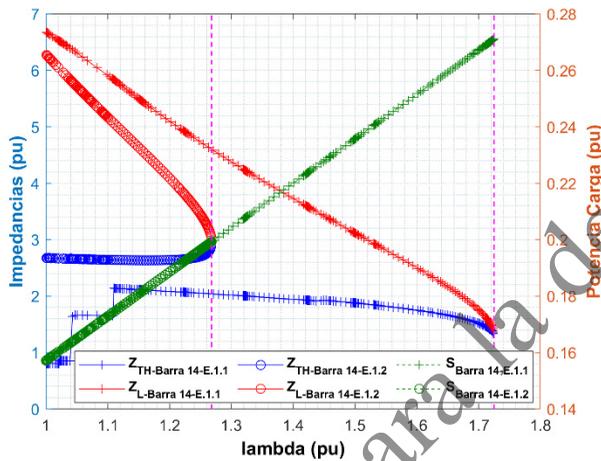


Figura 3.27 Impedancia Thévenin, Impedancia y Potencia de Carga para los Escenarios E.1.1 y E.1.2

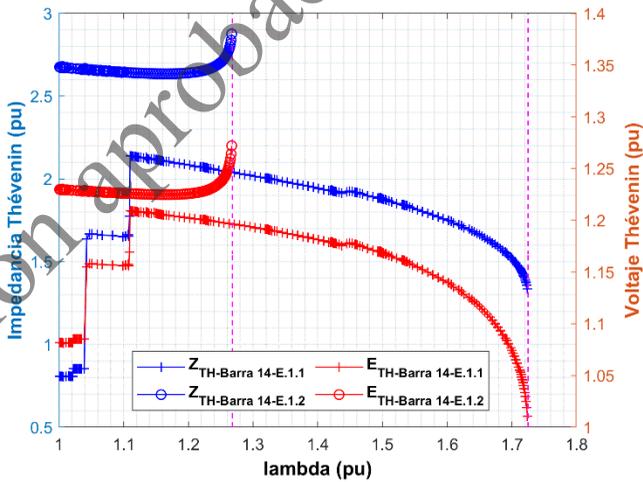


Figura 3.28 ET para los Escenarios E.1.1 y E.1.2

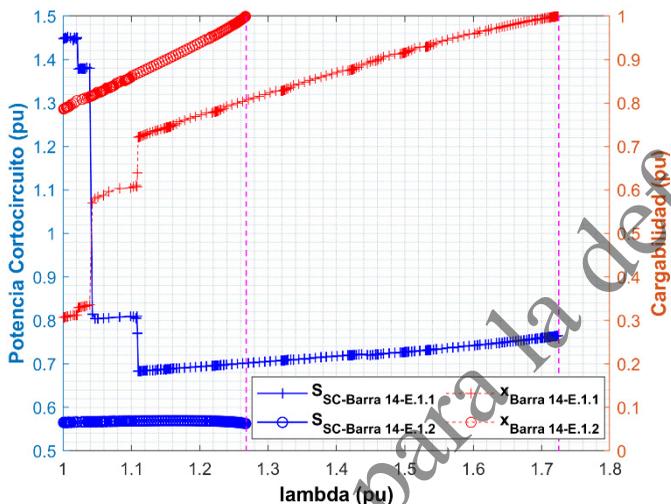


Figura 3.29 Potencia de Cortocircuito y Cargabilidad para los Escenarios E.1.1 y E.1.2

Escenarios E.2.1 y E.2.2: En las Figuras 3.30, 3.31 y 3.32 se presentan los resultados para el caso E.2.1 y E.2.2.

De igual manera, que para los escenarios E.1, en la Figura 3.30 se observa que efectivamente las máximas potencias, para cada caso, ocurren cuando las impedancias de carga (Z_L) y Thévenin (Z_{TH}) se igualan.

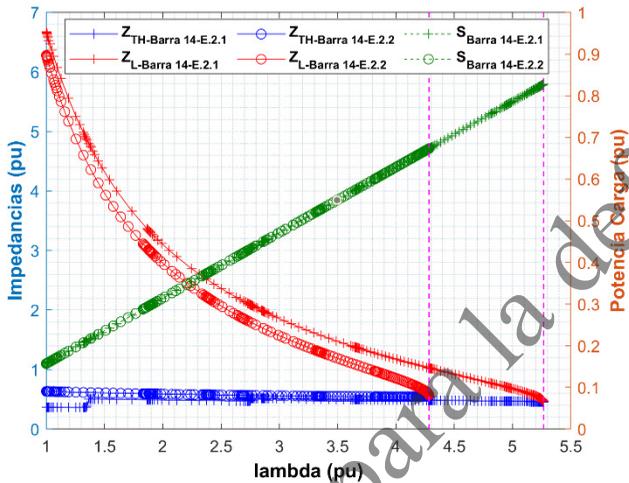


Figura 3.30 Impedancia Thévenin, Impedancia y Potencia de Carga para los Escenarios E.2.1 y E.2.2

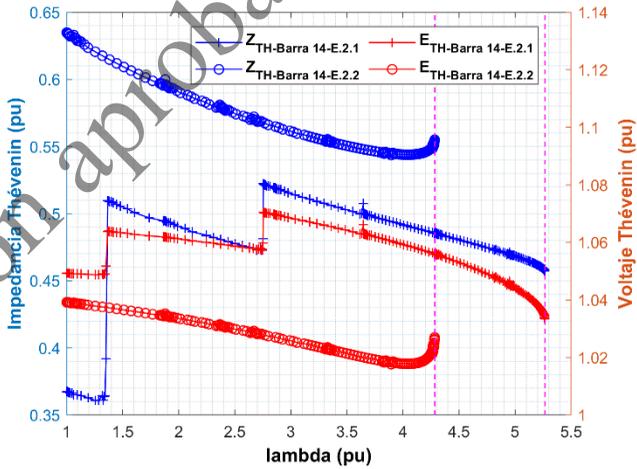


Figura 3.31 ET para los Escenarios E.2.1 y E.2.2

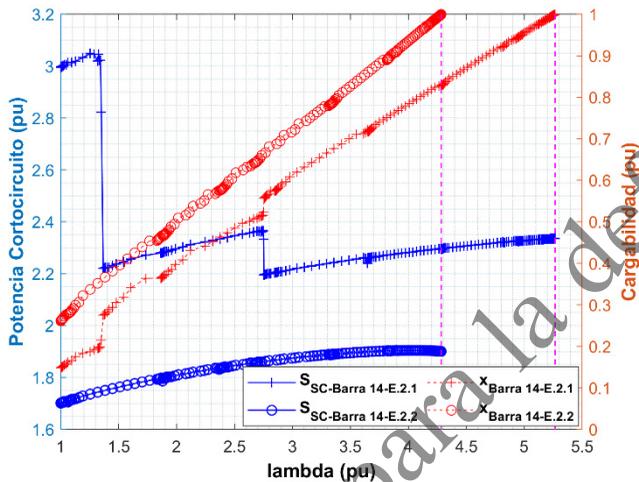


Figura 3.32 Potencia de Cortocircuito y Cargabilidad para los Escenarios E.2.1 y E.2.2

Los valores de S_{sc} y los parámetros del ET, en el punto de máxima cargabilidad, para todos los escenarios se detallan en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 S_{sc} y ET en el punto de máxima cargabilidad

Casos	λ_{max} (pu)	S_{sc} (pu)	E_{TH} (pu)	Z_{TH} (pu)
E.1.1	1.724	0.765	1.010	1.335
E.1.2	1.268	0.563	1.272	2.875
E.2.1	5.266	2.335	1.033	0.457
E.2.2	4.283	1.900	1.027	0.555

Considerando los resultados encontrados se observa que aunque las condiciones topológicas sean las mismas, como sucede entre los escenarios E.1.1 y

E.1.1, así como entre E.1.2 con E.2.2, los valores determinados de S_{SC} , E_{TH} y Z_{TH} cambian. Esta variación se debe a que el efecto de los cambios de todas las cargas queda implícito en la evaluación de la potencia de cortocircuito de cada barra y consecuentemente del ET.

Finalmente, se presenta un análisis complementario para todas las barras de carga, para esto se considera el escenario E.1.1, es decir, con incremento de todas las cargas de manera simultánea. En la Figuras 3.33 y 3.34 se presentan los niveles de cargabilidad y potencia de cortocircuito S_{SC} determinados mediante el método planteado en la sección 3.2.3, para cada una de las barra de carga.

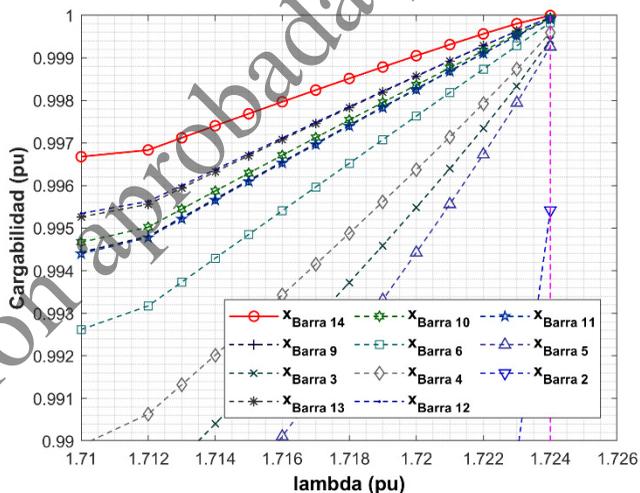


Figura 3.33 Cargabilidad en las barras de carga para el Escenario E.1.1

De la Figura 3.33, se puede observar que solo una barra alcanza la máxima cargabilidad (1.0 pu) y corresponde a la Barra 14, lo cual es concordante con los análisis desarrollados en [55] y [59], en los que se determina que esta barra corresponde a la más débil del sistema analizado.

Por su parte, las demás barras del sistema IEEE14, aunque se acercan a la máxima cargabilidad, no alcanzan el valor límite. Las barras con menores valores de cargabilidad corresponden a las barras 2 y 5.

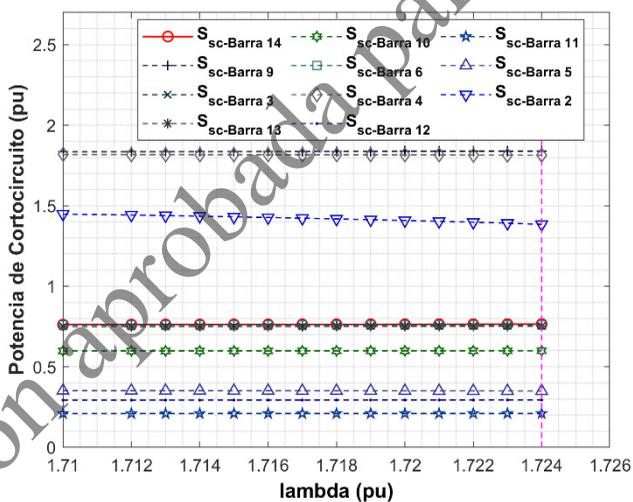


Figura 3.34 Potencia de Cortocircuito en Barras de carga para el Escenario E.1.1

Respecto a la Figura 3.34, se observa que la potencia de cortocircuito en todas las barras presentan valores que oscilan entre 0.1 y 1.8 pu.

Se debe indicar que, aunque la S_{SC} de la Barra 14 se encuentre en la mitad del rango indicado, esta ubicación no guarda relación con la cargabilidad de la misma. Esta situación se debe a que la evaluación de la cargabilidad se establece como una relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia de carga, como se indica en la ecuación (3.2).

En base a los resultados encontrados, es posible establecer las siguientes conclusiones:

- Las barras con mayor cercanía al colapso de voltaje son las más cercanas a la máxima cargabilidad determinada mediante la presente metodología.
- El efecto de los cambios de todas las cargas del sistema se incluye de manera directa en la potencia de cortocircuito S_{SC} determinada en cada barra del sistema.
- La evaluación de la potencia de cortocircuito y de la cargabilidad, determinados mediante la presente propuesta, corresponden a evaluaciones locales pero consideran todos los efectos que se presenten en el sistema de potencia.
- El monitoreo permanente de la potencia de cortocircuito y de la cargabilidad, en cada barra de un sistema de potencia, permite establecer una determinación global de la cargabilidad del sistema en base a las barras que presente el mayor valor de cargabilidad local.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA MEDIANTE REGISTROS REALES

Este capítulo presenta la aplicación de la metodología propuesta en esta investigación sobre una zona del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT). En este sentido, el capítulo inicia con una descripción general del SNT y una exposición de los criterios establecidos a fin de delimitar una zona de estudio reducida.

Sobre esta zona de estudio, la misma que abarca diferentes niveles de voltaje, se presenta la aplicación de la metodología propuesta, tanto en la determinación de la cargabilidad como del ET, sobre los resultados de varias simulaciones realizadas.

A continuación se presentan los resultados que se obtienen al utilizar registros reales de la zona de estudio planteada, los cuales son obtenidos del sistema de monitoreo de tiempo real del SNT. Finalmente se expone el análisis y la discusión de los resultados obtenidos.

Es importante indicar que el objetivo de este capítulo no es desarrollar un estudio de estabilidad de voltaje en el que se detalle las barras que presentan inestabilidad, más bien el objetivo es viabilizar la aplicación de los métodos propuestos con la finalidad de determinar, mediante simulaciones, un posible rango para el ET y entregar valores referenciales para comparar con los resultados obtenidos mediante registros reales.

4.1 Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT) y zona de estudio planteada.

En la Figura 4.1 se indica el diagrama unifilar del SNT modelado en el software DlgSILENT PowerFactory. Los parámetros de cada uno de los componentes del SNT han sido tomados de la información que maneja CELEC EP – Transelectric y se describe en el Anexo 3. Se debe indicar que la simulación es desarrollada considerando la modelación total de los sistemas ecuatoriano y colombiano, límites de potencia de los generadores y cargas con dependencia del voltaje.

El SNT comprende una red de topología mallada que contiene 234 barras, 345 líneas de transmisión, con voltajes desde los 13.8, 22, 69, 138, 230 and 500 kV. La carga máxima del sistema es aproximadamente 4.0 GW y es representada mediante un modelo exponencial de carga, como el indicado en la ecuación (2.17), con $\alpha=0.65$ y $\beta=3.0$. Se debe indicar que la operación del mismo se realiza siguiendo los lineamientos indicados en los Procedimientos de Despacho y Operación [61].

En la determinación del subsistema a ser analizado, se realizan las siguientes consideraciones:

- Establecer una zona con diferentes niveles de voltaje con puntos de carga terminales.
- Disponibilidad y calidad de la información tanto para reajuste del modelo de simulación como para procesamiento local.

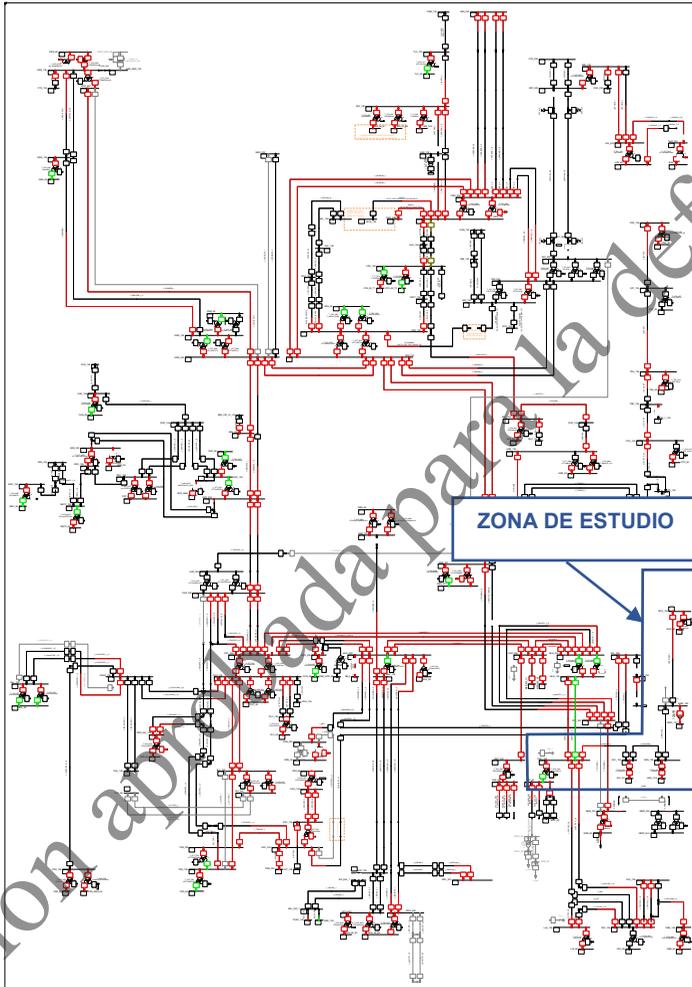


Figura 4.1 Diagrama unifilar del SNT

Tomando en cuenta estas consideraciones se define una subred de análisis la cual corresponde a la Zona Suroriental. Esta zona incluye las siguientes subestaciones: Gualaceo, Limón, Méndez y Macas, como se indica en la Figura 4.2.

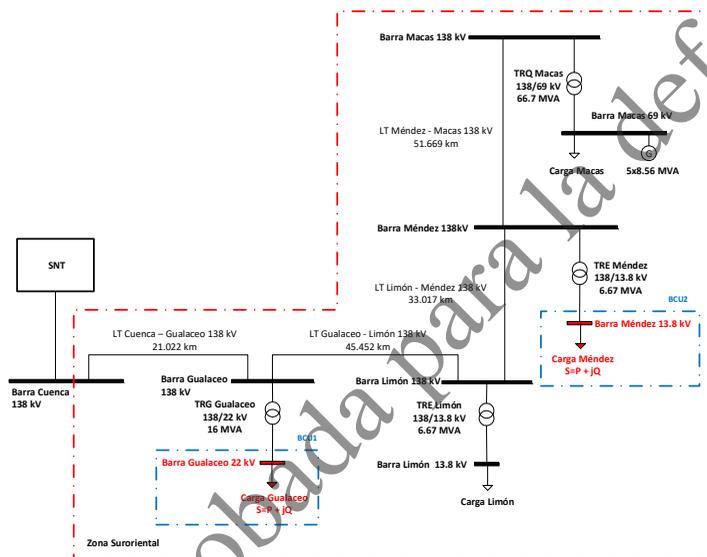


Figura 4.2 Detalle de la Zona Suroriental

Considerando el reajuste del modelo de simulación, se obtuvo la información topológica y de datos reales de voltajes y flujos de potencia de todo el SNT dentro de un día seleccionado de manera aleatoria, el cual corresponde al 22 de enero de 2019. Esta información se obtuvo desde el sistema SCADA de CELEC EP-Transelectric.

Complementariamente y considerando la información para procesamiento local, se verificó que para este día se encuentren disponibles registros válidos de voltaje, potencias activa y reactiva en algunos puntos de este subsistema.

Los datos considerados corresponden a las barras de Gualaceo 22 kV y Méndez 13.8 kV, y fueron obtenidos desde las unidades de control de bahía (BCUs por sus siglas en inglés) ubicados en estas barras como lo muestra la Figura 4.2.

4.2 Aplicación de la metodología propuesta a los resultados de simulación de la zona de estudio

Como se indicó en la parte introductoria del presente capítulo, el objetivo de la aplicación de la metodología propuesta sobre una parte del SNT, no es desarrollar un estudio de estabilidad de voltaje sino más bien determinar, mediante simulaciones, un posible rango para el ET y entregar valores referenciales para compararlos con los resultados obtenidos durante la aplicación de la misma metodología sobre registros reales desde el SCADA del SNT.

En este contexto, es necesario ajustar el flujo de potencia inicial lo más cercano a las mediciones reales entregadas desde el SCADA. Esta condición se realizó para dos horas del día antes señalado (enero 22, 2019), generando dos escenarios: 03:00 y 20:00 como se detalla en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Potencia y voltaje en los puntos de carga analizados

Barra	Hora	S (MVA)	V (kV)
Gualaceo 22 kV	03:00	3.7497 + j0.0798	20.9585
	20:00	8.1290 + j0.3460	20.9413
Méndez 13.8 kV	03:00	1.6497 + j0.2263	13.8681
	20:00	2.6704 + j0.3665	13.8950

Tomando en cuenta el SNT ajustado para estas horas, se plantea la simulación de flujos de continuación considerando dos condiciones de incremento de la carga:

Condición 1: Incremento únicamente de la carga considerada bajo estudio.

Condición 2: Incremento de todas las cargas del SNT de manera simultánea.

Como se había señalado en la sección 3.4.1, debido a que la distancia al punto de máxima transferencia depende de la forma en cómo la carga es incrementada, es posible establecer muchos más escenarios y condiciones de incremento de carga cada uno con diferentes resultados.

Por otra parte, los registros reales contienen cierto grado de incertidumbre y afectan la definición de un escenario de simulación de incremento de carga completamente consistente con la realidad. En este sentido, si las diferencias entre lo simulado y los resultados reales del sistema son pequeñas, las mismas pueden ser utilizadas para modificar y mejorar la modelación, dentro de un proceso continuo de validación de modelos del SEP [62].

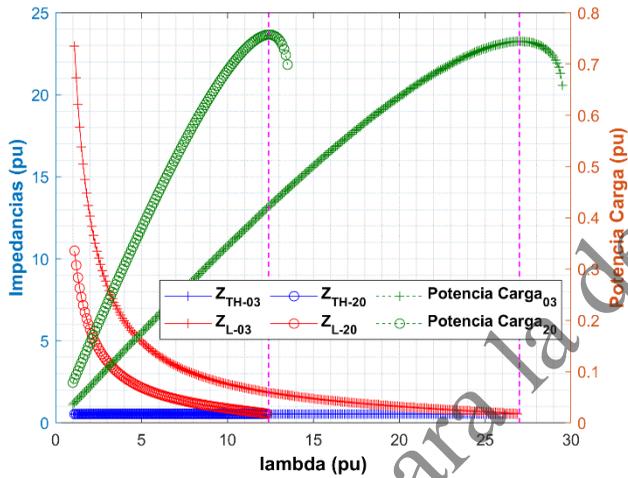
En base a estas premisas, se plantea un análisis inicial de las simulaciones de las dos condiciones de incremento de carga considerando la barra de Gualaceo 22 kV, entregando un posible rango del ET que se utiliza para comparar con los resultados obtenidos mediante registros reales en la sección 4.3.

4.2.1 Condición 1: Incremento únicamente de la carga considerada bajo estudio – Gualaceo 22 kV

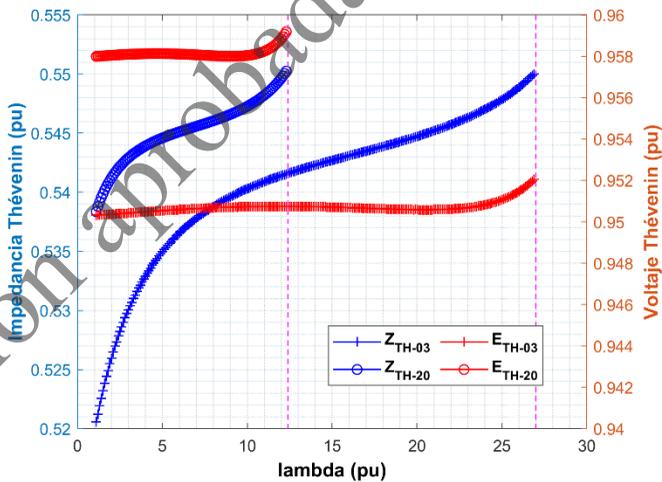
En la Figura 4.3 se presentan los resultados de la simulación considerando el incremento progresivo de la carga de la barra de Gualaceo 22kV. La potencia y el voltaje bases corresponden a 100 MVA y 22 kV, respectivamente.

La Figura 4.3.a muestra que la máxima cargabilidad es alcanzada cuando la impedancia de carga y la impedancia Thévenin se igualan en los dos escenarios planteados; en este sentido, es claro que mediante la presente metodología la impedancia Thévenin y la cargabilidad son correctamente determinadas.

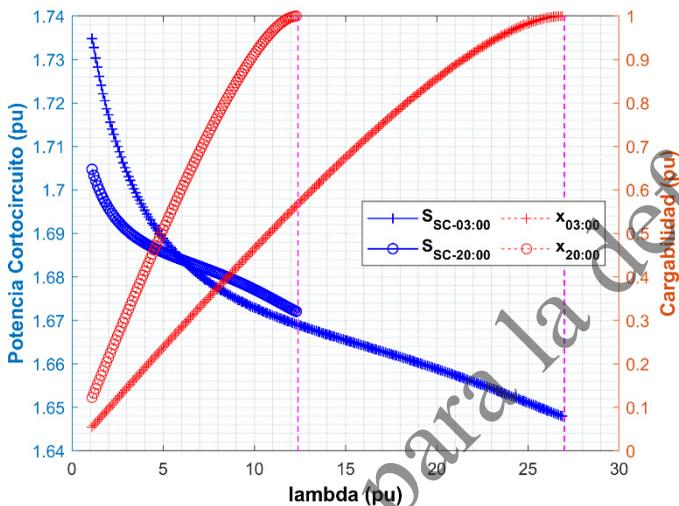
Concordantemente, la Figura 4.3.b detalla los perfiles de los parámetros del ET, es decir Z_{TH} y E_{TH} , cuyos valores determinados presentan pequeñas diferencias para las dos horas consideradas durante todo el rango de simulación y las mismas se encuentran alrededor de 0.53 pu y 0.95 pu, respectivamente.



a) Impedancia Thévenin Z_{TH} , Impedancia de Carga Z_L , Potencia de Carga – para 03:00 y 20:00.



b) Impedancia Thévenin Z_{TH} , Voltaje Thévenin E_{TH} – para 03:00 y 20:00.



c) Potencia de Cortocircuito S_{sc} , Cargabilidad x – para 03:00 y 20:00.

Figura 4.3 Barra de Gualaceo 22 kV - Simulación en Condición 1

Finalmente, la Figura 4.3.c presenta el perfil de la S_{sc} y el valor de cargabilidad x . Durante el rango de simulación la S_{sc} se encuentra alrededor de 1.68 pu y la cargabilidad x se incrementa en un perfil no lineal desde menos de 0.1 pu hasta 1 pu.

Debido a que la mayor parte de generación se encuentra lejos de la barra de Gualaceo 22 kV, el valor de la Z_{TH} determinada mediante la presente metodología para las dos condiciones simuladas y en los puntos de máxima cargabilidad (0.55 pu ver Figura 4.3.b) corresponde a la impedancia de cortocircuito

obtenida directamente por medio de cualquier programa de cálculo de cortocircuito [32], [63].

En la Figura 4.4 se detalla el cálculo del cortocircuito trifásico en la barra de Gualaceo 22 kV según la norma IEC60909 [64] realizado mediante el software PowerFactory de DigSILENT, donde se observa que la impedancia de cortocircuito corresponde a $z_{Sbase}=0.55$ pu en base 100 MVA y 22 kV.

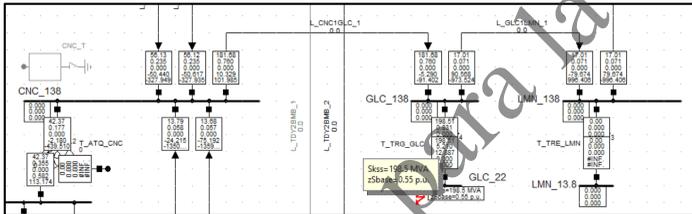


Figura 4.4 Cortocircuito trifásico en la Barra de Gualaceo 22 kV

Se debe señalar que la potencia de cortocircuito en condiciones de falla Sk_{ss} , indicada en la Figura 4.4 (1.985 pu en base 100 MVA), difiere de las determinadas mediante la presente metodología debido a que las normas de cálculo de cortocircuito consideran un voltaje equivalente de 1.0 pu. Para el caso de la norma IEC60909, el voltaje equivalente es afectado por un factor de voltaje C que depende del nivel de voltaje y de las condiciones de cálculo de máxima o mínima falla [64].

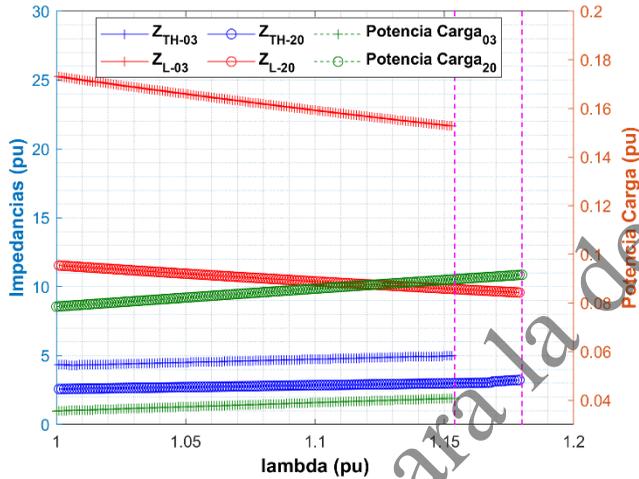
4.2.2 Condición 2: Incremento de todas las cargas del SNT de manera simultánea

En la Figura 4.5 se presentan los resultados determinados en la barra de Gualaceo 22kV obtenidos desde la simulación ante el incremento simultáneo de todas las cargas del sistema. La potencia y el voltaje bases corresponden a 100 MVA y 22 kV, respectivamente.

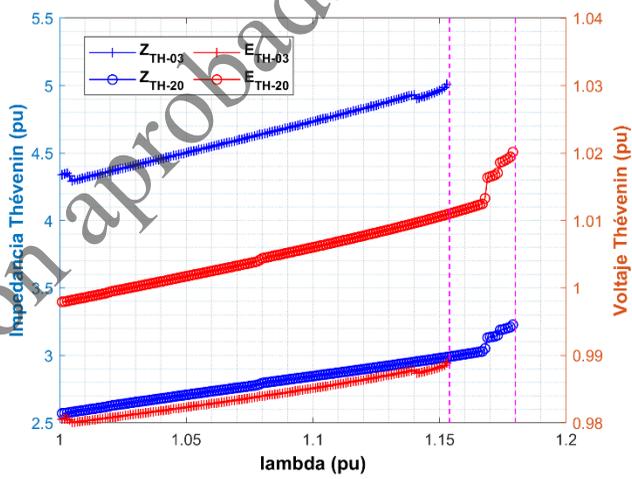
Como se había indicado al inicio de la presente sección, los resultados para la condición 2 son diferentes a los encontrados para la condición 1. La Figura 4.5.a muestra que la barra de Gualaceo 22 kV no alcanza su máxima cargabilidad, esto se debe a que otras barras del sistema son las que primero alcanzan dicho límite, tal como se había establecido en la sección 3.4.

La Figura 4.5.b detalla los perfiles de los parámetros del ET, es decir Z_{TH} y E_{TH} , mientras que la Figura 4.5.c presenta la potencia de cortocircuito S_{SC} y la cargabilidad x para esta condición.

