

Trabajo Especial de Grado

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANALISIS MODAL
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUB-TRANSMISIÓN
DE 69 kV DE LA REGIÓN CAPITAL.**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br Bethencourt M. Gerardo A.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2017

Trabajo Especial de Grado

**ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANALISIS MODAL
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUB-TRANSMISIÓN
DE 69 kV DE LA REGIÓN CAPITAL.**

Tutor Académico: Ing. Esp. Alexis Barroso

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br Bethencourt M. Gerardo A.
para optar al título de

Caracas, 2017

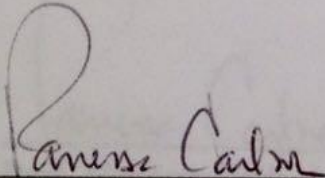
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

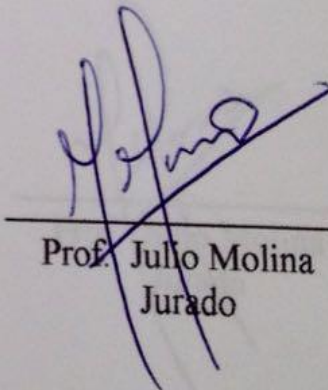
Caracas, 23 de octubre de 2017

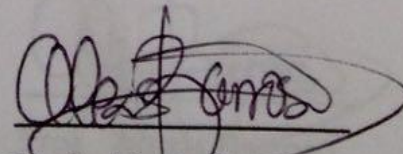
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **Gerardo A. Bethencourt M.**, titulado:

***"ESTABILIDAD DE VOLTAJE MEDIANTE ANÁLISIS MODAL APLICADO
AL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUB TRANSMISIÓN DE 69kV DE LA REGIÓN
CAPITAL"***

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al **Título de Ingeniero Electricista** en la **menção Potencia**, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, y lo declaran **APROBADO**.


Prof. Vanessa Carlson
Jurado


Prof. Julio Molina
Jurado


Prof. Alexis Barroso
Tutor Académico

Dedicatoria

A mi equipo Bethencourt Matute, por su eterno apoyo y empuje en todo momento, en los buenos y los malos, nadie como ellos, este es su logro también, siempre juntos.

A Mami, mi confidente, siempre acompañándonos entre nosotros, sin ella, este logro hubiera sido infinitamente más difícil de lo que fue.

A mis Abuelos Ricardo y Sara, por darnos “el jardín de la casa”, sin el jardín jamás sería lo que soy hoy.

A Luisa Maria, la mejor compañera que pude escoger para acompañarme en cada paso que he dado en el desarrollo de este trabajo.

A mis hermanos “La Gentuza”, que mas puede decir, simplemente son mis hermanos.

A Hugo, siempre juntos, sintiendo tu apoyo cada día, sé que estás conmigo.

Agradecimientos

A toda mi familia por su apoyo y acompañamiento incondicional.

Al Prof. Alexis Barroso, sin dudarlo el mejor Tutor Academico, de la escuela, siempre con la mejor disposición y las mejores vibras para seguir adelante.

A la Prof. Mercedes Arocha, la mejor profesora de la galaxia, ninguna como ella, una enamorada de la carrera y de la vida, modelo a seguir para mi.

A mi UCV, por darme la oportunidad y el orgullo de ser UCVISTA, un titulo tan valioso como el título de Ingeniero.

Bethencourt M. Gerardo A.

**ESTABILIDAD DE TENSIÓN MEDIANTE ANALISIS MODAL
APLICADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE SUB-TRANSMISIÓN
DE 69 kV DE LA REGIÓN CAPITAL.**

Tutor Académico: Ing. Esp. Alexis Barroso. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia T.E.G.

Palabras Claves: Estabilidad de tensión, colapso de tensión, análisis modal, límites de transmisión, autovalores, autovectores, Factores de participación, red anillada.

Resumen:

El presente trabajo especial de grado tiene como finalidad analizar la estabilidad de tensión de la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital, mediante el análisis modal, usando un software computacional de simulación de sistemas de potencia denominado NEPLAN Electricity. Inicialmente se realizó una investigación, estableciéndolos diferentes conceptos y fundamentos necesarios para aplicar de forma precisa el análisis modal. Luego de esto, utilizando del software de simulación, se procedió a realizar el estudio de la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, simulando diferentes escenarios de cargas, siempre buscando los límites de cargabilidad del sistema, determinando las áreas críticas y los elementos de mayor consumo de reactivos en cada caso. Se obtuvo como resultados un límite de estabilidad de tensión, para condiciones normales, de 3714MW, y para la peor contingencia simulada de 1968MW, luego de la salida de operación de dos puntos de importación de energía. A partir de dichos resultados, se concluye que, en condiciones normales, y teniendo total disposición de los elementos de la red, el fenómeno estabilidad de tensión no representa un verdadero motivo de preocupación, siendo el límite de cargabilidad del sistema el factor limitante para la operatividad del mismo, no la estabilidad de tensión.

Tabla de contenidos

Dedicatoria	iv
Agradecimientos	v
Resumen:.....	vi
CAPÍTULO I.....	1
1.1 Planteamiento del problema.	1
1.2 Objetivos.	3
1.2.1 Objetivo General.	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	3
1.3 Alcance.	4
1.4 Justificación.....	4
CAPÍTULO II	5
2 Marco Teórico.....	5
2.1 Antecedentes.	5
2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Nacional.	5
2.2.1 Descripción del SEN.....	6
2.2.1.1 Recursos de Transmisión y Transformación de Potencia.	7
2.2.1.2 Despacho del SEN.....	7
2.2.2 Demanda del SEN.....	9
2.2.3 Sistema eléctrico de la Región Capital.	9
2.2.3.1 Sistema de transmisión y transformación de potencia.	10
2.2.3.2 Sistema de Generación y Enlaces.	11
2.2.3.3 Curva de Demanda.....	11
2.3 Seguridad y estabilidad de tensión sistemas eléctricos de potencia.	12
2.3.1 Clasificación de seguridad y estabilidad operativa de SEP.	13
2.4 Estabilidad en Sistemas de Potencia.	14
2.4.1 Conceptos Básicos.	14
2.4.1.1 Estabilidad de Ángulo.....	16
2.4.1.2 Estabilidad de Frecuencia.	17
2.4.2 Estabilidad de tensión.	17
2.4.2.1 Definición.	18

2.4.2.2	Elementos del Sistema de Potencia.....	18
2.4.2.2.1	Características de los Generadores.	18
2.4.2.2.2	Compensación Reactiva.....	19
2.4.2.2.3	Transformadores de potencia.....	19
2.4.2.2.4	Características de las cargas.	19
2.3.2.2.5	Características de los sistemas de transmisión.	20
2.4.2.3	Clasificación de la estabilidad de tensión.	22
2.4.2.3.1	Estabilidad de tensión en mediano plazo.....	23
2.4.2.3.2	Estabilidad de tensión a largo plazo.	23
2.4.2.3.3	Análisis de estabilidad V-Q.....	23
2.4.2.3.4	Análisis Modal Q-V.....	24
2.4.2.4.1	Factor de participación de barra.....	25
2.4.2.4.2	Factor de participación de las ramas.....	26
2.4.2.4.3	Factor de participación de generadores.	26
2.5	Colapso de Tensión.	27
2.6	Software para el Análisis de sistema de potencia: Network Planning (NEPLAN).....	28
2.6.1	Módulo de Estabilidad de tensión.....	29
2.6.2	Resultados Generados.....	32
CAPÍTULO III.....		33
3	Marco Metodológico.....	33
3.1	Diseño de la investigación.....	33
3.2	Variables Consideradas	33
3.3	Instrumentos computacionales de simulación.	34
3.4	Procedimiento implementado.....	34
CAPÍTULO IV.....		37
4	Resultados.....	37
4.1	Caso de Demanda Base.	37
4.2	Caso Máxima Demanda Histórica.....	43
4.3	Caso Límite de Estabilidad de Tensión Crítico.....	49
4.4	Análisis de contingencias.	58

4.4.1	Salida de Líneas.	58
4.4.1.1	Criterio n-1.....	58
4.4.1.2	Criterio n-2.....	59
4.4.2	Perdida de los bancos de generación.....	60
4.4.3	Perdida de unidades de importación.	60
4.5	Resumen de resultados.	61
CAPITULO V		63
5	Conclusiones y Recomendaciones.....	63
5.1	Conclusiones.	63
5.2	Recomendaciones.	65
Bibliografía		66
ANEXOS		68

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Características de la infraestructura instalada.....	7
Tabla 2.2 Características de la Región Capital	10
Tabla 2.3 Generación Región capital	11
Tabla 4.1 Características generales del Caso Base	37
Tabla 4.2 Características de barras del caso base	38
Tabla 4.3 Características de elementos de generación.....	39
Tabla 4.4 Valores propios caso base.....	40
Tabla 4.5 Características generales demanda histórica.....	43
Tabla 4.6 Características de barra de caso máxima demanda histórica.	44
Tabla 4.7 Características de los nodos de generación y de intercambio con la red de 230 kV de la Región Capital.....	45
Tabla 4.8 Características líneas sobrecargadas caso máx. demanda.....	46
Tabla 4.9 Valores propios caso máxima demanda histórica	47
Tabla 4.10 Características generales caso límite.....	49
Tabla 4.11 Características de barra caso límite de estabilidad de tensión.	50
Tabla 4.12 Características elementos de generación caso límite de estabilidad de tensión....	51
Tabla 4.13 Características líneas de transmisión sobrecargados para límite de estabilidad de tensión.....	52
Tabla 4.14 Valores propios caso límite de estabilidad de tensión	54
Tabla 4.15 Salida de una línea de transmisión.....	58
Tabla 4.16 Salida de 2 líneas de transmisión.....	59
Tabla 4.17 Salida de generadores	60
Tabla 4.18 Salida de puntos de importación	61
Tabla 4.19 Resumen de resultados.....	62

Lista de Figuras

Figura 2.1 Distribución de Despachos Regionales	8
Figura 2.2 Red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital	10
Figura 2.3 Curva de demanda diaria del Sistema Eléctrico de la Región Capital [8]	12
Figura 2.4 Estados operativos según DyLiaccio.....	13
Figura 2.5 Ventana de parámetros del software NEPLAN	30

Figura 2.6 Ventana parámetros curva V-Q	31
Figura 2.7 Ventana parámetros curva P-V	32

Lista de Gráficos.

Gráfico 2.1 Distribución de la capacidad instalada del SEN	6
Gráfico 2.2 Participación por áreas día de la demanda máxima año 2013	9
Gráfico 2.3 Estabilidad en el SEP	15
Gráfico 2.4 Tensión, corriente, y potencia en el extremo receptor como función de la demanda de la carga.	20
Gráfico 2.5 Características del sistema en función del factor de potencia.	21
Gráfico 2.6 Características de tensión y potencia del sistema en función de P_r/P_{rmax}	22
Gráfico 4.1 Valores propios del caso base.	40
Gráfico 4.2 Factores de participación de nodos	41
Gráfico 4.3 Factor de participación de ramas.	42
Gráfico 4.4 Factor de participación de los generadores	43
Gráfico 4.5 Autovalores caso máxima demanda histórica	47
Gráfico 4.6 Factor de participación de generadores	48
Gráfico 4.7 Factor de participación de ramas	48
Gráfico 4.8 Factor de participación de barras	49
Gráfico 4.9 Autovalores caso límite de estabilidad de tensión	54
Gráfico 4.10 Factor de participación de barras caso límite estabilidad.	55
Gráfico 4.11 Factor de participación de ramas caso límite estabilidad	56
Gráfico 4.12 Curva PV límite de estabilidad de Tensión	56
Gráfico 4.13 Curva Q-V Barra Convento.	58

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del problema.

El Informe Anual del Sistema Eléctrico Venezolano, publicado en el año 2010 por el Centro Nacional de Despacho, presentó a la fecha una indisponibilidad del parque de generación térmica a vapor del 40.58%, turbogas alrededor del 27.47%. Mientras que en las plantas hidroeléctricas la indisponibilidad fue del 18% [1]. A su vez, la Corporación Eléctrica Nacional, organismo público que administra el sistema eléctrico nacional, reconoció que, para finales del 2008, el 79% de las centrales termoeléctricas tenían más de 20 años de antigüedad y que el 30% de estas, presentan indisponibilidad por problemas técnicos [2].

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está compuesto por 8 regiones definidas como:

- Región Capital
- Centro
- Centro-Occidente
- Occidente
- Sur
- Insular
- Oriente
- Sur-Occidente

El sistema eléctrico instalado en la región capital está integrado por dos anillos de transmisión de 230 kV y 69 kV, que operan bajo un esquema de demanda cada día más exigente, debido al crecimiento natural de la región. Esta infraestructura de transmisión de potencia actual tiene una velocidad de crecimiento sumamente baja, por lo que, el sistema se encuentra cada vez más próximo a su límite de operación, lo cual lleva a que la habilidad del sistema para mantener la estabilidad de tensión es sumamente reducida. Lo expuesto anteriormente, unido al retraso de inversión en las líneas de transmisión y las distintas centrales de generación,

convierte el sistema potencialmente inestable ante cualquier tipo de posibles perturbaciones.

La periodista Ana Díaz afirma, en un artículo publicado en El Nacional que, “Tacoa, la central de generación eléctrica más grande de la Gran Caracas ubicada en el estado Vargas, con una capacidad instalada de 2000 MW, trabaja al 18,7% de su capacidad con 220MW de 1200 MW. Adicionalmente, y con disponibilidades que varían de 70% y 40%, la Gran Caracas cuenta con la planta Picure de 134 MW, y las barcazas Josefa Rufina y Margarita, aledañas Tacoa, que suman 340 MW, además del complejo La Raíza, en Charallave, y OAM, en la panamericana, estado Miranda” [3].

Desde el punto de vista de la seguridad eléctrica se debe garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión, cubriendo la demanda eléctrica de manera confiable, segura y de calidad, al menor costo posible para la sociedad, obteniendo una cierta rentabilidad, que permita labores de mantenimiento e inversión para la futura expansión del sistema. El ingeniero Gómez [4] explica que, centrándose en la operación de un sistema de potencia, el objetivo de control, en tiempo real, es básicamente mantener las magnitudes eléctricas en límites predeterminados. Estas magnitudes son principalmente las tensiones de barra y los flujos de potencia. El proceso operativo del sistema consiste en corregir los efectos de la evolución de la demanda y las consecuencias de posibles eventos, no predecibles. Por lo tanto, es necesario determinar las áreas más débiles del sistema en sus niveles de tensión de 69 kV.

La estabilidad de tensión puede definirse como, “la habilidad de un sistema de potencia para mantener las tensiones en estado estable de todas las barras del sistema después de haber sido sujeto a la perturbación de una determinada condición operativa inicial” [5]. Mientras que, la “inestabilidad de carga” es la incapacidad del sistema para hacer frente a las exigencias impuestas por la demanda [6].

La inestabilidad de tensión ocurre principalmente, cuando en distintos puntos de un sistema de potencia, la misma decae progresivamente, imposibilitando la

operación estable del sistema. Esta inestabilidad puede producirse por el desbalance entre la potencia reactiva generada y demandada, así como también puede producirse como el resultado de distintos cambios en las condiciones operativas del sistema. Es de vital importancia destacar, que dicho fenómeno puede ocurrir gradualmente, desde el rango de segundos, hasta incluso minutos.

Para el estudio de este fenómeno, se propone emplear métodos estáticos como el análisis modal, el cual, a partir de un punto de operación específico de un sistema de potencia, analiza la viabilidad del equilibrio del mismo. Identificando claramente, tanto las áreas en condiciones de riesgo como las áreas donde el colapso es inminente. Además de esto, el método presenta la magnitud de participación de cada barra en dicho punto de operación, indicando a su vez de esta forma, la efectividad de las posibles medidas correctivas a aplicar.

En consecuencia, se plantean las siguientes interrogantes: ¿Qué tan cerca se encuentra el sistema de la inestabilidad de tensión en las condiciones actuales de operación?, ¿Cuáles podrían ser algunos indicadores que señalen la posibilidad de un colapso de tensiones? y ¿Cuáles son las posibles causas de la inestabilidad de tensión del sistema de 69 kV en la región Capital?

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General.