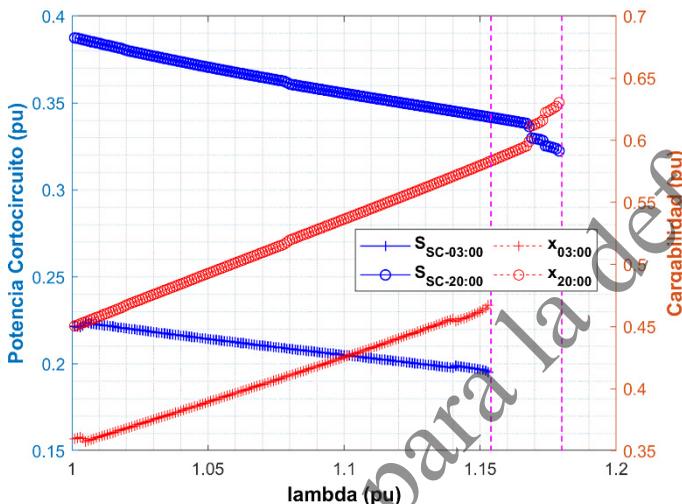
En la Tabla 4.2 se resumen los principales resultados para los escenarios de las dos condiciones simuladas, los valores reportados corresponden al punto inicial del flujo de potencia ajustado para las 03:00 y 20:00.



a) Impedancia Thévenin Z_{TH} , Impedancia de Carga Z_L , Potencia de Carga – para 03:00 y 20:00.



b) Impedancia Thévenin Z_{TH} , Voltaje Thévenin E_{TH} – para 03:00 y 20:00.



c) Potencia de Cortocircuito S_{sc} , Cargabilidad x – para 03:00 y 20:00.

Figura 4.5 Barra de Gualaceo 22 kV - Simulación en Condición 2

Basado en los resultados de las simulaciones se confirma lo indicado en la sección 3.4, es decir que la cargabilidad depende de cómo la carga es incrementada. Para los casos analizados en este apartado los resultados muestran soluciones muy diferentes entre sí.

Por un lado, en la Condición 1 la carga es incrementada en una forma muy inusual. Sin embargo, esta condición permite validar la solución encontrada debido a que el flujo de potencia es maximizado cuando las impedancias Thévenin y de carga se igualan.

Por otra parte, en la Condición 2 el criterio de maximización de la potencia basado en impedancias también se cumple, pero en alguna de las barras del sistema en su conjunto como se detalló en la sección 3.4.2.

Tabla 4.2 Resultados para la barra de Gualaceo 22 kV en el punto inicial del flujo de potencia

Parámetro (pu)	Hora	Condición 1	Condición 2
S_{SC}	03:00	1.734	0.222
	20:00	1.705	0.387
x	03:00	0.055	0.360
	20:00	0.123	0.451
E_{TH}	03:00	0.950	0.981
	20:00	0.958	0.998
Z_{TH}	03:00	0.520	4.340
	20:00	0.538	2.570

En resumen, la cargabilidad es determinada en cada barra de manera local y dependerá de cómo la carga se incremente. En este sentido, mediante el contraste de los resultados de simulación con los que se obtengan mediante registros reales se puede determinar el escenario más probable de incremento de carga con el cual el sistema pueda ser simulado.

4.3 Aplicación de la metodología propuesta a registros reales de la zona de estudio planteada

En este apartado se realiza la aplicación de la metodología propuesta en la sección 3.2.3 sobre registros reales del SNT, los cuales se obtienen mediante BCUs ubicados en los puntos indicados en la Figura 4.2 y que corresponden a las barras de Gualaceo 22 kV y Mendez 13.8 kV.

4.3.1 Esquema de Procesamiento de Registros Reales

Los BCUs se encuentran conectados a transformadores de voltaje y corriente con una precisión de 0.1% y reportan valores válidos muestreados por cada minuto, generando de esta manera 1440 puntos de datos por día. Los registros corresponden al voltaje y a las potencias activa y reactiva en las barras monitoreadas.

Estos registros son procesados como se indica en la Figura 4.6, en la que se presentan dos esquemas de procesamiento de los resultados obtenidos por la aplicación de la metodología propuesta en esta investigación.

El primer esquema de procesamiento es realizado mediante la determinación de las variables: Potencia de Cortocircuito S_{SC} , cargabilidad x , Voltaje de Carga normalizado V_S , Voltaje Thévenin E_{TH} e Impedancia Thévenin Z_{TH} en cada punto de procesamiento, es decir, por cada minuto.

De esta manera se definen las variables por minuto:
 $S_{SC-1\text{minuto}}$, $X_{1\text{minuto}}$, $E_{TH-1\text{minuto}}$ y $Z_{TH-1\text{minuto}}$.

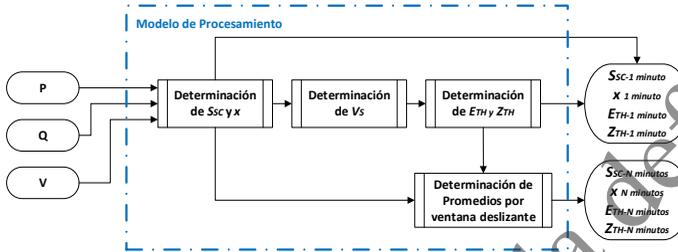


Figura 4.6 Modelo de Procesamiento para Registros Reales

El segundo esquema se realiza en base a la determinación de valores promedio de las variables por minuto, dentro de una ventana deslizante de N minutos como se indica en la ecuación (4.1) [65].

$$Z_{i\ N\text{minutos}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Z_{i\ 1\text{minuto}} \quad (4.1)$$

Donde: $Z_{i\ 1\text{minuto}}$ variables procesadas por minuto

$Z_{i\ N\text{minutos}}$ variables procesadas por N minutos

N corresponde al ancho en minutos de la ventana de procesamiento.

El esquema de procesamiento mediante ventana deslizante, permite determinar un perfil continuo para todas las variables de análisis, disminuyendo el efecto de algunas discontinuidades producto de cambios que ocurren al interior del SEP y que se presentan

simultáneamente ante el cambio de carga procesado [44].

4.3.2 Procesamiento de Registros Reales

La Figura 4.7 presenta los registros reales de voltaje, potencia activa y potencia reactiva de carga medidas en la barra de Gualaceo 22 kV.

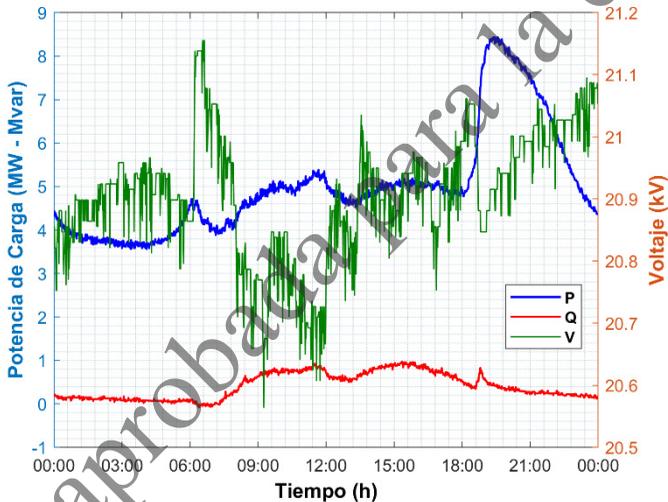


Figura 4.7 Registros Reales: V, P y Q - Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019)

Una vez procesada esta información mediante el modelo de la Figura 4.6, se obtienen los resultados en los dos esquemas de procesamiento indicados en la misma figura. Con el primer esquema de procesamiento se obtienen las variables por cada minuto, las cuales corresponden a la potencia de

cortocircuito $S_{SC-1 \text{ minuto}}$ y la cargabilidad $x_1 \text{ minuto}$, indicados en la Figura 4.8. Por su parte, la Figura 4.9 muestra los valores de los parámetros determinados del ET, que corresponden a $Z_{TH-1 \text{ minuto}}$ y $E_{TH-1 \text{ minuto}}$.

Se debe señalar que, para el caso del segundo esquema de procesamiento, el ancho de la ventana N corresponde a 10 minutos, tiempo con el cual se obtienen perfiles continuos en todas las variables procesadas: $S_{SC-10 \text{ minutos}}$, $X_{10 \text{ minutos}}$, $E_{TH-10 \text{ minutos}}$ y $Z_{TH-10 \text{ minutos}}$.

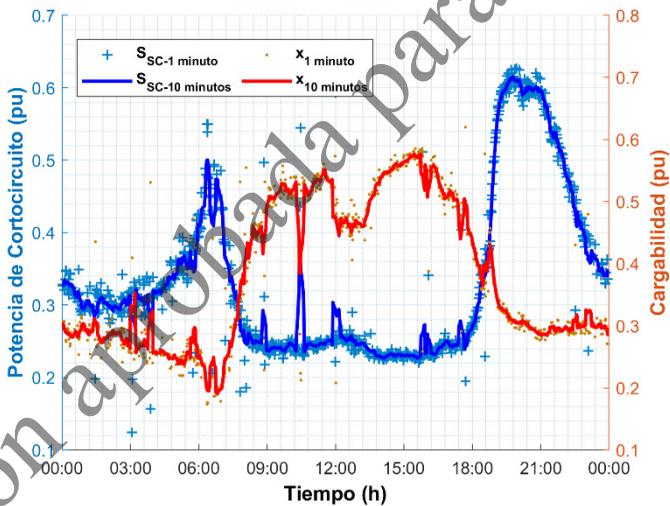


Figura 4.8 S_{SC} y x – Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019)

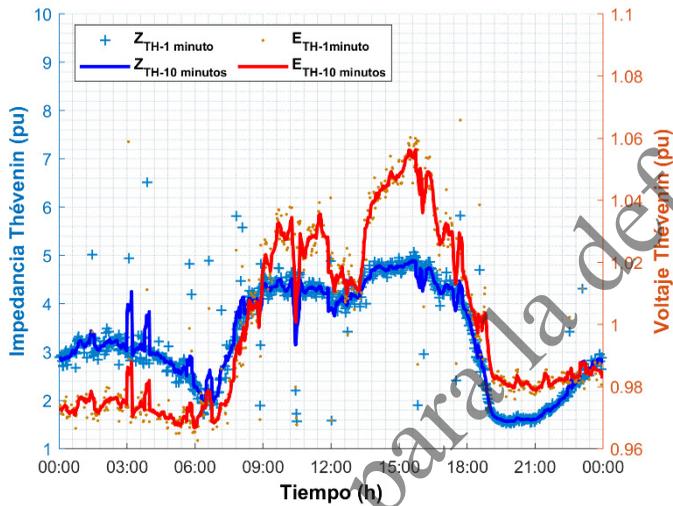


Figura 4.9 Z_{TH} y E_{TH} – Barra de Gualaceo 22 kV (22-enero-2019)

La Tabla 4.3 presenta los resultados para la barra de Gualaceo 22 kV, los mismos fueron determinados mediante la metodología propuesta para las dos horas planteadas en las simulaciones de la sección 4.2.

Tabla 4.3 Resultados reales para la Barra de Gualaceo 22 kV

Hora	S_{sc}	x	E_{TH}	Z_{TH}
03:00	0.25	0.32	0.98	3.88
20:00	0.59	0.30	0.98	1.64

En base a un análisis comparativo entre los resultados obtenidos por simulación con los encontrados mediante registros reales, indicados en las Tablas 4.2 y 4.3 respectivamente, se observa que los resultados reales se acercan en mayor proporción a los resultados simulados en la condición 2. Es decir que la condición de simulación considerando el incremento simultáneo en todas las cargas del SEP se puede considerar el más adecuado para determinar un rango para el ET de la barra analizada en el día bajo estudio.

De manera complementaria en la Tabla 4.4 se presentan los resultados, para las 03:00 y 20:00, simulados bajo la condición 2 así como los determinados mediante registros reales.

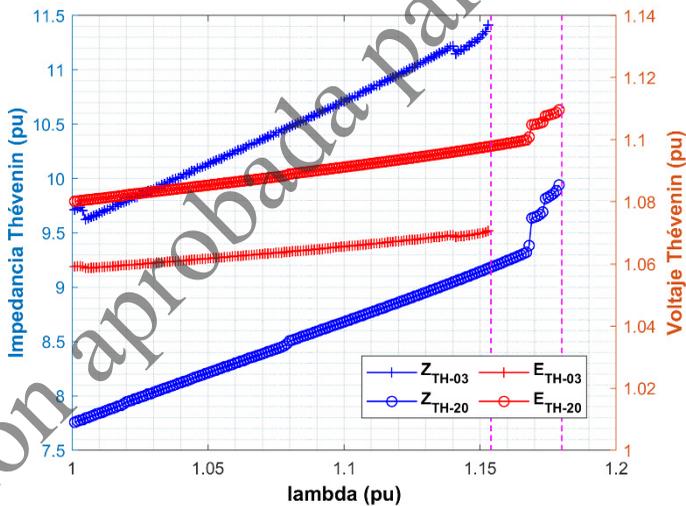
Tabla 4.4 Resultados comparativos para la Barra de Gualaceo 22 kV (03:00 – 20:00)

Parámetro (pu)	Simulación Condición 2		Registros Reales	
	03:00	20:00	03:00	20:00
S_{sc}	0.22	0.39	0.25	0.59
χ	0.36	0.45	0.32	0.30
E_{TH}	0.98	1.00	0.98	0.98
Z_{TH}	4.34	2.57	3.88	1.64

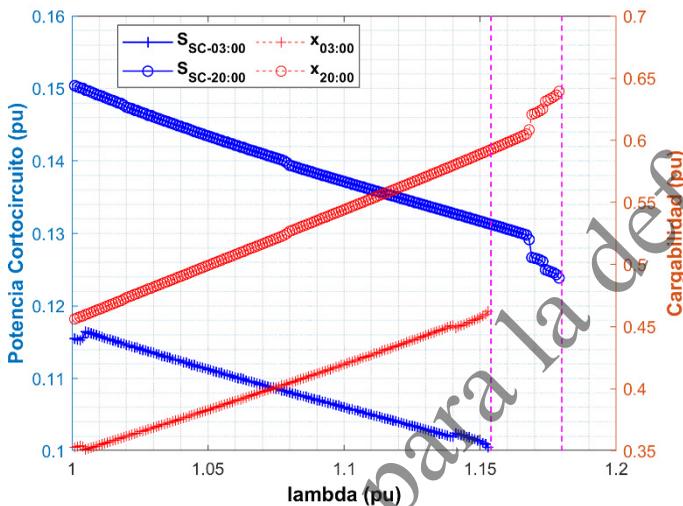
Se observa que los mismos se encuentran más cercanos para las 03:00 que para las 20:00, lo cual permite establecer que para las 03:00 la condición de simulación es bastante cercana a lo que se presentó en la realidad.

De manera complementaria y considerando el análisis realizado para la barra de Gualaceo 22 kV, a continuación se presentan los resultados obtenidos en la barra de Méndez 13.8 kV. Respecto a la simulación se considera realizarla bajo la Condición 2 (incremento de todas las cargas de manera simultánea).

La Figura 4.10.a presenta los perfiles de los parámetros del ET, es decir Z_{TH} y E_{TH} , mientras que la Figura 4.10.b presenta la potencia de cortocircuito S_{sc} y la cargabilidad x determinadas para esta condición de simulación.



a) Impedancia Thévenin Z_{TH} , Voltaje Thévenin E_{TH} – para 03:00 y 20:00.



b) Potencia de Cortocircuito S_{sc} , Cargabilidad x – para 03:00 y 20:00.

Figura 4.10 Barra de Méndez 13.8 kV -Simulación en Condición 2

En la Tabla 4.5 se resumen los principales resultados de las simulaciones para el escenario de la Condición 2, los valores reportados corresponden al punto inicial del flujo de potencia ajustado para las 03:00 y 20:00.

Por otra parte, en la Figura 4.11 se presentan los registros reales de voltaje, potencia activa y potencia reactiva de carga medidas en la barra de Méndez 13.8 kV. En la Figura 4.12 se detallan las potencias de cortocircuito $S_{SC-1 \text{ minuto}}$ y $S_{SC-10 \text{ minutos}}$, así como las evaluaciones de cargabilidad $X_{1 \text{ minuto}}$ y $X_{10 \text{ minutos}}$, determinadas mediante el modelo de la Figura 4.6.

Tabla 4.5 Resultados para la Barra de Méndez 13.8 kV en el punto inicial del flujo de potencia en la Condición 2

Parámetro (pu)	Hora	Condición 2
S_{SC}	03:00	0.115
	20:00	0.150
x	03:00	0.353
	20:00	0.456
E_{TH}	03:00	1.060
	20:00	1.080
Z_{TH}	03:00	9.714
	20:00	7.758

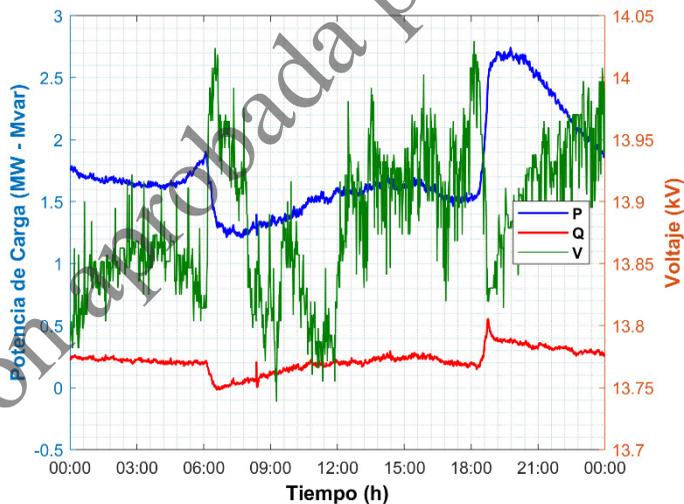


Figura 4.11 Registros Reales: V, P y Q - Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019)

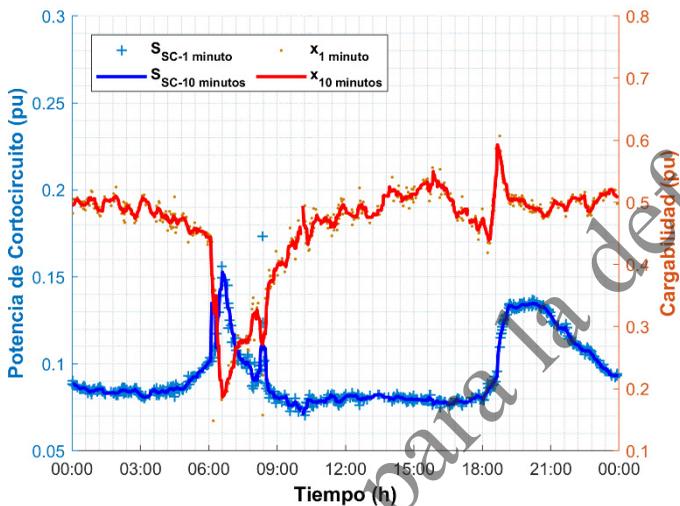


Figura 4.12 S_{sc} y x – Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019).

La Figura 4.13 muestra los valores del ET determinados para 1 y 10 minutos, los cuales corresponden a: $Z_{TH-1 \text{ minuto}}$, $Z_{TH-10 \text{ minutos}}$, $E_{TH-1 \text{ minuto}}$ y $E_{TH-10 \text{ minutos}}$.

La Tabla 4.6 presenta los resultados para la barra de Méndez 13.8 kV, obtenidos mediante registros reales y correspondientes a las dos horas 03:00 y 20:00.

Tabla 4.6 Resultados para la Barra de Méndez 13.8kV

Hora	S_{sc}	x	E_{TH}	Z_{TH}
03:00	0.08	0.49	1.08	14.34
20:00	0.14	0.49	1.09	8.78

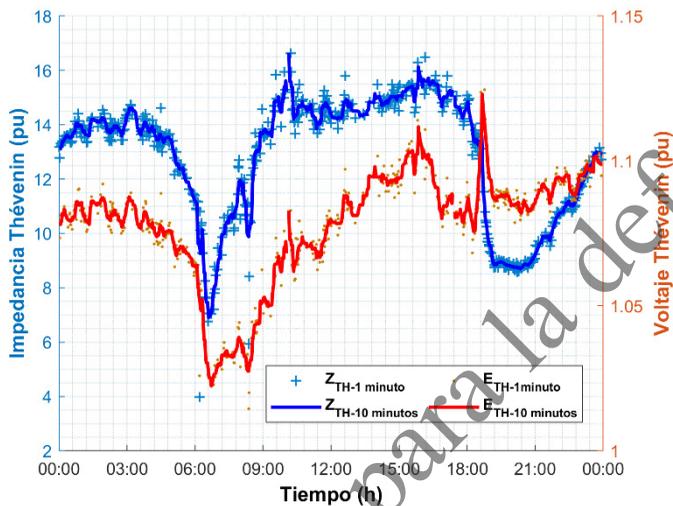


Figura 4.13 Z_{TH} y E_{TH} – Barra de Méndez 13.8 kV (22-enero-2019)

En base a un análisis comparativo de los resultados obtenidos por simulación y los encontrados mediante registros reales, indicados en las Tablas 4.5 y 4.6 respectivamente, se observa que efectivamente los resultados reales se acercan a los resultados simulados en la condición 2.

De manera complementaria en la Tabla 4.7 se presentan los resultados, para las 03:00 y 20:00, simulados bajo la condición 2 así como los determinados mediante registros reales.

Tabla 4.7 Resultados comparativos para la Barra de Méndez 13.8 kV (03:00 – 20:00)

Parámetro (pu)	Simulación Condición 2		Registros Reales	
	03:00	20:00	03:00	20:00
S_{sc}	0.11	0.15	0.08	0.14
x	0.35	0.46	0.49	0.49
E_{TH}	1.06	1.08	1.08	1.09
Z_{TH}	9.71	7.76	14.34	8.78

Se observa que, para el caso de la Barra de Méndez 13.8 kV, los resultados se encuentran más cercanos para las 20:00 que para las 03:00, lo cual permite establecer que para las 20:00 la condición de simulación es bastante cercana a lo que se presentó en la realidad.

Considerando los resultados obtenidos y detallados en las Tablas 4.4 y 4.7, se observa que las horas de los escenarios simulados más cercanos a los registros reales para cada barra son diferentes.

En este sentido, es importante indicar que en la definición de los escenarios de cambios de carga para simulación, no solo se debe considerar su dirección (incrementos o decrementos), sino también las magnitudes de los cambios de carga, lo cual es una función de la potencia de cada carga analizada.

Finalmente, la Tabla 4.8 muestra los rangos totales para las variables de las barras de Gualaceo 22 kV y Méndez 13.8 kV determinados a partir de registros reales. Los valores máximos y mínimos de los registros de datos de todo el día, pueden considerarse como un rango de referencia para el ET en las barras analizadas para este día completo de estudio.

Tabla 4.8 Rango del ET para las barras analizadas

Parámetro (pu)	Barra Gualaceo 22 kV	Barra Méndez 13.8 kV
S_{sc}	0.23 – 0.62	0.07 – 0.15
x	0.19 – 0.58	0.19 – 0.59
E_{TH}	0.97 – 1.06	1.02 – 1.12
Z_{TH}	1.56 – 4.89	6.90 – 16.64

Versión aprobada para la defensa

5. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este capítulo presenta las principales conclusiones extraídas de los resultados y contribuciones del proyecto realizado, las mismas que se han expuesto a lo largo de todos los capítulos de este documento. Además, también se discuten algunas ideas para trabajos futuros.

5.1 Conclusiones

En este proyecto de investigación se han propuesto nuevos algoritmos para la determinación del nivel de cargabilidad y del ET en puntos terminales de un SEP utilizando mediciones locales. Estos algoritmos se desarrollan considerando un esquema metodológico de análisis basado en la determinación de la Potencia de Cortocircuito del ET.

Los algoritmos desarrollados han sido probados, mediante simulación en diversos sistemas de pruebas, verificándose un mejor desempeño que las técnicas existentes. Se destacan los casos en los que la carga presenta una modelación con factor de potencia variable lo cual genera errores en las metodologías existentes.

Se debe señalar que los métodos determinados en esta propuesta son simples y permiten ser aplicados tanto en un ambiente de simulación como con registros reales. En este sentido, los algoritmos desarrollados han sido probados mediante registros de mediciones reales del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano en diferentes niveles de voltaje con resultados satisfactorios.

Las principales conclusiones obtenidas de este trabajo son las siguientes:

- La determinación de los niveles de cargabilidad en un SEP basada en la reducción del sistema original en un circuito reducido equivalente, para aplicar el teorema de máxima potencia transferible, es una propuesta válida. Sin embargo, se debe considerar que desde la perspectiva del circuito eléctrico reducido, las no linealidades que se presentan en los SEPs deben ser consideradas a fin de permitir la aplicación adecuada del criterio de maximización de potencia transferida en base a la impedancia del ET.
- El análisis de la maximización de la potencia transferida en el dominio de la Potencia de Cortocircuito, permite incluir las no linealidades del SEP de una manera inherente, logrando de esta manera mejorar la aplicación del criterio de maximización de potencia transferida en un SEP en base a la impedancia del ET.
- El nivel de cargabilidad y el ET, en los nodos terminales de un sistema eléctrico de potencia, pueden ser determinados considerando variables locales, en base al cálculo de la Potencia de Cortocircuito S_{sc} .
- Cuando el modelo de carga considera cambios en su factor de potencia, las metodologías de determinación del ET deben incluir la corrección por variación del factor de potencia, de manera que permitan cumplir el criterio de maximización de potencia cuando la impedancia de carga coincide con la impedancia equivalente de Thévenin.
- Mediante el uso de los algoritmos propuestos, basados en la Potencia de Cortocircuito, se supera el inconveniente del modelamiento de cargas con factores de potencia variables lo cual permite extender el criterio de maximización de transferencia de potencia cuando las impedancias Thévenin y de carga se igualen.

- El análisis de cargabilidad en base a la relación de potencias expresado en esta propuesta presenta un comportamiento más cercano a las no linealidades que presenta la operación de los SEP, en comparación al criterio de igualdad de impedancias.
- La evaluación de la potencia de cortocircuito y de la cargabilidad, determinados mediante la presente propuesta, corresponden a evaluaciones locales pero consideran todos los efectos y condiciones que se presenten en el SEP por medio de la Potencia de Cortocircuito determinada en cada barra evaluada.
- Dentro de los efectos y condiciones del SEP consideradas dentro de la Potencia de Cortocircuito, se incluyen: cambios de todas las cargas del sistema, cambios topológicos del sistema, movimiento de taps en transformadores, compensación reactiva, límites de generadores, entre otros.
- Desde la perspectiva del SEP en su conjunto, se determina que las barras con mayor cercanía al colapso de voltaje son las más cercanas a la máxima cargabilidad determinada mediante la presente metodología. En este sentido, el monitoreo permanente de la potencia de cortocircuito y de la cargabilidad, en cada barra de un sistema de potencia, permite establecer una determinación global de la cargabilidad del sistema en base a las barras que presenten el mayor valor de cargabilidad local.
- El esquema de determinación del ET presentado en este documento y su aplicación sobre registros reales, establece rangos de cargabilidad local que pueden ser consideradas como referencia para la definición de escenarios de incrementos de carga utilizados en estudios de planeamiento mediante simulación.

5.2 Trabajo Futuro

- Las metodologías presentadas en este proyecto requieren el procesamiento de dos conjuntos de mediciones consecutivas, tanto de voltaje como de potencias, realizadas en una misma barra del SEP. Es importante señalar que las mediciones utilizadas corresponden a las magnitudes de las mismas, por lo que las metodologías pueden ser compatibilizadas para utilizarse mediante esquemas de medición basados en PMUs.
- La corrección por variación del factor de potencia de las cargas, detallado en este documento, puede ser planteado como un trabajo futuro para incluirse en las metodologías existentes de determinación del ET basadas en el cálculo de la impedancia equivalente.
- En base a los resultados de la impedancia del ET y considerando la perspectiva del cálculo de cortocircuitos, es posible establecer un trabajo futuro que se enfoque en extender las metodologías planteadas para determinar los niveles de cortocircuito que van a presentarse en el SEP en caso de fallas. Este trabajo tiene una gran importancia para el campo de las protecciones eléctricas permitiendo establecer una mejor estimación de los niveles de corriente de falla basado en registros reales.
- Las metodologías planteadas pueden ser analizadas considerando su desempeño dentro del dominio del tiempo así como pueden ser incluidas dentro de los esquemas actuales de activación de acciones remediales ante escenarios de inestabilidad de SEPs.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Glavic and T. Van Cutsem, 'A short survey of methods for voltage instability detection', *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. Detroit, USA*, pp. 1–8, 2011.
- [2] K. Vu, M. Begovic, D. Novosel, and M. Saha, 'Use of Local Measurements to Estimate Voltage-Stability Margin', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1029–1035, 1999.
- [3] S. Soliman, H. Temraz, and S. El-Kodhari, 'Power system voltage stability margin identification using local measurements', *2003 Large Eng. Syst. Conf. Power Eng. Montr. Canada*, pp. 100–104, 2003.
- [4] I. Smon, S. Member, and G. Verbi, 'Local Voltage-Stability Index Using Tellegen's Theorem', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1267–1275, 2006.
- [5] S. Corsi and G. N. Taranto, 'A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1271–1279, 2008.
- [6] S. a. Arefifar and W. Xu, 'Online tracking of power system impedance parameters and field experiences', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 4, pp. 1781–1788, 2009.
- [7] W. Li, T. Chen, and W. Xu, 'On impedance matching and maximum power transfer', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 9, pp. 1082–1088, 2010.
- [8] C. Bai, M. Begovic, R. Nuqui, D. Sobajic, and Y. Song, 'On voltage stability monitoring with voltage instability predictors', *Proc. IREP Symp. Bulk Power Syst. Dyn. Control - IX, Crete, Greece*, pp. 1–8, 2013.
- [9] L. Ramirez and I. Dobson, 'Monitoring voltage collapse margin by measuring the area voltage across several transmission lines with synchrophasors', *2015 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. Denver, USA*, 2015.

- [10] M. Glavic, M. Lelic, D. Novosel, E. Heredia, and D. Kosterev, 'A simple computation and visualization of voltage stability power margins in real-time', *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf. Orlando, USA*, pp. 1–7, 2012.
- [11] S. C. Verma *et al.*, 'Short Circuit Current Estimation using PMU Measurements during Normal Load Variation', *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. Berlin, Ger.*, pp. 1–5, 2012.
- [12] Y. Wang *et al.*, 'Voltage stability monitoring based on the concept of coupled single-port circuit', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2154–2163, 2011.
- [13] H. Y. Su and C. W. Liu, 'Estimating the Voltage Stability Margin Using PMU Measurements', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 3221–3229, 2015.
- [14] D. T. Duong, K. Uhlen, G. N. Taranto, and S. Lovlund, 'A comparative case study of online voltage instability monitoring', *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, Eindhoven, Netherlands*, pp. 1–6, 2015.
- [15] S. Polster, H. Renner, D. T. Duong, and K. Uhlen, 'Voltage stability monitoring using a modified Thévenin impedance', in *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017, 2017*, pp. 2–7.
- [16] D. T. Duong, 'Online Voltage Stability Monitoring and Coordinated Secondary Voltage Control', PhD. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2016.
- [17] S. M. Burchett *et al.*, 'An Optimal Thévenin Equivalent Estimation Method and its Application to the Voltage Stability Analysis of a Wind Hub', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3644–3652, 2018.
- [18] S. M. Abdelkader, A. A. Eladl, M. A. Saeed, and D. J. Morrow, 'Online Thévenin equivalent determination using graphical phasor manipulation', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 97, pp. 233–239, Apr. 2018.

- [19] S. M. Burchett *et al.*, 'Voltage Stability Analysis of a Wind Hub using Thévenin Equivalent Models Estimated from Measured Data', *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [20] C. Taylor, 'Power System Voltage Stability'. 1994.
- [21] P. Kundur *et al.*, 'Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [22] Power System Dynamic Performance Committee, T. F. on S. definitions and characterization of Dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic Interfaced, and Technologies, 'Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies', *IEEE Syst. J.*, vol. 11, no. April, pp. 2108–2117, 2020.
- [23] C. Canizares (Editor/Coordinator), 'Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools', *IEEE PES Publ. Power Syst. Stab. Subcommittee*, no. 4, pp. 42–47, 2002.
- [24] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer, 1998.
- [25] C. W. Taylor, 'Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 2, pp. 480–488, 1992.
- [26] S. G. Ghiocel and J. H. Chow, 'A power flow method using a new bus type for computing steady-state voltage stability margins', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 958–965, 2014.
- [27] A. Wiszniewski, 'New criteria of voltage stability margin for the purpose of load shedding', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1367–1371, 2007.
- [28] P. Anderson, '05 System Characteristics', in *Power System Protection*, IEEE Press., Wiley Interscience, 1999, pp. 147–197.