Analizar la estabilidad de tensión del Sistema Eléctrico de la Región Capital en la red de sub-transmisión de 69 kV mediante análisis modal.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Describir aspectos relevantes sobre el sistema de sub-transmisión de la Región Capital haciendo énfasis en aquellos requerimientos para su modelación mediante una herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia.
- Calcular los autovalores y autovectores del sistema de transmisión de la Región Capital para diferentes escenarios de demanda.

- Establecer indicadores y márgenes de seguridad que permitan mantener la estabilidad de tensión y soportar un determinado tipo de contingencia, tomando en consideración los excesos en los límites de transmisión segura.
- Establecer causas de la inestabilidad de tensión de manera de generar recomendaciones en la operación del sistema.

1.3 Alcance.

Para el levantamiento del análisis de estabilidad, es vital la utilización de una base de datos con el modelado del sistema de potencia a estudiar, incluyendo sus unidades generadoras de potencia, líneas de transmisión y demás componentes del sistema.

A partir de dichos modelos simplificados, se alcanza la solución del problema de estabilidad transitoria a través de las simulaciones dinámicas correspondientes. A su vez se realizarán las simulaciones en estado estacionario del Sistema Eléctrico Nacional del anillo de sub-transmisión de 69 kV en la región capital, utilizando el módulo de Estabilidad Transitoria del paquete computacional NEPLAN, para un escenario de máxima demanda.

1.4 Justificación.

El estudio de estabilidad de un sistema de potencia es necesario para la planificación, expansión, construcción y seguridad del sistema de potencia, para de esta forma conocer los límites de operación adecuada del sistema. Para la realización de dicho estudio, es necesario contar con modelos matemáticos elaborados de tal forma que, cada elemento de la red sea una representación fiel de su comportamiento real del sistema.

En la actualidad se cuentan con herramientas computacionales sumamente desarrolladas, que tiene la capacidad matemática adecuadas para representar el sistema, y realizar el estudio descrito. Una de estas herramientas computacionales es el módulo de estabilidad del software NEPLAN.

CAPÍTULO II

2 Marco Teórico.

En el presente capítulo, se procederá a desarrollar los conceptos principales relacionados con el fenómeno de la estabilidad en los sistemas de potencia eléctricos. También se expondrán los distintos tipos de inestabilidad que se pueden presentar, para luego, enfocarse específicamente en la estabilidad de tensión, los distintos métodos de cálculo a utilizar, los motivos por lo cual ocurre entre otros temas afines al mismo.

2.1 Antecedentes.

En la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela se han realizado dos trabajos especiales de grado empleado el método a utilizar en el presente trabajo especial de grado.

El trabajo de grado de Arias [7] titulado ““Estabilidad de tensión mediante análisis modal aplicado al sistema eléctrico de la región sur-occidente del SEN”” presenta un desarrollo similar, utilizando el análisis modal y empleando el software computacional NEPLAN Electricity, estableciendo en dicho trabajo márgenes e indicadores para prever el colapso de tensiones que afectan de forma directa, tanto a nivel local, como a nivel nacional.

A su vez, el trabajo de grado realizado en la Universidad Central de Venezuela por Rivas [8] titulado “Estudio de estabilidad de tensión del sistema eléctrico de la región capital en red de transmisión de 230 kV mediante análisis modal” menciona la importancia de la necesidad de garantizar la operación de los recursos de generación y transmisión, buscando siempre cubrir la demanda de potencia de manera confiable y segura.

2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Nacional.

Originalmente el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) estaba conformado por catorce (14) empresas, las cuales, a partir del decreto presidencial N°5330, en julio de 2007, fueron unificadas con la finalidad de redistribuir las cargas y funciones de esas operadoras, en aras de mejorar sustancialmente la calidad del servicio eléctrico.

Dichas empresas pasaron a constituir la compañía denominada “Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), definida como una institución adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica del país [9].

2.2.1 Descripción del SEN.

Según el anuario estadístico publicado por el MPPEE, en el año 2014, para el cierre del año 2013, la capacidad instalada de generación se situaba en los 30291,69MW, donde 14879,00 MW era del tipo hidráulica, 15301,73 MW térmica, ambas conectadas con los sistemas de transmisión y distribución, y 110,95 MW operando de forma aislada [10]. En la presente gráfica, se aprecia claramente todos los tipos de generación presentes en el SEN, y su porcentaje de aportación.

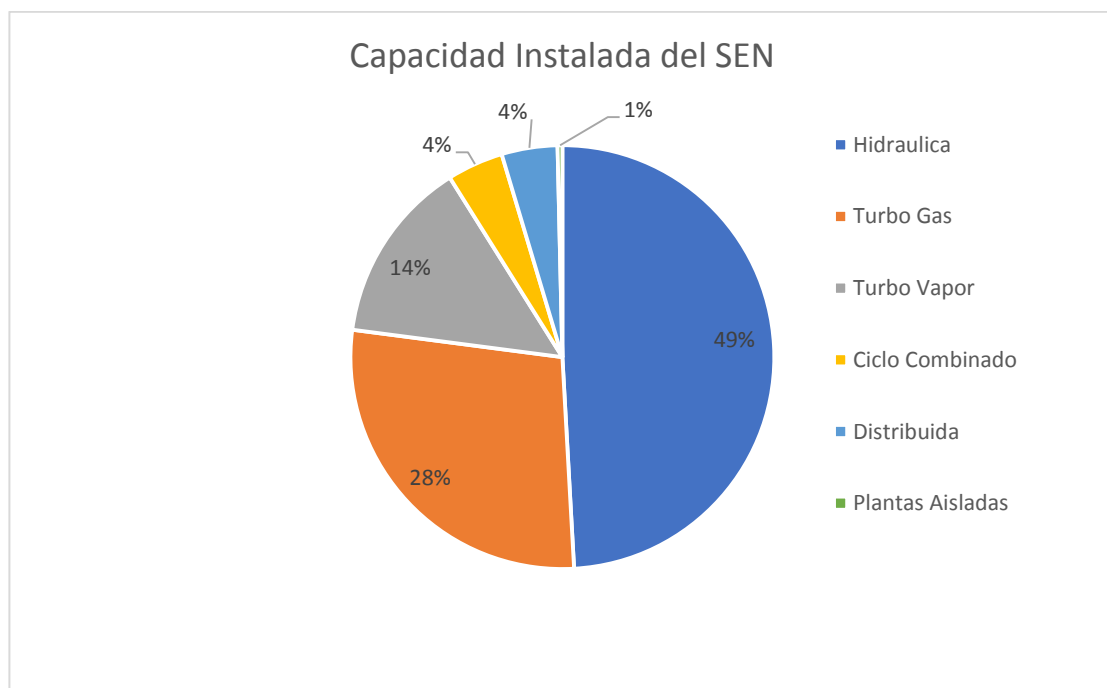


Gráfico 2.1 Distribución de la capacidad instalada del SEN

Fuente: Elaboración propia

2.2.1.1 Recursos de Transmisión y Transformación de Potencia.

El sistema de transmisión del SEN posee líneas de transmisión en los niveles de 69kV, 115kV, 138kV, 230kV, 400kV y 765kV. Según las fuentes oficiales, para el 2013, la red tenía una capacidad total de transformación de potencia de 83861 MVA, un total de 446 subestaciones y más 30 mil kilómetros de líneas de transmisión [10].

Tabla 2.1 Características de la infraestructura instalada.

Indicadores	Unidad	Niveles de transmisión						Total
		69	115	134	230	400	765	
Longitud de la línea	km	1081	13561	1100	7739	4434	2247	30162
Numero de subestaciones	No	62	260	43	56	18	7	446
Numero de transformadores	No	158	678	77	136	46	14	1109
Capacidad de transformación	MVA	4666	20142	3735	19792	18026	17500	83861

2.2.1.2 Despacho del SEN

El Sistema Eléctrico Nacional es operado de forma centralizada a través del Centro Nacional de Despacho (CND), ente encargado de la coordinación, supervisión y control de las actividades de generación, transmisión y distribución. Además de coordinar a su vez, los 8 despachos regionales y los respectivos Centros de Operación de Distribución (COD). El CND coordina y monitorea directamente el sistema de transmisión de 765kV y parte de los sistemas de transmisión de 400kV y 230kV.

Los Despachos de Carga Regional previamente descritos, están distribuidos de la siguiente manera:

- Despacho Capital: Distrito Capital, y los estados Miranda y Vargas.
- Despacho Centro Occidente: estado Lara
- Despacho Guayana: estados Bolívar y Amazonas
- Despacho Occidente: estados Falcón y Zulia
- Despacho Oriente: los estados Anzoátegui, Sucre, Monagas y Delta Amacuro
- Despacho Sur Occidente: los estados Barinas, Mérida, Táchira, Trujillo y el municipio Páez del estado Apure
- Despacho Centro: los estados Apure, Aragua, Carabobo, Guárico, Portuguesa y Yaracuy
- Despacho Insular: El estado Nueva Esparta y las Dependencias Federales.

A su vez, en la siguiente figura, se puede apreciar de forma gráfica, la disposición de los despachos regionales

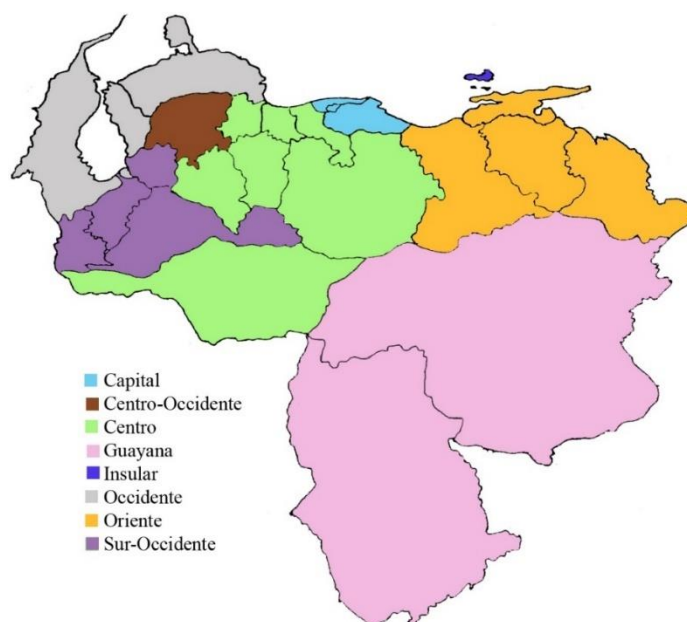


Figura 2.1 Distribución de Despachos Regionales

Fuente: Anuario estadístico del Sistema Eléctrico Venezolano 2014

2.2.2 Demanda del SEN

Para el año 2013, según el Anuario Estadístico del Sistema Eléctrico Venezolano 2014, el país experimentó una demanda máxima de 18.696 MW, ocurrida en el mes de mayo. En el gráfico 6, se puede apreciar la distribución de la demanda por regiones y sus respectivos porcentajes en los distintos sectores del país [10]. Además de esto se posee registro de la demanda máxima de los años 2010, 2011 y 2012, siendo estos 16755 MW, 17157 MW y 18357 MW respectivamente

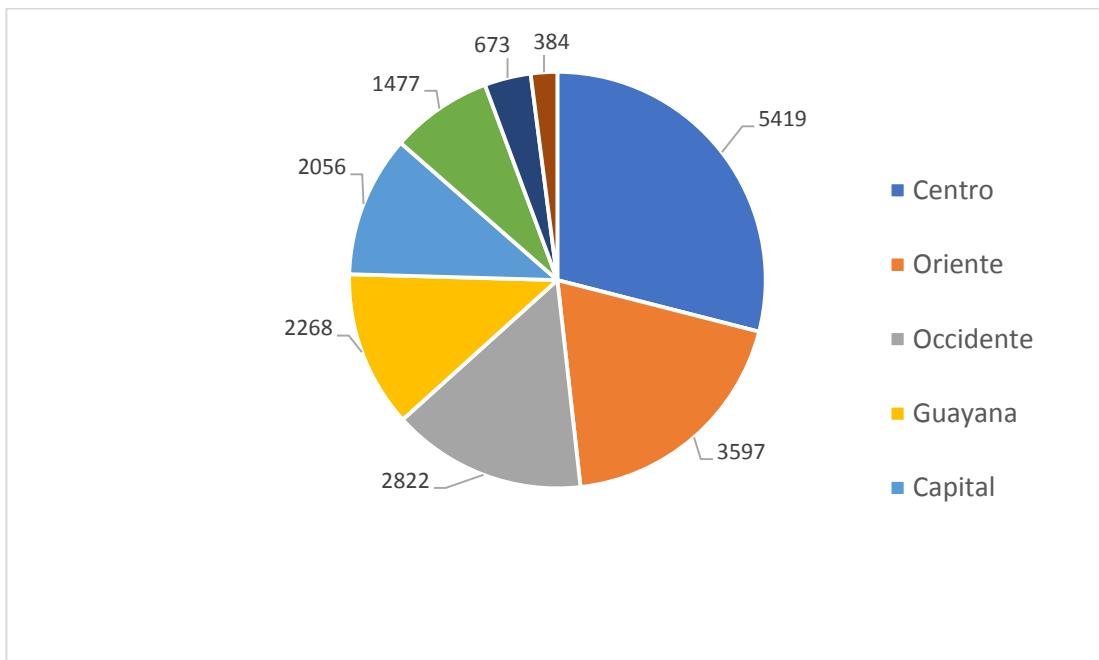


Gráfico 2.2 Participación por áreas de la demanda máxima año 2013

Fuente: Anuario Estadístico del Sistema Eléctrico Venezolano 2014

2.2.3 Sistema eléctrico de la Región Capital.

El sistema eléctrico de la región capital está conformado por:

- Distrito Capital
- Estado Miranda
- Estado Vargas

2.1.3.1 Sistema de transmisión y transformación de potencia.

El sistema de potencia eléctrico de la Región Capital está compuesto por 85 subestaciones en total y 2287 km de líneas de longitud, además de una capacidad de transformación de 13622 MVA. Dichos elementos se pueden apreciar de forma detallada en la tabla 2.2:

Tabla 2.2 Características de la Región Capital

Indicadores	unidad	Nivel de tensión (kV)				total
		230	115	69	<69	
Longitud de las Líneas	km	533	663	1081	-	2287
Subestaciones	Nº	10	11	61	-	85
Transformadores	Nº	27	33	158	24	248
Cap. De Transformación.	MVA	4547	872	4666	1511	13622

El presente trabajo estudiara la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, donde el esquema del sistema de potencia se puede apreciar tanto en la figura 2.4, como en el anexo 4 de forma más detallada.

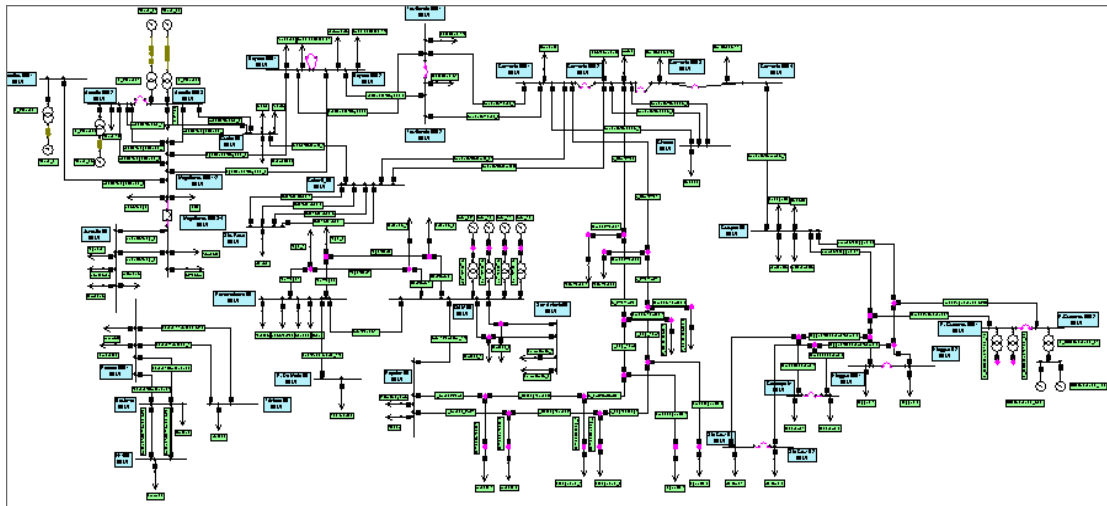


Figura 2.2 Red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital

Fuente: Elaboración propia

2.2.3.2 Sistema de Generación y Enlaces.

Según el anuario Estadístico del Sistema Eléctrico Venezolano del 2014 [10], la Región Capital cuenta con 7 plantas de generación de tecnología Turbo Gas, y 1 planta de generación de tecnología Turbo Vapor e intercambia potencia con el resto del Sistema Eléctrico Nacional mediante dos puntos de interconexión: Santa Teresa y Oscar Machado Zuluaga (OMZ). Dichas plantas generadoras se encuentran detalladas en la tabla a continuación.

Tabla 2.3 Generación Región capital

Fuente: Anuario estadístico del Sistema Eléctrico Venezolano 2014

Turbo Gas			
Nombre	Lugar	# de maquinas	Capacidad instalada (MW)
El Sitio	Miranda	4	720
Guarenas	Miranda	4	156
José María España	Miranda	5	450
La Mariposa	Miranda	1	45
La Raíza	Miranda	5	395
Barcazas Josefa Rufina y Margarita	Vargas	2	340
Picture	Vargas	4	132
Turbo Vapor			
Nombre	lugar	# de maquinas	Capacidad Instalada
Josefa Joaquina Sánchez	Vargas	6	1586

2.2.3.3 Curva de Demanda.

La demanda de un sistema eléctrico de potencia no es constante en el tiempo. La misma depende del comportamiento de la carga. La curva de demanda se realiza a partir de información histórica tomada cada hora. Su forma muestra el comportamiento de la carga y es posible identificar en ella los valores máximos, mínimos, duración de los mismos, etc. Además, permite identificar periodos estacionales, eventos especiales y una gran variedad de comportamientos [8].

La curva de demanda en la región capital se ha mantenido relativamente constante al pasar los años. A continuación, se expone la curva de la demanda para el día 6 de julio del 2016. En la que se puede observar el comportamiento de la demanda durante el día, dividida por horas, con sus respectivos picos de demanda máxima y mínima.

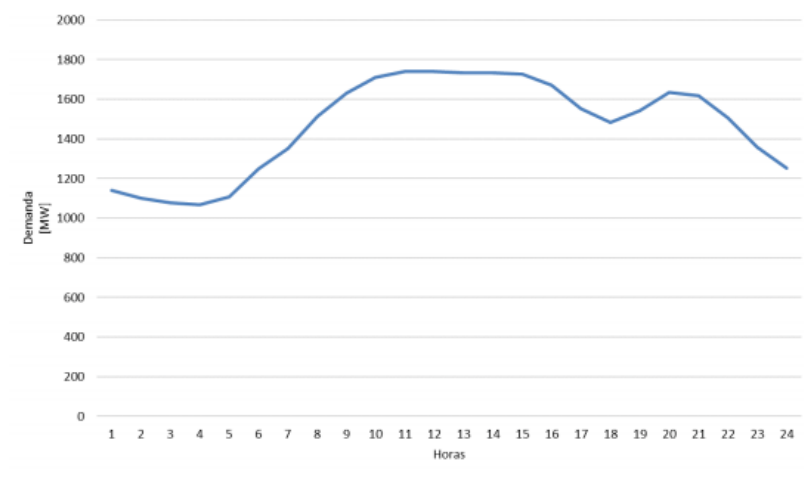


Figura 2.3 Curva de demanda diaria del Sistema Eléctrico de la Región Capital [8]

2.3 Seguridad y estabilidad de tensión sistemas eléctricos de potencia.

El análisis de seguridad es una función primordial perteneciente a la gestión operativa de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), la cual mide la capacidad del sistema para soportar un conjunto de perturbaciones en el transcurso de su operación [6]. Al momento de realizar un estudio de seguridad, se busca analizar las consecuencias que tendrían distintos tipos de perturbaciones sobre un SEP operativo [7], en distintos puntos de operación, dependiendo de la perturbación a estudiar, bien sean perturbaciones previstas o no.

Según la IEEE SP101PSS [11], “La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de mantener tensiones aceptables en todos sus nodos. Al igual que el control de tensión, la estabilidad de tensión es un fenómeno esencialmente local, si bien sus consecuencias pueden, en algunas circunstancias, extenderse por el sistema eléctrico.”.

2.3.1 Clasificación de seguridad y estabilidad operativa de SEP.

Al momento de realizar una evaluación de la seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia, usualmente se adopta la clasificación establecida por DyLiacco [12], por ser un esquema sencillo y práctico, donde se establece claramente los distintos puntos operativos en función de los riesgos presentes.

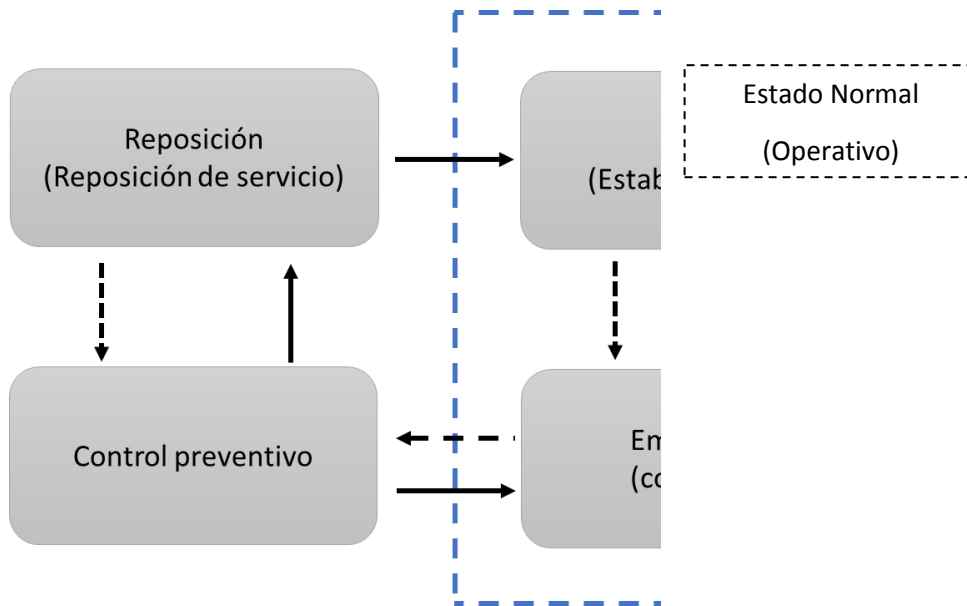


Figura 2.4 Estados operativos según DyLiacco.

Si la demanda se encuentra plenamente satisfecha, tanto los generadores, como los distintos equipos involucrados del SEP, se encuentran trabajando dentro de sus límites de operación. Como resultado se puede afirmar que el sistema se encuentra en “estado normal”. El estado normal operativo, según la clasificación propuesta por el ingeniero DyLiacco [12], se subdivide en dos estados, el estado seguro, el cual, al momento de ocurrir alguna contingencia previamente definida, el sistema está en plena capacidad de superarla sin necesitar un cese de operación del mismo. Por otra parte, el segundo estado, definido como “Emergencia o correctivo”, es el cual donde el sistema, a pesar de que no se ven superados sus límites operativos, no puede garantizar la operatividad del mismo, ante la ocurrencia de perturbaciones.

Al momento en el cual, las variables del sistema se encuentran fuera de los límites de operación, bien sea, por la evolución de la demanda, o por alguna perturbación no esperada, se hace necesario el accionar de medidas correctivas, con la finalidad de recuperar su operatividad, logrando con dichas medidas devolverlo al “estado normal”. En casos como el descrito previamente, puede llevar a la interrupción del sistema para los usuarios en el área afectada, posicionándonos en el estado “reposición”, donde las medidas están dirigidas, a la restitución del sistema y el retorno de la operatividad en “estado normal” del mismo [12].

2.4 Estabilidad en Sistemas de Potencia.

2.4.1 Conceptos Básicos.

La estabilidad de un sistema de potencia se puede definir como “la propiedad que tiene un sistema de potencia para mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado estable de equilibrio luego de ser sometido a una perturbación” [7].

Tomando en cuenta que la estabilidad en los sistemas de potencia se puede ver afectada por distintas causas, es conveniente presentar el siguiente esquema desarrollado por Khundur [5], el cual clasifica los distintos aspectos que pueden afectar la estabilidad del SEP.

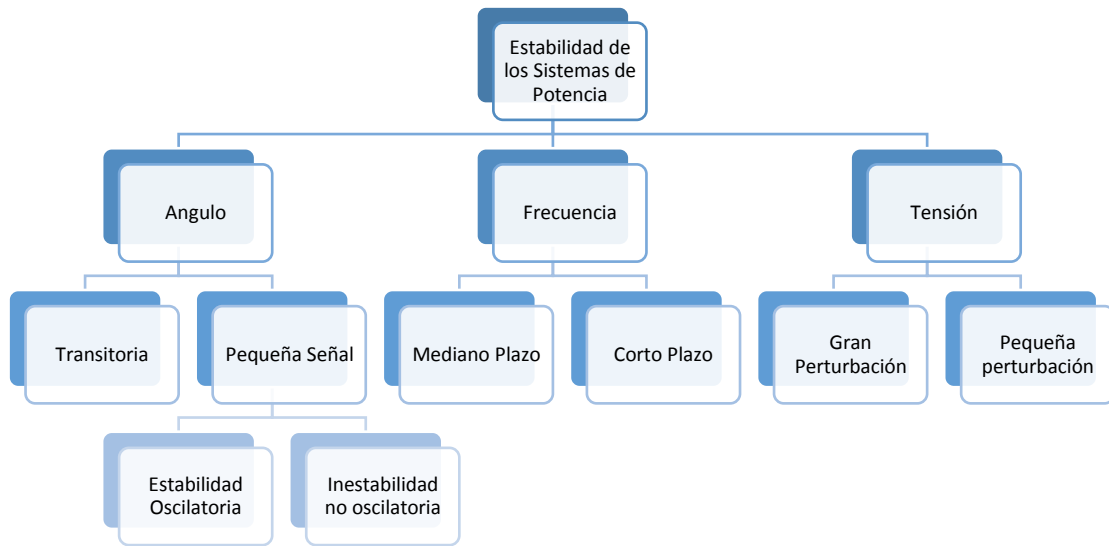


Gráfico 2.3 Estabilidad en el SEP

Fuente: Prabha Khundur "Power System Stability and Control", Mcgraw Hill.

Observando el gráfico 2.3, los problemas de estabilidad pueden ser clasificados como:

- Naturaleza del fenómeno
- Magnitud de la perturbación
- Respuestas

Desde el punto de vista de la naturaleza del fenómeno, la estabilidad se puede clasificar por niveles de tensión, frecuencia o ángulo. La estabilidad del Ángulo está directamente relacionada a la capacidad de los generadores de mantenerse en sincronismo al momento de ser sometidos a algún tipo de perturbación. La estabilidad de tensión es básicamente, la capacidad del sistema de mantener los niveles de tensión en el rango de operación previamente establecido [4], esto se logra mantenido controlado el balance de la potencia activa y reactiva del sistema. En cuanto a la estabilidad de frecuencia, la misma se asocia a la capacidad del sistema para mantener la misma dentro de los rangos aceptables ante severas perturbaciones que conlleven a un desbalance entre los generadores y las diferentes cargas del SEP.

La especificación de la magnitud de la perturbación, se puede establecer como de gran perturbación, o de pequeña perturbación. Una gran perturbación es tal que las ecuaciones diferenciales que rigen el sistema son incapaces de linealizarse, dichos casos se presentan ante perturbaciones como cortocircuitos, fallas en líneas de transmisión, pérdidas de generadores, entre otros. En cambio, las pequeñas perturbaciones son aquellas que las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento dinámico del SEP son capaces de linealizar el comportamiento ante una perturbación, como pueden ser pequeñas variaciones en la generación o de carga, que se producen en el funcionamiento normal del SEP.

2.4.1.1 Estabilidad de Ángulo.

La estabilidad de ángulo del rotor es la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia de mantener el sincronismo. El problema de estabilidad con respecto al ángulo envuelve el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes en los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en la cual las salidas de las máquinas síncronas varían con sus rotores oscilando [13].

La inestabilidad angular se presenta cuando al momento de ocurrir una perturbación severa, el sistema es incapaz de mantener el sincronismo. La estabilidad angular se basa en la capacidad de los generadores a seguir funcionando y tratar de mantener el sincronismo en el SEP. Se puede afirmar que la inestabilidad angular es un problema principalmente mecánico. Ya que en un sistema es perturbado, la máquina síncrona puede llegar a perder el equilibrio entre el torque mecánico de entrada, y el torque electromagnético de salida en cada generador, resultando en la aceleración o desaceleración de los rotores, según la segunda Ley de Newton. Por lo que el generador presentara una diferencia momentánea de velocidad respecto a los otros del sistema [7]. El momento en el cual el sistema sea incapaz de absorber la energía cinética correspondiente a dichas diferencias de velocidades, el mismo se encuentra en presencia de inestabilidad angular transitoria.

La estabilidad de ángulo se puede definir en dos categorías; estabilidad de ángulo a pequeña señal y estabilidad angular transitoria, tal como se indicó en el gráfico 1 previamente. La estabilidad de ángulo a pequeña señal, está directamente relacionada con la capacidad del sistema a mantenerse en sincronismo ante pequeñas perturbaciones, como pueden ser insuficiencias del torque electromagnético o bien de par mecánico

2.4.1.2 Estabilidad de Frecuencia.

La estabilidad en frecuencia está relacionada, con las reservas de generación rodante y con la coordinación y respuesta de los equipos y el sistema de control de las protecciones. Por lo tanto, es necesario clasificar la estabilidad en frecuencia según las respuestas dinámicas del SEP.

La estabilidad de frecuencia a mediano plazo comprende el efecto del sincronismo entre las máquinas del sistema [7]. El tiempo de duración de dicho fenómeno puede tener una duración de minutos.

La estabilidad de frecuencia a largo plazo, está relacionada con el desequilibrio entre el consumo de potencia activa y reactiva y su generación, y puede acarrear en la saturación de la generación y distintos equipos del SEP. La inestabilidad de frecuencia a largo plazo puede tener una duración desde minutos, hasta decenas de segundos.

2.4.2 Estabilidad de tensión.

El estudio de la estabilidad de tensión es principalmente importante ante sistemas eléctricos de potencia que operan muy cerca de sus límites de operación, que están en estado de falla o que tienen carencia de potencia reactiva. Para estudiar dicho caso es de vital importancia examinar la producción, transmisión y consumo, tanto de potencia activa, como reactiva. Todo el SEP se puede ver afectado ante dicho fenómeno, aunque usualmente tiene gran incidencia en las áreas críticas del sistema [14].

2.4.2.1 Definición.

Existen distintas definiciones con respecto a este fenómeno, donde una de las más precisas son las descritas por la IEEE SP101PSS [11]:

“La estabilidad de tensión es la habilidad de un sistema de mantener las tensiones estables aceptables en todas las barras en el sistema bajo condiciones operativas normales, y después de ser sujeto a una perturbación. Un sistema entra en un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación, incremento en la carga demandada, o un cambio en las condiciones del sistema causa un progresivo e incontrolable caída de tensión”.

2.4.2.2 Elementos del Sistema de Potencia.

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto por distintos elementos, que van desde la generación, hasta la distribución de la potencia. Cualquier elemento del SEP puede afectar e interferir directamente con el fenómeno de estabilidad de tensión.

En vista de lo previamente descrito, se hace importante describir cada uno de estos y explicar cómo los mismos se ven afectados por el fenómeno.

2.4.2.2.1 Características de los Generadores.

Los generadores sincrónicos de un sistema de potencia se especifican en función de sus valores nominales de potencia, tensión y factor de potencia, usualmente expresada en MVA, kV y Angulo respectivamente, además de su factor de potencia a la salida del mismo. La potencia activa del mismo está fundamentalmente limitada por la fuente mecánica que impulsa la rotación del generador y su control de velocidades de rotación (revoluciones por minuto) está asociado directamente con la frecuencia de la red. Mientras que la potencia reactiva, está restringida por los límites de:

- Corriente de armadura.

- Corriente de campo.
- Flujo magnético en los extremos de la armadura.

Para el estudio del fenómeno de la estabilidad de tensión, es necesario considerar la capacidad máxima de generación de cada máquina, incluyendo su capacidad de generar potencia reactiva. Actualmente, con los avances tecnológicos, existe una tecnología denominada “control automático de tensión” (AVR), el cual se enfoca en la medición del nivel de tensión terminal, y compararlo contra un nivel referencial, en el caso de que dicha diferencia no sea optima, el mismo automáticamente disminuye o aumenta la corriente de excitación del generador, con el fin de mantener siempre el tensión de salida igual al referencial [7].