- [29] C. Vournas, 'Maximum Power Transfer in the Presence of Network Resistance', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2014.
- [30] B. Milosević and M. Begović, 'Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 121–127, 2003.
- [31] N. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis*. Elsevier, 2008.
- [32] F. Chapi, 'Determination of Overcurrent Protection Settings Based on Estimation of Short-Circuit Currents by means of Local Measurements (in Spanish)', Master's Thesis, Escuela Politécnica Nacional, 2019.
- [33] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, 'Load representation for dynamic performance analysis', *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 8, pp. 472–482, 1993.
- [34] W. U. Price, S. Uember, A. Uurdoch, J. V Uitsche, and S. Uember, 'Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 180–187, 1988.
- [35] CIGRE, C4.605, 'Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks', 2014.
- [36] R. Thompson, *Dynamo Electric Machinery*, Second Edi. London, 2009.
- [37] A. Fonseca, F. Pérez-Yauli, and G. Salazar, 'Loadability analysis based on short-circuit power', *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11, no. 10, pp. 2540 – 2551, 2017.
- [38] B. Alinejad and H. Kazemi Karegar, 'On-Line Thevenin Impedance Estimation based on PMU data and Phase Drift Correction', *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–1, 2016.

- [39] S. M. Abdelkader and D. J. Morrow, 'Online Tracking of Thévenin Equivalent Parameters Using PMU Measurements', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 975–983, 2012.
- [40] M. Nakmali, D. Osipov, and K. Sun, 'A New Hybrid Approach to Thevenin Equivalent Estimation for Voltage Stability Monitoring', *2015 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. Denver, USA*, pp. 1–5, 2015.
- [41] M. N. Islam and W. Ongsakul, 'Thevenin Equivalent Parameter Tracking for On-line Voltage Stability Assessment', in *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia*, 2015.
- [42] H. Yuan and F. Li, 'A Comparative Study of Measurement-Based Thevenin Equivalents Identification Methods', *North Am. Power Symp. (NAPS), Washington, USA*, pp. 1–6, 2014.
- [43] J. E. Solås, 'A Wide Area Load Shedding Scheme to Prevent Voltage Instability', MSc. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2016.
- [44] S. M. Abdelkader and D. J. Morrow, 'Online Thevenin Equivalent Determination Considering System Side Changes and Measurement Errors', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2716–2725, 2014.
- [45] S.-J. S. Tsai and K.-H. Wong, 'On-line estimation of Thevenin equivalent with varying system states', *2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. Pennsylvania, USA*, pp. 1–7, 2008.
- [46] G. N. Taranto, C. Oyarce, and S. Corsi, 'Further investigations on a phasor measurement-based algorithm utilized for voltage instability awareness', *2013 IREP Symp. Bulk Power Syst. Dyn. Control - IX, Crete, Greece*, pp. 1–8, 2013.
- [47] A. Fonseca, 'Voltage stability analysis by monitoring voltage - Impedance Ratio applied to Ecuadorian power system', *2012 Sixth IEEE/PES Transm. Distrib. Lat. Am. Conf. Montevideo, Uruguay*, no. 4, pp. 1–8, 2012.

- [48] S. Pérez-Londoño, L. F. Rodríguez, and G. Olivar, 'A Simplified Voltage Stability Index (SVSI)', *Int. J. Electr. Power & Energy Syst.*, vol. 63, pp. 806–813, 2014.
- [49] J. Esteban Tobón, J. M. Ramirez, and R. E. Correa Gutierrez, 'Tracking the maximum power transfer and loadability limit from sensitivities-based impedance matching', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 355–363, 2015.
- [50] D. J. Douglas and S. Burchett, 'An On-line Thevenin Equivalent Estimation Algorithm and its Application to Condition Monitoring', *2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 295–300, 2018.
- [51] F. Aminifar, M. Fotuhi-Firuzabad, A. Safdarian, A. Davoudi, and M. Shahidehpour, 'Synchrophasor Measurement Technology in Power Systems: Panorama and State-of-the-Art', *IEEE Access*, vol. 2, pp. 1607–1628, 2014.
- [52] C. D. Vournas, L. Ramirez, and J. Dobson, 'On Two-Bus Equivalents of Transmission Corridors', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 2497–2498, 2016.
- [53] F. Hu, K. Sun, A. Del Rosso, E. Farantatos, and N. Bhatt, 'An adaptive three-bus power system equivalent for estimating voltage stability margin from synchronized phasor measurements', *2014 IEEE PES Gen. Meet. | Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2014.
- [54] Digsilent, 'DigSILENT PowerFactory V14.1 User's Manual', vol. II, no. May, p. 575, 2011.
- [55] A. Fonseca, 'Análisis de Estabilidad de Voltaje mediante monitoreo conjunto de Voltaje - Impedancia', MSc. Tesis, Escuela Politécnica Nacional, 2009.
- [56] IEEE Std C50.13-2014 (Revision of IEEE Std C50.13-2005), 'IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above', pp. 1–63.

- [57] J. Stefan and S. Fredrik, 'Voltage collapse in power systems - The influence of generator current limiter, on-load tap changers and load dynamics', Chalmers University of Technology, 1995.
- [58] O. Wing, *Classical Circuit Theory*. New York: Springer, 2009.
- [59] S. Kodsí and C. Canizares, 'Modeling and simulation of IEEE 14-bus system with FACTS controllers', *Tech. Rep. 2003-3*, 2003.
- [60] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [61] CONELEC, *Procedimiento de Despacho y Operación SNI*. 1999, p. 121.
- [62] S. Kunsman and G. Kobet, 'Processes , Issues , Trends and Quality Control of Relay Settings - IEEE PSRC Working Group', 2007.
- [63] F. Chapi and A. Fonseca, 'Determination of Overcurrent Protection Settings Based on Estimation of Short-Circuit Currents Using Local Measurements', *2019 IEEE Fourth Ecuador Tech. Chapters Meet.*, 2019.
- [64] IEC, 'Standard IEC 60909-0 Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C. Systems - Part 0', 2001.
- [65] MathWorks Inc., 'Matlab R2019a - academic use. Preprocessing Data'. 2019.

Versión aprobada para la defensa

7. APÉNDICES

En este apartado se detallan los apéndices señalados dentro del presente documento.

APÉNDICE 1. Análisis variacional y derivadas *VPS/*s

APÉNDICE 2. Cálculo numérico para Determinación del Equivalente Thevenin (DET)

Versión aprobada para la defensa

APÉNDICE 1: Análisis variacional y derivadas de VPSI_s

El indicador $VPSI_s$, definido en la Ecuación 3.8, es reproducido nuevamente como lo indica en (A.1)

$$VPSI_s = S_s V_s^n = \frac{SV^n}{S_{sc} E_{TH}^n} \quad (A.1)$$

Un máximo $VPSI_s$ ocurre cuando la derivada de $VPSI_s$ respecto a S_s es igual a cero. Esta derivada puede ser reescrita considerando que los cambios en la carga y en el sistema se presentan de manera independiente como se indican en (A.2) y (A.3) respectivamente.

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{\partial VPSI_s}{\partial S} \frac{\partial S}{\partial S_s} = \frac{\partial VPSI_s}{\partial S} S_{sc} \quad (A.2)$$

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{\partial VPSI_s}{\partial S_{sc}} \frac{\partial S_{sc}}{\partial S_s} = \frac{\partial VPSI_s}{\partial S_{sc}} \left(-\frac{S_{sc}^c}{S} \right) \quad (A.3)$$

Desde estas ecuaciones es posible obtener las derivadas parciales de $VPSI_s$ respecto a S y S_{sc} como se exponen en (A.4) y (A.5).

$$\frac{\partial VPSI_s}{\partial S} = \frac{1}{S_{sc}} \frac{dVPSI_s}{dS_s} = \frac{Z_{TH}}{E_{TH}^2} \frac{dVPSI_s}{dS_s} \quad (A.4)$$

$$\frac{\partial VPSI_s}{\partial S_{sc}} = \frac{S}{S_{sc}^c} \frac{dVPSI_s}{dS_s} = -\frac{SZ_{TH}^2}{E_{TH}^4} \frac{dVPSI_s}{dS_s} \quad (A.5)$$

Cuando se consideran valores reales para el voltaje V , y potencia aparente S , es posible definir al indicador $VPSI$ como se indica en (A.6).

$$VPSI = S V^n = \frac{E_{TH}^{n+2}}{Z_{TH}} VPSI_s \quad (A.6)$$

Derivadas parciales de $VPSI_s$

Las derivadas parciales de $VPSI$ respecto a S , Z_{TH} y E_{TH} pueden ser obtenidas y corresponden a (A.7 – A.9)

$$\frac{\partial VPSI}{\partial S} = E_{TH}^n \frac{dVPSI}{dS_s} \quad (A.7)$$

$$\frac{\partial VPSI}{\partial Z_{TH}} = \frac{1}{Z_{TH}} \left[-VPSI + SE_{TH}^n \frac{dVPSI}{dS_s} \right] \quad (A.8)$$

$$\frac{\partial VPSI}{\partial E} = \frac{1}{E_{TH}} \left[(n+2)VPSI - 2SE_{TH}^n \frac{dVPSI}{dS_s} \right] \quad (A.9)$$

Considerando el modelo linealizado indicado en la Ecuación 3.14 y las derivadas parciales de $VPSI$ indicadas en (A.7), (A.8) and (A.9), es posible obtener las derivadas parciales de $\ln(VPSI_s)$ respecto a S , Z_{TH} and E_{TH} las cuales corresponden a (A.10), (A.11) y (A.12).

$$\frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial S} = \frac{1}{VPSI} \frac{\partial VPSI}{\partial S} = \frac{E_{TH}^n}{VPSI} \frac{dVPSI}{dS} \quad (A.10)$$

$$\frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial Z_{TH}} = \frac{1}{VPSI} \frac{\partial VPSI}{\partial Z_{TH}} + \frac{1}{Z_{TH}} = \frac{SE_{TH}^n}{Z_{TH}VPSI} \frac{dVPSI}{dS} \quad (A.11)$$

$$\frac{\partial \ln(VPSI_s)}{\partial E_{TH}} = \frac{1}{VPSI} \frac{\partial VPSI}{\partial E_{TH}} - \frac{n+2}{E_{TH}} = -\frac{2SE_{TH}^{n-1}}{VPSI} \frac{dVPSI}{dS} \quad (A.12)$$

Segunda derivada de $VPSI_s$

El máximo $VPSI_s$ se presenta cuando la derivada de $VPSI_s$ con respecto a S_s es igual a cero, expresado en la Ecuación 3.10, la misma que es reproducida nuevamente como lo indica en (A.13)

$$\frac{dVPSI_s}{dS_s} = \left[\frac{n(A-1)}{2A} + 1 \right] \left[\frac{A-2mS_s+1}{2} \right]^{\frac{n}{2}} = 0 \quad (A.13)$$

Donde A , definido en la Ecuación 3.6, es reproducido nuevamente como lo indica en (A.14)

$$A = \sqrt{1 + 4(m^2 - 1)S_s^2 - 4mS_s} \quad (\text{A.14})$$

El máximo $VPS|_S$ se presenta si n toma el valor definido en la Ecuación 3.11, la misma que es reproducida nuevamente como lo indica en (A.15)

$$n = \frac{2A}{1 - A} \quad (\text{A.15})$$

Entonces, la segunda derivada evaluada en el punto de máximo $VPS|_S$ es detallado en (A.16).

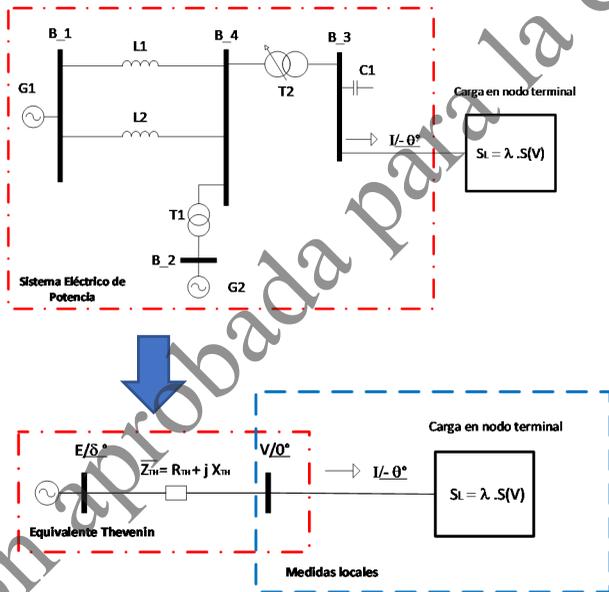
$$\begin{aligned} \frac{d^2 VPS|_S}{dS_s^2} = & -2n \left[\frac{1}{(n+2)^4} \right] \left[\frac{\sqrt{4S_s^2 + A^2 + A}}{S_s |A^3| 2^{\frac{n+2}{2}}} \right]^{\frac{n-4}{2}} \\ & \left\{ (n+2)^4 \sqrt{4(n+2)^2 S_s^2 + n^2} \left[2(n+2)^6 S_s^2 + n \left(|n^2(n+2)^3| - n(n+2)^3(n^2-2) \right) \right] \right. \\ & + 2(n+2)^8 \left[|n^3|n+2 - (n+2)(n^2-n-4)|n| \right] S_s^2 + n^5 \left[(n+2)^7 \right. \\ & \left. \left. - (n+2)^7(n^2-2)|n^3| \right] \right\} \end{aligned}$$

En esta ecuación, los dos términos entre corchetes son siempre positivos, por su parte el término final entre llaves es positivo para valores positivos de S_s y n . Entonces, el signo de la segunda derivada es definido por el término inicial: $-2n$.

Bajo esta condición, el signo negativo de la segunda derivada se presenta para valores positivos de n con lo que la función $VPS|_S$ es convexa y contiene un punto máximo.

APÉNDICE 2: Cálculo numérico para Determinación del Equivalente Thevenin (DET)

Para el presente análisis, se considera la reducción del sistema indicado en la Figura 2.21, de la sección 2.4.2.2, hacia un equivalente Thevenin.

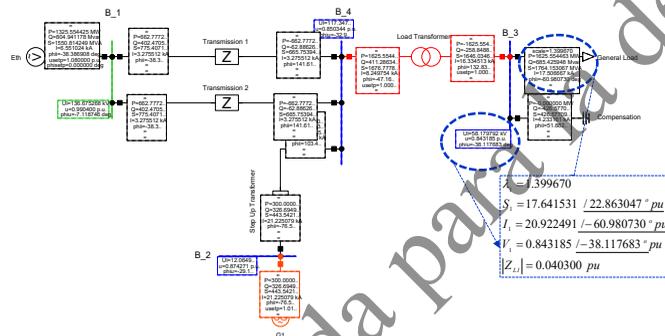


Si se realizan n incrementos sucesivos de carga en el tiempo, considerando el SEP constante se obtienen n mediciones como se indica en la siguiente ecuación:

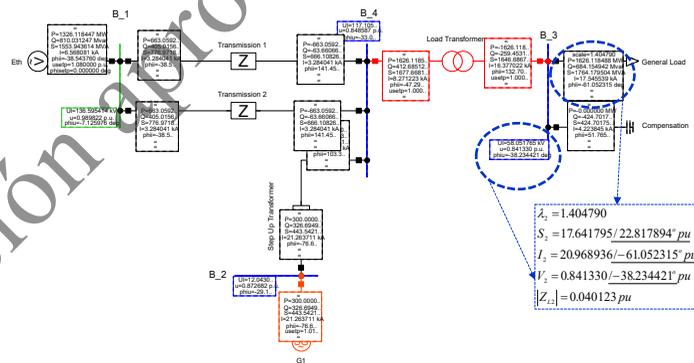
$$E/\delta = V_i/\varphi_i^\circ + I_i/(-\theta_i) \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \quad i=1,2,\dots,n$$

A continuación se presenta la respuesta del SEP considerando a los generadores como fuentes ideales y un modelo de carga exponencial. Se presentan tres puntos de simulación, siendo el último punto el correspondiente a la máxima cargabilidad del sistema.

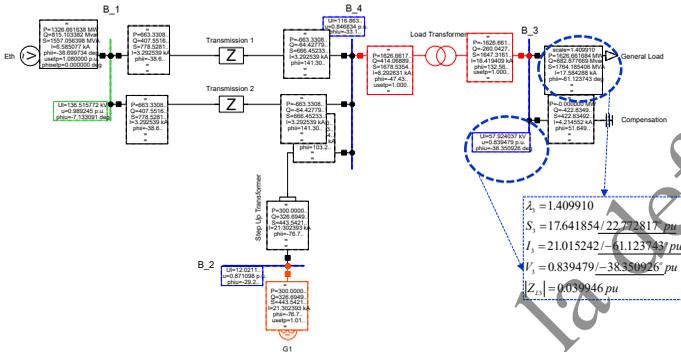
Punto 1



Punto 2



Punto 3 – Máxima Cargabilidad



✓ **DET mediante 2 Puntos Sincronizados – Teorema de Tellegen – Referencia [4]**

Para este método se consideran 2 mediciones consecutivas que presentan una referencia constante en la fuente, i.e. $\delta = 0^\circ$.

Punto 1: $E = V_1 / \varphi_1 + I_1 / \theta_1 \cdot (R_{TH} + jX_{TH})$

Punto 2: $E = V_2 / \varphi_2 + I_2 / \theta_2 \cdot (R_{TH} + jX_{TH})$

Utilizando la metodología indicada en la Referencia [4]:

$$|Z_{TH}| = \left| \frac{V_1 / \varphi_1 - V_2 / \varphi_2}{I_1 / \theta_1 - I_2 / \theta_2} \right| = \left| \frac{\Delta \bar{V}}{\Delta \bar{I}} \right|$$

Punto 1

$$\lambda_1 = 1.399670$$

$$S_1 = 17.641531 / 22.863047^\circ \text{ pu}$$

$$I_1 = 20.922491 / -60.980730^\circ \text{ pu}$$

$$V_1 = 0.843185 / -38.117683^\circ \text{ pu}$$

$$|Z_{L1}| = 0.040300 \text{ pu}$$

Punto 2

$$\lambda_2 = 1.404790$$

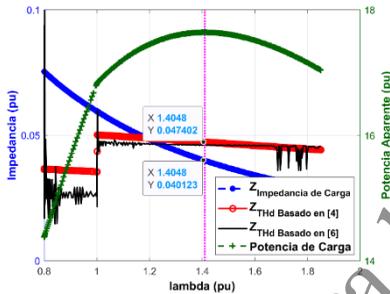
$$S_2 = 17.641795 / 22.817894^\circ \text{ pu}$$

$$I_2 = 20.968936 / -61.052315^\circ \text{ pu}$$

$$V_2 = 0.841330 / -38.234421^\circ \text{ pu}$$

$$|Z_{L2}| = 0.040123 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned} \Delta \vec{V}_{1-2} &= 0.002519 + j 0.000202 \\ \Delta \vec{I}_{1-2} &= 0.003867 + j 0.053309 \end{aligned} \Rightarrow |Z_{TH-1-2}| = \left| \frac{\Delta \vec{V}_{1-2}}{\Delta \vec{I}_{1-2}} \right| = 0.047402$$



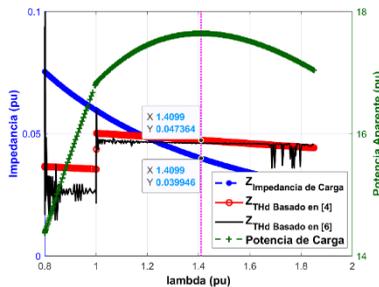
Punto 2

Punto 3

$$\begin{aligned} \lambda_2 &= 1.404790 \\ S_2 &= 17.641795 / 22.817894^\circ \text{ pu} \\ I_2 &= 20.968936 / -61.052315^\circ \text{ pu} \\ V_2 &= 0.841330 / -38.234421^\circ \text{ pu} \\ |Z_{L2}| &= 0.040123 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \lambda_3 &= 1.409910 \\ S_3 &= 17.641854 / 22.772817^\circ \text{ pu} \\ I_3 &= 21.015242 / -61.123743^\circ \text{ pu} \\ V_3 &= 0.839479 / -38.350926^\circ \text{ pu} \\ |Z_{L3}| &= 0.039946 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \vec{V}_{2-3} &= 0.002512 + j 0.000194 \\ \Delta \vec{I}_{2-3} &= 0.000521 + j 0.053186 \end{aligned} \Rightarrow |Z_{TH-2-3}| = \left| \frac{\Delta \vec{V}_{2-3}}{\Delta \vec{I}_{2-3}} \right| = 0.047364$$



✓ **DET mediante 3 Puntos No Sincronizados – Solución Analítica – Referencia [6]**

Se consideran 3 mediciones consecutivas y que la referencia se mantiene constante en la corriente de carga, i.e $\theta=0^\circ$. Adicionalmente, se establecen los voltajes de carga en términos real e imaginario.

Punto 1:

$$E/\underline{\delta} = V_1/\underline{\phi}_1 + I_1 \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \Rightarrow E = (R_{TH} \cdot I_1 + V_{x1})^2 + (X_{TH} \cdot I_1 + V_{y1})^2$$

Punto 2:

$$E/\underline{\delta} = V_3/\underline{\phi}_3 + I_3 \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \Rightarrow E = (R_{TH} \cdot I_3 + V_{x3})^2 + (X_{TH} \cdot I_3 + V_{y3})^2$$

Punto 3:

$$E/\underline{\delta} = V_3/\underline{\phi}_3 + I_3 \cdot (R_{TH} + jX_{TH}) \Rightarrow E = (R_{TH} \cdot I_3 + V_{x3})^2 + (X_{TH} \cdot I_3 + V_{y3})^2$$

Utilizando la metodología indicada en la Referencia [6]:

$$A = I_1^2 - I_2^2$$

$$B = 2 \cdot (I_1 \cdot V_{x1} - I_2 \cdot V_{x2})$$

$$C = V_{x1}^2 - V_{x2}^2$$

$$D = 2 \cdot (I_2 \cdot V_{y2} - I_1 \cdot V_{y1})$$

$$E = V_{y2}^2 - V_{y1}^2$$

$$F = I_1^2 - I_3^2$$

$$G = 2 \cdot (I_1 \cdot V_{x1} - I_3 \cdot V_{x3})$$

$$H = V_{x1}^2 - V_{x3}^2$$

$$K = 2 \cdot (I_3 \cdot V_{y3} - I_1 \cdot V_{y1})$$

$$L = V_{y3}^2 - V_{y1}^2$$



$$M = \frac{BF - AG}{DF - AK}$$

$$N = \frac{AL + FC - AH - EF}{DF - AK}$$

$$T_{xa} = 1 + M^2$$

$$T_{xb} = B + 2AMN - DM$$

$$T_{xc} = C + AN^2 - DN - E$$

$$R_{TH} = \frac{-T_{xb} \pm \sqrt{T_{xb}^2 - 4T_{xa}T_{xc}}}{2T_{xa}}$$

$$X_{TH} = M \cdot R_{TH} + N$$

$$Z_{TH} = \sqrt{R_{TH}^2 + jX_{TH}^2}$$

Para la aplicación de la metodología indicada en la Referencia [6], es necesario referenciar las mediciones hacia la corriente de carga.

Punto 1

$$\begin{aligned}\lambda_1 &= 1.399670 \\ S_1 &= 17.641531 / 22.863047^\circ \text{ pu} \\ I_1 &= 20.922491 / 0^\circ \text{ pu} \\ V_1 &= 0.843185 / 22.863047^\circ = 0.776941 + j0.327602 \text{ pu} \\ |Z_{L1}| &= 0.040300 \text{ pu}\end{aligned}$$

Punto 2

$$\begin{aligned}\lambda_2 &= 1.404790 \\ S_2 &= 17.641795 / 22.817894^\circ \text{ pu} \\ I_2 &= 20.968936 / 0^\circ \text{ pu} \\ V_2 &= 0.841330 / 22.817894^\circ = 0.775489 + j0.326271 \text{ pu} \\ |Z_{L2}| &= 0.040123 \text{ pu}\end{aligned}$$

Punto 3

$$\begin{aligned}\lambda_3 &= 1.409910 \\ S_3 &= 17.641854 / 22.772817^\circ \text{ pu} \\ I_3 &= 21.015242 / 0^\circ \text{ pu} \\ V_3 &= 0.839479 / 22.772817^\circ = 0.775489 + j0.326271 \text{ pu} \\ |Z_{L3}| &= 0.039946 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$A = I_1^2 - I_2^2 = -1.945648$$

$$B = 2 \cdot (I_1 \cdot V_{x1} - I_2 \cdot V_{x2}) = -0.01281$$

$$C = V_{x1}^2 - V_{x2}^2 = 0.002254$$

$$D = 2 \cdot (I_2 \cdot V_{y2} - I_1 \cdot V_{y1}) = -0.025420$$

$$E = V_{y2}^2 - V_{y1}^2 = -0.000871$$

$$F = I_1^2 - I_3^2 = -3.889748$$

$$G = 2 \cdot (I_1 \cdot V_{x1} - I_3 \cdot V_{x3}) = -0.022144$$

$$H = V_{x1}^2 - V_{x3}^2 = 0.004501$$

$$K = 2 \cdot (I_3 \cdot V_{y3} - I_1 \cdot V_{y1}) = -0.050966$$

$$L = V_{y3}^2 - V_{y1}^2 = -0.001735$$

$$M = \frac{BF - AG}{DF - AK} = -2.799896$$

$$N = \frac{AL + FC - AH - EF}{DF - AK} = 0.076319$$

$$T_{xa} = 1 + M^2 = -17.198403$$

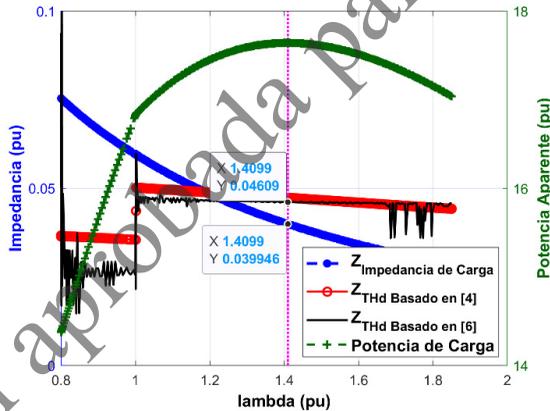
$$T_{xb} = B + 2AMN - DM = 0.749058$$

$$T_{xc} = C + AN^2 - DN - E = -0.006268$$

$$R_{TH} = \frac{-T_{xb} \pm \sqrt{T_{xb}^2 - 4T_{xa}T_{xc}}}{2T_{xa}} = 0.011299$$

$$X_{TH} = M \cdot R_{TH} + N = 0.044684$$

$$Z_{TH} = \sqrt{R_{TH}^2 + jX_{TH}^2} = 0.046090$$



✓ **DET mediante S_{sc} – Magnitudes de 2 Puntos No Sincronizados**

Se considera la aplicación de la metodología presentada en 3.2.3 de la Figura 3.9 se obtienen los siguientes resultados.

Punto 2

$$\begin{aligned} \lambda_2 &= 1.404790 \\ S_2 &= 17.641795 / 22.817894^{\circ} \text{ pu} \\ |V_2| &= 0.841330 \text{ pu} \\ |Z_{L2}| &= 0.040123 \text{ pu} \end{aligned}$$

Punto 3

$$\begin{aligned} \lambda_3 &= 1.409910 \\ S_3 &= 17.641854 / 22.772817^{\circ} \text{ pu} \\ |V_3| &= 0.839479 \text{ pu} \\ |Z_{L3}| &= 0.039946 \text{ pu} \end{aligned}$$

En el punto de mínimo error se reporta que $x = 1$ y los siguientes valores en cada punto:

Punto 2

$$\begin{aligned} m_1 &= 0.387803 \\ S_{s01} &= 0.360282 \\ A_1 &= 8.296615e-08 \\ n_1 &= 1.659323e-07 \\ VPSI_1 &= 17.641795 \end{aligned}$$

Punto 3

$$\begin{aligned} m_2 &= 0.387078 \\ S_{s02} &= 0.360470 \\ A_2 &= 8.363256e-08 \\ n_2 &= 1.672651e-07 \\ VPSI_2 &= 17.641854 \end{aligned}$$

La evaluación del error corresponde a:

$$e = \ln \left(\frac{VPSI_2}{VPSI_1} \right) = 3.3447e-6$$

Se determina la Potencia de Carga Equivalente hacia el Sistema:

$$S_{s0} = 0.360469$$

En consecuencia, se determina la Potencia de Cortocircuito S_{sc} y el Voltaje de Carga normalizado V_s :

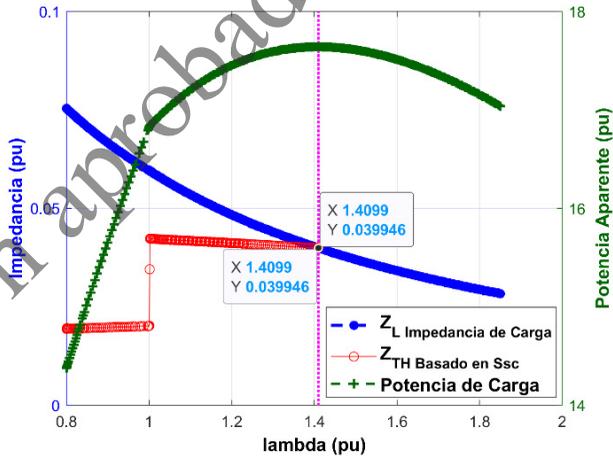
$$S_{sc} = \frac{S}{S_{s0}} = \frac{17.641854}{0.360469} = 48.9413$$

$$V_s = \sqrt{\frac{1}{2} - m_2 S_{s0} \pm \sqrt{\frac{1}{4} + (m_2^2 - 1) S_{s0}^2 - m S_{s0}}} = 0.600392$$

Finalmente, el equivalente Thévenin determinado corresponde a:

$$E_{TH} = \frac{V}{V_s} = \frac{0.839479}{0.600392} = 1.398218$$

$$Z_{TH} = \frac{E_{TH}^2}{S_{sc}} = \frac{(1.398218)^2}{48.9413} = 0.039946$$



Versión aprobada para la defensa

8. ANEXOS

En este apartado se detallan los anexos señalados dentro del presente documento, los mismos corresponden a:

ANEXO 1. Datos del sistema de prueba

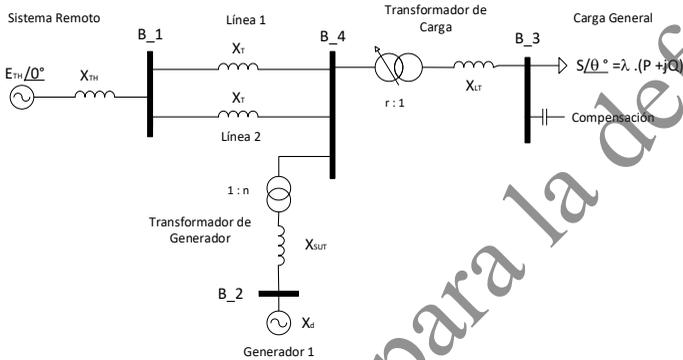
ANEXO 2. Datos del sistema IEEE14 Barras

ANEXO 3. Datos del Sistema Nacional de Transmisión

Versión aprobada para la defensa

ANEXO 1: Datos del Sistema de Prueba

A continuación se detalla el sistema de prueba indicado en la referencia [24].