2.4.2.2.2 Compensación Reactiva.

La compensación reactiva consiste básicamente en la inserción de un elemento pasivo que posea la capacidad de absorber o inyectar reactivos a la red. Dichos elementos son típicamente bancos de condensadores o de inductores. La compensación de reactivos se realiza principalmente para el control de tensión en el sistema.

2.4.2.2.3 Transformadores de potencia.

Es de vital importancia para la estabilidad de tensión del sistema, que los transformadores de potencia instalados en el SEP, tengan la capacidad de tecnológica donde el cambiador de tomas, conocidas como “taps”, pueda ser ajustada bajo carga (ULTC, Under Load-Tap Charger). Debido a que a medida que la posición del tap aumenta, la capacidad de paso de potencia reactiva desde el lado de alta hacia el lado de baja se hace mayor, y a su vez, los niveles de tensión del lado de baja aumentan, mientras los de alta disminuyen.

2.4.2.2.4 Características de las cargas.

Las cargas en los sistemas de transmisión son factores claves en la estabilidad de tensión. Muchos componentes del sistema de potencia pueden ser modelados de manera precisa. Asumiendo los recursos suficientes, es posible describir o identificar los parámetros de los modelos. Sin embargo, las cargas representan una dificultad.

Las mismas son complejas, variantes en el tiempo y determinadas por una mezcla de distintos dispositivos y/o tecnologías [15].

2.3.2.2.5 Características de los sistemas de transmisión.

Los aspectos de mayor interés de los sistemas de transmisión, son las relaciones obtenidas entre la potencia aparente transmitida y el nivel de tensión en las

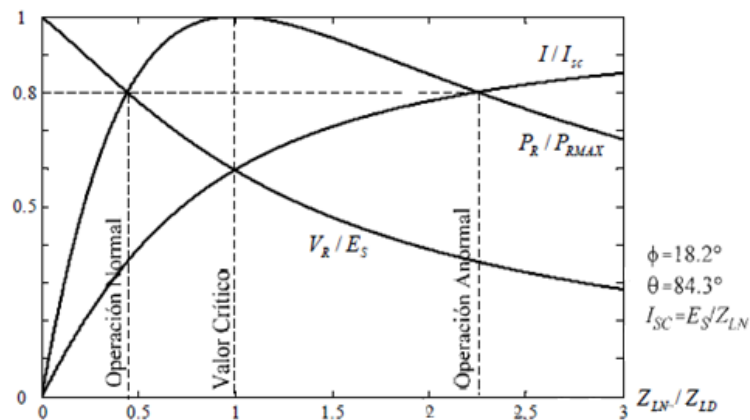


Gráfico 2.4 Tensión, corriente, y potencia en el extremo receptor como función de la demanda de la carga.

cargas, así como la cantidad de reactivos presentes.

Fuente: Prabha Khundur. "Power System Stability and Control", McGraw Hill.

Analizando el gráfico 2.4, se puede observar que, al aumentar la demanda, la impedancia Z_{Ld} disminuye, y la potencia P_r se incrementa hasta alcanzar su valor máximo, para luego decrecer. Dicho valor de potencia máxima, es el máximo valor a ser transmitido a través de una impedancia desde una fuente de tensión constante.

La potencia máxima es transmitida cuando existe el máximo acoplamiento entre la carga y la línea, es decir, cuando ambos elementos tienen la misma impedancia característica. Los valores tanto de corriente como de tensión presentes en dicho momento se conocen como los valores críticos del sistema.

La operación crítica correspondiente a la máxima potencia, representa el límite de operación satisfactoria. Para valores mayores de demanda, el control de la potencia por variaciones de carga puede ser inestable, lo que es, una disminución en la impedancia de carga reduce la potencia. Sin embargo, el tensión progresivamente disminuirá y el sistema se hará inestable dependiendo de las características de la carga. [13]

En los gráficos 2.5 y 2.6, se muestran las curvas características PV y VQ, las cuales describen el comportamiento del nivel de tensión del sistema de potencia, ante aumentos paulatinos de la carga. El lugar geométrico sobre los puntos de operación críticos es mostrado por la línea punteada en los gráficos. Importante destacar que el sistema opera en un estado estable exclusivamente, cuando opera en la parte superior de la curva. Una vez el sistema sobrepase el punto de operación crítico, el mismo se hace inestable, pudiendo estar en presencia de un colapso en los niveles de tensión.

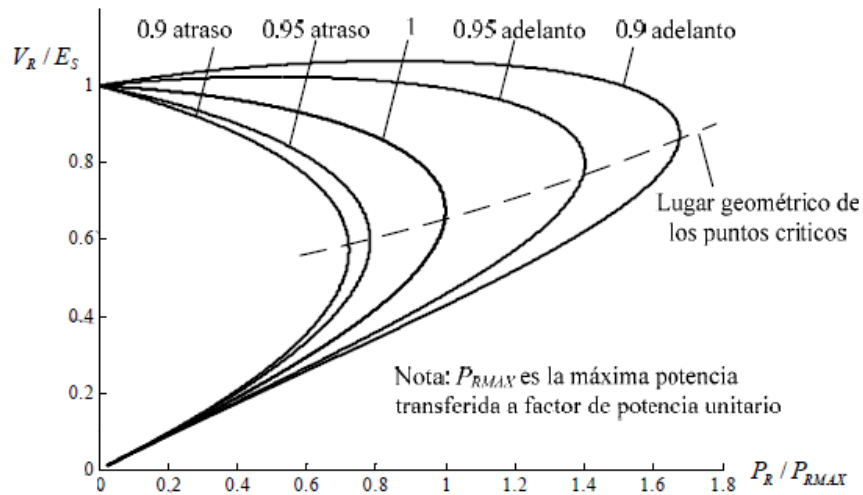


Gráfico 2.5 Características del sistema en función del factor de potencia.

Fuente: Prabha Khundur. "Power System Stability and Control", McGraw Hill.

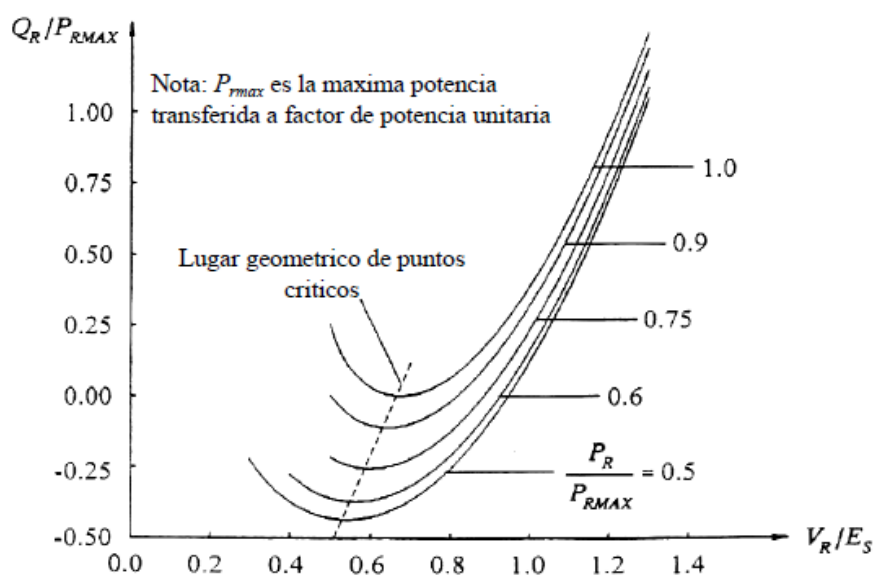


Gráfico 2.6 Características de tensión y potencia del sistema en función de P_r/P_{rmax} .

Fuente: Prabha Khundur. "Power System Stability and Control", McGraw Hill.

2.4.2.3 Clasificación de la estabilidad de tensión.

Al momento de clasificar los distintos tipos de situaciones que afectan la estabilidad de tensión, es importante destacar dos términos relativamente modernos en la literatura. La estabilidad de mediano y de largo plazo. Los tiempos característicos de los procesos y de los distintos dispositivos activados por los grandes cambios de tensión y frecuencia, los cuales pueden extenderse en cuestión de segundos, como son las respuestas de los elementos como controles del generador y protecciones, hasta incluso minutos, como son las respuestas de los reguladores y gobernadores de velocidades de las turbinas. Debido a que el presente trabajo no tiene como finalidad el estudio transitorio del sistema, dicho periodo de tiempo no será detallado.

Los rangos típicos de los periodos de tiempo son los siguientes

- Transitorio: 0-10 segundos.
- Mediano Plazo: 10 segundos a pocos minutos.
- Largo Plazo: de unos pocos minutos a decenas de minutos.

2.4.2.3.1 Estabilidad de tensión en mediano plazo.

La estabilidad de tensión en el mediano plazo estudia la sincronización de las oscilaciones de potencia entre las maquinas. Principalmente estudia los problemas de estabilidad asociados con la poca capacidad de respuesta de los equipos, una pobre coordinación del sistema de control, y/o la falta de reservas rodantes suficientes de potencia, tanto activa como reactiva.

2.4.2.3.2 Estabilidad de tensión a largo plazo.

Se refiere a la respuesta del sistema ante grandes perturbaciones que implican contingencias más allá de los criterios de diseño del sistema. Dichas perturbaciones pueden acarrear incluso, el colapso parcial o total de la isla de generadores.

Se estudian los fenómenos más lentos y de mayor duración que generan severos trastornos al sistema de potencia. Dichos trastornos incluyen la saturación del transformador, pérdida de sincronismo, la operación de protecciones entre otros.

2.4.2.3.3 Análisis de estabilidad V-Q.

El análisis V-Q calcula la relación entre la variación de tensión y el cambio diferencial de potencia reactiva

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

Donde:

- ΔV = Cambio en el incremento de la magnitud de tensión en un nodo.
- J_R = Matriz jacobiana.
- ΔQ = Cambio en la inyección de potencia reactiva.

Los elementos de la matriz jacobiana inversa, representa la sensibilidad V-Q. Los componentes de la diagonal de dicha matriz, representan las sensibilidades

propias $\partial V_i / \partial Q_i$. Es decir, la sensibilidad con respecto al mismo nodo. Los elementos fuera de la diagonal, representan la sensibilidad de los nodos con respecto al sistema, es decir las sensibilidades mutuas. Dichos resultados deben ser interpretados de la siguiente manera [8]:

- Sensibilidad positiva: Indica estabilidad, mientras menor sea la sensibilidad, el sistema tendra menos a la inestabilidad, por lo que a medida que la estabilidad disminuya, la sensibilidad aumentara de forma progresiva.
- Sensibilidad negativa: indica inestabilidad, significa que, ante la inyección de potencia reactiva, los niveles de tensión en el sistema, caen.

2.4.2.3.4 Análisis Modal Q-V.

El análisis modal Q-V se fundamenta en el cálculo de los valores propios de la matriz jacobiana reducida, la cual relaciona de forma lineal la potencia reactiva inyectada en la red con los tensiones de los nodos [16]. Dicho análisis se emplea para determinar las áreas del sistema más propensas a verse afectadas con respecto a la estabilidad de tensión, además de arrojar los factores de participación de las distintas barras asociadas al sistema.

Las características de la estabilidad de tensión del sistema pueden ser identificadas al calcular los autovalores y autovectores de la matriz jacobiana [8] de la siguiente manera:

.

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2)$$

Donde:

J_R : Matriz jacobiana.

ξ : Vectores propios de la derecha de la matriz.

Λ : Matriz diagonal de valores propios.

η : Vectores propios de la izquierda de la matriz.

Al aplicar el método de análisis modal, la ecuación (9), se modifica de la siguiente manera:

$$V = \Lambda^{-1}q \quad (3)$$

Donde:

$V = \eta\Delta V$: Vector modal de variaciones de tensión.

$q = \eta\Delta Q$: Vector modal de variaciones de potencia reactiva.

Analizando las ecuaciones (8) y (9), podemos apreciar que la diferencia es que la matriz Λ^{-1} es una matriz diagonal, en la que, a excepción de la diagonal principal, todas sus entradas son nulas. Cuando la matriz jacobiana no es diagonal significa la existencia o no, de los vectores propios, tanto izquierdos como derechos.

La magnitud de los autovalores provee una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Sin embargo, dicha magnitud, no es una medida absoluta debido a la no-linealidad del problema [8]. Los autovalores permiten determinar cuan estable es el sistema, y cuanta transferencia de potencia se puede agregar, sin que el sistema alcance la inestabilidad. A demás de a su vez, identificar las áreas del sistema de potencia donde el mismo sea crítico, y la participación de los elementos en dicha inestabilidad.

2.4.2.4.1 Factor de participación de barra.

Los factores de participación de barra o nodo, determinan las áreas asociadas con cada modo de operación. La suma de los factores de participación en barra, es igual a la unidad, debido al principio natural de los autovectores. El tamaño de la

participación de una barra en un modo determinado, indica la efectividad de las acciones correctivas aplicadas en esa barra para estabilizar el modo de operación [8].

El factor de participación de una barra obedece la siguiente ecuación:

$$P_{ki} = \xi_{ki}\eta_{ki} \quad (4)$$

Donde:

$\xi_{ki}\eta_{ki}$: Es el factor de participación del nodo k en el modo de operación i.

2.4.2.4.2 Factor de participación de las ramas.

Los factores de participación indican que rama consume más potencia reactiva en respuesta a un incremento de carga. A medida que el valor del factor de participación sea mayor, indica la debilidad de los enlaces o el exceso de carga en dichas ramas. La participación de las ramas es útil para seleccionar medidas preventivas ante posibles aumentos de carga y la selección de contingencias.

La participación relativa de una rama j, en cierto modo de operación i, viene dada por la siguiente ecuación.

$$FP_{rama,km}^{(i)} = \frac{\Delta Q_{perdidas,km}^{(i)}}{\max[\Delta Q_{perdidas\ del\ sistema}^{(i)}]} \quad (11)$$

2.4.2.4.3 Factor de participación de generadores.

La participación de cada generador en cada modo de operación está dada por el factor de participación definido por la siguiente formula:

$$FP^{(i)}_{Gk} = \frac{\Delta Q^{(i)}_{Gk}}{\max[\Delta Q^{(i)}_{G \text{ de todo el sistema}}]} \quad (12)$$

Los factores de participación, indican que generador suministra más potencia reactiva en respuesta al incremento de la carga. Dicha información es importante, ya que considera la distribución apropiada de los reactivos entre las máquinas según su orden de prioridad, tomando en cuenta su margen de estabilidad de tensión adecuado.

2.5 Colapso de Tensión.

Considerando que un SEP se encuentre funcionando bajo un estado de operación estable y repentinamente éste experimente una perturbación o disturbio, el mismo pudiera entrar en un estado de colapso de tensión si el equilibrio post-falla en la magnitud de los tensiones en los nodos del sistema se encuentran fuera de los límites aceptables de operación. [17].

En otras palabras, se puede concluir que el fenómeno de colapso de tensión es el resultado de una serie de eventos, involucrando gran parte de los elementos del SEP, incluyendo desde los generadores hasta los dispositivos de control y protección. Una secuencia típica de sucesos que pueden desembocar en un colapso de tensión es la siguiente [18]:

1. El sistema se encuentra con varias unidades generadoras cercanas a los puntos de consumo fuera de funcionamiento. Como consecuencia, algunas líneas de transporte están muy cargadas y quedan pocas reservas de potencia reactiva.
2. El desencadenante del colapso de tensión es la pérdida de una línea cargada, lo que provoca una carga adicional en las líneas adyacentes y un mayor consumo de reactivos.
3. Inmediatamente desciende la tensión en los centros de consumo, y en consecuencia desciende también la carga. Esto tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de tensión. Por otro lado, el control automático de tensión en los generadores incrementa la excitación y la aportación de reactivos, para recuperar el nivel de tensión en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de reactivos

por los transformadores y líneas de transmisión, con la correspondiente caída de tensión. En este punto es probable que los generadores se encuentren cerca de su límite de funcionamiento térmico, tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.

4. Los transformadores de potencia responden a la disminución de los niveles de tensión cambiando sus tomas (taps), de forma que en 2-4 minutos se recupera la tensión y la carga. Esto provoca más flujo por las líneas, mayor caída de tensión en la red de transporte y más demanda de reactivos a los generadores. En un margen de tiempo más amplio, las cargas resistivas asociadas a termostatos comienzan a recuperarse al detectar un descenso de temperatura.
5. Uno a uno, los generadores van alcanzando su límite de aporte de reactivos, establecido por la máxima corriente admisible en el devanado de campo. Cuando este límite se alcanza en un generador, la tensión en sus terminales desciende. Esto provoca un incremento de la corriente en el devanado inducido, y un límite adicional de la potencia reactiva para que no se caliente el devanado inducido. La parte de reactiva que se deja de producir se trasfiere a otros generadores, agravando su situación. Además, conforme desciende la tensión, las baterías de condensadores en paralelo repartidas por el sistema son menos eficientes.
6. El proceso puede provocar una caída amplia y generalizada de los niveles de tensión. En esta situación puede perderse el sincronismo entre generadores, y llegar a un apagón más o menos extenso.

2.6 Software para el Análisis de sistema de potencia: Network Planning (NEPLAN).

NEPLAN Electricidad es una herramienta computacional diseñada para analizar, planear, optimizar y simular redes. La amigable interfaz gráfica le permite al usuario desarrollar casos de estudios muy eficientemente. El software es personalizable, tiene un concepto modular y cubre todos los aspectos eléctricos en redes de transmisión, distribución, generación e industriales [19].

En el presente trabajo se apoyará en el módulo de estabilidad de tensión. Dicho módulo calcula automáticamente las curvas PV y VQ, los autovalores, los factores de participación de todos los elementos del sistema y las sensibilidades propias y mutuas del mismo.

Entre las aplicaciones del módulo de estabilidad de tensión se encuentran [8]:

- Identificación de las áreas sensibles, inestables y propensas a fallar.
- Identificación de enlaces cargados.
- Información referente a la sensibilidad de tensión.
- Nivel de estabilidad de tensión.
- Distribución adecuada de las reservas de potencia reactiva.
- Medidas efectivas para mejorar la estabilidad de tensión.

2.6.1 Módulo de Estabilidad de tensión

Al presente módulo se le tiene acceso desde la pestaña Análisis en el Menú de herramientas. Donde en la opción parámetros, el usuario define el tipo de simulación a realizar y los diferentes métodos. En la figura 2.6, se encuentran las opciones disponibles para el estudio de estabilidad.

Dicha ventana está subdividida por 4 pestañas.

- Análisis Sensibilidad/ Análisis Modal: Es la pestaña principal, en la misma se configura el Análisis Modal y de Sensibilidad. Los mismos se activan habilitando sus respectivas opciones. Al activarlas, el usuario está en capacidad de definir la cantidad de autovalores calculados y los valores límites para la sensibilidad y factores de participación, lo que haría la discriminación para aquellos resultados inferiores a los parámetros establecidos.

La opción “Nodos sin elementos de carga” define la variación de la potencia reactiva en los nodos sin carga. Seleccionar $Q=0$ significa que siempre será

constante igual a 0, si se selecciona $Q=1$, la carga reactiva en dichos nodos serán variables.

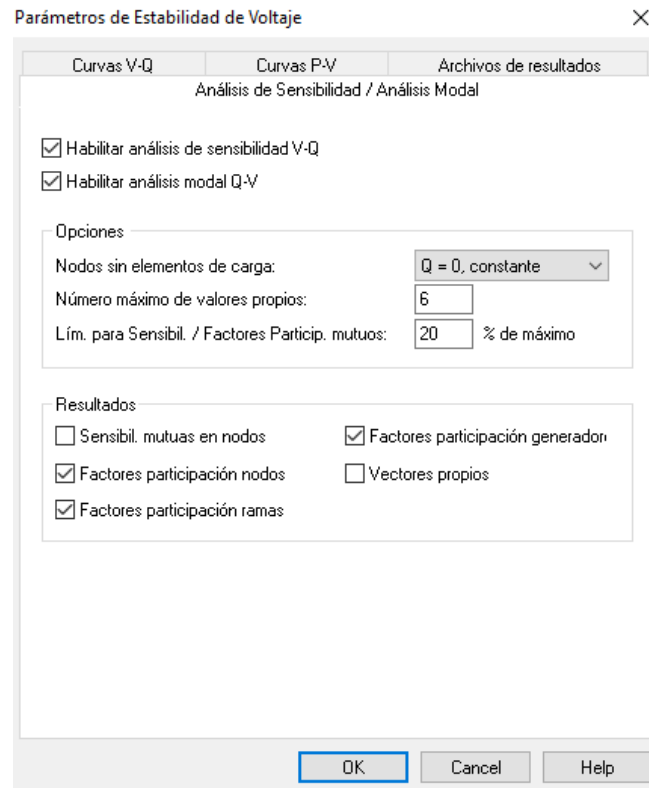


Figura 2.5 Ventana de parámetros del software NEPLAN

Fuente: NEPLAN.

- Curvas V-Q: La misma se activa en la opción “Habilitar cálculo de curvas V-Q”. Una vez realizado esto, se establecen los límites de la curva, punto inicial y final, los nodos al cual se realizará el estudio, y el porcentaje de incremento a realizar en dichos nodos.

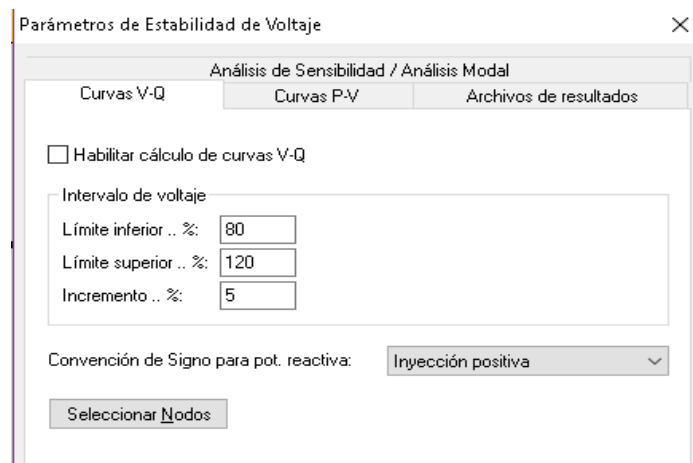


Figura 2.6 Ventana parámetros curva V-Q

Fuente: NEPLAN

- Curvas P-V: Similar al caso anterior, se debe activar en la opción “Habilitar cálculo de Curvas P-V” y se definirán los límites de la curva y los incrementos. El incremento inicial se refiere a la distancia máxima que ocurre entre dos puntos, que se toma como inicio de la simulación, y el incremento final corresponde a la distancia mínima.
Es de vital importancia seleccionar los generadores y las cargas a las que se les realizara las variaciones de potencia y los nodos que registraran dichos cambios.
- Archivo Resultados: Selecciona la ruta para exportar el archivo de los resultados generados.

Parámetros de Estabilidad de Voltaje

☐ Habilitar cálculo de Curvas P-V

Fact. Escalam. de Carga

Límite inferior .. %:
 Incremento inicial .. %:

Límite superior .. %:
 Incremento final .. %:

Progr. Generación de acuerdo a

☒ P oper
 ☐ Sr
 ☐ Consider Pmín / Pmáx

☐ Estadístico MW/Hz

Cálculos P-V

Identificador	Cargas	Generadores	Nodos

Figura 2.7 Ventana parámetros curva P-V

Fuente: NEPLAN.

2.6.2 Resultados Generados.

Luego de realizar lo descrito anteriormente, la opción “cálculo” llevará a cabo la simulación, donde los resultados se pueden observar tanto en tablas como en gráficos, donde ambas opciones permiten configurar la forma en que estos se visualizan.

CAPÍTULO III

3 Marco Metodológico

El marco metodológico describe los distintos pasos que fueron necesarios para la realización del presente Trabajo Especial de Grado [20]. Desde la recopilación de información, incluyendo las técnicas necesarias para ello, hasta las conclusiones generadas por los resultados obtenidos de las simulaciones en el programa informático NEPLAN.

3.1 Diseño de la investigación

El presente trabajo planteó su desarrollo en función de los objetivos generales y específicos establecidos previamente, estando los mismo referidos a analizar la estabilidad de tensión del Sistema Eléctrico de la Región Capital, en la red de sub-transmisión de 69 kV, mediante el análisis modal, para de esta forma, tener la capacidad de tomar medidas preventivas y de toma de decisiones en la Operación del Sistema Eléctrico.

3.2 Variables Consideradas

Una variable es una característica o cualidad; magnitud o cantidad; que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control, en una investigación [20]. En función de esto, el Trabajo Especial de Grado se basó en las siguientes variables:

- Generación.
- Demanda.
- Autovalores.

La generación y la demanda, fueron sujetos a cambios considerables, con la finalidad de apreciar la respuesta del sistema en cuanto a la estabilidad de tensión. Ambas variables se cuantifican, en este proyecto, en MW. Dado que las variaciones en las mismas producen cambios en la estabilidad del sistema, se pueden clasificar como variables independientes. Por otro lado, los autovalores representan la respuesta del sistema ante los cambios descritos previamente, por lo cual, la variable Autovalores se clasifica como variable dependiente.

3.3 Instrumentos computacionales de simulación.

Se utilizaron dos herramientas computacionales principalmente, las cuales fueron:

- Para la extracción de datos del sistema de la Región Capital, se empleó el programa PowerFactory, de la empresa DigSilent, versión 15.1.2 (x86). El mismo es un programa gráfico, orientado a objetos que permite trabajar directamente con diagramas unifilares, integrando los atributos eléctricos, físicos, lógicos y mecánicos en la misma base de datos. La misma cuenta con los siguientes módulos de estudio: flujo de carga, flujo de carga no balanceado, cortocircuitos bajos distintas normas, arranque de motores, armónicos, estabilidad transitoria, cortocircuitos en corriente directa, entre otros. Bajo esta plataforma se encuentran simulados la base de datos del SEN en los niveles de tensión 765, 400, 230, 139 y 115 kV.
- Al momento de realizar el análisis de modal, se utilizó el programa NEPLAN Electricity, en su versión 5.5.3. herramienta computacional empleada para el análisis, optimización y simulación de redes eléctricas. NEPLAN posee un módulo de análisis de estabilidad de tensión, basado en la reducción de la matriz Jacobiana, la cual calcula sensibilidades, autovalores y factores de participación en los distintos elementos del sistema. El mismo permite cuatro enfoques de análisis de estabilidad de tensión de sistemas de potencia: Curvas V-Q, Sensibilidad V-Q, Curvas P.V y análisis de Valores Propios Q-V (análisis modal).

3.4 Procedimiento implementado.

Para la realización del estudio de la estabilidad de tensión del Sistema Eléctrico de la Región Capital en la red de sub-transmisión de 69 kV mediante análisis modal, se realizaron los siguientes procedimientos:

- 1) Recopilación a partir de diversas fuentes bibliográficas, tales como libros, artículos, informes, entre otros, la base teórica necesaria para la realización y análisis de los resultados generados en la simulación. Además de alcanzar un

entendimiento mayor del problema que conlleva la falta de estabilidad de tensión en un SEP.

- 2) Cálculo de las condiciones operativas del Caso Base en PowerFactory, para un caso estudio con una demanda de 1224MW en la Región Capital. El flujo de carga y cálculo de cortocircuito permitió conocer las características del punto de operación de la red y registrar los datos necesarios para la simulación de los intercambios de potencia entre las redes de transmisión de 230 kV y 69 kV.
- 3) Exportación de la información requerida del caso base en PowerFactory, principalmente en la información referente al anillo de 69 kV de la región capital, para importarla al Módulo de Estabilidad de Tensión en NEPLAN Electricity.
- 4) Simulación del caso base de la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital en la herramienta computacional NEPLAN Electricity. El caso base representa el estado operativo normal de la red, sin violaciones operativas de ningún tipo. La red de transmisión de 230 kV se modeló como redes externas, respetando sus límites de importación o exportación de potencia, bien sea el caso, con la finalidad de representar la realidad del sistema lo más cercano posible.
- 5) Ejecución el Módulo de Estabilidad de tensión de NEPLAN Electricity para la obtención de la condición de la red, los autovalores asociados, y los factores de participación para los siguientes casos de estudio:
 - Caso demanda base
 - Caso máxima demanda histórica.
 - Caso Limite de Estabilidad de Tensión.
 - Contingencias.

Tal como se indicó en el punto 2, el caso base desarrollado en PowerFactory cuenta con una demanda total de 1224 MW, del que se extrajo toda la información requerida para su representación en el software computacional, NEPLAN Electricity.

- 6) Representación de los resultados generados a partir de las simulaciones, los cuales incluyeron los autovalores obtenidos, las distintas curvas, y los factores de participación de líneas, generadores y barras.

- 7) Análisis de resultados y sus posibles recomendaciones.
- 8) Conclusiones basadas en los márgenes de operación obtenidos a partir de los resultados.
- 9) Realización del trabajo escrito.

CAPITULO IV

4 Resultados.

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos de la simulación realizada en el software computacional del sistema de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, las mismas se llevaron a cabo en 4 casos:

- Caso base: sistema de potencia en un estado de operación estable, con todos sus elementos operando dentro de sus límites térmicos.
- Caso demanda máxima: sistema estresado, con altos niveles de carga, generación e intercambio.
- Caso limite estabilidad de tensión: sistema en el cual el sistema no está en capacidad de suplir la demanda requerida.
- Contingencias: sistema presenta perdidas de diferentes elementos, tantos de generación, como de transmisión de potencia.

El objetivo de estudiar dichos casos, es definir los márgenes operativos del sistema para la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, manteniendo los criterios operativos de tensión definido por la norma IEC60038.

4.1 Caso de Demanda Base.

El caso base estudiado de la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital se pueden apreciar en las siguientes tablas, donde se especifica, la potencia total generada y la carga total presente. Dicho caso representa la topología completa de la red (N=0), donde todas las tensiones de barra del sistema encuentran dentro del rango de operación permitido por la norma IEC60038, sin sobrecargas en líneas de transmisión, ni violaciones de límites operativos de ninguno de los elementos. Cada uno de esos resultados fue exportado del resultado del flujo de carga en el caso base.

Tabla 4.1 Características generales del Caso Base

Caso Estudio	P total (MW)	Q total (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)
Caso Base	1229	337	1224	270

Tabla 4.2 Características de barras del caso base

Barra	Tensión (kV)	V (%)	P carga (MW)	Q carga (MVar)
Arrecife 69B2	70,381	102	4,19	1,8
Arrecife 69B3	70,383	102	3,26	0,867
Arrecifes 69B1	70,455	102,11	15	0
Boulevard	70,315	101,91	15,62	2,42
Boyacá 69B1	70,433	102,08	33,31	8,875
Boyacá 69B2	70,428	102,07	59,98	24,11
Carrizal 1	69,928	101,34	3,44	0,607
carrizal 2	69,927	101,34	3,72	0,354
Casarapa b1	68,688	99,55	4,949	1,083
Casarapa B2	68,688	99,55	5,447	3,196
Chacao	70,279	101,85	24,66	6,275
Convento 69B1	70,38	102	39,68	10,509
Convento 69B2	70,37	101,99	43,7	6,551
Convento 69B3	70,369	101,98	10,21	0
Convento 69B4	70,368	101,98	10,21	0
Cotamil_69	69,017	100,02	0	0
Curupao 69	69,819	101,19	109,52	52,79
Eleggua 69B1	68,834	99,76	10,3	4,304
Eleggua B2	68,834	99,76	14,31	6,923
Guaira 69	67,425	97,72	61,65	26,998
Junquito 69	70,474	102,14	120,11	29,034
Magallanes 69B1-2	70,474	102,14	70,99	16,913
Magallanes 69B3-4	70,473	102,13	23,15	13,505
OAM-Cari1	69,594	100,86	17,82	3,898
OAM-Cari2	69,594	100,86	17,82	3,898
OAM 69	70,017	101,47	0	0
P. De Maria 69	69,068	100,1	31,5	5,334
P. Guarenas 69B1	68,894	99,85	0	0
P. Guarenas 69B2	68,895	99,85	0	0
Pan-Vega1	69,337	100,49	0	0
Pana-Vega2	69,337	100,49	0	0
Panamericana 69	69,284	100,41	91,87	36,303
Papelón 69	70,492	102,16	81,586	3,004
Pedreira 69B1	70,38	102	43,42	7,464
San Antonio69	69,76	101,1	35,2	4,758
Barra	Tensión	V (%)	P carga	Q carga

	(kV)		(MW)	(MVar)
Sta. Cruz B1	68,743	99,63	3,452	1,206
Sta. Cruz B2	68,743	99,63	3,685	1,608
Sta. Rosa	68,987	99,98	68,25	15,52

Al apreciar la Tabla 4.2, podemos afirmar que en ninguna barra de la red de sub-transmisión de 69 kV presenta variaciones mayores al 5 % en sus niveles de tensión, tal como lo establece la norma IEC60038. Además de esto ninguno de los elementos se encuentra sobrecargado, tal como se podrá apreciar en las tablas a continuación.