Reactancias del Sistema (en pu en base de 100 MVA):

$$X_{TH} = 0.01, X_T = 0.0277, X_{LT} = 0.004, X_{SUT} = 0.016$$

Generador 1 (en pu de la potencia de la máquina 500-MVA):

$$X_d = X_q = 2.1, X_d' = 0.4, T_{d0}' = 8 \text{ s}, f = 60 \text{ Hz}, H = 3.5 \text{ s}, D = 4 \text{ pu}$$

$$V_2 = 1.01 \text{ pu}, P_2 = 300 \text{ MW}$$

Voltaje del Sistema Remoto: $E_{TH} = 1.08 \text{ pu}$

Transformador de Generador: $n = 1.04$

Compensación: 600 Mvar

Características de la Carga General:

$$\alpha \text{ coeficiente de la carga exponencial} = 1.5$$

β coeficiente de la carga exponencial = 2.5

$P_o = 1500$ MW, $\tan(\theta) = 0.5$

Para el modelo ZIP considerar 1/3 de P_o para cada componente

Cambiador de Tap bajo carga: Información ingresada en Power Factory

Tap Changer

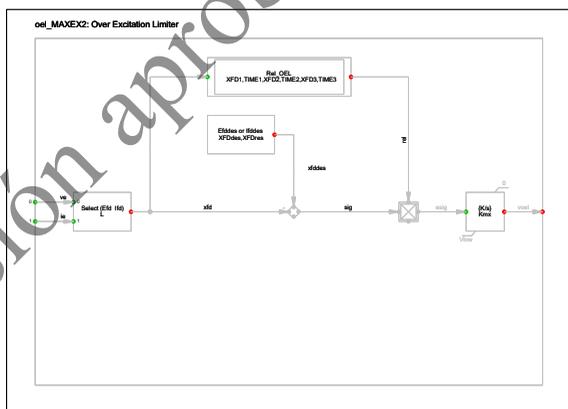
Parámetro	Valor
Type	Ratio
Side	HV
Additional voltage per Tap	1%
Neutral position	0
Minimum Position	-20
Maximum Position	20

Controller Tap Changer

Parámetro	Valor
Automatic tap Changer	Yes
Tap Changer	discrete
Controlled Node	LV
Voltage Setpoint	1 p.u.
Lower Bound	0.99 p.u.
Upper Bound	1.01 p.u.
Controlled Time Constant	20 s.

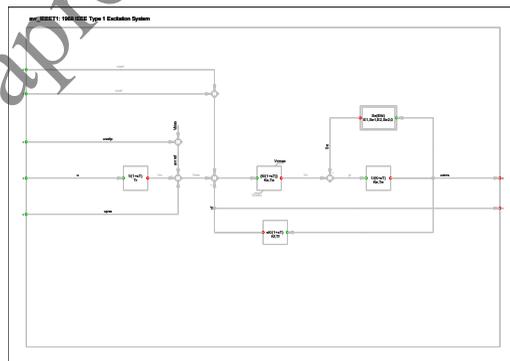
Limitador de Sobreexcitación OXL: Información ingresada en Power Factory

Parámetro	Valor
comKmx OEL Gain	0.1 p.u.
Current Field Limiting	yes
XFDdes Minimum to enable	3.225 p.u.
XFDres Rated	1 p.u.
XFD1 – Step 1	3 p.u.
TIME 1 – Step 1	100 s
XFD2 – Step 2	5.5 p.u.
TIME 2 – Step 1	0.1 s
XFD3 – Step 3	8 p.u.
TIME 3 – Step 3	0,01 s
Vlow Maximum OEL	-1 p.u.



Regulador Automático de Voltaje AVR: Información ingresada en Power Factory

Parámetro	Valor
Tr	0.02 s.
Ka	50 p.u.
Ta	0.1 s.
Ke	1 p.u.
Te	0 s.
Kf	0 p.u.
Tf	0 s.
E1	3.9 p.u.
Se1	0.1 p.u.
E2	5.2 p.u.
Se2	0.5 p.u.
Vmin Controller	0 p.u.
Vmax Controller	5 p.u.



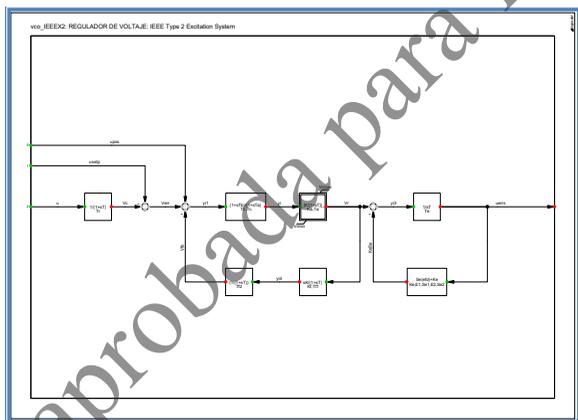
ANEXO 2: Datos del Sistema IEEE14 Barras

Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1
	Subestación	Subestación	km	Ohm	Ohm
lne_10_11	Barra 10	Barra 11	1	1.7362	4.0642
lne_12_13	Barra 12	Barra 13	1	4.6747	4.2295
lne_13_14	Barra 13	Barra 14	1	3.6169	7.3641
lne_1_2	Barra 1	Barra 2	1	10.2520	31.3009
lne_1_5	Barra 1	Barra 5	1	28.5819	117.9882
lne_2_3	Barra 2	Barra 3	1	24.8577	104.7261
lne_2_4	Barra 2	Barra 4	1	30.7402	93.2733
lne_2_5	Barra 2	Barra 5	1	30.1266	91.9825
lne_3_4	Barra 3	Barra 4	1	35.4483	90.4749
lne_4_5	Barra 4	Barra 5	1	7.0622	22.2762
lne_6_11	Barra 6	Barra 11	1	2.0098	4.2087
lne_6_12	Barra 6	Barra 12	1	2.6008	5.4129
lne_6_13	Barra 6	Barra 13	1	1.3997	2.7565
lne_7_9	Barra 7	Barra 9	1	0.0000	2.3278
lne_9_10	Barra 9	Barra 10	1	0.6731	1.7880
lne_9_14	Barra 9	Barra 14	1	2.6896	5.7212

Nombre	H	D	xi'	ra	xd	xq	Td'	Tq'	Td''	Tq''	xd'	xq'	xd''	xq''
	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s	s	s	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
sym_1	5.1487	2.000	0.230	0.000	0.898	0.646	7.400	0.000	0.030	0.033	0.300	0.646	0.230	0.400
sym_2	6.540	2.000	0.000	0.003	1.050	0.980	6.100	0.300	0.040	0.099	0.185	0.360	0.130	0.130
sym_3	6.540	2.000	0.000	0.003	1.050	0.980	6.100	0.300	0.040	0.099	0.185	0.360	0.130	0.130
sym_6	5.060	2.000	0.100	0.001	1.250	1.220	4.750	1.500	0.060	0.210	0.232	0.715	0.120	0.120
sym_8	5.060	2.000	0.100	0.001	1.250	1.220	4.750	1.500	0.060	0.210	0.232	0.715	0.120	0.120

Tabla A3.2.b Datos de Generadores															
Nombre	Barra de conexión	Tipo Barra	Tensión de Operación		Ángulo		Pot. Act.	Pot. React.	Pn	Pmin	Pmax	Limite Min.Q	Limite Max.P	Regulador de Voltaje	Controlador Secundario Externo
			kV	p.u.	deg	MW	Mvar	MW	MW	MW	p.u.	p.u.			
sym_1	Barra 1	SL	230	1.06	0	232	-15.43	615	0	615	-1.63	1.63	vco_IEEE2	grdctrl_1 IEEE14	
sym_2	Barra 2	PV	230	1.05	-4.95	40	47.27	60	0	60	-0.67	0.83	vco_IEEE2	grdctrl_1 IEEE14	
sym_3	Barra 3	PV	230	1.01	0	0	26.40	60	0	60	0	0.67	vco_IEEE2	grdctrl_1 IEEE14	
sym_6	Barra 6	PV	46	1.07	0	0	21.80	25	0	25	-0.06	0.96	vco_IEEE2	grdctrl_1 IEEE14	
sym_8	Barra 8	PV	60	1.09	0	0	24.71	25	0	25	-0.06	0.96	vco_IEEE2	grdctrl_1 IEEE14	

**Diagrama de bloques del regulador de voltaje:
vco_IEEE2**



Datos del Regulador: vco_IEEE2					
Variable	sym_1	sym_2	sym_3	sym_6	sym_8
Tr [s]	0	0	0	0	0
Ka [pu]	20	20	20	20	20
Ta [s]	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Tb [s]	0	0	0	0	0
Tc [s]	0	0	0	0	0
Te [s]	0.19	1.98	1.98	0.7	0.7
Kf [pu]	0.0012	0.001	0.001	0.001	0.001
Tf1 [s]	1	1	1	1	1
Tf2 [s]	0	0	0	0	0
Ke [pu]	1	1	1	1	1
E1 [pu]	0	0	0	0	0
Se1 [pu]	0	0	0	0	0
E2 [pu]	0	0	0	0	0
Se2 [pu]	0	0	0	0	0
Vmin [pu]	0	0	0	1.395	1.395
Vmax [pu]	2.5	2.1	2.4	2.6	2.6

Controlador secundario externo: grdctrl_1 IEEE14

Controlador Secundario Externo: grdctrl_1 IEEE14					
Generador	sym_1	sym_2	sym_3	sym_6	sym_8
Porcentaje de Potencia Activa [%]	78.34	7.64	7.64	3.18	3.18

El ajuste del controlador secundario externo mediante el modo “porcentaje de potencia activa” permite una repartición de la potencia activa requerida por el sistema, ante cambios en la demanda, en función de la potencia nominal de cada máquina.

Nombre	Tipo	Terminal	Pot.Act.	Pot.React.	Fact.Pot.	cos(θ)	Factor de escala λ
		Subestación	MW	Mvar			
lod_10	Exponencial	Barra 10	9.00	5.80	0.84	ind.	1
lod_11	Exponencial	Barra 11	3.50	1.80	0.89	ind.	1
lod_12	Exponencial	Barra 12	6.10	1.60	0.97	ind.	1
lod_13	Exponencial	Barra 13	13.50	5.80	0.92	ind.	1
lod_14	Exponencial	Barra 14	14.90	5.00	0.95	ind.	1
lod_2	Exponencial	Barra 2	21.70	12.70	0.86	ind.	1
lod_3	Exponencial	Barra 3	94.20	19.00	0.98	ind.	1
lod_4	Exponencial	Barra 4	47.80	0.00	1.00	ind.	1
lod_5	Exponencial	Barra 5	7.60	1.60	0.98	ind.	1
lod_6	Exponencial	Barra 6	11.20	7.50	0.83	ind.	1
lod_9	Exponencial	Barra 9	29.50	16.60	0.87	ind.	1

Nombre	Lado HV	Lado LV	Pot. Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom. HV	Vnom. LV	Zcc	Grupo vectorial
	Subestación	Subestación	MVA	Hz	KV	KV	%	
Trans4_7	Barra 4	Barra 7	100	60	230	46	20.912	YNyn0
Trans4_9	Barra 4	Barra 9	100	60	230	46	55.618	YNyn0
Trans5_6	Barra 5	Barra 6	100	60	230	46	25.202	YNyn0
Trans7_8	Barra 8	Barra 7	100	60	60	46	17.615	YNyn0

ANEXO 3: Datos del Sistema Nacional de Transmisión

Tabla 4.1 Datos de Líneas - Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano

Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1	R0	X0
	Subestación	Subestación	km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
L_AGY1BÑS_1	BÑS_138	AGY_138	1.9	0.1961	0.9144	0.4807	2.2310
L_AGY1BÑS_2	BÑS_138	AGY_138	1.9	0.1961	0.9144	0.4807	2.2310
L_AMB1PCR	AMB_138	PCR_138	27.7	3.2902	13.3977	8.1916	36.6595
L_BBA2QVD_1	BBA_230	QVD_230	43.0	2.4840	19.9762	9.6667	36.6875
L_BÑS1TPO_1A	E55_BÑS_TPO	BÑS_138	27.1	6.4889	13.6294	12.7173	43.9368
L_BÑS1TPO_1B	E55_BÑS_TPO	TPO_138	0.3	0.0696	0.1784	0.1678	0.5464
L_BÑS1TTR_1	TTR_138	BÑS_138	31.7	3.2217	15.0188	8.9555	36.6435
L_BÑS1TTR_2	TTR_138	BÑS_138	31.7	3.2217	15.0188	8.9555	36.6435
L_CCS5SRF_1	CCS_500	SRF_500	8.2	0.1378	2.6818	1.5983	8.4994
L_CCS5SRF_2	SRF_500	CCS_500	8.3	0.1386	2.6982	1.6081	8.5512
L_CHR2ESC_1A	E29_CHR_ESC_1	CHR_230	3.3	0.1607	1.8642	0.6649	3.8809
L_CHR2NPR_1A	-E29_CHR_NPR_1	CHR_230	3.3	0.1608	1.8635	0.6632	3.8810
L_CHR2QVD_1A	QVD_230	E762_CHR2QVD_1	14.3	8.1596	65.6195	31.8196	186.2113
L_CHR2QVD_1B	E762_CHR2QVD_1	CHR_230	2.2	0.1079	1.1179	0.4952	2.7505
L_CHR2QVD_2A	QVD_230	E762_CHR2QVD_2	14.3	8.1596	65.6195	31.8196	186.2113
L_CHR2QVD_2B	E762_CHR2QVD_2	CHR_230	2.2	0.1080	1.1175	0.4943	2.7266
L_CNC1GLC_1	CNC_138	GLC_138	21.0	5.0366	10.5831	9.8749	34.1166
L_CNC1VCN	CNC_138	VCN_138	9.8	1.1657	4.7693	3.0703	12.4853
L_CNC1YNC_1A	CNC_138	E277_CNC_YNC_1	126.2	17.9994	62.1034	42.4690	162.5873
L_CNC1YNC_1B	E277_CNC_YNC_1	YNC_138	5.6	0.6788	2.8169	1.4336	7.2386
L_CNC1YNC_2A	CNC_138	E277_CNC_YNC_2	126.2	15.3262	62.2019	39.8396	161.5153
L_CNC1YNC_2B	E277_CNC_YNC_2	YNC_138	5.6	0.6785	2.8178	1.4181	7.6356
L_DLS1CMB_1A	E69_DLS_CMB_11	CMB_138	17.7	4.2328	8.8906	8.2956	28.6604
L_DLS1CMB_1C	E21_YNC_DLS_2	-E69_DLS_CMB_11	30.3	7.2858	14.6978	12.9675	40.0388
L_DPR1CHN_1	DPR_138	CHN_138	63.8	9.0755	29.9802	24.5041	104.5185
L_DPR1PRT_1A	DPR_138	E80_DPR_PRT_1	13.8	1.9672	6.5834	4.1127	17.0592
L_DPR1PRT_1B	E80_DPR_PRT_1	PRT_138	78.1	11.1321	37.2587	25.3040	103.3297
L_DPR1PRT_2A	E80_DPR_PRT_2	DPR_138	13.8	1.9671	6.5834	4.1217	16.9096
L_DPR1PRT_2B	E80_DPR_PRT_2	PRT_138	78.1	11.1321	37.2587	25.3040	103.3297
L_ESC1CRG_1	CRG_138	ESC_138	5.4	0.4200	2.4779	1.3345	7.4746
L_ESC1CRG_2	CRG_138	ESC_138	5.4	0.4215	2.4741	1.4549	6.8326
L_ESC2DRN_2A	E_RGY_ESC_2	-ESC_230	8.3	0.3642	2.8571	1.8239	9.5726
L_ESC2DRN_2B	E_MLG_RGY_2	E_RGY_ESC_2	4.1	0.2168	1.4832	0.7806	5.3138
L_ESC2DRN_2C	E_MLG_RGY_2	E95_ESC_DRN	13.8	0.6041	4.7383	3.0248	15.8755
L_ESC2DRN_2D	-DRN_230	E95_ESC_DRN	11.3	0.4952	4.1517	2.3400	13.2831
L_ESC2PSC_1A	E_TRN_SLT	ESC_230	7.3	0.2852	2.2789	1.6204	8.4501
L_ESC2PSC_1B	E_TRN_SLT_1	E_SLT_TRN_2	11.0	0.6354	5.1102	2.4780	14.5014
L_ESC2PSC_1C	E_SLT_TRN_2	E28_NPR_SLT_2	7.8	0.4506	3.6236	1.7571	10.2828
L_ESC2PSC_1D	E28_NPR_PSC_2	E8_PSC_NPR_2	7.3	0.4200	3.3774	1.6377	9.5841
L_ESC2PSC_1E	E29_CHR_ESC_1	E8_PSC_NPR_2	1.2	0.0716	0.5761	0.2793	1.6347
L_ESC2PSC_1F	-E29_CHR_ESC_1	E21_CHR_PSC_1	0.1	0.0059	0.0473	0.0295	0.1581

Tabla 4.1 Datos de Líneas - Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano							
Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1	R0	X0
	Subestación	Subestación	km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
L_GLC1LMN_1	GLC_138	LMN_138	45.5	10.8940	22.8819	21.3506	73.7641
L_GLO1PMS_1	GLO_138	PMS_138	11.0	1.3078	5.3505	3.4410	14.0091
L_IBR1TLC_1	TLC_138	IBR_138	74.5	8.8339	35.9719	21.9939	98.4211
L_ING5TSL_1	-ING_500	TSL_500	73.0	1.6339	26.0153	14.2963	76.2087
L_JRM1MNTC_1_A	E61_JRM_MNTC	MNTC_138	5.7	0.4465	2.6521	1.4862	7.4990
L_JRM1MNTC_1_B	E61_JRM_MNTC	E65_JRM_MNTC	1.6	0.1237	0.7249	0.4228	2.0542
L_JRM1MNTC_1_C	E65_JRM_MNTC	JRM_138	1.0	0.0751	0.4462	0.2500	1.2617
L_JRM1MNT_A	JRM_138	E65_JRM_MNT	1.0	0.0751	0.4462	0.2500	1.2617
L_JRM1MNT_B	E65_JRM_MNT	MNT_138	5.4	0.6399	2.5064	1.6548	7.0170
L_JVN2SHS_1_A	E44_JVN_SHS_PA	JVN_69	20.0	0.8779	7.4032	4.4198	22.8479
L_JVN2SHS_1_B	E_SHS_JVN_2	E44_JVN_SHS_PA	8.0	0.3512	2.9613	1.7679	9.1392
L_JVN2SHS_2_A	E44_JVN_SHS_1B	JVN_230	20.0	0.8783	7.4016	4.4170	22.7404
L_JVN2SHS_2_B	SHS_230	E44_JVN_SHS_1B	8.0	0.3513	2.9506	1.7668	9.0962
L_LCHNG1EQL_2	CHNG_138	EQL_138	13.9	1.9763	6.4329	5.3999	22.8961
L_LCHNG1EQL_1	CHNG_138	EQL_138	13.9	1.9763	6.4329	5.3999	22.8961
L_LCHNG1PSR_1_A	E108_LCHN_PSR_1	CHNG_138	21.5	3.0674	10.2864	6.9724	28.4719
L_LCHNG1PSR_1_B	E108_LCHN_PSR_1	PSR_138	50.3	7.1600	24.5149	19.5634	80.5333
L_LCHNG1SEL_1_A	E108_LCHN_SEL_1	CHNG_138	21.5	3.0674	10.2864	6.9724	28.4719
L_LCHNG1SEL_1_B	E108_LCHN_SEL_1	SEL_138	60.1	8.5677	29.2635	18.7903	71.8921
L_LCHNG2SEL_1_A	CHNG_138	E058_LCHN_SEL_2	24.6	1.2016	11.7451	5.2052	32.6807
L_LCHNG2SEL_1_B	E058_LCHN_SEL_2	SEL_138	60.1	2.9339	28.6748	11.3848	75.7026
L_LCHNG2SEL_2_A	CHNG_230	E058_LCHN_SEL_1	24.6	1.2016	11.7451	5.2052	32.6807
L_LCHNG2SEL_2_B	E058_LCHN_SEL_1	SEL_230	60.1	2.9339	28.6748	11.4028	75.1943
L_LJA1YNC_1_A	E278_CNC_YNC_1	LJA_138	8.0	1.1411	3.9941	2.3206	9.3914
L_LJA1YNC_1_B	E278_CNC_YNC_1	YNC_138	5.6	0.6788	2.8169	1.4336	7.2386
L_LJA1YNC_2_A	LJA_138	E278_CNC_YNC_2	8.0	0.9714	3.9416	2.1509	9.3990
L_LJA1YNC_2_B	E278_CNC_YNC_2	YNC_138	5.6	0.6785	2.8178	1.4181	7.6356
L_LMN1MND_1	LMN_138	MND_138	33.0	7.9135	16.6218	15.5094	53.5833
L_LRT1FOR	LRT_138	FOR_138	55.7	11.1656	28.4141	23.9799	90.7685
L_LUN2MCH_1	E453_MLG_MSF_1	MCH_230	21.0	0.9206	7.2448	3.9812	22.5981
L_LUN2MCH_2	E453_MLG_MSF_2	MCH_230	21.0	0.9205	7.2446	4.0636	21.9576
L_MCH2FRT_1_A	F_MCH_230	E_20_MCH1	8.0	0.3908	3.7365	1.7308	10.5665
L_MCH2FRT_1_B	E_20_MCH1	E131_MCH1	47.0	2.2960	21.9519	10.1687	62.0780
L_MCH2FRT_2_A	-MCH_230	E_20_MCH2	8.0	0.3908	3.7365	1.7308	10.5665
L_MCH2FRT_2_B	E_20_MCH2	E131_MCH2	47.0	2.2960	21.9519	10.1687	62.0780
L_MLG1NBB_1_A	MLG_138	E225_BBH	40.6	5.7799	19.0932	15.6058	66.5639
L_MLG1NBB_1_B	E225_BBH	NBB_138	0.5	0.0263	0.2238	0.1473	0.8084
L_MLG1SID_1_A	E57_MLG_MCH_1	MLG_138	12.0	1.7105	5.7248	3.3251	13.9270
L_MLG1SID_1_B	E57_MLG_MCH_1	E382_MLG_MCH_1	71.7	10.2198	34.2055	21.3323	88.1154
L_MLG1SID_1_C	E382_MLG_MCH_1	SID_138	28.7	4.0908	13.6918	9.2987	37.9714
L_MLG1SID_2_A	E57_MLG_MCH_2	MLG_138	12.0	1.7104	5.7248	3.3315	13.8753
L_MLG1SID_2_B	E57_MLG_MCH_2	E382_MLG_MCH_2	71.7	10.2199	34.2056	21.3012	88.6819

Tabla 4.1 Datos de Líneas - Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano

Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1	R0	X0
	Subestación	Subestación		km	Ohm	Ohm	Ohm
L_MLG1SID_2_C	E382_MLG_MCH_2	SID_138	28.7	4.0908	13.6918	9.2987	37.9714
L_MLG2DCR_1_A	E096_DCR_TMK	DCR_230	0.0	0.0006	0.0047	0.0029	0.0158
L_MLG2DCR_1_B	E096_DCR_TMK	MLG_230	42.7	2.4666	19.8368	9.6191	56.2918
L_MLG2DRN_2_A	E51_MLG_ESC_2	MLG_230	12.0	0.5267	4.1307	2.1062	12.1212
L_MLG2DRN_2_B	E51_MLG_ESC_2	E95_MLG_DRN	13.5	0.5924	4.6471	2.9666	15.5699
L_MLG2DRN_2_C	DRN_230	E95_MLG_DRN	11.3	0.4952	4.1517	2.3400	13.2831
L_MLG2ESC_1_A	E51_MLG_ESC_1	MLG_230	12.0	0.5266	4.1306	2.1289	11.7658
L_MLG2ESC_1_B	E51_MLG_ESC_1	TRA_230_1	13.5	0.5924	4.6471	2.9666	15.5699
L_MLG2ESC_1_C	E_MLG_RGY_1	TRA_230_2	13.8	0.6041	4.7383	3.0248	15.8755
L_MLG2ESC_1_D	E_MLG_RGY_1	E_RGY_ESC_1	4.1	0.2168	1.4832	0.7806	5.3138
L_MLG2ESC_1_E	E_RGY_ESC_1	ESC_230	8.3	0.3642	2.8571	1.8239	9.5726
L_MLG2LUN_1_A	E52_MLG_MCH_1	MLG_230	12.0	0.5253	4.1389	2.0426	12.3977
L_MLG2LUN_1_B	E349_MLG_MCH_1	E52_MLG_MCH_1	71.7	3.1386	24.7007	13.5737	77.0463
L_MLG2LUN_1_C	E349_MLG_MCH_1	E452_MLG_MSF_1	30.3	1.3255	10.4290	7.0270	36.7153
L_MLG2LUN_2_A	E52_MLG_MCH_2	MLG_230	12.0	0.5253	4.1338	2.0796	11.9696
L_MLG2LUN_2_B	E349_MLG_MCH_2	E52_MLG_MCH_2	71.7	3.1385	24.7000	13.8544	74.8626
L_MLG2LUN_2_C	E452_MLG_MSF_2	E349_MLG_MCH_2	30.3	1.3255	10.4290	7.0270	36.7153
L_MLL1VCN_A	MLL_138	E001_SRS	49.7	5.8900	23.9845	14.6646	65.6229
L_MLL1VCN_B	E001_SRS	E027_CNC	10.7	1.2735	5.2104	3.3543	13.6403
L_MLL1VCN_C	E027_CNC	VCN_138	7.8	0.9276	3.7977	2.4410	10.0123
L_MLN1CNC_1	MLN_138	CNC_138	67.1	9.5673	33.0103	22.5738	86.4212
L_MLN1CNC_2	MLN_138	CNC_138	67.1	9.5698	32.9994	22.5996	85.7882
L_MLN2PSC_1	PSC_230	MLN_230	188.4	10.8850	87.5375	42.4479	248.4091
L_MLN2PSC_2	PSC_230	MLN_230	188.4	10.8850	87.5375	42.4479	248.4091
L_MLN2TDY_1_A	E51_MLN2RBM_TTR_2	TDY_230	10.1	0.4948	4.9756	2.2819	12.7217
L_MLN2TDY_1_B	E51_MLN2RBM_TTR_2	MLN_230	31.3	1.8121	15.3439	7.3551	39.5147
L_MLN2TDY_2_A	TDY_230	E51_MLN2RBM_TTR_1	10.1	0.4947	4.9765	2.2833	12.7760
L_MLN2TDY_2_B	E51_MLN2RBM_TTR_1	MLN_230	31.3	1.8125	15.3413	7.3507	39.3465
L_MLN2TTR_1_RBM_B	E297_RBM	E52_MLN2RBM_TTR_1	125.4	7.2598	61.4734	29.4675	158.3113
L_MLN2TTR_1_RBM_C	E297_RBM	TTR_230	42.9	2.4843	21.0268	10.0749	53.9286
L_MLN2ZHR_1	MLN_230	ZHR_230	15.0	0.8665	6.9684	3.3791	19.7747
L_MLN2ZHR_2	ZHR_230	MLN_230	15.0	0.8665	6.9684	3.3791	19.7747
L_MND1MCS_1	MND_138	MCS_138	51.7	12.3841	26.0118	24.2710	83.8536
L_MND1SBR_1	SBR_138	MND_138	10.0	1.7190	5.2851	3.9098	15.8114
L_MSF2LUN_1	E029_MSF_E452_1	MSF_230	13.2	0.6735	6.2891	3.0416	17.7594
L_MSF2LUN_2	E029_MSF_E452_2	MSF_230	13.2	0.6735	6.2891	3.0416	17.7594
L_MSF2MCH	E453_MLG_MSF_1	E029_MSF_E452_1	26.0	1.1359	9.2178	5.8038	31.8275
L_MSF2MLG	E452_MLG_MSF_1	E029_MSF_E452_2	26.0	1.1359	9.2178	5.8038	31.8275
L_PCR1MLL	MLL_138	PCR_138	42.2	3.2830	20.0244	10.7430	55.4246
L_PMS1IBR_2_A	E072_SAN_DRV	PMS_138	6.0	0.7132	2.9174	1.5978	7.0104
L_PMS1IBR_2_B	IBR_138	E072_SAN_DRV	54.6	6.4884	26.5459	17.0892	69.4938
L_PMS1SAN_1	SAN_138	PMS_138	6.0	0.7132	2.9174	1.5978	7.0104

Tabla 4.1 Datos de Líneas - Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano							
Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1	R0	X0
	Subestación	Subestación	km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
L_PMS2ING_1_A	E6_C3_PMSRS	PMS_230	2.5	0.0990	0.9239	0.4315	2.9414
L_PMS2ING_1_B	E6_C3_PMSRS	ING_230	32.3	1.2643	11.6970	7.8358	37.6548
L_PMS2ING_2_A	E6_C4_PMSRS	PMS_230	2.5	0.0990	0.9239	0.4315	2.9414
L_PMS2ING_2_B	E6_C4_PMSRS	ING_230	32.3	1.2649	11.6950	7.8506	37.5003
L_PMS2JMN_1_A	E6_C1_PMSJMN	PMS_230	2.5	0.1243	1.2560	0.4713	3.0371
L_PMS2JMN_1_B	E116_C1_PMSJMN	E6_C1_PMSJMN	61.8	3.0290	30.4567	11.4979	73.0161
L_PMS2JMN_1_C	E_237_C2_PMSJMN	E116_C1_PMSJMN	72.1	3.5327	35.5208	13.4097	85.1567
L_PMS2JMN_1_D	E_237_C2_PMSJMN	JMN_230	78.7	3.8555	38.7662	14.6349	92.9372
L_PMS2JMN_2_A	E6_C2_PMSJMN	PMS_230	2.5	0.1243	1.2560	0.4713	3.0371
L_PMS2JMN_2_B	E116_C2_PMSJMN	E6_C2_PMSJMN	61.8	3.0290	30.4567	11.4979	73.0161
L_PMS2JMN_2_C	E_237_C1_PMSJMN	E116_C2_PMSJMN	72.1	3.5327	35.5208	13.4097	85.1567
L_PMS2JMN_2_D	JMN_230	E_237_C1_PMSJMN	78.7	3.8555	38.7662	14.6349	92.9372
L_PMS2JMN_3_A	E121_C3_PMSJMN	PMS_230	65.7	3.2168	32.3448	12.2107	77.5425
L_PMS2JMN_3_B	E_246_C3_PMSJMN	E121_C3_PMSJMN	70.4	3.4498	34.6875	13.0951	83.1590
L_PMS2JMN_3_C	JMN_230	E_246_C3_PMSJMN	77.7	3.8051	38.2733	17.5527	97.8578
L_PMS2JMN_4_A	E121_C4_PMSJMN	PMS_230	65.7	3.2168	32.3448	12.2107	77.5425
L_PMS2JMN_4_B	E_246_C4_PMSJMN	E121_C4_PMSJMN	70.4	3.4498	34.6875	13.0951	83.1590
L_PMS2JMN_4_C	JMN_230	E_246_C4_PMSJMN	77.7	3.8051	38.2798	17.5637	98.2752
L_PNP1PSN_1	PNP_138	PSN_1_138	23.4	2.8352	11.4530	6.9698	31.0732
L_PSC1LCHNG_1_A	E6_PSC_LCH_1	PSC_138	2.3	0.3264	1.0925	0.7419	3.0298
L_PSC1LCHNG_1_B	E6_PSC_LCH_1	CHNG_138	21.9	3.1244	10.4573	7.1020	29.0011
L_PSC1LCHNG_2_A	E6_PSC_LCH_2	PSC_138	2.3	0.3264	1.0925	0.7419	3.0298
L_PSC1LCHNG_2_B	E6_PSC_LCH_2	CHNG_138	21.9	3.1244	10.4573	7.1020	29.0011
L_PSC1PLC_1	PSC_138	PLC_138	15.1	1.7933	7.1202	4.5334	19.8945
L_PSC1PLC_2	PSC_138	PLC_138	15.1	1.7933	7.1202	4.5334	19.8945
L_PSC1SLT_1	PSC_138	SLT_138	17.4	2.0665	8.2047	5.2239	22.9247
L_PSC1SLT_2	PSC_138	SLT_138	17.4	2.0665	8.2047	5.2239	22.9247
L_PSC2CHR_1_A	E767_PSC2CHR_1	PSC_230	2.0	0.1155	0.9291	0.4505	2.6366
L_PSC2CHR_1_B	CHR_230	E767_PSC2CHR_1	2.7	0.1334	1.3822	0.6123	3.4006
L_PSC2CHR_2_A	E767_PSC2CHR_2	PSC_230	2.0	0.1155	0.9291	0.4505	2.6366
L_PSC2CHR_2_B	CHR_230	E767_PSC2CHR_2	2.7	0.1335	1.3816	0.6112	3.3710
L_PSC2CHR_3_A	E21_CHR_PSC_2	PSC_230	1.3	0.0768	0.6179	0.2996	1.7534
L_PSC2CHR_3_B	E21_CHR_PSC_2	CHR_230	3.3	0.1607	1.6642	0.6683	3.9281
L_PSC2CHR_4_A	E21_CHR_PSC_1	PSC_230	1.3	0.0768	0.6179	0.2996	1.7534
L_PSC2CHR_4_B	E21_CHR_PSC_1	CHR_230	3.3	0.1608	1.6635	0.6681	3.8676
L_PSC2DCR_1	PSC_230	DCR_230	10.0	0.5777	4.6456	2.2527	13.1831
L_PSC2MLG_1_DCR_A	E096_DCR	PSC_230	10.0	0.5777	4.6456	2.2527	13.1831
L_PSC2MLG_1_DCR_B	E096_DCR	MLG_230	12.2	2.4666	19.8368	9.6191	56.2918
L_PSC2NPR_1_A	E29_CHR_NPR_1	E8_PSC_NPR_1	4.7	0.0716	0.5761	0.2793	1.6347
L_PSC2NPR_1_B	E28_NPR_PSC_1	E6_PSC_LCH_2	7.3	0.4200	3.3774	1.6377	9.5841
L_PSC2NPR_1_C	E28_NPR_PSC_1	NPR_230_138	1.8	0.1040	0.8362	0.4055	2.3730
L_PYO1PNP	PYO_138	PNP_138	62.0	14.8602	31.2127	29.1239	100.6198