Tabla 4.3 Características de elementos de generación.

Elemento	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)
Arrecife	Equivalente de Red	15	-0,196	0,123
Boyacá	Equivalente de Red	-109,847	-35,505	0,946
Convento	Equivalente de Red	-236,586	-86,985	2,068
Curupao	Equivalente de Red	-113,746	-67,995	1,096
GRR Guarenas_300	Máquina Sincrónica	-19	-0,914	0,796
GRR Guarenas_400	Máquina Sincrónica	-19	-0,914	0,796
Junquito	Equivalente de Red	-120,067	-29,154	1,012
Magallanes	Equivalente de Red	-97,687	-38,097	0,859
Picure_01	Máquina Sincrónica	-40	9,805	1,723
Picure_02	Máquina Sincrónica	-35	-19,433	1,603
Picure_04	Máquina Sincrónica	-15	0	0,615
OAM_09	Máquina Sincrónica	-80	-14,883	3,305
OAM_10	Máquina Sincrónica	-80	-14,883	3,305
OAM_11	Máquina Sincrónica	-80	-14,883	3,305
OAM_12	Máquina Sincrónica	-80	3,709	3,317
Picura_03	Máquina Sincrónica	-15	-8,865	0,736
Papelón	Equivalente de Red	67,236	-71,687	0,805
Pedreira	Equivalente de Red	-87,654	-17,577	0,733

En la Tabla 4.3 podemos apreciar el aporte de cada uno de los elementos de generación presentes en la red, donde los valores negativos son los que aportan

energía a la red, y los positivos son los que exportan energía a la red externa. La red estudiada presenta una amplia cantidad de líneas de transmisión. Además de que ninguna de las mismas presenta condiciones anormales de operación. La tabla operacional de las líneas de transmisión se puede visualizar en los anexos del presente trabajo.

A continuación, se presentan los autovalores del sistema, objetivo principal del presente Trabajo Especial de Grado, los mismos se utilizan como indicadores del estado en el cual se encuentra la red estudiada ante el fenómeno de estabilidad de tensión. La unidad de los mismos es MVar%.

Tabla 4.4 Valores propios caso base

Numero	Valor propio (MVar %)	Numero	Valor propio (MVar %)
1	1,2894	5	4,7576
2	1,7878	6	5,4434
3	2,3565	7	11,3553
4	4,3511	8	15,3053

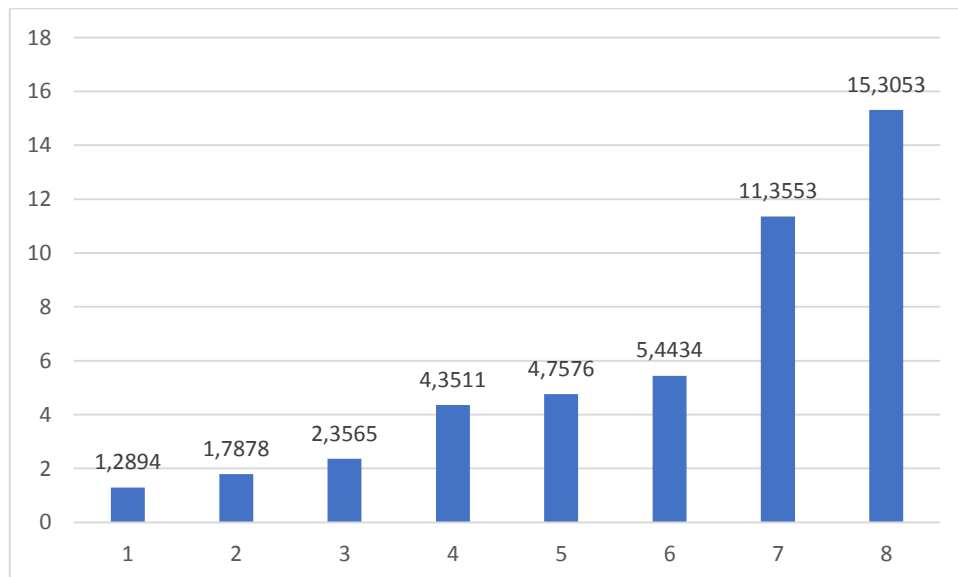


Gráfico 4.1 Valores propios del caso base.

Fuente: Elaboración Propia.

La tabla 4.4 muestra los valores propios del sistema, para el caso de demanda base, se puede observar que los autovalores tienden a ir en aumento, tal como se aprecia en el gráfico 4.1 Más aun de esto, se puede apreciar que el autovalor de menor magnitud, que es el que define la peor condición del sistema, es superior a la unidad.

Los factores de participación de los nodos indican los elementos críticos asociado a cada modo. Existen dos tipos de modos. El primero es uno que tiene un número reducido de barras con grandes participaciones, y el resto con participaciones prácticamente nulas, indicando que el modo es sumamente localizado. De igual forma, el segundo tipo, es el cual posee una serie de barras con grados de participación similares, donde ninguna de ellas sobresale con respecto a otras, esto indica que el modo no es localizado. Este modo no localizado ocurre típicamente cuando en una región del sistema, el soporte reactivo es escaso.

En el gráfico 4.2, se puede observar que las barras “Casarapa”, “Santa Cruz” y “Elegua” son las que consumen una mayor cantidad de reactivos al sistema.

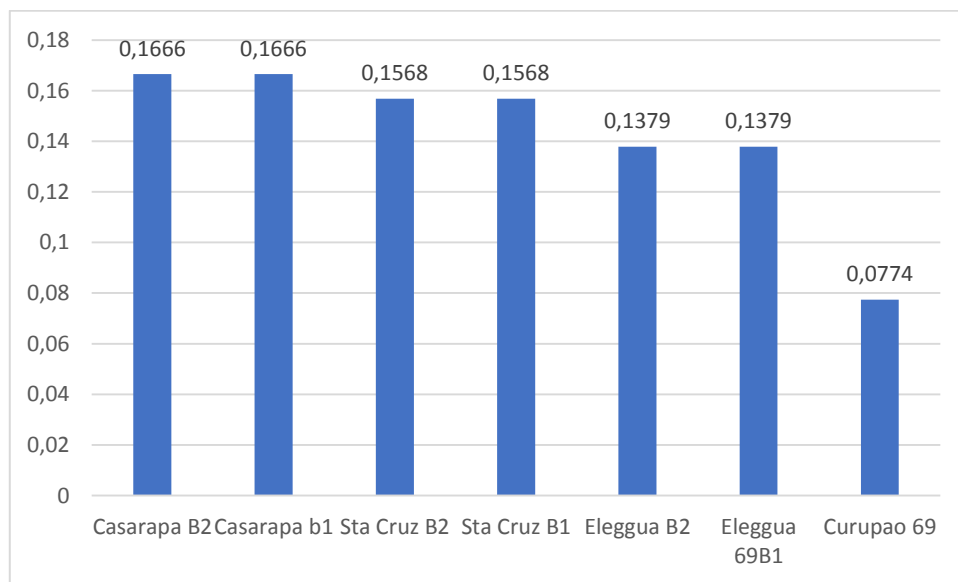


Gráfico 4.2 Factores de participación de nodos

Fuente: Elaboración propia

Los factores de participación de ramas o líneas de transmisión, indican que líneas consumen una mayor cantidad de potencia reactiva ante un incremento de carga. Dichos enlaces en los cuales el factor de participación sea elevado, significa que son enlaces débiles, o que están sumamente cargados.

Al analizar el gráfico 4.3, se denota que el enlace “Convento-Curupao_1” es el enlace más débil del sistema ante aumentos de carga, seguido por “Curupao-Eleggua” L1 y L2.

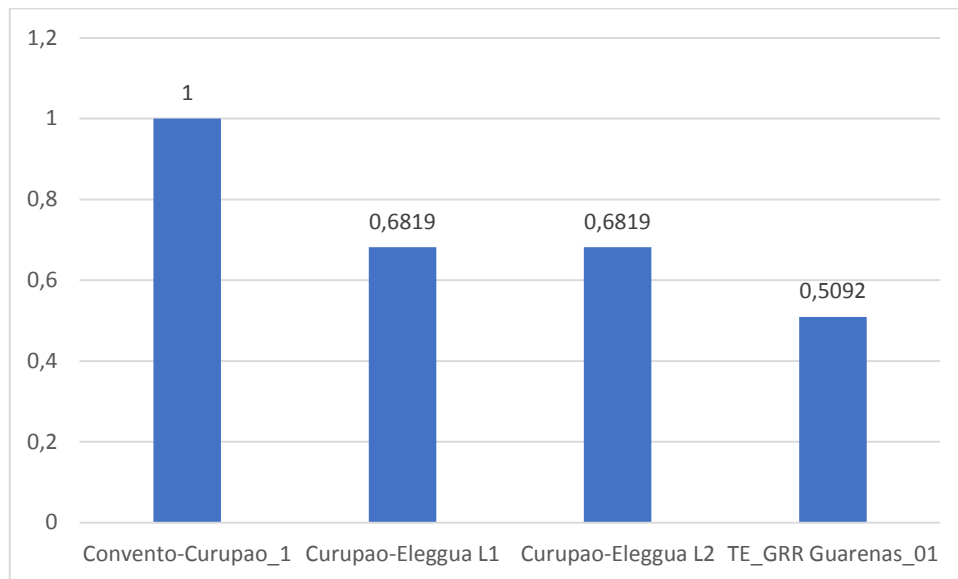


Gráfico 4.3 Factor de participación de ramas.

Fuente: Elaboración Propia

En el caso de los factores de participación de los generadores, estos indican los generadores que entregan la mayor cantidad de potencia reactiva, en respuesta a un incremento en la carga reactiva de la red, esto se debe al sistema AVR, explicado en el capítulo anterior.

Dichos factores dan información acerca de la distribución adecuada de las reservas rodantes entre las maquinas sincrónicas generadoras, buscando siempre

mantener el sistema en operación normal y con un margen adecuado se observa que la estabilidad de tensión [12].

Al analizar el gráfico 4.4, se observa que el caso base de la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, la importación Convento es la de mayor importancia ante aumentos inesperados de cargas, seguido por los puntos de generación ubicados en Guarenas.

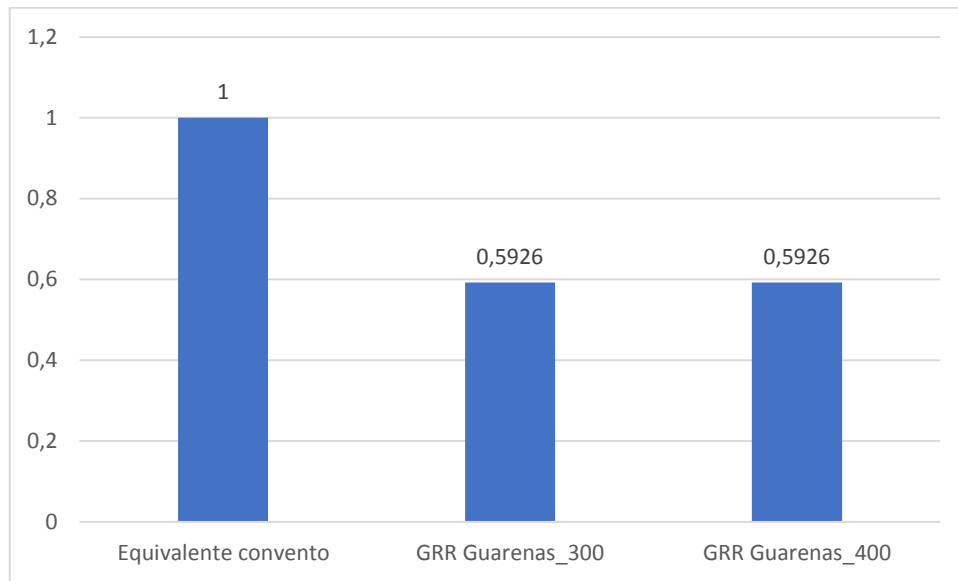


Gráfico 4.4 Factor de participación de los generadores

Fuente: Elaboración Propia.

4.2 Caso Máxima Demanda Histórica.

El caso de máxima demanda histórica estudiado de la red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital se puede apreciar en las siguientes tablas, donde se especificará la generación máxima, la demanda y la energía aportada por la red de 230 kV. Cada uno de esos resultados fue exportado del resultado del flujo de carga en el caso base.

Tabla 4.5 Características generales demanda histórica

Caso Estudio	P total (MW)	Q total (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)
--------------	--------------	----------------	--------------	----------------

Máxima demanda histórica.	2269	862	2256	760
---------------------------------	------	-----	------	-----

Tabla 4.6 Características de barra de caso máxima demanda histórica.

Barra	Tensión (kV)	Tensión (%)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	P inyectada (MW)	Q inyectada (MVar)
3_Lag-caicag2	67,401	97,68	-3,6	0	0	0
Arrecife 69B2	68,619	99,45	-1,8	4,685	1,978	0
Arrecife 69B3	68,621	99,45	-1,8	4,461	1,169	0
Arrecifes 69B1	68,577	99,39	-2,1	16,854	0	0
Boulevard	70,874	102,72	-0,3	34,214	16,337	0
Boyacá 69B1	68,829	99,75	-1,6	99,933	18,663	299,562
Boyacá 69B2	68,816	99,73	-1,6	159,574	53,967	0
Carrizal 1	68,67	99,52	-3,5	5,315	1,225	0
carrizal 2	68,671	99,52	-3,5	3,73	1,225	0
Casarapa b1	67,553	97,9	-2,7	5,561	1,217	0
Casarapa B2	67,553	97,9	-2,7	6,12	3,591	0
Chacao	68,73	99,61	-0,2	58,708	18,494	0
Convento 69B1	69	100	0	80,315	31,427	768,149
Convento 69B2	68,97	99,96	0	68,068	27,73	0
Convento 69B3	68,959	99,94	0	60,854	26,438	0
Convento 69B4	68,953	99,93	0	67,54	31,978	0
Cotamil_69	66,066	95,75	-4	0	0	0
Curupao 69	68,819	99,74	-1,8	98,045	22,236	100,941
Eleggua 69B1	67,718	98,14	-2,6	23,259	11,888	0
Eleggua B2	67,718	98,14	-2,6	15,079	5,955	0
Guaira 69	63,359	92,23	-5,9	104,349	42,843	0
Junquito 69	68,812	99,73	-2,2	181,293	51,877	161,271
Magallanes 69B1-2	68,869	99,81	-2	148,664	53,573	215,257
Magallanes 69B3-4	68,863	99,8	-2	61,214	30,472	0
OAM-Cari1	67,849	98,33	-4,5	46,068	22,562	0
OAM-Cari2	68,416	99,15	-4	12,719	1,854	0
OAM 69	68,915	99,88	-3,2	0	0	0
P. De Maria 69	67,299	97,53	-5,8	60,641	15,494	0
P. Guarenas 69B1	67,859	98,35	-2,2	0	0	0
P. Guarenas 69B2	67,86	98,35	-2,2	0	0	0
Pan-Vega1	67,837	98,31	-4,8	0	0	0

Barra	Tensión (kV)	Tensión (%)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	P inyectada (MW)	Q inyectada (MVar)
Pana-Vega2	67,933	98,45	-4,7	0	0	0
Panamericana 69	67,834	98,31	-4,9	123,36	36,079	0
Papelón 69	69,82	101,19	-3,3	37,641	15,966	43,461
Pedreira 69B1	71,07	103	0	143,506	35,247	220,529
San Antonio69	68,18	98,81	-4,2	66,382	20,955	0
Sta. Cruz B1	67,616	97,99	-2,7	3,879	1,355	0
Sta. Cruz B2	67,616	97,99	-2,7	4,14	1,807	0
Sta. Rosa	65,991	95,64	-4,1	139,697	44,202	0
Tarzilandia 69B1	68,318	99,01	-1,9	98,405	23,685	0
Tarzilandia 69B2	68,32	99,02	-1,9	42,663	18,36	0
Trinidad 69	71,057	102,98	0	23,978	7,73	0

Al analizar detalladamente la tabla 4.6, podemos apreciar que los niveles de tensión empiezan a decaer, siendo el caso más importante la barra “Guaira69”, donde la misma presenta una variación de tensión superior al 5%, donde según DyLiacco [12], el sistema pasa a un estado operativo de alerta, de igual forma se puede verificar en el anexo 5, los límites de tensión permitidos según OPSIS. Importante destacar que el sistema aún se encuentra dentro de sus límites térmicos de operación. De igual forma, son necesarias acciones para que el sistema retorne a su estado de operación normal.

Tabla 4.7 Características de los nodos de generación y de intercambio con la red de 230 kV de la Región Capital.

Elemento	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)
Equi arrecife	Equivalente de Red	16,854	-0,22	0,142
Equi Boyacá	Equivalente de Red	-299,562	-93,867	2,633
Equivalente convento	Equivalente de Red	-768,149	-248,783	6,756
Equi Curupao	Equivalente de Red	-100,941	-43,257	0,921
GRR Guarenas_300	Máquina Sincrónica	-19	-5,017	0,822
GRR Guarenas_400	Máquina Sincrónica	-19	-5,017	0,822
Equi junquito	Equivalente de Red	-161,271	-52,189	1,422
Equi Magallanes	Equivalente de Red	-215,257	-97,538	1,981
Picure_01	Máquina Sincrónica	-35	-8,202	1,504

Elemento	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)
Picure_02	Máquina Sincrónica	-37	-23,25	1,784
Picure_04	Máquina Sincrónica	-15	2,002	0,64
OAM_09	Máquina Sincrónica	-80	-25,523	3,411
OAM_10	Máquina Sincrónica	-80	-25,523	3,411
OAM_11	Máquina Sincrónica	-80	-25,523	3,411
OAM_12	Máquina Sincrónica	-80	-17,047	3,388
Picura_03	Máquina Sincrónica	-15	-10	0,779
Equi Papelón	Equivalente de Red	-43,461	-114,722	1,014
Equi pedrera	Equivalente de Red	-220,529	-68,089	1,875

En la Tabla 4.7, se puede apreciar todos los elementos que aportan energía al sistema eléctrico, donde los negativos aportan energía eléctrica a la red, y los valores positivos exportan energía eléctrica a la red externa. La red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital, consta de una amplia cantidad de líneas de transmisión, A continuación, se expondrán las líneas que se encuentran sobrecargadas. El resto opera en condiciones normales y se presentan en el anexo 2.

Tabla 4.8 Características líneas sobrecargadas caso máx. demanda

Línea	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Convento-Cotamil_L1	88,356	38,713	0,807	114,98
Covento-Cotamil I2	88,408	38,152	0,806	114,82
6_Con-PVE2	78,783	20,696	0,682	121,33

En la tabla 4.9, se presentan los primeros autovalores en el estado de máxima demanda histórica, sus magnitudes positivas y crecientes indican que el sistema se encuentra en un estado estable y presenta cierto margen de cargabilidad antes de que ocurra un colapso de tensión. Además, al compararlo con los autovalores del caso base, se aprecia como los valores de la tabla 12 son inferiores, esto significa que, a pesar de mantener la estabilidad, el presente caso tiene menos capacidad de soportar aumentos de cargas. Se estudio el autovalor de menor magnitud, que es el que define la estabilidad para el punto de máxima demanda.

Tabla 4.9 Valores propios caso máxima demanda histórica

Numero	Valor propio (MVar %)	Numero	Valor propio (MVar %)
1	1,2600	5	4,6121
2	2,2784	6	9,8753
3	3,3207	7	12,3672
4	4,2157	8	16,7448

Los factores de participación de los distintos elementos, para el caso de los factores de participación de los generadores, el “equivalente Convento” posee un factor unitario, y “GRR Guarenas 300 y 400” de con un factor de participación de 0,6099. Esto significa que “equivalente Curupao” y “GRR Guarenas 300 y 400” suplirán cualquier aumento de demanda reactiva.

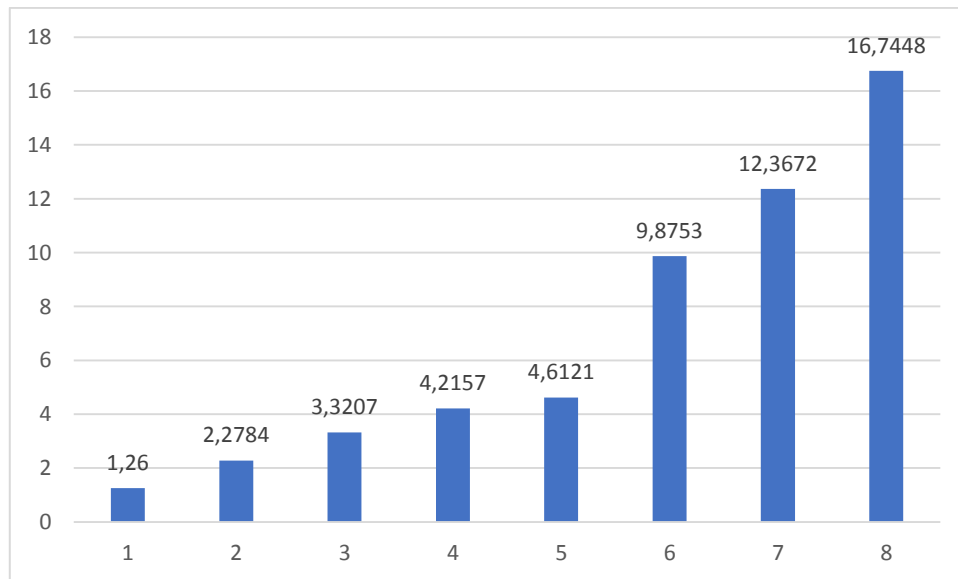


Gráfico 4.5 Autovalores caso máxima demanda histórica

Fuente: Elaboración propia

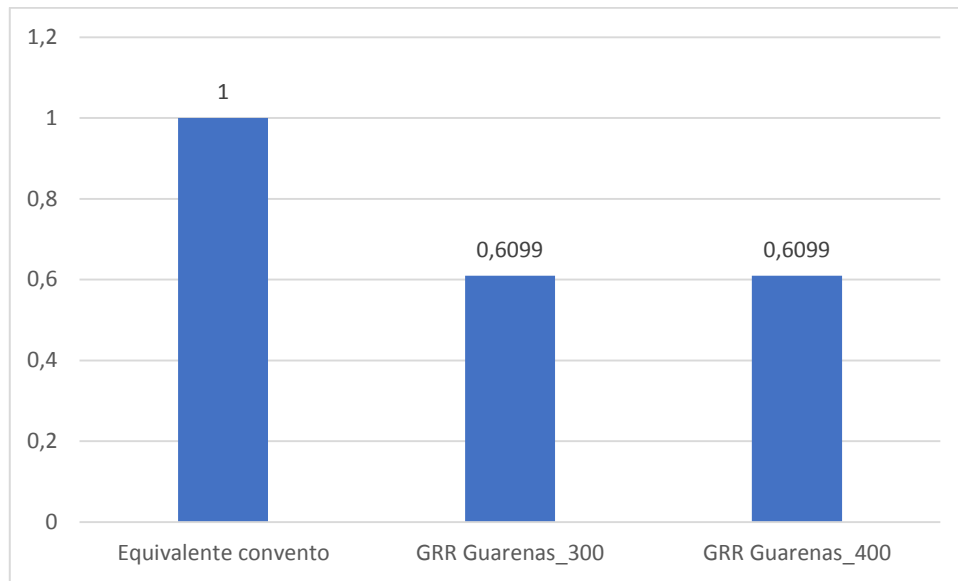


Gráfico 4.6 Factor de participación de generadores

Fuente: Elaboración propia

Los factores de participación de las ramas, se pueden apreciar en el gráfico 4.7, resaltando tres líneas de transmisión como las que se encuentran más sensibles ante perturbaciones a pesar de no encontrarse sobrecargadas.

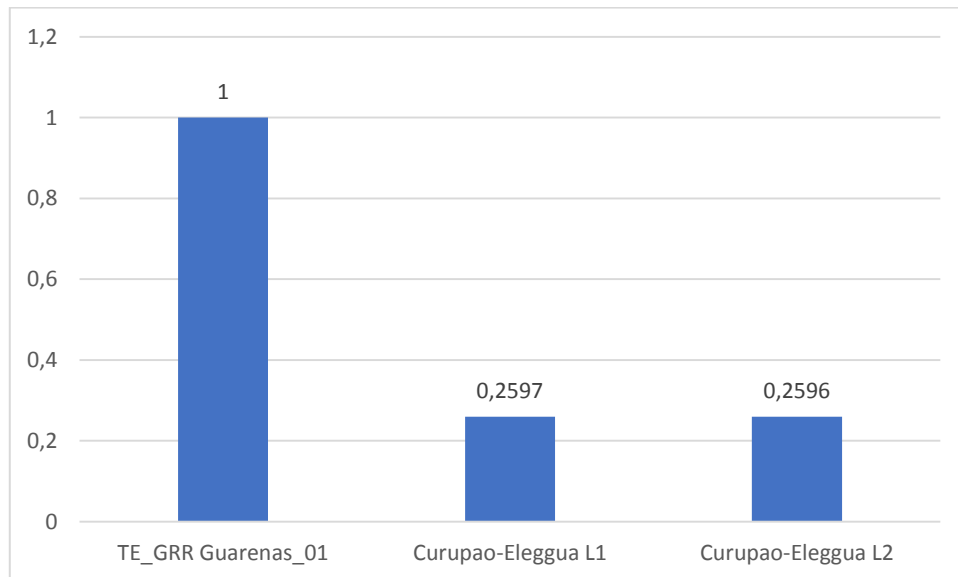


Gráfico 4.7 Factor de participación de ramas

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a los factores de participación de barras, las barras presentes en el gráfico 4.8, son las que presentan valores no nulos. A su vez es de destacar que, dichas barras son las que se encuentran a mayor distancia de las barras acopladas con el sistema de 230 kV.

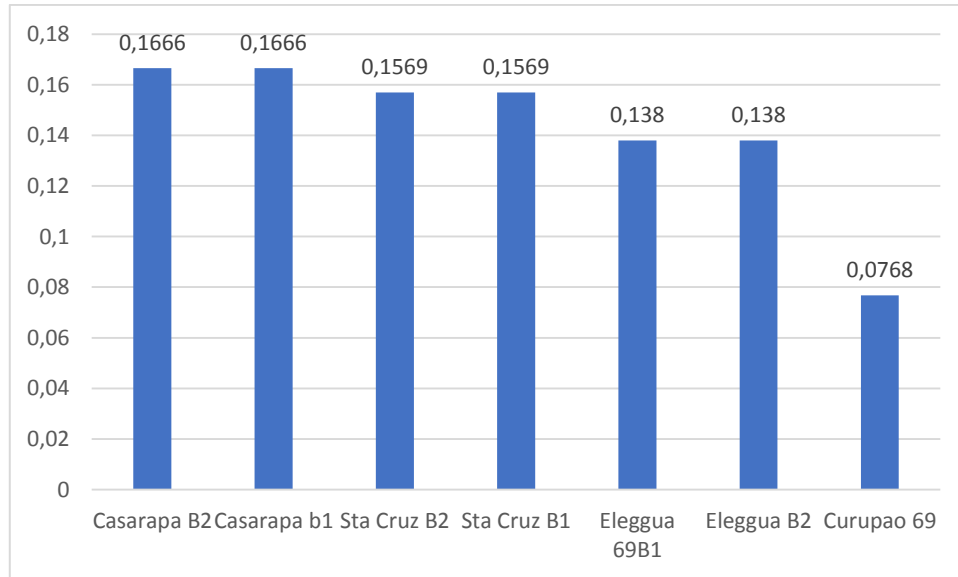


Gráfico 4.8 Factor de participación de barras

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Caso Límite de Estabilidad de Tensión Crítico.

En el presente caso, se aumentó la carga hasta alcanzar el punto máximo donde el flujo de carga converja, siendo el punto máximo de estabilidad del sistema. Las características del presente caso se pueden apreciar en la tabla 4.10, luego de aumentar la carga hasta 3714 MW aproximadamente.

Tabla 4.10 Características generales caso límite

Caso Estudio	P total (MW)	Q total (MVar)	P carga (MW)	Q carga (MVar)
Límite de estabilidad de tensión	3850	1957	3713	1251

En las siguientes tablas se indican los resultados del flujo de carga en su totalidad de los elementos generadores y barras. En el caso de los resultados de las líneas de transmisión, solo se expondrán las líneas de transmisión sobrecargadas. La totalidad de los resultados de la misma, se encuentran en el ANEXO 3.

Tabla 4.11 Características de barra caso límite de estabilidad de tensión.

Barra	Tensión (kV)	Tensión (%)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	P gen (MW)	Q gen (MVar)
3_Lag-caicag2	58,912	85,38	0	0	0	0
Arrecife 69B2	62,812	91,03	7,713	3,255	0	0
Arrecife 69B3	62,815	91,04	7,343	1,924	0	0
Arrecifes 69B1	65,111	94,36	27,744	0	0	0,362
Boulevard	70,745	102,53	56,32	26,893	0	0
Boyacá 69B1	63,365	91,83	164,503	30,722	299,56	154,517
Boyacá 69B2	63,349	91,81	262,68	88,836	0	0
Carrizal 1	56,569	81,98	8,749	2,016	0	0
carrizal 2	56,57	81,98	6,141	2,016	0	0
Casarapa b1	63,392	91,87	9,154	2,003	0	0
Casarapa B2	63,392	91,87	10,075	5,911	0	0
Chacao	68,54	99,33	96,642	30,444	0	0
Convento 69B1	69	100	132,209	51,733	2206,1	836,534
Convento 69B2	68,928	99,9	112,049	45,648	0	0
Convento 69B3	68,904	99,86	100,174	43,521	0	0
Convento 69B4	68,887	99,84	111,179	52,64	0	0
Cotamil_69	62,383	90,41	0	0	0	0
Curupao 69	65,603	95,08	161,396	36,604	100,94	71,207
Eleggua 69B1	63,681	92,29	38,287	19,569	0	0
Eleggua B2	63,682	92,29	24,822	9,803	0	0
Guaira 69	54,175	78,51	171,772	70,525	0	0
Junquito 69	62,291	90,28	298,433	85,396	161,27	85,911
Magallanes 69B1-2	62,758	90,95	244,721	88,189	215,26	160,561
Magallanes 69B3-4	62,739	90,93	100,766	50,161	0	0
OAM-Cari1	54,818	79,45	75,834	37,14	0	0
OAM-Cari2	55,993	81,15	20,937	3,052	0	0
OAM 69	57,08	82,72	0	0	0	0

Barra	Tensión (kV)	Tensión (%)	P carga (MW)	Q carga (MVar)	P gen (MW)	Q gen (MVar)
P. De María 69	53,609	77,69	99,823	25,506	0	0
P. Guarenas 69B1	63,94	92,67	0	0	0	0
P. Guarenas 69B2	63,941	92,67	0	0	0	0
Pan-Vega1	54,758	79,36	0	0	0	0
Pana-Vega2	54,954	79,64	0	0	0	0
Panamericana 69	54,746	79,34	203,068	59,391	0	0
Papelón 69	59,631	86,42	61,962	26,283	43,461	188,848
Pedreira 69B1	71,07	103	236,231	58,022	363,07	112,433
San Antonio69	55,561	80,52	109,274	34,495	0	0
Sta. Cruz B1	63,502	92,03	6,385	2,231	0	0
Sta. Cruz B2	63,502	92,03	6,816	2,974	0	0
Sta. Rosa	62,252	90,22	229,961	72,763	0	0
Tarzilandia 69B1	64,446	93,4	161,988	38,99	0	0
Tarzilandia 69B2	64,45	93,41	70,229	30,222	0	0
Trinidad 69	71,049	102,97	39,47	12,725	0	0

Tabla 4.12 Características elementos de generación caso límite de estabilidad de tensión.