Tabla 4.1 Datos de Líneas - Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano							
Nombre	Terminal i	Terminal j	Long.	R1	X1	R0	X0
	Subestación	Subestación	km	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
L_QND1ESM_1	QND_138	ESM_138	74.0	10.5477	35.3028	23.9756	97.9052
L_QVD1DPR_1_A	E80_QVD_DPR_1	QVD_138	29.6	4.2191	14.1211	9.5903	39.1621
L_QVD1DPR_1_B	DPR_138	E80_QVD_DPR_1	13.8	1.9671	6.5834	4.1217	16.9096
L_QVD1DPR_2_A	E80_QVD_DPR_2	QVD_138	29.6	4.2191	14.1211	9.5903	39.1621
L_QVD1DPR_2_B	E80_QVD_DPR_2	DPR_138	13.8	1.9672	6.5834	4.1127	17.0592
L_QVD_SGR_1	E_SGR_QVD	E_QVD_SGR	113.5	5.5458	54.1855	24.3024	148.8566
L_QVD_SGR_2	E_SGR_QVD	E_QVD_SGR	113.5	5.5458	54.1855	24.3024	148.8566
L_RBM2TTR_1	RBM_230	TTR_230	42.9	2.4836	21.0304	10.0810	54.4591
L_SAN1IBR_1	IBR_138	SAN_138	54.6	6.4864	26.5547	17.0682	70.0088
L_SDM1ESM_1_A	SDM_138	E224_QND_ESM	80.7	11.5070	38.5134	26.1561	106.8093
L_SDM1ESM_1_B	E224_QND_ESM	ESM_138	74.0	10.5477	35.3028	23.9756	97.9052
L_SDM1QND_1	QND_138	SDM_138	80.7	11.5070	38.5134	26.1561	106.8093
L_SDM2BBA_1	BBA_230	SDM_230	62.0	3.5815	28.8029	13.9668	81.7352
L_SDM2ESM_1	SDM_230	ESM_230	156.8	7.6670	74.8805	38.5091	209.4820
L_SDM2ESM_2	-ESM_230	-SDM_230	156.8	7.6670	74.8805	38.5091	209.4820
L_SDM2MND_1	-MND_230	-SDM_230	68.6	5.7311	35.0241	17.6318	89.3810
L_SDM2MND_2	MND_230	SDM_230	68.6	5.7319	35.0198	17.6189	89.0195
L_SDM2QVD_1_A	BBA_QVD	SDM_230	62.0	3.5815	28.8029	13.9668	81.7352
L_SDM2QVD_1_B	BBA_QVD	QVD_230	43.0	2.4840	19.9762	9.6867	56.6873
L_SGR1MNTC_1_A	SGR_138	E61_SGR_MNTC	20.6	2.4435	9.5705	6.3187	26.7933
L_SGR1MNTC_1_B	E61_SGR_MNTC	MNTC_138	5.7	0.4465	2.6521	1.4862	7.4996
L_SGR_PORT_1	SGR_138	PRR_138	7.1	0.8363	3.2753	2.1625	9.1696
L_SID1BAL_1	SID_BAL_1	BAL_SID_1	11.2	0.5917	5.0655	2.6506	14.4814
L_SID1BAL_2	SID_BAL_1	BAL_SID_1	11.2	0.4595	3.4961	2.5184	12.9120
L_SID1MCH_1	SID_138	MCH_138	21.0	2.9975	10.0327	6.2569	25.8447
L_SID1MCH_2	SID_138	MCH_138	21.0	2.9976	10.0327	6.2478	26.0109
L_SLT1TRN_1	-SLT_138	-TRN_138	10.0	1.1877	4.6939	3.0116	13.1649
L_SLT1TRN_2	TRN_138	SLT_138	10.0	1.1877	4.6939	3.0116	13.1649
L_SPL2SBR_1	SPL_230	SBR_230	18.9	2.1367	9.1371	6.7641	20.5843
L_SRF2JVN_1	SRF_230	JVN_230	82.2	3.6109	30.4316	18.1605	93.4972
L_SRF2JVN_2	SRF_230	JVN_230	82.2	3.6097	30.4384	18.1722	93.9390
L_SRF5ING_1_A	SRF_500	RCT_SRF_1	0.1	0.0008	0.0164	0.0097	0.0518
L_SRF5ING_1_B	RCT_SRF_1	RCT_ING_1	123.5	2.0750	40.3910	24.0725	128.0093
L_SRF5ING_1_C	RCT_ING_1	ING_500	0.1	0.0008	0.0164	0.0097	0.0518
L_SRF5ING_2_A	SRF_500	RCT_SRF_2	0.1	0.0008	0.0164	0.0095	0.0507
L_SRF5ING_2_B	RCT_SRF_2	RCT_ING_2	123.9	2.0817	40.5218	24.1505	128.4239
L_SRF5ING_2_C	ING_500	RCT_ING_2	0.1	0.0008	0.0164	0.0097	0.0518
L_SRS1CNC	SRS_138	CNCT_138	12.7	1.5109	6.1853	3.9757	16.3070
L_SRS2ING_1	ING_230	SRS_230	32.5	1.2701	11.7509	7.8719	37.8284
L_SRS2ING_2	ING_230	SRS_230	32.5	1.2708	11.7489	7.8868	37.6732
L_SRS2PMS_1	SRS_230	PMS_230	46.0	2.2537	22.6612	10.3928	57.9405
L_SRS2PMS_2	SRS_230	PMS_230	46.0	2.2529	22.6650	10.3993	58.1877

Información de Generadores:

Título 4.2 Datos de Generadores del Sistema eólico

Nombre	Esfera de cobertura	Tensión de Diseño (kV)	Pn (MW)	Pn (MW)	Límite de Rotor (m)	Límite de Rotor (m)	Tipo de Generador	Módulo de Regulación Componente	GENERACIÓN 00-00				GENERACIÓN 00-00					
									Wp (MW)	P (MW)	W (MW)	W (MW)	Wp (MW)	P (MW)	W (MW)	W (MW)		
G_HEMBA_BAA_U1	R_Baia_U1_13.8	13.8	21.00	0.55	0.45	0.45	G_H_Baia_1_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DPER_U1	R_Dava_Praia_U1_13.8	13.8	71.10	0.48	0.48	0.48	G_H_Dava_Praia_1_TipGen	DM_HEMBA_DPER_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DPER_U2	R_Dava_Praia_U2_13.8	13.8	71.10	0.48	0.48	0.48	G_H_Dava_Praia_2_TipGen	DM_HEMBA_DPER_U2_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DPER_U3	R_Dava_Praia_U3_13.8	13.8	71.10	0.48	0.48	0.48	G_H_Dava_Praia_3_TipGen	DM_HEMBA_DPER_U3_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_CAOZ_U1_U2	R_Corvoa_0.0	0.0	0.00	0.10	0.07	0.07	G_H_Corvoa_1_2_TipGen	DM_HEMBA_DPER_U3_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_MAND_U1	R_Mandava_U1_13.8	13.8	33.00	0.11	0.36	0.36	G_H_Mandava_U1_1_TipGen	DM_HEMBA_MAND_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_PAM_U1	R_Pamias_0.0	0.0	0.00	1.00	1.00	1.00	G_H_Pamias_1_TipGen	DM_HEMBA_MAND_U1_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_TMC1_AMA_U10_U14	R_Jerome_Grand_13.8	13.8	0.20	0.00	0.43	0.43	G_T_Jerome_TipGen	DM_TMC1_AMA_U10_U14_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_TMC1_AMA_U15_U19	R_Jerome_Grand_13.8	13.8	0.20	0.00	0.43	0.43	G_T_Jerome_TipGen	DM_TMC1_AMA_U15_U19_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_TMC1_AMA_U1_U9	R_Jerome_Grand_13.8	13.8	0.20	0.00	0.43	0.43	G_T_Jerome_TipGen	DM_TMC1_AMA_U1_U9_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_TMC1_AMA_U10_U14	R_Jerome_Grand_13.8	13.8	0.20	0.00	0.43	0.43	G_T_Jerome_TipGen	DM_TMC1_AMA_U10_U14_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_TVA_DESM_U1	R_Estremozas_13.8	13.8	120.00	0.00	0.16	0.16	G_T_Estremozas_TipGen	DM_TVA_DESM_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_PUCA_U1	R_Puca_U1_13.8	13.8	00.00	0.20	0.47	0.47	G_H_Puca_1_TipGen	HEMBA_PUCA_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_PUCA_U2	R_Puca_U2_13.8	13.8	00.00	0.17	0.48	0.48	G_H_Puca_2_TipGen	HEMBA_PUCA_U2_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_AZDY_U1	R_Agouas_U1_13.8	13.8	00.00	0.18	0.20	0.20	G_H_Agouas_1_TipGen	HEMBA_AZDY_U1_EnvComp	PV	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_AZDY_U2	R_Agouas_U2_13.8	13.8	00.00	0.12	0.20	0.20	G_H_Agouas_2_TipGen	HEMBA_AZDY_U2_EnvComp	PV	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_AZDY_U3	R_Agouas_U3_13.8	13.8	00.00	0.12	0.20	0.20	G_H_Agouas_3_TipGen	HEMBA_AZDY_U3_EnvComp	PV	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_AZDY_U4	R_Agouas_U4_13.8	13.8	00.00	0.12	0.20	0.20	G_H_Agouas_4_TipGen	HEMBA_AZDY_U4_EnvComp	PV	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_CCS_U1	R_Coia_Coia_U1_13.8	13.8	100.00	0.47	0.47	0.47	G_H_Coia_Coia_1_TipGen	HEMBA_CCS_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_CCS_U2	R_Coia_Coia_U2_13.8	13.8	100.00	0.47	0.47	0.47	G_H_Coia_Coia_2_TipGen	HEMBA_CCS_U2_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_CCS_U3	R_Coia_Coia_U3_13.8	13.8	100.00	0.47	0.47	0.47	G_H_Coia_Coia_3_TipGen	HEMBA_CCS_U3_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_CCS_U4	R_Coia_Coia_U4_13.8	13.8	100.00	0.47	0.47	0.47	G_H_Coia_Coia_4_TipGen	HEMBA_CCS_U4_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DBE_U1	R_Dava_13.8	13.8	20.00	0.00	1.00	1.00	G_H_Dava_1_TipGen	HEMBA_DBE_U1_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DBE_U2	R_Dava_13.8	13.8	20.00	0.00	1.00	1.00	G_H_Dava_2_TipGen	HEMBA_DBE_U2_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DBE_U3	R_Dava_13.8	13.8	20.00	0.00	1.00	1.00	G_H_Dava_3_TipGen	HEMBA_DBE_U3_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_DBE_U4	R_Dava_13.8	13.8	20.00	0.00	1.00	1.00	G_H_Dava_4_TipGen	HEMBA_DBE_U4_EnvComp	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_LFA_U1_U3	BP_Talares_00	00	0.44	0.00	0.00	0.00	G_H_LFA_Puca_1_2_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_LFA_U1_U3	BP_Talares_00	00	0.00	0.00	0.00	0.00	G_H_Puca_1_2_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_SFPA_U1	R_Sea_Praia_U1_13.8	13.8	110.13	0.20	0.20	0.20	G_H_Sea_Praia_U1_TipGen	HEMBA_SFPA_U1_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_SFPA_U2	R_Sea_Praia_U2_13.8	13.8	110.13	0.20	0.20	0.20	G_H_Sea_Praia_U2_TipGen	HEMBA_SFPA_U2_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_HEMBA_SFPA_U3	R_Sea_Praia_U3_13.8	13.8	110.13	0.20	0.20	0.20	G_H_Sea_Praia_U3_TipGen	HEMBA_SFPA_U3_EnvComp	PV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.01	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_1_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.02	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_2_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.03	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_3_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.04	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_4_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.05	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_5_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.06	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_6_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.07	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_7_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.08	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_8_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.09	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_9_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_PESGAO_0.10	R_Pesgaos_13.8	13.8	0.11	0.00	1.00	1.00	G_H_Pesgaos_1_10_TipGen	PD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U1	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U2	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U3	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U4	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U5	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U6	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U7	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U8	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U9	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U10	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U11	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U12	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U13	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U14	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U15	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.36	0.36	G_H_TPSO_TipGen	PD	13.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
G_H_TPSO_U16	R_Mesmoas_13.8	13.8	18.00	0.36	0.3													

Tabla 4.2.b Datos de Generadores del Sistema ecuatoriano

Nombre	H s	D p.u.	ra p.u.	xl p.u.	xd p.u.	xq p.u.	Td' s	Tq' s	Td'' s	Tq'' s	xd' p.u.	xq' p.u.	xd'' p.u.	xq'' p.u.	x0 p.u.	r0 p.u.	x2 p.u.	r2 p.u.
G_H_Manduracu_1	2.2600	0.0000	0.0051	0.1000	0.9090	0.8500	1.0000	0.0000	0.9500	0.0441	0.2800	0.3000	0.1900	0.3300	0.0700	0.0100	0.1800	0.0200
G_H_Mazar_1_2	3.1167	0.0100	0.0028	0.1300	1.1600	0.9000	2.0800	0.0000	0.0630	0.0184	0.3100	0.3000	0.2200	0.2000	0.0910	0.0000	0.2000	0.0004
G_H_Minas_San_Francisco_1_3	7.5000	0.0100	0.0020	0.1300	0.8960	0.8240	2.5620	0.0000	0.1430	0.1330	0.3030	0.3000	0.2370	0.2100	0.1090	0.0049	0.1240	0.0035
G_H_Nayon_1_2	3.3800	0.0000	0.0024	0.1000	1.0800	0.8170	2.5163	0.0000	0.0249	0.0280	0.3240	0.3000	0.2380	0.2500	0.0730	0.0000	0.2000	0.0005
G_H_Normandia_1_5	1.3600	0.0000	0.0025	0.1000	1.3930	0.8960	0.5600	0.0000	0.0350	0.0700	0.2840	0.3000	0.2040	0.2040	0.0610	0.0000	0.1110	0.0005
G_H_Ocafe_1	4.5000	0.0000	0.0045	0.1000	0.9937	0.6298	1.0000	0.0000	0.0500	0.0500	0.2865	0.4700	0.1973	0.2250	0.1610	0.0158	0.2070	0.0270
G_H_Palmira_1_2	0.7000	0.0000	0.0080	0.1000	1.3450	0.7250	0.3460	0.0000	0.0300	0.0600	0.2440	0.3000	0.1580	0.1740	0.0470	0.0060	0.1920	0.0097
G_H_Pasechos_1_2	3.5556	0.0000	0.0020	0.1000	0.8720	0.8000	1.6847	0.0000	0.0200	0.0100	0.3000	0.3000	0.2000	0.2000	0.1800	0.0000	0.2000	0.0003
G_H_Paute_AB	3.6040	0.0100	0.0028	0.0100	1.0900	0.7400	2.2573	0.0000	0.0128	0.0184	0.3500	0.3000	0.0975	0.0975	0.1100	0.0000	0.1920	0.0004
G_H_Paute_C	3.1330	0.0000	0.0027	0.1000	1.0225	0.6334	1.9066	0.0000	0.0320	0.0531	0.2805	0.3000	0.1992	0.2404	0.1500	0.0000	0.2100	0.0000
G_H_Peninsula_1_3	1.2700	0.0000	0.0020	0.1000	1.1500	0.6000	1.5000	0.0000	0.0407	0.0143	0.3000	0.3000	0.2000	0.2000	0.1000	0.0000	0.2000	0.0000
G_H_Pucara_1	2.9100	0.0000	0.0121	0.1000	0.9780	0.5900	1.1149	0.0000	0.0349	0.0156	0.2750	0.3000	0.2040	0.2969	0.0748	0.0000	0.2600	0.0472
G_H_Pucara_2	2.9100	0.0000	0.0020	0.1000	0.9780	0.5900	1.1149	0.0000	0.0349	0.0156	0.2750	0.3000	0.2040	0.2969	0.0748	0.0000	0.2600	0.0472
G_H_Puuzo_1_1_2	3.0000	0.0000	0.0800	0.1000	0.9900	0.9700	0.3148	0.0000	0.0227	0.0276	0.1900	0.3000	0.1300	0.1800	0.0400	0.0050	0.1600	0.0050
G_H_Puuzo_1_1_2	3.5000	0.0000	0.0600	0.1300	1.1000	1.0800	0.3243	0.0000	0.0218	0.0237	0.1900	0.3000	0.1400	0.1800	0.0500	0.0050	0.1600	0.0050
G_H_Recuperadora	1.2700	0.0000	0.0020	0.1000	1.1000	0.8000	1.6000	0.0000	0.0110	0.0110	0.3000	0.3000	0.2000	0.2000	0.1000	0.0000	0.2000	0.0000
G_H_SuTumbo_1_2	0.7200	0.0000	0.0020	0.1000	1.3300	0.7150	0.3780	0.0000	0.0300	0.0600	0.2300	0.3000	0.1000	0.1650	0.0450	0.0000	0.1800	0.0000
G_H_SMGAR	2.1474	0.1180	0.0020	0.1000	1.4475	1.0000	1.5000	0.0000	0.0220	0.0280	0.4430	0.3000	0.2827	0.3170	0.0890	0.0000	0.2928	0.0000
G_H_San_Bartolo_1	1.8400	0.0000	0.0030	0.1000	1.4800	0.7400	0.7410	0.0000	0.0300	0.0600	0.2550	0.7400	0.1780	0.1780	0.0480	0.0030	0.1680	0.0048
G_H_San_Bartolo_2	1.8400	0.0000	0.0030	0.1000	1.4800	0.7400	0.7410	0.0000	0.0300	0.0600	0.2550	0.7400	0.1780	0.1780	0.0480	0.0030	0.1680	0.0048
G_H_San_Bartolo_3	1.8400	0.0000	0.0030	0.1000	1.4800	0.7400	0.7410	0.0000	0.0300	0.0600	0.2550	0.7400	0.1780	0.1780	0.0480	0.0030	0.1680	0.0048
G_H_San_Francisco	3.6210	0.0130	0.0025	0.1000	1.1000	0.7100	2.0365	0.0000	0.0292	0.0337	0.2950	0.3000	0.1700	0.2100	0.0900	0.0000	0.2300	0.0000
G_H_Sibimbe_1_2	1.2750	0.0000	0.0020	0.1000	1.7400	0.8700	0.4667	0.0000	0.0300	0.0100	0.2800	0.6700	0.1900	0.2100	0.0600	0.0000	0.1800	0.0000
G_H_Sopladora_1_3	4.1400	0.0100	0.0020	0.1300	0.9500	0.8170	2.3298	0.0000	0.0718	0.0743	0.2830	0.3000	0.2500	0.2270	0.1110	0.0051	0.2340	0.0102
G_H_Topo_1	3.1922	0.0000	0.0434	0.1000	1.0421	0.8474	1.2980	0.0000	0.0314	0.0300	0.3302	0.3000	0.2312	0.2461	0.0730	0.0000	0.2000	0.0000
G_H_Topo_2	3.1922	0.0000	0.0434	0.1000	1.0421	0.8474	1.2980	0.0000	0.0314	0.0300	0.3302	0.3000	0.2312	0.2461	0.0730	0.0000	0.2000	0.0000
G_TGM1_G2	1.8600	0.0000	0.0098	0.1000	1.8600	1.7700	0.1600	0.0000	0.0256	0.0246	0.2000	0.4100	0.1250	0.1200	0.1050	0.0000	0.1400	0.0128
G_TGM3_GE	0.7500	0.0000	0.0011	0.1440	2.5700	1.8008	0.7372	0.2645	0.0500	0.0500	0.2480	0.2970	0.1720	0.2080	0.1050	0.0123	0.1680	0.0082
G_TV2_Gen2_Zevallos	5.9670	0.0000	0.0015	0.0800	1.5850	0.8500	0.8150	0.1283	0.0210	0.0287	0.2427	0.3462	0.1474	0.1474	0.0860	0.0000	0.1464	0.0000
G_TV3_Gen2_Zevallos	5.9670	0.0000	0.0015	0.1000	1.5850	0.8500	0.8150	0.1283	0.0190	0.0287	0.2462	0.3462	0.1474	0.1474	0.0860	0.0000	0.1464	0.0000
G_T_CELEC_SEIena_1	4.0000	0.0000	0.0016	0.1000	0.9200	0.6500	0.1115	0.5000	0.0070	0.0200	0.2370	0.3370	0.1370	0.1610	0.0069	0.0000	0.1128	0.0000
G_T_Dayama_1_2	3.2000	0.0000	0.0016	0.1000	0.9400	1.9600	0.1338	0.5400	0.0100	0.0230	0.1900	0.3000	0.1400	0.2800	0.0200	0.0000	0.1900	0.0000
G_T_Esmeraldas	5.1600	0.0000	0.0012	0.1000	1.6000	1.9600	1.1148	0.0827	0.0350	0.0379	0.2310	0.2620	0.1460	0.1590	0.0730	0.0690	0.1580	0.1450
G_T_GasGreen_1_5	3.2000	0.0000	0.0016	0.1000	2.4300	1.5700	0.1350	0.5400	0.0100	0.0230	0.1500	0.3000	0.1100	0.2200	0.0200	0.0000	0.1900	0.0000
G_T_Jaramajay	1.0710	0.0000	0.0088	0.1000	1.4000	0.8500	0.6260	0.0000	0.0060	0.0043	0.2290	0.3000	0.1230	0.1220	0.0810	0.0000	0.1230	0.0000
G_T_Pichacay_1	0.1391	0.0000	0.0108	0.1000	4.0730	2.4450	0.1800	0.1610	0.0180	0.0180	0.2370	2.4440	0.2020	0.1901	4.9060	0.0070	0.1758	0.0220
G_T_Sb_Rosa_TG3	7.2000	0.0000	0.0000	0.1100	2.2500	2.0300	0.7300	0.1632	0.0200	0.0064	0.1830	0.5600	0.1190	0.1190	0.0870	0.0000	0.1440	0.0000
G_V_Trimaria	1.8000	0.0000	0.0095	0.1000	2.1200	1.8000	0.7800	0.1628	0.0170	0.0043	0.1670	0.6000	0.1140	0.1240	0.7000	0.0000	0.1700	0.0000

Información de Carga:

Nombre	Tipo	Terminal	CARGA 03:00		CARGA 20:00	
		Subestación	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
C.Chon_Calceta	Carga General	Chone_69	7.20	2.61	11.40	3.80
C.Chon_Chone	Carga General	Chone_69	9.80	2.85	16.10	4.90
C.Chon_Tosagua	Carga General	Chone_69	25.10	9.03	36.20	13.10
C.EEQ_LosBancos	Carga General	B_Los_Bancos_13.8	4.10	1.08	4.36	1.15
C.Elep_LaMana	Carga General	B_Calope_69	3.70	2.80	7.90	4.25
C.Esme_L1	Carga General	Esmeraldas_69	23.80	8.80	36.70	13.55
C.Esme_L2	Carga General	Esmeraldas_69	13.40	5.10	22.40	7.29
C.Esme_L3	Carga General	Esmeraldas_69	8.20	3.10	12.50	4.70
C.Esme_Refineria_L5	Carga General	Esmeraldas_69	3.10	-3.50	3.30	-2.45
C.Esme_Winchele	Carga General	B_Esme_69	50.27	24.56	50.27	24.56
C.Mant_Manta2	Carga General	B_Manta_69	25.00	8.04	20.60	9.40
C.Mont_Manta1	Carga General	Montecristi_69	32.40	11.90	43.40	15.00
C.Mont_Manta2	Carga General	Montecristi_69	5.50	1.67	8.20	2.80
C.Mont_Manta3	Carga General	Montecristi_69	25.70	9.44	33.20	11.30
C.Port_Portoviejo1	Carga General	Portoviejo_69	20.52	9.71	34.90	12.50
C.Port_Portoviejo2	Carga General	Portoviejo_69	22.03	11.50	41.90	14.80
C.Port_Portoviejo3	Carga General	Portoviejo_69	21.45	10.50	36.40	15.30
C.Port_Portoviejo4(Jipijapa)	Carga General	Portoviejo_69	12.40	4.90	17.50	5.20
C.Quev_QuevedoNorte	Carga General	Quevedo_69	20.90	5.10	36.40	8.70
C.Quev_QuevedoSur	Carga General	B_Quevedo_69	23.10	3.50	40.20	7.80
C.Quin_Quirinde_1	Carga General	Quirinde_69	3.40	1.07	5.40	1.20
C.Quin_Quirinde_2	Carga General	Quirinde_69	6.60	1.85	11.10	3.20
C.SDom_SantoDomingo1	Carga General	Santo Domingo_69	32.10	2.49	50.20	12.40
C.SDom_SantoDomingo2	Carga General	Santo Domingo_69	27.80	5.65	47.80	9.60
C.SSAA_CTESM	Carga General	B_Esmeraldas_13.8	7.00	0.00	7.00	0.00
C.SSAA_G1_DPER	Carga General	B_Daule_Peripa_U1_13.8	0.12	0.00	0.12	0.00
C.SSAA_G2_DPER	Carga General	B_Daule_Peripa_U2_13.8	0.12	0.00	0.12	0.00
C.SSAA_G3_DPER	Carga General	B_Daule_Peripa_U3_13.8	0.12	0.00	0.12	0.00
C.Amba_Ambato1	Carga General	Ambato_69	17.00	0.00	26.50	3.10
C.Amba_Ambato2	Carga General	Ambato_69	4.60	0.81	9.50	2.30
C.Amba_Latacunga	Carga General	Ambato_69	9.40	2.40	11.30	4.00
C.Bano_Banos2	Carga General	Banos_69	1.10	0.27	1.30	0.30
C.CCas_CelsoCastellanos	Carga General	B_Lago_Agrio_69	5.13	1.72	3.64	5.64
C.Coca_Auca	Carga General	B_Dayuma_13.8	4.17	2.90	5.75	3.68
C.Coca_Coca	Carga General	B_Coca_13.8	5.33	1.83	7.35	2.32
C.EEQ_Gualo(SE14)	Carga General	B_Gualo(SE14)_23	10.90	1.91	18.10	3.17
C.EEQ_SanAntonio(SE22)	Carga General	B_San Antonio_23	5.90	0.88	8.70	2.90
C.Ibar_Alpacacha	Carga General	B_Alpacacha_13.8	7.00	1.60	14.30	4.70
C.Ibar_Cotacachi	Carga General	Ibarra_69	1.80	-0.12	1.80	-0.12
C.Ibar_Lafarge	Carga General	Ibarra_69	0.37	-0.08	0.30	-0.60
C.Ibar_Otavalo	Carga General	Ibarra_69	24.10	3.58	39.20	15.50
C.Ibar_Reboma	Carga General	Ibarra_69	8.50	1.91	12.30	5.00
C.Jivi_Jivino	Carga General	B_Jivino_I_13.8	1.39	0.43	1.10	0.35
C.Jivi_Petroamazonas	Carga General	Jivino_69	10.80	0.48	44.00	4.50
C.Lago_LagoAgrio	Carga General	B_Lago_Agrio_69	34.37	1.54	11.06	4.46
C.Lore_Loreto	Carga General	B_Loreto_13.8_T	1.10	0.26	1.10	0.40
C.Mula_Mulalo	Carga General	Mulalo_69	17.10	5.56	28.50	18.10
C.Mula_Novacero	Carga General	B_Novacero_138	33.40	16.50	7.10	1.80
C.Puyo_Puyo1	Carga General	Puyo_69	7.50	2.20	9.20	2.70
C.Riob_Guaranda	Carga General	Riobamba_69	9.20	1.38	9.80	1.20
C.Riob_Riobamba1	Carga General	Riobamba_69	12.20	2.60	16.00	5.00
C.Riob_Riobamba2	Carga General	Riobamba_69	6.20	1.16	11.20	2.00
C.Riob_Riobamba3	Carga General	Riobamba_69	6.50	0.77	6.60	2.90
C.SSAA_U1_AGO	Carga General	B_Agoyan_U1_13.8	0.22	0.00	0.22	0.00
C.SSAA_U1_PUC	Carga General	B_Pucara_U1_13.8	0.12	0.00	0.12	0.00
C.SSAA_U2_AGO	Carga General	B_Agoyan_U2_13.8	0.22	0.00	0.22	0.00
C.SSAA_U2_PUC	Carga General	B_Pucara_U2_13.8	0.12	0.00	0.12	0.00
C.Sach_Sacha	Carga General	B_Sacha_13.8	2.04	0.62	1.61	0.50
C.Shus_Shushufindi	Carga General	B_Jivino_69	7.07	2.17	10.19	3.55
C.Tena_Tena	Carga General	Tena_69	3.70	0.40	3.90	0.00
C.Tena_TenaNorte	Carga General	Tena_69	3.50	0.00	3.80	0.00

Tabla 4.3 Datos de Cargas del Sistema ecuatoriano

Nombre	Tipo	Terminal	CARGA 03:00		CARGA 20:00	
			Subestación	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)
C. Toto. Ambato	Carga SSAA	Totoras_69	3.80	0.59	7.80	3.10
C. Toto. Baños	Carga SSAA	Totoras_69	5.30	0.63	7.40	1.60
C. Toto. Montalvo	Carga General	Totoras_69	10.90	0.49	15.40	2.20
C. Tulc. SanGabriel	Carga General	Tulcan_69	3.70	0.78	4.70	1.10
C. Tulc. Tulcan1	Carga General	Tulcan_69	4.70	1.10	6.00	1.80
C. SSAA TV2_GZEV	Carga General	B. Gonzalo_Zevallos TV2_13.8	3.00	0.00	3.00	0.00
C. SSAA TV3_GZEV	Carga General	B. Gonzalo_Zevallos TV3_13.8	3.00	0.00	3.00	0.00
C. SSAA U1_AT	Carga General	B. Alvaro_Tinajero AT1_13.8	0.26	0.00	0.26	0.00
C. SSAA U1_TG1	Carga General	B. Anibal_Santos TG1_13.8	0.20	0.00	0.20	0.00
C. SSAA U1_VAS	Carga General	B. Anibal_Santos TV1_13.8	1.64	0.00	1.64	0.00
C. SSAA U2_AT	Carga General	B. Alvaro_Tinajero AT2_13.8	0.26	0.00	0.26	0.00
C. SSAA U2_TG2	Carga General	B. Anibal_Santos TG2_13.8	0.20	0.00	0.20	0.00
C. SSAA U3_TG3	Carga General	B. Anibal_Santos TG3_13.8	0.20	0.00	0.20	0.00
C. SSAA U5_TG5	Carga General	B. Anibal_Santos TG5_13.8	0.20	0.00	0.20	0.00
C. SSAA U6_TG6	Carga General	B. Anibal_Santos TG6_13.8	0.20	0.00	0.20	0.00
C. Sall. Ceibos	Carga General	B. Ceibos_69	30.97	0.00	47.66	0.00
C. Sall. Cemento	Carga General	B. Cemento_69	11.92	3.61	18.35	6.87
C. Sall. Chambers	Carga General	B. Chambers_69	21.35	4.11	34.84	8.27
C. Sall. Garay	Carga General	B. Garay_69	17.03	4.63	26.22	8.79
C. Sall. Norte	Carga General	B. Norte_69	30.97	6.12	47.66	11.63
C. Sall. Portete	Carga General	B. Portete_69	19.71	3.45	32.16	6.95
C. Sall. Prosperina	Carga General	B. Prosperina_69	34.53	8.35	53.94	15.96
C. Sall. Sur	Carga General	B. Sur_69	29.42	8.62	45.27	11.05
C. EEQ1 Barrionuevo(SE3)	Carga General	B. Barrionuevo(SE03)_6.3	3.83	0.65	6.42	1.09
C. EEQ1 Cotacollao	Carga General	B. Cotacollao(SE19)_23	14.59	2.96	24.49	4.97
C. EEQ1 Cristiana	Carga General	B. Cristiana1(SE18)_23	11.00	-2.02	18.47	-3.55
C. EEQ1 Epidachima(SE21)	Carga General	B. Epidachima1(SE21)_23	12.44	0.00	20.37	0.00
C. EEQ1 EugenioEspejo(SE59)	Carga General	B. Eugenio_Espejo1(SE59)_23	2.57	1.280	21.09	4.71
C. EEQ1 Iñaquito(SE28)	Carga General	B. Iñaquito1(SE28)_6.3	4.32	0.90	7.25	1.51
C. EEQ1 Pomaspqui(SE57)	Carga General	B. Pomaspqui_EEQ1(SE57)_23	14.12	0.00	23.70	0.00
C. EEQ1 RioCoca(SE16)	Carga General	B. Rio_Coca1(SE16)_6.3	8.44	-1.44	10.81	-2.41
C. EEQ1 Sangolqui(SE55)	Carga General	B. Sangolqui1(SE55)_23	8.25	-1.11	13.84	-1.87
C. EEQ1 SantaRosa(SE37)	Carga General	B. Santa_Rosa1(SE37)_23	7.15	1.63	12.00	2.74
C. EEQ1 Tumbaco(SE36)	Carga General	B. Tumbaco1(SE36)_23	9.59	-1.06	16.10	-1.77
C. EEQ2 Barrionuevo(SE3)	Carga General	B. Barrionuevo(SE03)_23	7.91	1.98	13.27	3.33
C. EEQ2 Cotacollao(SE19)	Carga General	B. Cotacollao(SE19)_23	11.70	0.00	19.64	0.00
C. EEQ2 Cristiana	Carga General	B. Cristiana2(SE48)_23	8.27	-2.57	13.88	-4.31
C. EEQ2 Epidachima(SE21)	Carga General	B. Epidachima2(SE21)_23	11.41	-0.89	19.14	-1.49
C. EEQ2 EugenioEspejo(SE59)	Carga General	B. Eugenio_Espejo2(SE59)_23	8.39	0.00	14.08	0.00
C. EEQ2 Iñaquito(SE28)	Carga General	B. Iñaquito2(SE28)_6.3	4.77	0.81	8.00	1.35
C. EEQ2 Pomaspqui(SE57)	Carga General	B. Pomaspqui_EEQ2(SE57)_23	14.92	0.00	25.04	0.00
C. EEQ2 RioCoca(SE16)	Carga General	B. Rio_Coca2(SE16)_6.3	7.81	1.55	13.11	2.59
C. EEQ2 Sangolqui(SE55)	Carga General	B. Sangolqui2(SE55)_23	13.01	1.95	21.83	3.27
C. EEQ2 SantaRosa(SE37)	Carga General	B. Santa_Rosa2(SE37)_23	13.31	3.34	22.34	5.60
C. EEQ2 Tumbaco(SE36)	Carga General	B. Tumbaco2(SE36)_23	6.24	-1.94	10.47	-3.25
C. EEQ. Aeropuerto(SE33)	Carga General	B. Aeropuerto(SE33)_23	4.24	0.84	7.11	1.41
C. EEQ. Alangasi(SE28)	Carga General	B. Alangasi(SE28)_23	14.90	2.63	43.20	7.82
C. EEQ. Andaluces(SE17)	Carga General	B. Andaluces(SE17)_6.3	7.58	0.00	12.72	0.00
C. EEQ. Bellisario_Quaveo(SE11)	Carga General	B. Bellisario_Quaveo(SE11)_6.3	5.46	-0.74	9.16	-1.24
C. EEQ. Carolina(SE24)	Carga General	B. Carolina(SE24)_6.3	7.69	0.34	12.90	0.58
C. EEQ. Chillibul(SE4)	Carga General	B. Chillibul(SE05)_23	1.44	0.37	2.41	0.62
C. EEQ. Chimbacalle(SE4)	Carga General	B. Chimbacalle(SE04)_6.3	8.39	0.00	14.09	0.00
C. EEQ. Conocoto(SE23)	Carga General	B. Conocoto(SE23)_23	10.90	0.00	16.80	0.00
C. EEQ. DiezNueva(SE32)	Carga General	B. Diez_Nueva(SE32)_6.3	5.80	-0.45	9.73	-0.76
C. EEQ. DiezVieja(SE10)	Carga General	B. Diez_Vieja(SE10)_6.3	3.13	-1.21	5.25	-2.02
C. EEQ. ElBosque(15)	Carga General	B. El_Bosque3(SE15)_6.3	7.30	-0.57	12.25	-0.95
C. EEQ. Esc. Sucre(SE8)	Carga General	B. Esc. Sucre(SE08)_6.3	1.90	0.37	3.19	0.61
C. EEQ. GCenteno(SE13)	Carga General	B. GCenteno(SE13)_6.3	6.89	0.00	11.57	0.00
C. EEQ. LaFloresta(SE12)	Carga General	B. Floresta(SE12)_6.3	5.01	0.00	8.40	0.00
C. EEQ. La_Mierra(SE8)	Carga General	B. La_Mierra(SE06)_6.3	2.91	0.78	4.89	1.21
C. EEQ. Luluncoto(SE2)	Carga General	B. Luluncoto(SE02)_6.3	3.44	-0.59	5.78	-1.66
C. EEQ. Machachi(SE34)	Carga General	B. Machachi(SE34)_23	10.06	2.65	16.89	4.45
C. EEQ. Miraflores(SE9)	Carga General	B. Miraflores(SE09)_6.3	3.72	0.83	6.24	1.39
C. EEQ. Nueva_Cumbaya(SE29)	Carga General	B. Nueva_Cumbaya(SE29)_23	11.40	1.45	19.13	2.43
C. EEQ. Olimpico(SE01)	Carga General	B. Olimpico(SE01)_6.3	8.06	-0.36	13.52	-0.61

Tabla 4.3 Datos de Cargas del Sistema ecuatoriano

Nombre	Tipo	Terminal	CARGA 03:00		CARGA 20:00	
			Subestación	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)
C_EEO_PerezGuerrero(SE53)	Carga General	B_Perez_Guerrero(SE53)_6.3	6.34	-0.40	10.64	-0.67
C_EEO_Quinche(SE58)	Carga General	B_Quinche(SE58)_23	9.50	2.54	10.70	2.86
C_EEQ_SanRafael(SE27)	Carga General	B_San_Rafael(SE27)_23	7.65	0.00	12.84	0.00
C_EEQ_SanRoque(SE7)	Carga General	B_San_Roque(SE07)_6.3	6.02	-1.78	10.10	-2.98
C_EEO_Tababela(SE31)	Carga General	B_Tababela(SE31)_23	15.50	3.88	18.10	4.54
C_Cara_Ueg1	Carga General	Caraguay_69	27.00	5.19	42.30	6.30
C_Cara_Ueg3	Carga General	Caraguay_69	20.80	3.89	32.80	5.40
C_Cara_Ueg4	Carga General	Caraguay_69	15.90	1.89	22.70	1.10
C_Elec_Chongon	Carga General	B_Electroqui_69	1.10	0.33	8.70	2.00
C_Holic_Holicim	Carga General	B_Holicim_4.16	41.00	4.51	17.20	1.90
C_NPro_Categ1	Carga General	Nueva_Prospertina_69	19.60	5.64	35.90	10.20
C_NPro_Categ2	Carga General	Nueva_Prospertina_69	41.80	9.92	57.60	12.90
C_NPro_Categ3	Carga General	Nueva_Prospertina_69	7.40	1.34	13.20	2.20
C_Pasc_Cedege	Carga General	B_Cedege_Pascuales_138	9.48	-0.85	9.90	-1.70
C_Pasc_Cerveceria	Carga General	Pascuales_69	42.50	9.28	50.00	6.30
C_Pasc_LToma	Carga General	Pascuales_69	15.20	6.06	17.30	6.30
C_Pasc_TDaule	Carga General	Pascuales_69	18.10	4.46	26.30	7.30
C_Pasc_VGuayas	Carga General	Pascuales_69	31.30	6.68	49.00	10.30
C_Pasc_Vergeles	Carga General	Pascuales_69	37.70	8.04	49.20	10.60
C_Poli_Forellana	Carga General	Policentro_69	39.33	3.15	55.00	4.40
C_Poli_Piedrahita	Carga General	Policentro_69	21.18	2.69	38.46	3.60
C_Poso_Cerecita	Carga General	Playas_69	8.90	2.07	12.60	1.30
C_Poso_Playas	Carga General	Posorja_69	5.48	1.65	9.20	2.70
C_Poso_Posorja	Carga General	Posorja_69	11.92	3.27	16.90	5.60
C_SEE_Chanduy	Carga General	Santa Elena_69	6.58	1.65	8.80	2.30
C_SEE_Colonche	Carga General	Santa Elena_69	19.45	5.85	25.10	6.90
C_SEE_Libertad	Carga General	Santa Elena_69	17.86	5.46	26.20	8.00
C_SEE_Salinas	Carga General	Santa Elena_69	11.69	3.83	17.70	5.20
C_SSAA_G_TRI	Carga General	B_Trintaria_U1_13.8	7.80	0.00	7.90	0.00
C_SSAA_G_VICT	Carga General	B_Victoria_U1_13.8	0.46	0.00	0.46	0.00
C_SSAA_U1_EQUI	Carga General	B_Electroqui_U1_13.8	2.60	0.00	2.60	0.00
C_SSAA_U2_EQUI	Carga General	B_Electroqui_U2_13.8	2.60	0.00	2.60	0.00
C_Trin_Guasmio	Carga General	Trinitaria_69	17.70	2.77	25.30	3.40
C_Trin_PadreCanals	Carga General	Trinitaria_69	11.00	3.17	17.70	5.10
C_Trin_Pradera	Carga General	Trinitaria_69	19.70	3.08	31.30	4.80
C_Trin_Universal	Carga General	Trinitaria_69	26.40	-11.09	10.30	0.50
C_Adel_Horno	Carga General	B_Adelca_Horno_23	0.83	-0.55	16.60	6.10
C_Ctza_EERSSA1	Carga General	Cumbiaratza_69	1.50	0.30	2.50	0.50
C_Ctza_EERSSA2	Carga General	Cumbiaratza_69	4.20	0.20	7.50	0.90
C_Cuen_Arenal(SE05)	Carga General	B_Arenal(SE05)_22	16.06	2.81	37.16	2.13
C_Cuen_Azogues1	Carga General	B_Azogues1_69	8.10	2.20	11.50	1.80
C_Cuen_Azogues2	Carga General	B_Azogues2_69	2.67	0.40	3.07	0.30
C_Cuen_Cañar(SE18)	Carga General	B_Cañar(SE18)_69	4.10	0.18	5.44	0.16
C_Cuen_Centenario(SE02)	Carga General	B_Centenario(SE02)_6.3	3.44	0.58	5.52	0.30
C_Cuen_Descanso(SE12)	Carga General	B_Descanso(SE12)_22	4.19	0.19	6.07	0.17
C_Cuen_ERCO	Carga General	B_Parque_Industrial(SE04)_69	5.18	2.10	6.05	1.58
C_Cuen_Gualaceo	Carga General	Gualaceo_22	3.68	0.08	8.10	0.10
C_Cuen_LCordero(SE01)	Carga General	B_Luis_Cordero(SE01)_22	2.64	0.12	2.82	0.08
C_Cuen_LaTroncal(SE50)	Carga General	B_La_Troncal(SE50)_69	4.92	2.14	7.11	1.99
C_Cuen_Lentig(SE14)	Carga General	B_Lentig(SE14)_22	6.07	1.50	12.21	1.31
C_Cuen_Limon	Carga General	Limon_13.8	1.00	0.21	1.77	0.23
C_Cuen_Madras	Carga General	B_Macas_13.8	5.09	1.03	9.60	0.80
C_Cuen_Mendez	Carga General	Mendez_13.8	1.80	0.24	2.70	0.40
C_Cuen_Money(SE03)	Carga General	B_Money(SE03)_22	8.80	1.25	11.21	0.70
C_Cuen_ParqueIndustrial(SE04)	Carga General	B_Parque_Industrial(SE04)_22	11.49	3.17	14.08	2.50
C_Cuen_Ricarte(SE07)	Carga General	B_Ricarte(SE07)_69	6.19	1.61	5.96	1.00
C_Cuen_SE09	Carga General	B_SE9_69	1.25	0.11	1.43	0.08
C_Cuen_Turi(SE08)	Carga General	B_Turi(SE08)_22	5.92	0.53	11.90	0.46

Tabla 4.3 Datos de Cargas del Sistema ecuatoriano						
Nombre	Tipo	Terminal Subestación	CARGA 03:00		CARGA 20:00	
			P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
C_Dcer_L3(Recreoll)	Carga General	Dos_Cerritos_69	47.80	15.02	47.20	14.90
C_Dcer_L4	Carga General	Dos_Cerritos_Movil_69	23.50	5.68	35.80	8.20
C_Dcer_L4(Recreol)	Carga General	Dos_Cerritos_69	33.20	11.94	33.20	13.80
C_Dcer_L5(Salitre)	Carga General	Dos_Cerritos_69	32.50	12.95	32.50	12.50
C_Dura_Duran1	Carga General	Duran_69	29.20	9.80	35.80	12.30
C_Loja_Loja1	Carga General	Loja_69	6.20	0.97	17.20	12.00
C_Loja_Loja2	Carga General	Loja_69	9.90	6.99	12.50	1.90
C_Mach_Emeloro1	Carga General	Machala_69	59.70	26.32	65.70	28.60
C_Mach_Emeloro2	Carga General	Machala_69	74.90	25.67	102.10	38.40
C_Mila_Milagro1	Carga General	Milagro_69	24.00	5.91	38.20	11.30
C_Mila_Milagro2	Carga General	Milagro_69	27.10	7.90	36.90	10.70
C_Mila_Milagro3	Carga General	Milagro_69	11.10	2.58	11.10	1.70
C_Mila_Milagro4	Carga General	Milagro_69	17.60	5.27	21.90	7.90
C_NBab_LosRios1	Carga General	Nueva_Babahoyo_69	17.26	5.30	31.44	9.65
C_NBab_LosRios2	Carga General	Nueva_Babahoyo_69	23.74	10.54	26.99	11.71
C_SSAA_PAU	Carga General	Molino_138	1.00	0.00	1.00	0.00
C_SSAA_TGM	Carga General	B_TGM_1_138	2.37	0.00	2.37	0.00

Información de Transformadores de tres devanados:

Tabla 4-A.4 Datos de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano

Nombre	Tipo	Lado HV	Lado MV	Lado LV	TAPS 03:00			TAPS 20:00		
					Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV	Lado MV	Lado LV
T.AA1_PRT	AA1 PORRTOVEJO TypT3	PRT_138	PRT_69	PRT_AA1_13.8	1	7	0	1	7	0
T.AA2_PRT	AA2 PORRTOVEJO TypT3	PRT_138	PRT_69	PRT_AA2_13.8	1	7	0	1	7	0
T.AMO_LJA	AMG EFACEC_FEX TypT3	ESM_AMG_138	ESM_AMG_69	LJA_AMO_13.8	3	1	0	3	1	0
T.AMO_NPR	AMG EFACEC_GDM TypT3	NPR_AMG_138	NPR_AMG_69	NPR_AMO_13.8	4	3	0	-1	3	0
T.AMO_PSR	MOVA MITSUBISHI TypT3	PSR_138	PSR_AMG_69	PSR_AMO_3	3	0	0	3	0	0
T.ATI_AMB	ATI AMBATO TypT3	AMB_138	AMB_69	AMB_ATI_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATI_MLN	ATI MOLING TypT3	MLN_230	MLN_138	MLN_ATI_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATZ_AMB	T_AMBATO_ATZ TypT3	AMB_138	AMB_69	AMB_ATZ_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATZ_MLN	ATI MOLING TypT3	MLN_230	MLN_138	MLN_ATZ_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATH_ING	ATH INGA TypT3	ING_500	ING_230	ING_ATH_34.5	0	-4	0	0	0	0
T.ATH_SRF	ATH SAN RAFAEL TypT3	SRF_500	SRF_230	SRF_ATH_34.5	0	0	0	0	0	0
T.ATI_CHR	ATI CHERRILLOS TypT3	CHR_500	CHR_230	CHR_ATI_38.5	3	0	0	3	0	0
T.ATI_ING	ATI INGA TypT3	ING_500	ING_230	ING_ATI_34.5	0	-4	0	0	-4	0
T.ATI_CHR	ATI CHERRILLOS TypT3	CHR_500	CHR_230	CHR_ATI_34.5	3	0	0	3	0	0
T.ATI_ING	ATI INGA TypT3	ING_500	ING_230	ING_ATI_34.5	0	-4	0	0	-4	0
T.ATK_BMB	ATK BOMBIGUA TypT3	BMB_230	BMB_69	BMB_13.8	3	0	0	0	0	0
T.ATK_DCE	ATK DOS CIERTOS TypT3	DCR_230	DCR_69	DCR_ATK_13.8	12	0	0	12	0	0
T.ATK_DRN	ATK DURAN TypT3	DRN_230	DRN_69	DRN_ATK_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATK_ML	ATK MALAGZO TypT3	MLC_230	MLC_69	MLC_ATK_13.8	1	0	0	1	0	0
T.ATK_SGR	ATK SAN GREGORIO TypT3	SGR_230	SGR_69	SGR_ATK_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATL_DRN	ATL DURAN TypT3	DRN_230	DRN_69	DRN_ATL_13.8	3	17	0	3	20	0
T.ATL_RBM	ATL RODRIGUEZ TypT3	RBM_230	RBM_69	RBM_ATL_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_BNS	ATO BANOS TypT3	BNS_138	BNS_69	BNS_ATO_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_CHN	ATO CHONE TypT3	CHN_138	CHN_69	CHN_ATO_13.8	2	15	0	2	15	0
T.ATO_CMB	ATO CUMBARAZA TypT3	CMB_138	CMB_69	CMB_ATO_13.8	2	17	0	3	17	0
T.ATO_CNC	ATO CIENCUA TypT3	CNC_138	CNC_69	CNC_ATO_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATO_CRG	ATO CARAGUAY TypT3	CRG_138	CRG_69	CRG_ATO_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATO_ESM	AA2 ESMERALDAS TypT3	ESM_138	ESM_69	ESM_AA2_13.8	0	12	0	2	18	0
T.ATO_FOR	ATO FORELANA_66 TypT3	FOR_138	FOR_69	FOR_ATO_13.8	3	18	0	3	18	0
T.ATO_BR	ATO BARRA TypT3	BR_138	BR_69	BR_ATO_13.8	2	16	0	2	16	0
T.ATO_LJA	ATO LOJA TypT3	LJA_138	LJA_69	LJA_ATO_13.8	3	2	0	3	3	0
T.ATO_LRT	ATO LORETO TypT3	LRT_138	LRT_69	LRT_ATO_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATO_MCH	ATO MACHALA TypT3	MCH_138	MCH_69	MCH_ATO_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_MLL	ATO MALALO TypT3	MLL_138	MLL_69	MLL_ATO_13.8	2	18	0	2	18	0
T.ATO_MNT	ATO MANTUA TypT3	MNT_138	MNT_69	MNT_ATO_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_MNTC	ATO MONTECRISTI TypT3	MNTC_138	MNTC_69	MNTC_ATO_13.8	2	15	0	2	23	0
T.ATO_NBB	ATO NUEVA BABAHUAYO TypT3	NBB_138	NBB_69	NBB_ATO_13.8	1	13	0	1	13	0
T.ATO_PLC	T POLSENERO_ATO TypT3	PLC_138	PLC_69	PLC_ATO_13.8	2	17	0	2	16	0
T.ATO_PSC	ATO PASCUALES TypT3	PSC_138	PSC_69	PSC_ATO_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATO_PSR	ATO POSORJA TypT3	PSR_138	PSR_69	PSR_ATO_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATO_PVO	ATO PUVO TypT3	PVO_138	PVO_69	PVO_ATO_13.8	4	12	0	4	12	0
T.ATO_QND	QUINDE TypT3	QND_138	QND_69	QND_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_SDM	ATO SANTO DOMINGO TypT3	SDM_138	SDM_69	SDM_ATO_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATO_SEL	ATO SE ELINDA TypT3	SEL_138	SEL_69	SEL_ATO_13.8	1	-8	0	1	-10	0
T.ATO_SLT	ATO SALTIERRA TypT3	SLT_138	SLT_69	SLT_ATO_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATO_TLC	ATO TULCAN TypT3	TLC_138	TLC_69	TLC_ATO_13.8	2	1	0	2	-2	0
T.ATO_TRN	ATO TRINITARIA TypT3	TRN_138	TRN_69	TRN_ATO_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATO_TTR	ATO TOTORAL TypT3	TTR_138	TTR_69	TTR_ATO_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATO_YNC	ATO YANACocha TypT3	YNC_138	YNC_69	YNC_ATO_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATR_ESM	AA1 ESMERALDAS TypT3	ESM_138	ESM_69	ESM_AA1_13.8	2	12	0	2	15	0
T.ATR_BR	ATR BARRA TypT3	BR_138	BR_69	BR_ATR_13.8	2	16	0	2	16	0
T.ATR_MCH	ATR MACHALA TypT3	MCH_138	MCH_69	MCH_ATR_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATR_NBB	ATR NUEVA BABAHUAYO TypT3	NBB_138	NBB_69	NBB_ATR_13.8	3	17	0	3	17	0
T.ATR_PSC	ATR PASCUALES TypT3	PSC_138	PSC_69	PSC_ATR_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATR_QVD	ATR QUEVEDO TypT3	QVD_138	QVD_69	QVD_ATR_13.8	3	-2	0	3	0	0
T.ATR_SDM	ATR SANTO DOMINGO TypT3	SDM_138	SDM_69	SDM_ATR_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATR_SEL	ATR SE ELINDA TypT3	SEL_138	SEL_69	SEL_ATR_13.8	1	-8	0	1	-10	0
T.ATR_SLT	ATR SALTIERRA TypT3	SLT_138	SLT_69	SLT_ATR_13.8	2	17	0	2	17	0
T.ATT_ESC	ATT ESCULSAS TypT3	ESC_230	ESC_138	ESC_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_ESM	ATT ESMERALDAS TypT3	ESM_230	ESM_138	ESM_ATT_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATT_ING	ATT EL INGA TypT3	ING_230	ING_138	ING_ATT_13.8	3	0	0	3	0	0

Nombre	Tipo	Lado HV	Lado MV	Lado LV	TAPS 03:00			TAPS 20:00		
					Lado HV	Lado MV	Lado LV	Lado HV	Lado MV	Lado LV
T.ATT_PMS	ATT POMASQUI Typ13	PMS_230	PMS_138	PMS_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_PSC	ATT PASCUALES Typ13	PSC_230	PSC_138	PSC_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_QVD	ATT QUEVEDO Typ13	QVD_230	QVD_138	QVD_ATT_13.8	2	0	0	4	0	0
T.ATT_SDM	ATT SANTO DOMINGO Typ13	SDM_230	SDM_138	SDM_ATT_13.8	3	0	0	2	0	0
T.ATT_SGR	ATT SAN GREGORIO Typ13	SGR_230	SGR_138	SGR_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_SHS	ATT SHUSHUFIQUI Typ13	SHS_230	SHS_138	SHS_ATT_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATT_SRS	ATT SANTA ROSA Typ13	SRS_230	SRS_138	SRS_ATT_13.8	2	17	0	2	17	0
T.ATT_TRN	ATT TRINITARIA Typ13	TRN_230	TRN_138	TRN_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_TTR	ATT TOTORAS Typ13	TTR_230	TTR_138	TTR_ATT_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATT_ING	ATT ING. ING. Typ13	ING_230	ING_138	ING_ATT_13.8	3	0	0	3	0	0
T.ATU_ML	ATU MLARGO, CHINT. Typ13	MLG_230	MLG_138	MLG_ATU_13.8	1	0	0	1	0	0
T.ATU_PMS	ATU POMASQUI Typ13	PMS_230	PMS_138	PMS_ATU_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATU_PSC	ATU PASCUALES Typ13	PSC_230	PSC_138	PSC_ATU_13.8	2	0	0	2	0	0
T.ATU_SDM	ATU SANTO DOMINGO Typ13	SDM_230	SDM_138	SDM_ATU_13.8	3	0	0	2	0	0
T.ATU_SRS	ATU SANTA ROSA Typ13	SRS_230	SRS_138	SRS_ATU_13.8	2	0	0	2	0	0
T.T1_BKR	T1 BARRA Typ13	BKR_138	BKR_34.5	BKR_T1_13.8	2	0	0	2	0	0
T.T1_VCN	T1 VICENTINA Typ13	VCN_138	VCN_46.71	VCN_T1_13.8	3	17	0	3	17	0
T.T2_VCN	T2 VICENTINA Typ13	VCN_138	VCN_46.72	VCN_T2_6.3	2	17	0	2	17	0
T.TMK_DCE	TMK EFACEC Typ13	EOGE_138	TMK_DCR_69	DCR_TMK_13.8	17	3	0	17	3	0
T.TRK_JVN	TRK JIVNO Typ13	JVN_230	JVN_69	JVN_TRK_13.8	3	0	0	3	10	0
T.TRK_MCH	TRK MACHALA Typ13	MCH_230	MCH_69_B2	MCH_TRK_13.8	2	15	0	2	15	0
T.TRK_NPR	ATO PROSPERINA Typ13	NPR_230_138	NPR_69	NPR_TRK_13.8	3	0	0	3	0	0
T.TRK_RBM	TRK ROBABAMA Typ13	RBM_230	RBM_69	RBM_TRK_13.8	3	5	0	3	5	0
T.TRK_SNC	TRK SHANKAY Typ13	SNC_230	SNC_69	SNC_TRK_13.8	2	7	0	2	7	0
T.TRN_SRS	T.SANTA ROSA, TRN Typ13	SRS_138	SRS_46	SRS_TRN_13.8	2	0	0	2	0	0
T.TRP_SRS	T.SANTA ROSA, TRP Typ13	SRS_138	SRS_46	SRS_TRP_13.8	0	0	0	3	0	0
T.TRO_MCS	TRO MAGAS Typ13	MCS_138	MCS_69	MCS_TR_13.8	3	0	0	3	16	0
T.TRO_TNA	TRO TNA Typ13	TNA_138	TNA_69	TNA_TRO_13.8	3	0	0	3	0	0

Nombre	Pot.Nom HV (MVA)	Pot.Nom MV (MVA)	Pot.Nom LV (MVA)	Vol.Nom HV (kV)	Vol.Nom MV (kV)	Vol.Nom LV (kV)	Grupo vectorial	Incremento de colectores (kV)	Incremento de colectores (%)			TAP HV			TAP MV							
									LV (MVA)	MV (MVA)	HV (MVA)	Tap nominal	Tap mínimo	Tap máximo	Incremento voltage (%)	Tap nominal	Tap mínimo	Tap máximo				
AA EMERALDA	75	75	25	138	69	13.8	YNdYN01	0.38	12.67	12.64	123.33	44.83	81.33	2.5	3	1	0	0.5541	11	33		
AA PORTUVELO	75	75	25	138	69	13.8	YNdYN01	0.38	12.67	12.64	123.33	44.83	81.33	2.5	3	1	0	0.5541	11	33		
AA PORTUVELO	75	75	25	138	69	13.8	YNdYN01	0.38	12.67	12.64	123.33	44.83	81.33	2.5	3	1	0	0.5541	11	33		
AA EFACEC SGM	60	60	4.78	138	69	13.8	YNdYN01	0.240	12.00	11.87	250.00	14.10	12.20	0.625	0	-16	18	2.500	3	1	0	0
ATU KAMAZO	37.5	37.5	100	230	69	13.8	YNdYN01	7.24	10.09	10.09	107.78	100.00	100.00	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATI AMBATO	43	43	14	138	69	13.8	YNdYN01	7.61	6.17	7.71	87.81	6.38	7.10	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV RICA	600	600	200	500	230	34.5	YNdYN01	11.69	9.01	10.68	6.00	6.00	0	0	0	0	0	1.2500	0	-8	4	0
ATV SAN RAFAEL	450	450	150	500	230	34.5	YNdYN01	12.58	4.91	9.31	650.00	255.00	0	0	0	0	0	1.2500	0	-8	4	0
ATV CORRALLOS	450	450	150	500	230	34.5	YNdYN01	12.58	4.89	9.28	650	0.00	0.00	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV CORRALLOS	450	450	150	500	230	34.5	YNdYN01	12.58	4.89	9.28	650	0.00	0.00	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV NIZA	600	600	200	500	230	34.5	YNdYN01	11.69	9.01	10.68	6.00	6.00	0	0	0	0	0	1.2500	0	-8	4	0
ATV KAMAZO	37.5	37.5	111.3	230	69	13.8	YNdYN01	8.79	2.89	9.31	99.77	24.00	22.00	2.5	3	1	0	0.0000	0	-18	18	0
ATV LOS CERRITOS	167	167	56.2	230	69	13.8	YNdYN01	9.78	2.18	8.03	170.13	25.14	19.83	0.625	17	1	33	0.0000	0	0	0	0
ATV KAMAZO	169	169	44	230	69	13.8	YNdYN01	7.67	1.84	5.88	121.68	7.73	2.20	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV SAN GREGORIO	1661	1666	558	230	69	13.8	YNdYN01	11.91	6.72	10.97	378.37	62.14	66.21	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV DURAN	225	225	75	230	69	13.8	YNdYN01	11.13	4.42	8.62	414.25	140.11	134.60	2.5	3	1	0	0.6250	17	1	33	0
ATV BOMBANA	225	225	75	230	69	13.8	YNdYN01	15.43	9.70	13.93	621.06	100.33	184.70	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV BARBOS	31.8	31.8	10	138	69	13.8	YNdYN01	6.80	8.20	10.50	60.32	30.87	28.51	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV CARAPAY	225	225	75	230	69	13.8	YNdYN01	7.50	7.20	10.23	416.62	148.00	138.40	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV CHICO	100	100	33	138	69	13.8	YNdYN01	7.21	7.69	10.49	73.90	46.10	50.72	2.5	3	1	0	0.6113	11	1	33	0
ATV CUENCA	100	100	27	138	69	13.8	YNdYN01	6.90	6.62	9.27	78.80	24.20	15.20	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0
ATV CARMONA	30.33	30.33	10	138	69	13.8	YNdYN01	6.90	6.76	10.56	30.33	36.33	29.00	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV FONSECALA	68.66	68.66	20	138	69	13.8	YNdYN01	12.90	11.90	8.08	233.80	44.80	37.40	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV BARRA	66.66	66.66	20	138	69	13.8	YNdYN01	11.80	8.10	12.49	170.38	26.00	24.07	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV BARRA	66	66	22	138	69	13.8	YNdYN01	7.24	4.87	7.60	100.03	47.13	53.70	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV ANILITRETE	51.33	51.33	9.9	138	69	13.8	YNdYN01	6.58	6.24	7.91	110.28	27.40	22.40	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV BARRA	100	100	30	138	69	13.8	YNdYN01	7.24	6.90	11.37	228.00	23.40	22.40	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV BARRA	33.33	33.33	20	138	69	13.8	YNdYN01	12.00	12.07	11.43	103.00	72.10	67.40	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV MALLA	66	66	22	138	69	13.8	YNdYN01	6.14	7.46	9.74	63.19	23.84	23.40	2.5	3	1	0	0.6250	11	1	33	0
ATV BARRA	66	66	20	138	69	13.8	YNdYN01	6.11	6.17	9.28	100.00	50.00	50.00	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV PASCUALES	224	224	44.8	138	69	13.8	YNdYN01	7.84	4.17	8.27	92.86	0.80	0.70	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV PASCUALES	69	69	20	138	69	13.8	YNdYN01	6.90	6.90	10.76	180.24	27.74	26.24	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV PASCUALES	150	150	30	138	69	13.8	YNdYN01	11.30	11.30	10.23	103.30	60.10	59.10	2.5	3	1	0	0.6250	0	-18	18	0
ATV BALBAVAL	150	150	30	138	69	13.8	YNdYN01	8.15	8.70	10.68	88.64	37.20	32.07	2.5	3	1	0	0.0000	0	0	0	0

Nombre	Pot.Nom. MV (MVA)	Pot.Nom. LV (MVA)	Vol.Nom. LV (kV)	Vol.Nom. MV (kV)	Vol.Nom. LV (kV)	Grupo vectorial	Impedancia de cortocircuito			Pérdidas en el cobre			TAP HV			TAP MV				
							RV (MVA)	MV (MVA)	LV (MVA)	RV (%)	MV (%)	LV (%)	RV (kW)	MV (kW)	LV (kW)	Incremento voltaje (%)	Tap mínimo	Tap máximo	Incremento voltaje (%)	Tap mínimo
ATO SANTO DOMINGO	167	167	50	138	69	13.8	Nv0101	11.53	131.68	88.48	315.10	2307.52	26449.7	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
ATO Sra ELENA	66	66	20	138	69	13.8	Nv0101	7.31	4.67	7.88	132.52	61.58	50.35	2.5	3	1	0	0.4500	1	16
ATO TOPIANA	160	160	50	138	69	13.8	Nv0101	8.42	7.71	11.22	226.63	1.06	1.06	2.5	3	1	0	0.6500	0	0
ATO TRINTARA	150	150	50	138	69	13.8	Nv0101	7.92	17.69	9.80	106.57	54.62	39.52	2.5	3	1	0	0.6500	17	33
ATO TILCAN	33	33	11	138	69	13.8	Nv0101	7.44	4.81	7.88	84.48	33.83	29.18	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
ATO YAMACUNA	60.7	60.7	20.2	138	69	13.8	Nv0101	12.40	6.68	17.29	222.41	61.29	37.29	2.5	3	1	0	0.6500	0	0
ATO MONTECRESI	100	100	50	138	69	13.8	Nv0101	9.78	6.02	11.58	9.00	0.00	0.00	2.5	3	1	0	0.6250	16	31
ATO PUJO	33.3	33.3	13.3	138	69	13.8	Nv0101	7.44	4.81	7.88	84.48	33.83	29.18	2.5	3	1	0	0.6500	12	28
ATR BARANA	164.66	164.66	0	138	69	13.8	Nv0101	11.83	4.68	7.77	166.44	52.28	38.51	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
ATR MACHALA	100	100	50	138	69	13.8	Nv0101	7.14	4.72	7.64	71.31	22.69	23.82	2.5	3	1	0	0.6250	0	0
ATR NUEVA BARAHONA	66.7	66.7	22.23	138	69	13.8	Nv0101	6.77	7.16	10.33	119.72	0.29	51.72	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
ATR PASCAUALES	224	224	64.8	138	69	13.8	Nv0101	8.84	4.12	5.85	283.22	60.26	63.97	2.5	3	1	0	0.6250	0	13.7
ATR QUEVEDO	168	168	50	138	69	13.8	Nv0101	8.57	6.48	10.10	107.04	94.73	61.82	2.5	3	1	0	0.6250	0	18
ATR SALFERRA	150	150	50	138	69	13.8	Nv0101	8.15	6.70	10.86	88.64	37.26	32.07	2.5	3	1	0	0.6250	10	33
ATR SANTO DOMINGO	100	100	27	138	69	13.8	Nv0101	7.96	6.78	10.05	86.86	38.60	44.00	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATR Sra ELENA	66	66	20	138	69	13.8	Nv0101	7.02	5.26	8.32	142.64	37.16	37.36	2.5	3	1	0	0.4500	1	16
ATT EL RGA	300	300	90	230	138	13.8	Nv0101	11.27	10.27	14.84	445.07	236.80	205.26	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT ESCOBAR	225	225	75	230	138	13.8	Nv0101	11.81	10.33	15.52	211.02	178.61	133.43	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT EMERBALDES	167	167	46	230	138	13.8	Nv0101	7.00	8.51	6.00	75.15	27.21	28.94	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT PASCAUALES	375	375	100	230	138	13.8	Nv0101	7.10	8.92	11.27	123.77	62.57	62.60	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT POMAHAY	300	300	90	230	138	13.8	Nv0101	11.92	9.27	7.67	181.01	9.83	3.89	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT QUEVEDO	167	167	46	230	138	13.8	Nv0101	7.34	4.64	7.18	109.30	60.60	74.20	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT SAN GREGORIO	225	225	75	230	138	13.8	Nv0101	11.18	10.81	15.44	129.23	46.29	34.94	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT SANTA ROSA	375	375	125.1	230	138	13.8	Nv0101	7.15	10.13	12.80	142.62	37.22	234.43	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
ATT SANTO DOMINGO	167	167	46	230	138	13.8	Nv0101	7.28	4.64	6.98	109.50	60.70	68.80	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT SHIPINGIRO	300	300	90	230	138	13.8	Nv0101	11.80	6.76	11.38	411.44	160.32	108.59	2.5	3	1	0	0.6250	0	0
ATT TOPIANA	112	112	31	230	138	13.8	Nv0101	8.68	9.24	13.25	20.00	1.05	1.06	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATT TRINTARA	225	225	75	230	138	13.8	Nv0101	11.27	10.30	15.51	211.50	178.60	142.64	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATR EL RGA	300	300	90	230	138	13.8	Nv0101	11.81	11.80	17.14	448.07	200.00	205.26	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATUMALGRO CHNT	225	225	75	230	138	13.8	Nv0101	11.23	10.87	15.30	441.07	199.88	211.58	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATR PASCAUALES	375	375	100	230	138	13.8	Nv0101	7.31	10.00	12.75	188.50	118.30	157.70	2	3	1	0	0.6000	0	0
ATR POMAHAY	300	300	90	230	138	13.8	Nv0101	11.81	6.96	7.72	52.70	0.76	0.76	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATR SANTA ROSA	375	375	100	230	138	13.8	Nv0101	7.35	10.13	12.53	203.80	37.83	110.90	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
ATR SANTO DOMINGO	167	167	46	230	138	13.8	Nv0101	7.38	4.67	7.00	110.80	61.00	68.20	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
AVANA MICHURISHV	60	60	20	138	69	13.8	Nv0101	9.76	6.90	11.20	102.00	38.00	38.00	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
QUINDE	66.7	66.7	20	138	69	13.8	Nv0101	6.42	6.54	8.28	78.84	38.84	46.46	2.5	3	1	0	0.6000	0	0
T1 BARBA	40	40	10	138	64.5	13.8	Nv0101	12.67	2.21	3.00	171.26	15.02	19.89	5	2	1	0	0.6250	0	16
T2 VIENTANA	100	100	30	138	66	13.8	Nv0101	15.72	6.52	24.58	497.67	62.31	272.29	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
T3 VIENTANA	100	100	13	138	66	6.3	Nv0101	13.07	6.38	4.22	10.00	0.00	0.00	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
TRK EFACAC	45	45	4.897	230	69	13.8	Nv0101	15.20	6.71	2.70	280.00	0.34	0.29	0.84028	17	1	33	2.6500	3	1
TRK JIMO	167	167	49	230	69	13.8	Nv0101	14.07	7.86	24.02	170.78	24.94	31.88	2.5	3	1	0	0.6500	0	17
TRK MACHALA	168	168	18.5	230	69	13.8	Nv0101	11.58	2.00	8.89	131.85	6.15	6.75	2.5	3	1	0	0.6500	17	33
TRK NOMBURA	100	100	30	230	69	13.8	Nv0101	16.72	6.27	8.83	121.41	11.12	14.30	2.5	3	1	0	0.6250	0	16
TRK RINCONAY	165.5	165.5	18.5	230	69	13.8	Nv0101	10.61	3.66	4.41	207.01	14.42	17.20	2.5	0	-2	0	0.6251	1	16
TRQ MACAS	66.7	66.7	20	138	69	13.8	Nv0101	11.98	7.99	5.69	271.44	30.42	37.59	2.5	3	1	0	0.6250	17	33
TRQ TEVA	33	33	20	138	69	13.8	Nv0101	12.42	3.96	12.73	118.00	44.88	47.45	2.5	3	1	0	0.6231	0	16
T1 AMBATO ATO	75	75	25	138	69	13.8	Nv0101	12.50	10.97	15.59	133.93	14.98	15.33	2.5	3	1	0	0.6141	17	33
T1 POLCENTRO ATO	150	150	50	138	69	13.8	Nv0101	10.99	9.90	10.05	65.45	36.26	2.5	3	1	0	0.6250	17	33	
T1 SANTA ROSA TRN	75	75	25	138	66	13.8	Nv0101	10.45	3.96	9.86	244.27	27.46	33.96	5	2	1	0	0.6250	0	16
T1 SANTA ROSA TRP	75	75	25	138	66	13.8	Nv0101	10.45	3.96	9.86	244.27	27.46	33.96	2.5	3	1	0	0.6250	0	16

Información de Transformadores de dos devanados:

Tabla 4.5.a Datos de Transformadores de dos devanados del Sistema ecuatoriano				
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	TAP 03:00 y 2p:00
T_BABA_U1	T_BABA_U1.TypTr2	B_Baba_Central_230	B_Baba_U1_13.8	3
T_BABA_U2	T_BABA_U2.TypTr2	B_Baba_Central_230	B_Baba_U2_13.8	3
T_CALO_U1_U2	T_CALOPE_U1_U2.TypTr2	B_Calope_69	B_Calope_6.9	3
T_CESMIL_U1_U6	T_ESMERALDASII_U1_U6.TypTr2	Esmeraldas_138	B_EsmeraldasII_U1_U6_13.8	2
T_CESMIL_U7_U12	T_ESMERALDASII_U7_U12.TypTr2	Esmeraldas_138	B_EsmeraldasII_U7_U12_13.8	2
T_CESM_U1	T_ESMERALDAS_U1.TypTr2	Esmeraldas_138	B_Esmeraldas_13.8	2
T_DPER_U1	T_DAULE_PERIPA_U1.TypTr2	Daule_Peripa_138	B_Daule_Peripa_U1_13.8	5
T_DPER_U2	T_DAULE_PERIPA_U2.TypTr2	Daule_Peripa_138	B_Daule_Peripa_U2_13.8	5
T_DPER_U3	T_DAULE_PERIPA_U3.TypTr2	Daule_Peripa_138	B_Daule_Peripa_U3_13.8	5
T_JARA_U10_U14	T_JARAMUO_U10_U14.TypTr2	Jaramijo_138	B_Jaramijo_Grupo3_13.8	3
T_JARA_U15_U18	T_JARAMUO_U15_U18.TypTr2	Jaramijo_138	B_Jaramijo_Grupo3_13.8	3
T_JARA_U1_U5	T_JARAMUO_U1_U5.TypTr2	Jaramijo_138	B_Jaramijo_Grupo1_13.8	3
T_JARA_U6_U9	T_JARAMUO_U6_U9.TypTr2	Jaramijo_138	B_Jaramijo_Grupo2_13.8	3
T_LBAN_46_13.8	T_LOS_BANCOS_46_13.8.TypTr2	-B_Los_Bancos_46	B_Los_Bancos_13.8	3
T_LBAN_69_13.8	T_LOS_BANCOS_69_13.8.TypTr2	B_Los_Bancos_69	B_Los_Bancos_13.8	9
T_LESP_U1_U2	T_LA_ESPERANZA_U1_U2.TypTr2	Chone_69	B_Esperanza_4.16	3
T_MAN2_U1_U12	T_MANTAZ_U1_U12.TypTr2	B_Manta_69	B_Manta_II_13.8	3
T_MANDURACU_U1	T_MANDURACU_U1.TypTr2	Manduriacu_230	B_Manduriacu_U1_13.8	4
T_MANDURACU_U2	T_MANDURACU_U2.TypTr2	Manduriacu_230	B_Manduriacu_U2_13.8	4
T_MIRA_T1	T_MIRAFLORES_T1.TypTr2	Montecristi_69	B_Miraflores_13.8	3
T_MIRA_T2	T_MIRAFLORES_T2.TypTr2	Montecristi_69	B_Miraflores_13.8	3
T_MIRA_TG1	T_MIRAFLORES_TG1.TypTr2	Montecristi_69	B_Miraflores_TG1_13.8	3
T_PALMIRA_U1_U2	T_PALMIRA_U1_U2.TypTr2	B_Palmira_Central_69	B_Palmira_6.9	3
T_PEDE_U10_U15	T_PEDERNALES_U10_U15.TypTr2	Chone_69	B_Pedernales_4.16	3
T_PHON_U1_U2	T_POZA_HONDIA_U1_U2.TypTr2	Portoviejo_69	B_Pozahonda_4.16	3
T_QUEV_U1	T_QUEVEDO_U1.TypTr2	Quevedo_230	B_Quevedo_U1_34.5	3
T_AGOY_U1	T_AGOYAN_U1.TypTr2	Agoyan_138	B_Agoyan_U1_13.8	3
T_AGOY_U2	T_AGOYAN_U2.TypTr2	Agoyan_138	B_Agoyan_U2_13.8	3
T_CCS_U1	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U1_13.8	3
T_CCS_U2	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U2_13.8	3
T_CCS_U3	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U3_13.8	3
T_CCS_U4	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U4_13.8	3
T_CCS_U5	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U5_13.8	3
T_CCS_U6	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U6_13.8	3
T_CCS_U7	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U7_13.8	3
T_CCS_U8	T_COCA_CODO_SINCLAR.TypTr2	Coca_Codo_500	B_Coca_Codo_U8_13.8	3
T_COCA_COG	T_COCA_COG.TypTr2	B_Coca_69	B_Coca_13.8	2
T_DAYU_DAY	T_DAYUMA_DAY.TypTr2	B_Coca_1_69	B_Dayuma_13.8	1
T_DUE_U1_U2	T_DUE_U1_U2.TypTr2	B_Due_230	B_Due_13.8	3
T_GSO_U1_U4	T_GRAN_SOLAR_GRS.TypTr2	B_Alphachaca_13.8	B_Gran_Solar_0.27	3
T_GUAL_GLO	T_GUALO_GLO.TypTr2	B_Gualo(SE14)_B3_138	B_Gualo(SE14)_2.3	0
T_IBAR_ALP	T_IBARRA_ALP.TypTr2	Ibarra_69	B_Alphachaca_13.8	3
T_JIV1_U1_U6	T_JIVINO1_U6.TypTr2	B_Jivino_69	B_Jivino_I_13.8	2
T_JIV2_U1_U2	T_JIVINO2_U1_U2.TypTr2	B_Jivino_69	B_Jivino_II_13.8	3
T_JIV3_U1_U4	T_JIVINO3_U1_U4.TypTr2	B_Jivino_69	B_Jivino_III_13.8	2
T_LAFA_U1	T_LAFARGE_U1.TypTr2	Ibarra_69	B_Cemento_Selva_Alegre_4.6	3
T_LORE_TRD	T_LORETO_TRD.TypTr2	Loreto_69	B_Loreto_13.8_T	8
T_PUCA_U1	T_PUCARA_U1.TypTr2	Pucara_138	B_Pucara_U1_13.8	5
T_PUCA_U2	T_PUCARA_U2.TypTr2	Pucara_138	B_Pucara_U2_13.8	5
T_PUSUNO_II_U1_U2	T_PUSUNO_II_U1_U2.TypTr2	B_Pusuno_II_138	B_Pusuno_II_13.8	3
T_PUSUNO_I_U1_U2	T_PUSUNO_I_U1_U2.TypTr2	B_Pusuno_I_138	B_Pusuno_I_13.8	3

Tabla 4.5.a Datos de Transformadores de dos devanados del Sistema ecuatoriano				
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	TAP 03:00 y 20:00
T_SACH_SAC	T_SACH_SAC.TypTr2	Sacha_69	B_Sacha_13,8	3
T_SFRA_U1	T_SAN_FRANCISCO_U1.TypTr2	B_San_Francisco_230	B_San_Francisco_U1_13,8	4
T_SFRA_U2	T_SAN_FRANCISCO_U2.TypTr2	B_San_Francisco_230	B_San_Francisco_U2_13,8	4
T_SIGC_U1_U3	T_SIGCHOS_U1_U3.TypTr2	Mulalo_69	B_Sigchos_13,8	3
T_SROS_TG1	T_SANTA_ROSA_TG1.TypTr2	CGRS_138	B_Santa_Rosa_TG1_13,8	3
T_SROS_TG2	T_SANTA_ROSA_TG2.TypTr2	CGRS_138	B_Santa_Rosa_TG2_13,8	3
T_SROS_TG3	T_SANTA_ROSA_TG3.TypTr2	CGRS_138	B_Santa_Rosa_TG3_13,8	3
T_TOPO_U1_U2	T_TOPO_U1_U2.TypTr2	B_Hidrotopo_138	B_Hidrotopo_13,8	3
T_ASAN_TG1	T_ANBAL_SANTOS_TG1.TypTr2	B_Anibal_Santos-TG1_69	B_Anibal_Santos_TG1_13,8	3
T_ASAN_TG2	T_ANBAL_SANTOS_TG2.TypTr2	B_Anibal_Santos_69	B_Anibal_Santos_TG2_13,8	3
T_ASAN_TG3	T_ANBAL_SANTOS_TG3.TypTr2	B_Anibal_Santos_69	B_Anibal_Santos_TG3_13,8	4
T_ASAN_TG5	T_ANBAL_SANTOS_TG5.TypTr2	B_Anibal_Santos_69	B_Anibal_Santos_TG5_13,8	2
T_ASAN_TG6	T_ANBAL_SANTOS_TG6.TypTr2	B_Anibal_Santos_69	B_Anibal_Santos_TG6_13,8	3
T_ASAN_TV1	T_ANBAL_SANTOS_TV1.TypTr2	B_Anibal_Santos-TG1_69	B_Anibal_Santos_TV1_13,8	4
T_ATIN_AT1	T_ALVARO_TINAJERO_AT1.TypTr2	B_Alvaro_Tinajero_1_69	B_Alvaro_Tinajero_AT1_13,8	0
T_ATIN_AT2	T_ALVARO_TINAJERO_AT2.TypTr2	B_Alvaro_Tinajero_2_69	B_Alvaro_Tinajero_AT2_13,8	0
T_GZEV_TG4	T_GONZALO_ZEVALLOS_TG4.TypTr2	Gonzalo_Zevallos_69	B_Gonzalo_Zevallos_TG4_13,8	5
T_GZEV_TV2	T_GONZALO_ZEVALLOS_TV2.TypTr2	Gonzalo_Zevallos_69	B_Gonzalo_Zevallos_TV2_13,8	4
T_GZEV_TV3	T_GONZALO_ZEVALLOS_TV3.TypTr2	Gonzalo_Zevallos_69	B_Gonzalo_Zevallos_TV3_13,8	4
T1_BARR_BAR	T1_BARRIONUEVO_BAR.TypTr2	B_Barrionuevo(SE18)_46	B_Barrionuevo(SE03)_6,3	0
T1_CRIS_CRI	T1_CRISTIANA_CRI.TypTr2	B_Cristiana(SE18)_138	B_Cristiana1(SE18)_23	0
T1_EESP_EES	T1_EUGENIO_ESPEJO_EES.TypTr2	B_Eugenio_Espejo(SE69)_138	B_Eugenio_Espejo2(SE59)_23	0
T1_EPIC_EPI	T1_EPICLACHIMA_EPI.TypTr2	B_Epiclachima(SE21)_46	B_Epiclachima1(SE21)_23	0
T1_INAQ_INA	T1_INAQUITO_INA.TypTr2	B_Inaquito(SE28)_46	B_Inaquito1(SE28)_6,3	0
T1_POMQ_POM	T1_POMASQUI_EEQ_POM.TypTr2	B_Pomasqui_EEQ(SE57)_138	B_Pomasqui_EEQ1(SE57)_23	1
T1_RCOCC_RCO	T1_RIO_COCA_RCO.TypTr2	B_Rio_Coca(SE16)_46	B_Rio_Coca1(SE16)_6,3	0
T1_SANG_SAN	T1_SANGOLQUI_SAN.TypTr2	B_Sangolqui(SE55)_46	B_Sangolqui1(SE55)_23	0
T1_SROS_SRO	T1_SANTA_ROSA_SRO.TypTr2	B_Santa_Rosa(SE37)_46	B_Santa_Rosa1(SE37)_23	0
T1_TUMB_TUM	T1_TUMBACO_TUM.TypTr2	B_Tumbaco(SE36)_46	B_Tumbaco1(SE36)_23	0
T2_COTO_COT	T2_COTOCOLLAO_COT.TypTr2	B_Cotocolloa(SE19)_138	B_Cotocolloa2(SE19)_23	0
T2_CRIS_CRI	T2_CRISTIANA_CRI.TypTr2	B_Cristiana(SE18)_138	B_Cristiana2(SE18)_23	0
T2_EESP_EES	T2_EUGENIO_ESPEJO_EES.TypTr2	B_Eugenio_Espejo(SE59)_138	B_Eugenio_Espejo2(SE59)_23	1
T2_EPIC_EPI	T2_EPICLACHIMA_EPI.TypTr2	B_Epiclachima(SE21)_46	B_Epiclachima2(SE21)_23	0
T2_INAQ_INA	T2_INAQUITO_INA.TypTr2	B_Inaquito(SE28)_46	B_Inaquito2(SE28)_6,3	0
T2_POMQ_POM	T2_POMASQUI_EEQ_POM.TypTr2	B_Pomasqui_EEQ(SE57)_138	B_Pomasqui_EEQ2(SE57)_23	1
T2_RCOCC_RCO	T2_RIO_COCA_RCO.TypTr2	B_Rio_Coca(SE16)_46	B_Rio_Coca2(SE16)_6,3	-1
T2_SANG_SAN	T2_SANGOLQUI_SAN.TypTr2	B_Sangolqui(SE55)_46	B_Sangolqui2(SE55)_23	0
T2_SROS_SRO	T2_SANTA_ROSA_SRO.TypTr2	B_Santa_Rosa(SE37)_46	B_Santa_Rosa2(SE37)_23	0
T2_TUMB_TUM	T2_TUMBACO_TUM.TypTr2	B_Tumbaco(SE36)_46	B_Tumbaco2(SE36)_23	1
T3_COTO_COT	T3_COTOCOLLAO_COT.TypTr2	B_Cotocolloa(SE19)_46	B_Cotocolloa3(SE19)_23	0
T_AERO_AER	T1_AEROPUERTO_AER.TypTr2	B_Aeropuerto(SE33)_46	B_Aeropuerto(SE33)_23	0
T_ALAN_ALA	T_ALANGASI_ALA.TypTr2	B_Alangasi(SE26)_138	B_Alangasi(SE26)_23	0
T_ANDA_AND	T_ANDALUCIA_AND.TypTr2	B_Andalucia(SE17)_46	B_Andalucia(SE17)_6,3	0
T_BOUE_BOU	T_BELISARIO_QUEVEDO_BOU.TypTr2	B_Belisario_Quevedo(SE11)_46	B_Belisario_Quevedo(SE11)_6,3	0
T_CARO_CAR	T_CAROLINA_CAR.TypTr2	B_Carolina(SE24)_46	B_Carolina(SE24)_6,3	0
T_CHIL_CHI	T_CHILIBULO_CHI.TypTr2	B_Chilibulo(SE05)_138	B_Chilibulo(SE05)_23	0
T_CHIL_U1_U2	T_CHILLOS_U1_U2.TypTr2	B_Alangasi(SE26)_23	B_Los_Chillos(90)_2,3	3
T_CHIM_CHI	T_CHIMBACALLE_CHI.TypTr2	B_Chimbacalle(SE04)_46	B_Chimbacalle(SE04)_6,3	0
T_CONO_CON	T_CONOCOTO_CON.TypTr2	B_Conocoto(SE23)_B3_138	B_Conocoto(SE23)_23	0
T_CUMB_U1_U4	T_CUMBAYA_U1_U4.TypTr2	B_Cumbaya(SE80)_46	B_Cumbaya_4.16	5
T_DNUE_DNU	T_DIEZ_NUEVA_DNU.TypTr2	B_Estructura_01_EEQ_46	B_Diez_Nueva(SE32)_6,3	0

Tabla 4.5.a Datos de Transformadores de dos devanados del Sistema ecuatoriano				
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	TAP 03:00 y 20:00
T_DVE_DVI	T_DIEZ_VEJA_DVI.TypTr2	B_Estructura_20_EEQ_46	B_Diez_Vieja(SE10)_6,3	4
T_EBOS_EBO	T_EL_BOSQUE_EBO.TypTr2	B_El_Bosque(SE15)_46	B_El_Bosque3(SE15)_6,3	0
T_ECAR_U1	T_EL_CARMEN_U1.TypTr2	B_El_Carmen_138	B_El_Carmen_6,6	11
T_EEQ_3TO	T_EEQ_T3.TypTr2	B_Guangopolo_138	B1_Guangopolo_13,8	3
T_ESUC_ESU	T_ESCUELA_SUCRE_ESU.TypTr2	B_Pto_Comun(SE06_SE08)_46	B_Esc_Sucra(SE08)_6,3	3
T_FLOR_FLO	T_LA_FLORESTA_LFL.TypTr2	B_Floresta(SE12)_46	B_Floresta(SE12)_6,3	2
T_GCEN_GCE	T_GRANDA_CENTENO_GCE.TypTr2	B_GCenteno(SE13)_46	B_GCenteno(SE13)_6,3	2
T_GGRE_U1_U5	T_GASGREEN.TypTr2	B_Alangasi(SE26)_23	B_GasGreen_0,48	2
T_GHER_U1_U6	T_GUALBERTO_HERNANDEZ_U1_U6.TypTr2	B_Guangopolo_Termica(SE82)_46	B_Gualberto_Hernandez_13,8	3
T_HCJB	T_HCJB.TypTr2	B_Movil_Papallacta_23	B_HCJB_Papallacta(SE54)_4,16	3
T_HGUA_U1_U5	T_HGUANGOPOLO_U1_U5.TypTr2	B_Guangopolo_Hidro(SE84)_46	B_Guangopolo_Hidro(SE84)_6,3	4
T_HVICTORIA_U1_U2	T_HVICTORIA_U1_U2.TypTr2	B_Movil_Papallacta_23	B_Hvictoria_0,6	3
T_LMAR_LMA	T_LA_MARIN_LMA.TypTr2	B_Pto_Comun(SE06_SE08)_46	B_La_Marin(SE06)_6,3	3
T_LULU_LUL	T1_LULUCOTO_LUL.TypTr2	B_Sur(SE20)_46	B_Lulucoto(SE20)_6,3	0
T_MACH_MAH	T_MACHACHI_MAC.TypTr2	B_Machachi(SE34)_46	B_Machachi(SE34)_23	0
T_MIRA_MIR	T_MIRAFLORES_MIR.TypTr2	B_Miraflores(SE09)_46	B_Miraflores(SE09)_6,3	3
T_NAYO_U1_U2	T_NAYON_U1_U2.TypTr2	B_Nayon(SE86)_46	B_Nayon_6,9	3
T_NCIUM_NCU	T_NUEVA_CUMBAYA_NCU.TypTr2	B_Cumbaya(SE80)_46	B_Nueva_Cumbaya(SE29)_23	0
T_OLIM_OLI	T_OLIMPCO_OLI.TypTr2	B_Norte(SE38)_46	B_Olimpico(SE01)_6,3	0
T_PAPA_MOV	T_PAPALLACTA_MOVL.TypTr2	B_Movil_Papallacta_138	B_Movil_Papallacta_23	0
T_PASO_U1_U2	T_PASOCHOA_U1_U2.TypTr2	B_Paschocha(SE81)_46	B_Paschocha(SE88)_4,16	4
T_PERG_PER	T_PEREZ_GUERRERO_PGU.TypTr2	B_Perez_Guerrero(SE53)_46	B_Perez_Guerrero(SE53)_6,3	0
T_PLAT_PLA	T_PLATAFORMA_PLA.TypTr2	B_Plataforma(SE30)_46	B_Plataforma(SE30)_23	0
T_QUIN_OCH	T_QUINCHE_QUIT.TypTr2	B_Quinche(SE58)_138	B_Quinche(SE58)_23	0
T_RECU_U1	T_RECUPERADORA_U1.TypTr2	B_Recuperadora_138	B_Recuperadora_6,6	17
T_SRAF_SRA	T_SAN_RAFAEL_SRA.TypTr2	B_San_Rafael(SE27)_46	B_San_Rafael(SE27)_23	0
T_SROQ_SRO	T_SAN_ROQUE_SRO.TypTr2	B_San_Roque(SE07)_46	B_San_Roque(SE07)_6,3	0
T_TABA_TAB	T_TABABELA_TAB.TypTr2	B_Tababela(SE31)_138	B_Tababela(SE31)_23	0
T_TGU2_U4_U6	T_GUANGOPOLO_U4_U6.TypTr2	B_Guangopolo_Termica(SE82)_46	B2_Guangopolo_13,8	3
T_TGUA_U1_U6	T_TGUANGOPOLO_U1_U6.TypTr2	B_Guangopolo_138	B_Guangopolo_6,6	3
T_EGAR_TG5	T_ENRIQUE_GARCIA_TG5.TypTr2	Pascales_69	B_Enrique_Garcia_TG5_13,8	4
T_EQUI_TIC	T_ELECTROQUIL_TIC.TypTr2	B_Electroquil_138	B_TIC_1_Electroquil_69	1
T_EQUI_U1	T_ELECTROQUIL_U1.TypTr2	B_Electroquil_69	B_Electroquil_U1_13,8	5
T_EQUI_U2	T_ELECTROQUIL_U2.TypTr2	B_Electroquil_69	B_Electroquil_U2_13,8	5
T_EQUI_U3	T_ELECTROQUIL_U3.TypTr2	B_Electroquil_138	B_Electroquil_U3_13,8	3
T_EQUI_U4	T_ELECTROQUIL_U4.TypTr2	B_Electroquil_138	B_Electroquil_U4_13,8	3
T_GROC_U1_U8	T_GENEROCCA_U1_U8.TypTr2	B_Generocca_69	B_Generocca_U1_U8_13,8	3
T_HOLC_15MVA	T_HOLCIM_15MVA.TypTr2	B_Holcim_69	B_Holcim_4,16	3
T_HOLC_20MVA	T_HOLCIM_20MVA.TypTr2	B_Holcim_69	B_Holcim_4,16	3
T_HOLC_25MVA	T_HOLCIM_25MVA.TypTr2	B_Holcim_69	B_Holcim_4,16	3
T_ISEL2_U1_U53	T_SANTA_ELENA_2_U1_U53.TypTr2	Santa_Elena_138	B_Santa_Elena_II_34,5	3
T_ISEL3_U1_U3	T_SANTA_ELENA_3_U1_U3.TypTr2	Santa_Elena_69	B_Santa_Elena_III_13,8	3
T_TGUA_U1_U25	T_TERMOGUAYAS_U1_U25.TypTr2	B_Termoguyas_230	B_Termoguyas_Grup_1_13,8	2
T_TGUA_U26_U51	T_TERMOGUAYAS_U26_U51.TypTr2	B_Termoguyas_230	B_Termoguyas_Grup_2_13,8	2
T_TRIN_U1	T_TRINITARIA_U1.TypTr2	Trinitaria_138	B_Trinitaria_U1_13,8	4
T_VIC2_U1	T_VICTORIA_2_U1.TypTr2	B_Intervisa_138	B_Victoria_II_13,8	3
T1_ADEL_LAM	T1_ADELCA_LAM.TypTr2	B_Adelca_230	B_Adelca_Laminacion_23	0
T2_ADEL_HOR	T2_ADELCA_HOR.TypTr2	B_Adelca_230	B_Adelca_Homo_23	3
T_ABAN_U1	T_ABANICO_U1.TypTr2	B_Abanico_69	B_Abanico_Grup_1_4,16	2
T_ABAN_U2	T_ABANICO_U2.TypTr2	B_Abanico_69	B_Abanico_Grup_2_4,16	2
T_ALAZAN_U1	T_ALAZAN_U1.TypTr2	B_Alazan_69	B_Alazan_6,6	3

Tabla 4.5.a Datos de Transformadores de dos devanados del Sistema ecuatoriano				
Nombre	Tipo	Lado HV	Lado LV	TAP 03:00 y 20:00
T_CENT_021	T_CENTENARIO_021.TypTr2	B_Centenario(SE02)_22	B_Centenario(SE02)_6.3	3
T_CENT_022	T_CENTENARIO_022.TypTr2	B_Centenario(SE02)_22	B_Centenario(SE02)_6.3	3
T_COAZ_U1	T_ECUDOS_U1.TypTr2	B_Coazucar_69	B_Coazucar_4.16	3
T_DELS_U1	T_DELSITANSAGUA_U1_U3.TypTr2	B_Delstanisagua_138	B_Delstanisagua_U1_13.8	2
T_DELS_U2	T_DELSITANSAGUA_U1_U3.TypTr2	B_Delstanisagua_138	B_Delstanisagua_U2_13.8	2
T_DELS_U3	T_DELSITANSAGUA_U1_U3.TypTr2	B_Delstanisagua_138	B_Delstanisagua_U3_13.8	2
T_DESCANSO_121	T_DESCANSO_121.TypTr2	B_Descanso(SE12)_22	B_Descanso_6.3	3
T_ECCE_U1_U4	T_ECDELECTRIC_U1_U4.TypTr2	B_Ecoelectric_69	B_Ecoelectric_4.16	3
T_ISCA_U1	T_INGENIO_SAN_CARLOS_U1.TypTr2	B_San_Carlos_69	B_San_Carlos_13.8	3
T_ISM_U1_U3	T_ISIMANCHI_U1_U3.TypTr2	Loja_69	B_Isimanchi_4.16	3
T_MACA_MAC	T_MACAS_MAC.TypTr2	B_Macas_69	B_Macas_13.8	3
T_MAZA_U1	T_MAZAR_U1.TypTr2	B_Mazar_U1_230	B_Mazar_U1_13.8	3
T_MAZA_U2	T_MAZAR_U2.TypTr2	B_Mazar_U2_230	B_Mazar_U2_13.8	2
T_MSF_U1	T_MSF_U1.TypTr2	B_Minas_San_Francisco_230	B_MSF_U1_13.8	3
T_MSF_U2	T_MSF_U2.TypTr2	B_Minas_San_Francisco_230	B_MSF_U2_13.8	3
T_MSF_U3	T_MSF_U3.TypTr2	B_Minas_San_Francisco_230	B_MSF_U3_13.8	3
T_NORM_U1_U5	T_NORMANDIA_U1_U5.TypTr2	B_Normandia_230	B_Central_Normandia_13.8	3
T_OCAÑA_U1	T_OCAÑA_U1.TypTr2	B_Ocana_69	B_Ocana_U1_13.8	3
T_OCAÑA_U2	T_OCAÑA_U2.TypTr2	B_Ocana_69	B_Ocana_U2_13.8	3
T_PAUT_U1	T_PAUTE_FASE_AB.TypTr2	Molino_138	B_Paute_U1_13.8	3
T_PAUT_U10	T_PAUTE_FASE_C.TypTr2	Molino_230	B_Paute_U10_13.8	2
T_PAUT_U2	T_PAUTE_FASE_AB.TypTr2	Molino_138	B_Paute_U2_13.8	3
T_PAUT_U3	T_PAUTE_FASE_AB.TypTr2	Molino_138	B_Paute_U3_13.8	3
T_PAUT_U4	T_PAUTE_FASE_AB.TypTr2	Molino_138	B_Paute_U4_13.8	3
T_PAUT_U5	T_PAUTE_FASE_AB.TypTr2	Molino_138	B_Paute_U5_13.8	3
T_PAUT_U6	T_PAUTE_FASE_C.TypTr2	Molino_230	B_Paute_U6_13.8	2
T_PAUT_U7	T_PAUTE_FASE_C.TypTr2	Molino_230	B_Paute_U7_13.8	2
T_PAUT_U8	T_PAUTE_FASE_C.TypTr2	Molino_230	B_Paute_U8_13.8	2
T_PAUT_U9	T_PAUTE_FASE_C.TypTr2	Molino_230	B_Paute_U9_13.8	2
T_SAUC_201	T_SAUCAY_201.TypTr2	B_Saucay(SE20)_B1_69	B_Saucay_B1_4.16	5
T_SAUC_202	T_SAUCAY_202.TypTr2	B_Saucay(SE20)_B1_69	B_Saucay_B2_4.16	5
T_SAUC_203	T_SAUCAY_203.TypTr2	B_Saucay(SE20)_B1_69	B_Saucay_B3_4.16	5
T_SAYM_111	T_SAYMIRN_111.TypTr2	B_SE11_69	B_Saymirn_B3_2.4	3
T_SAYM_112	T_SAYMIRN_112.TypTr2	B_SE11_69	B_Saymirn_B4_6.3	3
T_SBAR_U1_U3	T_SANBARTOLO_U1_U3.TypTr2	B_San_Bartolo_230	B_Central_San_Bartolo_13.8	3
T_SIBI_U1_U2	T_SIBIMBE_U1_U2.TypTr2	B_Sibimbe_69	B_Sibimbe_6.9	4
T_SJTB_U1_U2	T_HIDROTAMBO_U1_U2.TypTr2	B_HidroTambo_69	B_HidroTambo_4.16	3
T_SOPL_U1	T_SOPLADORA_U1.TypTr2	Sopladora_230	B_Sopladora_U1_13.8	3
T_SOPL_U2	T_SOPLADORA_U2.TypTr2	Sopladora_230	B_Sopladora_U2_13.8	3
T_SOPL_U3	T_SOPLADORA_U3.TypTr2	Sopladora_230	B_Sopladora_U3_13.8	3
T_TGM1_U1	T_TERMINO_GAS_MACHALA_1_U1.TypTr2	B_TGM_1_138	B_TGM_U1_13.8	4
T_TGM1_U2	T_TERMINO_GAS_MACHALA_1_U2.TypTr2	B_TGM_1_138	B_TGM_U2_13.8	4
T_TGM2_U1_U3	T_TERMINO_GAS_MACHALA_2_U1_U3.TypTr2	B_TGM_II_138	B_TGM_II_Grupo1_13.8	3
T_TGM2_U4_U6	T_TERMINO_GAS_MACHALA_2_U4_U6.TypTr2	B_TGM_II_138	B_TGM_II_Grupo2_13.8	3
T_VLL_U1_U11	T_VILLONACO_U1_U11.TypTr2	B_Villonaco_69	B_Villonaco_35	3

Tabla 4.5.b Datos de Tipo de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano

Nombre	Pot.Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom .HV	Vnom.LV	Zcc	Pérdidas en el cobre (kW)	Grupo vectorial
	MVA	Hz	kV	kV	%		
T GUALACEO	16	60	138	22	7.02	50.48	Dyn5
T LIMON	6.666	60	138	13.8	6.97	19.85	Dyn5
T MENDEZ	6.666	60	138	13.8	6.97	19.87	Dyn5
T SAN ANTONIO	25	60	138	23	9.98	161.17	Dyn1
T1_ADELCA_LAM	30	60	230	23	9.72	148.55	Dyn11
T1_AEROPUERTO_AER	20	60	46	23	12.72	104.00	Dyn1
T1_BARRIONUEVO_BAR	20	60	46	6.3	12.87	63.23	Dyn1
T1_CRISTIANA_CRI	33	60	138	23	15.92	48.09	Dyn1
T1_EPICLACHIMA_EPI	33	60	46	23	16.79	43.24	Dyn1
T1_EUGENIO_ESPEJO_EES	33	60	138	23	16.65	27.53	Dyn1
T1_INAQUITO_INA	20	60	46	6.3	13.34	80.10	Dyn1
T1_LULUNCOTO_LUL	20	60	46	6.3	12.96	95.15	Dyn1
T1_POMASQUI_EEQ_POM	33	60	138	23	16.64	59.69	Dyn1
T1_RIO_COCA_RCO	20	60	46	6.3	13.13	126.90	Dyn1
T1_SANGOLQUI_SAN	20	60	46	23	12.67	100.40	Dyn1
T1_SANTA_ROSA_SRO	20	60	46	23	15.60	118.68	Dyn1
T1_TUMBACO_TUM	33	60	46	23	15.69	204.99	Dyn1
T2_ADELCA_HOR	80	60	230	23	12.90	311.33	YNd11
T2_COTOCOLLAO_COT	33	60	138	23	15.86	85.15	Dyn1
T2_CRISTIANA_CRI	33	60	138	23	16.67	66.78	Dyn1
T2_EPICLACHIMA_EPI	33	60	46	23	16.70	70.64	Dyn1
T2_EUGENIO_ESPEJO_EES	33	60	138	23	16.60	161.64	Dyn1
T2_INAQUITO_INA	20	60	46	6.3	13.00	94.63	Dyn1
T2_POMASQUI_EEQ_POM	33	60	138	23	16.65	59.60	Dyn1
T2_RIO_COCA_RCO	20	60	46	6.3	13.01	126.90	Dyn1
T2_SANGOLQUI_SAN	33	60	46	23	15.71	161.04	Dyn1
T2_SANTA_ROSA_SRO	33	60	46	23	15.76	164.39	Dyn1
T2_TUMBACO_TUM	20	60	46	23	16.96	104.00	Dyn1
T3_COTOCOLLAO_COT	33	60	46	23	16.67	59.20	Dyn1
T_ABANICO_U1	18	60	69	4.16	10.50	95.00	YNd11
T_ABANICO_U2	27	60	69	4.16	12.00	118.00	YNd11
T_AGOYAN_U1	85	60	138	13.8	12.22	263.75	YNd1
T_AGOYAN_U2	85	60	138	13.8	12.22	263.75	YNd1
T_ALANGASTI_ALA	33	60	138	23	15.91	161.42	Dyn1
T_ALAZAN_U1	10	60	69	6.6	7.50	12.80	YNd11
T_ALVARO_TINAJERO_AT1	33.33	60	68.8	13.8	7.00	75.00	YNd1
T_ALVARO_TINAJERO_AT2	26.88	60	68.8	13.2	7.00	75.00	YNd1
T_ANADALUCIA_AND	20	60	46	6.3	13.53	83.45	Dyn1
T_ANIBAL_SANTOS_TG1	27.5	60	68.8	13.8	6.90	72.20	YNd1
T_ANIBAL_SANTOS_TG2	27.5	60	68.8	13.8	6.90	72.20	YNd1
T_ANIBAL_SANTOS_TG3	27.5	60	68.8	13.8	7.50	71.10	YNd1
T_ANIBAL_SANTOS_TG5	26.667	60	68.8	13.2	7.04	70.85	YNd1
T_ANIBAL_SANTOS_TG6	26.667	60	68.8	13.2	7.04	70.85	YNd1
T_ANIBAL_SANTOS_TV1	25	60	68.8	13.2	7.30	61.15	YNd1

Tabla 4.5.b Datos de Tipo de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano							
Nombre	Pot.Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom.HV	Vnom.LV	Zcc	Pérdidas en el cobre (kW)	Grupo vectorial
	MVA	Hz	kV	kV	%		
T_BABA_U1	51	60	230	13.8	11.00	278.79	YNd1
T_BABA_U2	51	60	230	13.8	11.00	278.79	YNd1
T_BELSARIO_QUEVEDO_BQU	20	60	46	6.3	10.48	106.22	Dyn1
T_CALOPE_U1_U2	20.8	60	69	6.9	6.78	0.00	YNd1
T_CAROLINA_CAR	20	60	46	6.3	12.87	60.15	Dyn1
T_CENTENARIO_021	5	60	22	6.3	5.92	20.00	Dyn11
T_CENTENARIO_022	10	60	22	6.3	5.60	57.00	Dyn11
T_CHILIBULO_CHI	33	60	138	23	16.25	161.91	Dyn1
T_CHILLOS_U1_U2	2.33	60	23	2.3	8.54	52.00	YNd1
T_CHIMBACALLE_CHI	20	60	46	6.3	12.50	124.07	Dyn1
T_COCA_COC	12.5	60	69	13.8	7.75	88.99	Dyn11
T_COCA_CODO_SINCLAIR	205	60	500	13.8	14.00	750.00	YNd11
T_CONOCOTO_CON	33	60	138	23	16.01	59.30	Dyn1
T_CUMBAYA_U1_U4	12.5	60	46	4.16	10.13	62.30	YNd1
T_DAULE_PERIPA_U1	85	60	138	13.8	12.25	264.05	Dyn1
T_DAULE_PERIPA_U2	85	60	138	13.8	12.25	264.05	Dyn1
T_DAULE_PERIPA_U3	85	60	138	13.8	12.25	264.05	Dyn1
T_DAYUMA_DAY	3.125	60	69	13.8	6.68	88.99	Dyn11
T_DELSITANISAGUA_U1_U3	75	60	138	13.8	14.00	278.00	Dyn11
T_DESCANSO_121	20	60	22	6.3	12.00	120.00	YNd11
T_DIEZ_NUEVA_DNU	20	60	46	6.3	13.78	122.09	Dyn1
T_DIEZ_VEJA_DVI	10	60	46	6.3	8.79	61.33	Dyn1
T_DUE_U1_U2	70	60	230	13.8	12.50	255.00	Dyn1
T_ECOELECTRIC_U1_U4	25	60	69	4.16	11.80	88.99	YNd1
T_ECUDOS_U1	31.6	60	69	4.16	11.41	88.99	YNd1
T_EEQ_T3	27.5	60	138	13.8	8.00	244.00	YNd1
T_ELECTROQUIL_TIC	112	60	138.4	72.6	13.53	158.07	YNyn0
T_ELECTROQUIL_U1	64	60	67	13.8	14.52	448.00	YNd1
T_ELECTROQUIL_U2	64	60	67.8	13.8	8.06	448.00	YNd1
T_ELECTROQUIL_U4	56	60	138	13.8	18.11	163.27	YNd1
T_EL_BOSQUE_EBO	20	60	46	6.3	13.20	44.64	Dyn1
T_EL_CARMEN_U1	12.5	60	138	6.6	8.80	57.00	YNd1
T_ENRIQUE GARCIA_ITG5	114	60	69	13.8	11.66	265.79	YNzn1
T_ESCUELA_SUCHE_ESU	10	60	46	6.3	8.79	61.11	Dyn1
T_ESMERALDASIL_U1_U6	63	60	138	13.8	12.50	220.00	YNd11
T_ESMERALDASIL_U7_U12	63	60	138	13.8	12.50	220.00	YNd11
T_ESMERALDAS_U1	160	60	147.5	13.8	11.23	352.19	YNd1
T_GASGREEN	1.6	60	23	0.48	9.00	120.00	YNd5
T_GENEROCA_U1_U8	33.33	60	69	13.8	11.06	162.63	YNd1
T_GONZALO_ZEVALLOS_TG4	34	60	68.8	13.8	9.10	84.00	YNd1
T_GONZALO_ZEVALLOS_TV2	86	60	69	13.2	12.00	448.00	YNd1
T_GONZALO_ZEVALLOS_TV3	86	60	69	13.2	11.79	448.00	YNd1
T_GRANDA_CENTENO_GCE	20	60	46	6.3	13.28	59.92	Dyn1

Tabla 4.5.b Datos de Tipo de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano

Nombre	Pot.Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom .HV	Vnom.LV	Zcc	Pérdidas en el cobre (kW)	Grupo vectorial
	MVA	Hz	kV	kV	%		
T_GRAN_SOLAR_GRS	3.125	60	13.8	0.27	6.68	88.99	Dyn11
T_GUALBERTO_HERNANDEZ_U1_U6	46.5	60	46	13.8	9.30	176.05	YNd1
T_GUALO_GLO	33	60	138	23	16.36	127.18	Dyn1
T_GUANGOPOLO_II_U4_U6	33	60	46	13.8	9.30	176.05	YNd1
T_HCJB	9.5	60	23	4.16	15.57	204.99	Yd1
T_HGUANGOPOLO_U1_U5	15	60	46	6.3	12.06	63.21	YNd1
T_HIDROTAMBO_U1_U2	10	60	69	4.16	9.00	14.20	YNd11
T_HOLCIM_15MVA	15	60	69	4.16	7.16	80.48	Dyn5
T_HOLCIM_20MVA	20	60	69	4.16	7.28	105.18	Dyn5
T_HOLCIM_25MVA	25	60	69	4.16	8.73	120.00	Dyn5
T_HVICTORIA_U1_U2	12	60	23	6.6	7.48	38.40	YNd1
T_IBARRA_ALP	25	60	69	13.8	13.22	61.94	Dyn1
T_INGENIO_SAN_CARLOS_U1	31.25	60	69	13.8	16.00	88.99	YNd0
T_ISMANCHI_U1_U3	3	60	69	4.16	5.40	39.00	Dyn5
T_JARAMUO_U10_U14	62.5	60	138	13.8	11.20	220.00	YNd1
T_JARAMUO_U15_U18	50	60	138	13.8	11.20	185.00	YNd1
T_JARAMUO_U1_U5	62.5	60	138	13.8	11.20	220.00	YNd1
T_JARAMUO_U6_U9	50	60	138	13.8	11.20	185.00	YNd1
T_JVINO1_U1_U6	16	60	69	13.8	7.86	50.00	Dyn11
T_JVINO2_U1_U2	15	60	69	13.8	9.40	50.00	Dyn11
T_JVINO3_U1_U4	56	60	69	13.8	14.82	187.86	YNd1
T_LAFARGE_U1	13.8	60	69	4.6	5.83	211.61	Dyn11
T_LA_ESPERANZA_U1_U2	10	60	69	4.16	3.00	0.00	YNd1
T_LA_FLORESTA_LFL	20	60	46	6.3	13.08	96.13	Dyn1
T_LA_MARN_LMA	10	60	46	6.3	8.80	61.44	Dyn1
T_LORETO_TRD	12.5	60	69	13.8	6.98	57.02	Dyn1
T_LOS_BANCOS_46_13.8	10	60	46	13.8	9.14	33.20	Dyn1
T_LOS_BANCOS_69_13.8	16	60	69	13.8	7.72	59.86	Dyn1
T_MACAS_MAC	6.25	60	69	13.8	6.50	5.00	Dyn11
T_MACHACHI_MAC	20	60	46	23	13.59	117.60	Dyn1
T_MANDURIACU_U1	33	60	230	13.8	8.92	105.42	YNd1
T_MANDURIACU_U2	33	60	230	13.8	8.96	109.22	YNd1
T_MANTA2_U1_U12	26	60	69	13.8	7.04	70.85	YNd1
T_MAZAR_U1	100	60	230	13.8	12.00	278.79	YNd1
T_MAZAR_U2	100	60	230	13.8	12.00	278.79	YNd1
T_MIRAFLORES_MIR	10	60	46	6.3	8.76	61.11	Dyn1
T_MIRAFLORES_T1	12.5	60	69	13.8	7.10	43.00	YNd1
T_MIRAFLORES_T2	12.5	60	69	13.8	7.10	43.00	YNd1
T_MIRAFLORES_TG1	30	60	69	13.8	9.00	50.70	Yd0
T_MSJ_U1	120	60	230	13.8	12.00	320.00	YNd1
T_MSJ_U2	120	60	230	13.8	12.00	320.00	YNd1
T_MSJ_U3	120	60	230	13.8	12.00	320.00	YNd1

Tabla 4.5.b Datos de Tipo de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano							
Nombre	Pot.Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom .HV	Vnom.LV	Zcc	Pérdidas en el cobre (kW)	Grupo vectorial
	MVA	Hz	kV	kV	%		
T_NAYON_U1_U2	16.5	60	46	6.9	5.83	50.34	Ynd1
T_NORMANDIA_U1_U5	56	60	230	13.8	14.00	142.00	Ynd11
T_NUEVA_CUMBAYA_NCU	33	60	46	23	15.75	164.40	Dyn1
T_OCAÑA_U1	15	60	69	13.8	8.50	40.00	Ynd5
T_OCAÑA_U2	15	60	69	13.8	8.50	40.00	Ynd5
T_OLIMPICO_OLI	20	60	46	6.3	12.92	94.70	Dyn1
T_PALMIRA_U1_U2	13	60	69	6.9	8.00	31.00	Ynd11
T_PAPALLACTA_MOVIL	17	60	138	23	11.30	110.00	Dyn1
T_PASOCHOA_U1_U2	12.5	60	46	4.16	8.13	56.23	Ynd1
T_PAUTE_FASE_AB	114	60	138	13.8	11.40	278.79	Ynd1
T_PAUTE_FASE_C	134	60	230	13.8	14.98	348.06	Ynd1
T_PEDERNALES_U10_U15	5	60	69	4.16	3.00	7.00	Ynd1
T_PEREZ_GUERRERO_PGU	20	60	46	6.3	12.87	60.67	Dyn1
T_PLATAFORMA_PLA	10	60	46	23	9.85	45.86	Dyn1
T_POZA_HONDA_U1_U2	5	60	69	4.16	3.00	0.00	Ynd1
T_PUCARA_U1	40	60	141.5	13.8	10.17	81.34	Ynd1
T_PUCARA_U2	40	60	141.5	13.8	10.17	81.34	Ynd1
T_PUSUNO_II_U1_U2	20	60	138	13.8	10.02	105.00	Ynd5
T_PUSUNO_I_U1_U2	26	60	138	13.8	9.96	118.00	Ynd5
T_QUEVEDO_U1	156	60	230	34.5	13.69	2900.00	Ynd1
T_QUINCHE_QUI	33	60	138	23	16.20	180.56	Dyn1
T_RECUPERADORA_U1	18	60	138	6.6	8.97	94.73	Ynd11
T_SACH_SAC	12.5	60	69	13.8	8.48	43.00	Dyn11
T_SANBARTOLO_U1_U3	56	60	230	13.8	13.97	113.19	Ynd11
T_SANTA_ELENA_2_U1_U53	156	60	138	34.5	13.69	1400.00	Ynd1
T_SANTA_ELENA_3_U1_U3	50	60	69	13.8	10.00	182.00	Ynd1
T_SANTA_ROSA_TG1	26	60	138	13.8	13.11	67.19	Ynd1
T_SANTA_ROSA_TG2	26	60	138	13.8	13.11	67.19	Ynd1
T_SANTA_ROSA_TG3	26	60	138	13.8	13.11	67.19	Ynd1
T_SAN_FRANCISCO_U1	127.5	60	230	13.8	12.49	80.00	Ynd1
T_SAN_FRANCISCO_U2	127.5	60	230	13.8	12.49	80.00	Ynd1
T_SAN_RAFAEL_SRA	33	60	46	23	17.08	219.98	Dyn1
T_SAN_RIQUELMO_SRO	20	60	46	6.3	12.57	45.40	Dyn1
T_SAUCAY_201	10	60	69	4.16	9.00	87.30	Ynd11
T_SAUCAY_202	10	60	69	4.16	9.00	87.30	Ynd11
T_SAUCAY_203	10	60	69	4.16	9.00	87.30	Ynd11
T_SAYMIRN_111	10	60	69	2.4	9.00	87.30	Ynd11
T_SAYMIRN_112	10	60	69	6.3	7.70	50.00	Ynd1
T_SBIMBE_U1_U2	18	60	69	6.9	13.00	147.00	Ynd1
T_SIGCHOS_U1_U3	20	60	69	13.8	10.50	84.00	Ynd11
T_SOPLADORA_U1	190	60	230	13.8	13.01	337.00	Ynd1
T_SOPLADORA_U2	190	60	230	13.8	13.01	337.00	Ynd1
T_SOPLADORA_U3	190	60	230	13.8	13.01	337.00	Ynd1

Tabla 4.5.b Datos de Tipo de Transformadores de tres devanados del Sistema ecuatoriano							
Nombre	Pot.Nom.	Frecuencia Nominal	Vnom.HV	Vnom.LV	Zcc	Pérdidas en el cobre (kW)	Grupo vectorial
	MVA	Hz	kV	kV	%		
T_TABABELA_TAB	33	60	138	23	15.91	161.31	Dyn1
T_TERMOGUAYAS_U1_U25	114	60	230	13.8	11.40	278.79	YNd1
T_TERMOGUAYAS_U26_U51	127	60	230	13.8	12.49	80.00	YNd1
T_TERMO_GAS_MACHALA_1_U1	93	60	138	13.8	11.41	88.99	YNd1
T_TERMO_GAS_MACHALA_1_U2	93	60	138	13.8	11.41	88.99	YNd1
T_TERMO_GAS_MACHALA_2_U1_U3	83	60	138	13.8	8.10	176.05	YNd1
T_TERMO_GAS_MACHALA_2_U4_U6	78	60	138	13.8	8.40	176.05	YNd1
T_TGUANGOPOLO_U1_U6	20	60	138	6.6	10.49	276.71	YNd1
T_TOPO_U1_U2	35	60	138	13.8	11.40	143.60	YNd5
T_TRINITARIA_U1	160	60	144	13.8	7.00	205.68	YNd1
T_VICTORIA_2_U1	150	60	138	13.8	15.38	323.20	YNd1
T_VILLONACO_U1_U11	25	60	69	35	10.50	00.00	YNd11

Tabla 4.6 Datos de Compensacion del Sistema ecuatoriano					
Nombre	Terminal	Volt.Nom.	Pot.Reac. Nom.	Conectado	
	Subestación	kV	Mvar	3:00	20:00
XC_Port_C1_69	Cap_Portoviejo_69	69	12		x
XC_Port_C2_69	Cap_Portoviejo_69	69	12	x	x
XC_Port_C3_69	Cap_Portoviejo_69	69	12		x
XC_SGre_C1_138	San_Gregorio_138	138	30	x	x
XC_lbar_C1_13.8	B_lbarra_ATQ_13.8	13.8	6	x	x
XC_lbar_C2_13.8	B_lbarra_T1_13.8	13.8	6	x	
XC_SRos_C1_138	Cap_Santa_Rosa_138	138	27		x
XC_SRos_C2_138	Cap_Santa_Rosa_138	138	27		x
XC_SRos_C3_138	Cap_Santa_Rosa_138	138	27		x
XC_Tulc_C1_13.8	B_Tulcan_ATQ_13.8	13.8	3	x	x
XL_Poma_RCW_230	Pomasqui_230	220	25	x	x
XL_SRos_RCW_13.8	B_Santa_Rosa_ATU_13.8	13.8	10	x	x
XL_SRos_RCX_13.8	B_Santa_Rosa_ATU_13.8	13.8	10	x	x
XL_Toto_RCQ_13.8	B_Totoras_ATT_13.8	13.8	10	x	x
XC_Cara_C1_69	Caraguay_69	69	12	x	x
XC_Cara_C2_69	Caraguay_69	69	12	x	x
XC_Esc_C1_230	Cap_Eclusas_230	220	60	x	x
XC_Esc_C2_230	Cap_Eclusas_230	220	60	x	x
XC_Esc_C1_138	Esclusas_138	138	30	x	x
XC_NPro_C1_69	Nueva_Prospersina_69	69	12	x	x
XC_Pasc_C1_138	Pascuales_138	138	60	x	x
XC_Pasc_C1_69	Pascuales_69	69	12	x	x
XC_Pasc_C2_138	Pascuales_138	138	60		x
XC_Pasc_C2_69	Pascuales_69	69	12	x	x
XC_Poli_C1_13.8	B_Policentro_ATQ_13.8	13.8	6		x
XC_Poli_C2_13.8	B_Policentro_ATQ_13.8	13.8	6		x
XC_Posoj_C1_69	Cap_Posorja_69	69	6	x	x
XC_Posoj_C2_69	Cap_Posorja_69	69	6		x
XC_SEle_C1_69	Santa_Elena_69	69	12	x	x
XL_Pasc_RCW_13.8	-B_Pascuales_ATU_13.8	13.8	9		x
XL_Pasc_RCX_13.8	-B_Pascuales_ATU_13.8	13.8	9		x
XC_DCer_C2_69	Cap_Dos_Cerritos_69	69	12	x	x
XC_Loja_C1_69	Loja_69	69	12	x	x
XC_Mach_C1_13.8	B_Machala_ATQ_13.8	13.8	6	x	x
XC_Mach_C2_13.8	B_Machala_ATR_13.8	13.8	6	x	x
XC_Mila_C1_13.8	B_Milagro_ATK_13.8	13.8	18	x	x
XL_Moli_R1_13.8	-B_Molino_AT1_13.8	13.8	10	x	x
XL_Moli_R2_13.8	-B_Molino_AT2_13.8	13.8	10	x	x
XL_INGA_RB_500	El_Inga_500	500	30	x	x
XL_Chor_RL6_500	Chorrillos_500	500	120	x	x

ORDEN DE EMPASTADO

Versión aprobada para la defensa