Elemento	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)
Equi arrecife	27,744	-0,362	0,246
Equi Boyacá	-299,562	-154,517	3,071
Equivalente convento	-2206,08	-836,534	19,742
Equi Curupao	-100,941	-71,207	1,087
GRR Guarenas_400	-19	-10	0,933
GRR Guarenas_300	-19	-10	0,933
Equi junquito	-161,271	-85,911	1,694
Equi Magallanes	-215,257	-160,561	2,47
Picure_01	-35	-68,379	3,214
Picure_02	-37	-23,25	1,938
Picure_04	-15	-25,68	1,259
OAM_09	-80	-45	4,296
OAM_10	-80	-55	4,464
OAM_11	-80	-45	4,296
OAM_12	-80	-55	4,651
Picura_03	-15	-10	0,849
Equi Papelón	-43,461	-188,848	1,876

Elemento	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)
Equi pedrera	-363,068	-112,433	3,088

Tabla 4.13 Características líneas de transmisión sobrecargados para límite de estabilidad de tensión.

Elemento	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
3_LAG-CAICAG2	118,926	-21,007	1,184	210,6
4_Lag_Tap2	-126,22	18,846	1,251	222,54
Arrecife-Guaira_1	15,774	43,819	0,428	120,58
Arrecife-Guaira_2	15,846	44,049	0,43	121,2
2_Caicag-surest1	155,526	0,427	1,463	260,36
3_Lag-caicag1	-156,507	-0,725	1,472	262,01
Tarzilandia-BoyacaL1	-186,773	15,692	1,708	208,52
Magallanes-Boyaca_L1	122,82	2,174	1,119	101,29
Tarzilandia-Boyaca_L2	-186,607	15,128	1,706	208,34
Magallanes-Boyaca_L2	122,876	1,965	1,12	101,36
Convento-Tarzi_1	313,662	104,771	2,767	250,41
Convento-Tarzi_2	314,357	104,72	2,772	250,9
Convento-Cotamil_L1	205,009	95,877	1,894	269,76
6_Con-PVE1	218,346	63,528	1,903	338,57
Covento-Cotamil I2	205,032	94,543	1,891	269,4
6_Con-PVE2	273,28	124,759	2,516	447,74
Convento-Curupao_1	122,379	23,484	1,044	104,65
Convento-Cotamil_L1	-197,361	-54,011	1,894	269,76
Covento-Cotamil I2	-197,405	-52,791	1,891	269,4
Guaira-Cotamil_1	164,581	33,066	1,554	437,64
Convento-Curupao_1	-118,586	4,51	1,044	104,65
Arrecife-Guaira_2	-13,079	-38,196	0,43	121,2
Guaira-Cotamil_1	-145,672	5,669	1,554	437,64
Arrecife-Guaira_1	-13,022	-37,998	0,428	120,58
Magallanes-Boyaca_L1	-120,692	15,34	1,119	101,29
Magallanes-Boyaca_L2	-120,745	15,572	1,12	101,36
2_Caicag-surest2	-114,456	27,486	1,157	205,84
1_Surest-Pap2	99,74	-34,19	1,036	184,38
2_Caicag-surest1	-154,306	4,042	1,463	260,36
1_Surest_PAP1	144,443	-7,834	1,371	244
2_Caicag-surest2	115,219	-24,693	1,157	205,84

Elemento	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
3_LAG-CAICAG2	-118,234	23,541	1,184	210,6
3_Lag-caicag1	157,578	4,647	1,472	262,01
4_Lag_Tap1	-165,13	-6,485	1,544	274,66
4_Lag_Tap2	127,409	-14,493	1,251	222,54
5_PVE-TAP2	-187,711	-16,121	1,838	326,97
4_Lag_Tap1	166,941	13,116	1,544	274,66
5_PVE-TAP1	-173,031	-13,082	1,6	284,61
5_PVE-TAP2	191,817	31,156	1,838	326,97
6_Con-PVE2	-257,519	-67,053	2,516	447,74
5_PVE-TAP1	176,142	24,473	1,6	284,61
6_Con-PVE1	-209,333	-30,532	1,903	338,57
Cari-OAM1	-86,812	-36,247	0,991	120,98
Cari-OAM1	88,016	42,945	0,991	120,95
1_Surest-Pap2	-96,353	46,591	1,036	184,38
Tarzilandia-BoyacaL1	190,564	5,107	1,708	208,52
Convento-Tarzi_1	-306,264	-40,062	2,767	250,41
Tarzilandia-Boyacá L2	190,39	5,634	1,706	208,34
Convento-Tarzi_2	-306,909	-39,891	2,772	250,9

Donde se aprecia notoriamente el aumento de la carga, es la gran cantidad de líneas de transmisión que se encuentran notoriamente sobrecargadas, donde sus respectivas barras presentan elevadas caídas en sus niveles de tensión, superando lo permitido por la norma IEC60038. Además de esto, una gran parte de los elementos que se forman parte del sistema de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital se encuentran por encima de sus límites térmicos, posicionando el sistema en un estado de emergencia extrema. Debido a lo descrito anteriormente, se puede afirmar que la operación del sistema en dicho estado es totalmente inviable.

En la tabla 4.14, se exponen los autovalores del sistema de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital para el presente caso. Los mismos se presentan positivos y crecientes, lo que denota que el sistema es estable. A pesar de esto, la cercanía que presenta el autovalor inferior a cero, denota que ante cualquier aumento de la demanda llevará el sistema inicialmente a ser inestable, con opciones de hasta

ocasionar un colapso de tensión en el mismo. El autovalor a estudiar será el de menor magnitud.

Tabla 4.14 Valores propios caso límite de estabilidad de tensión

Numero	Valor propio (MVar %)	Numero	Valor propio (MVar %)
1	0,1730	5	3,7447
2	0,4894	6	6,5762
3	2,0498	7	8,9266
4	3,1630	8	14,4037

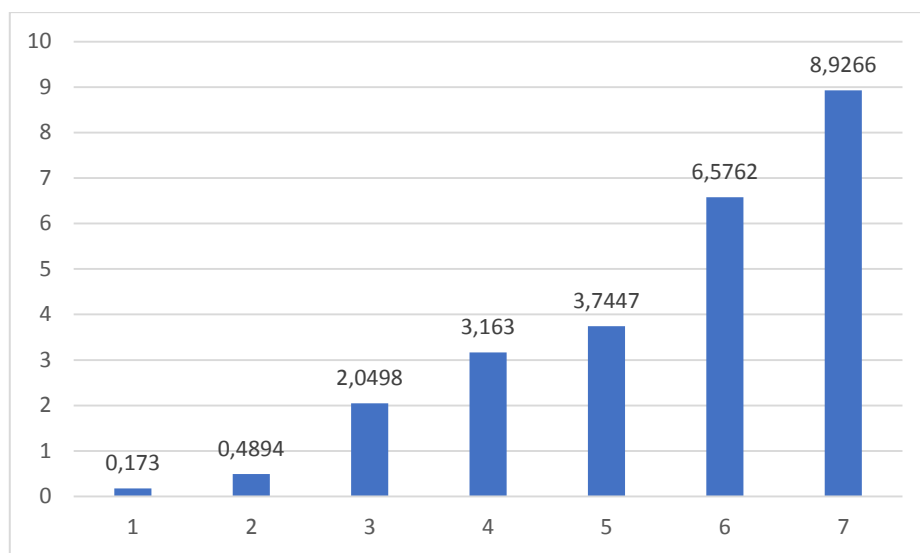


Gráfico 4.9 Autovalores caso límite de estabilidad de tensión

Fuente: Elaboración Propia.

Como se informó previamente, solo se estudiarán los factores de participación para el autovalor igual a 0,1730. Al apreciar el gráfico 4.10, y hacer la comparación con el gráfico 4.8, se puede afirmar que aumenta el número de barras afectadas, siendo en estas barras a las que sus niveles de tensión se ven más afectados. Esto se puede justificar debido a que dichas barras son las que se encuentran más distantes con respecto a los puntos dominantes de alimentación, viéndose afectados por todas las pérdidas asociadas en la transmisión de la energía eléctrica.

Los factores de participación de las ramas se encuentran exhibidos en el gráfico 4.10, donde en consonancia con los resultados de los factores de participación de las barras, se encuentran las líneas “6_Con-PVE2”, la ubicación de dicha se línea se pueden encontrar en el anexo 4 “Esquina Superior Derecha” con unos factores de participación unitarios.

Con respecto a la participación de los puntos de generación, se encuentra que solo está presente el punto “Equi Convento”, teniendo un factor de participación igual 1, demostrando a su vez, la total dependencia, del sistema de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital, el intercambio de energía eléctrica con las redes externas acopladas al mismo.

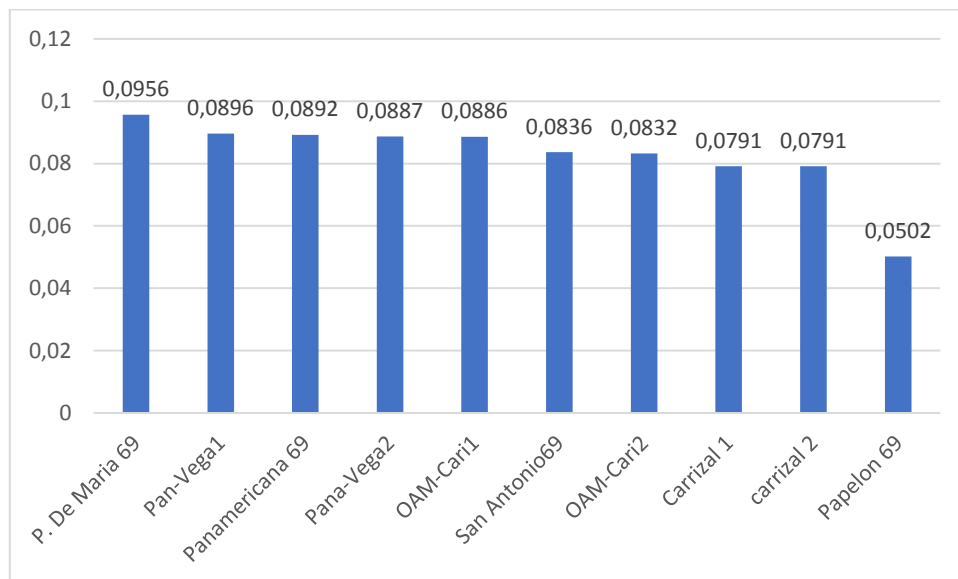


Gráfico 4.10 Factor de participación de barras caso límite estabilidad.

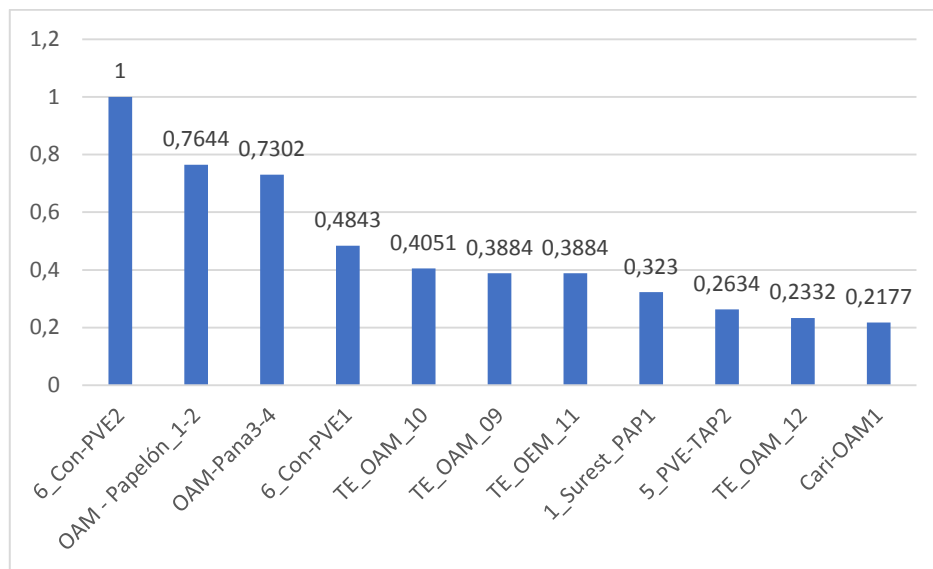


Gráfico 4.11 Factor de participación de ramas caso límite estabilidad

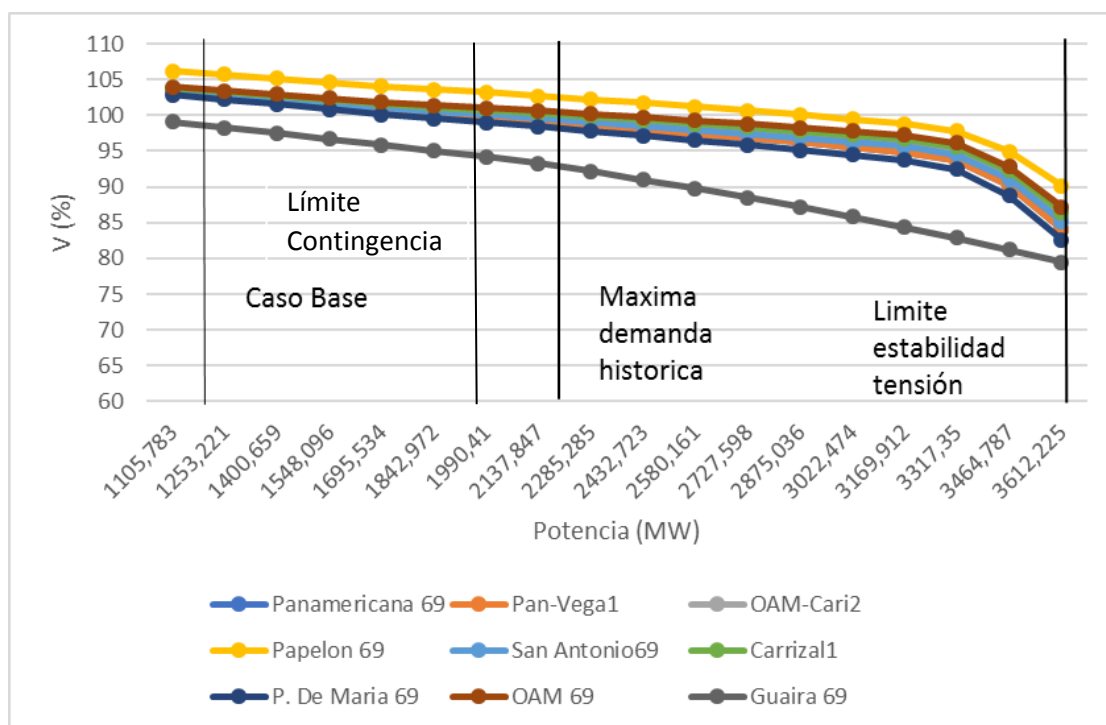


Gráfico 4.12 Curva PV límite de estabilidad de Tensión

En el gráfico 4.12, se encuentran exhibidas las barras con mayor afectación ante aumentos de carga, siendo la barra “P. De María 69” la más afectada, encontrándose ella ante un inminente colapso de tensión, condición que no se presenta en ninguno de los casos anteriormente descritos. Importante destacar que el flujo de potencia converge hasta una carga de 3686MW, siendo este el máximo nivel de carga teórico de operación del sistema donde ya se empieza a apreciar la nariz de la curva PV, tal como se aprecia en el gráfico 4.12, punto que marca el límite de la estabilidad de tensión.

La red de sub-transmisión de 69 kV de la región capital no se encuentra diseñada bajo ningún concepto para operar a dichos niveles de demanda. A pesar de que teóricamente el sistema no presenta inestabilidad de tensión, al estar las líneas de transmisión tan sobrecargadas, en algunos casos con sobrecargas de hasta el 400%, como se puede observar en la tabla 4.13, las mismas presentan elevadas pérdidas de reactivos, y por lo tanto, notorias caídas de tensión en las barras adyacentes a dichos casos, siendo estas caídas superiores al 5% permitido por la norma IEC60038, por lo cual, el sistema no se encuentra en condiciones para operar ante estos niveles de tensión.

En el gráfico 4.13 podemos apreciar la curva Q-V de la barra convento. Al ser dicha barra el principal suministro de reactivos del sistema, dicha grafica nos entrega cual es el límite de la misma. Dicha barra es capaz de operar cuando su punto de operación se encuentra en el lado derecho del punto crítico, a la izquierda de dicho punto, el sistema es inestable.

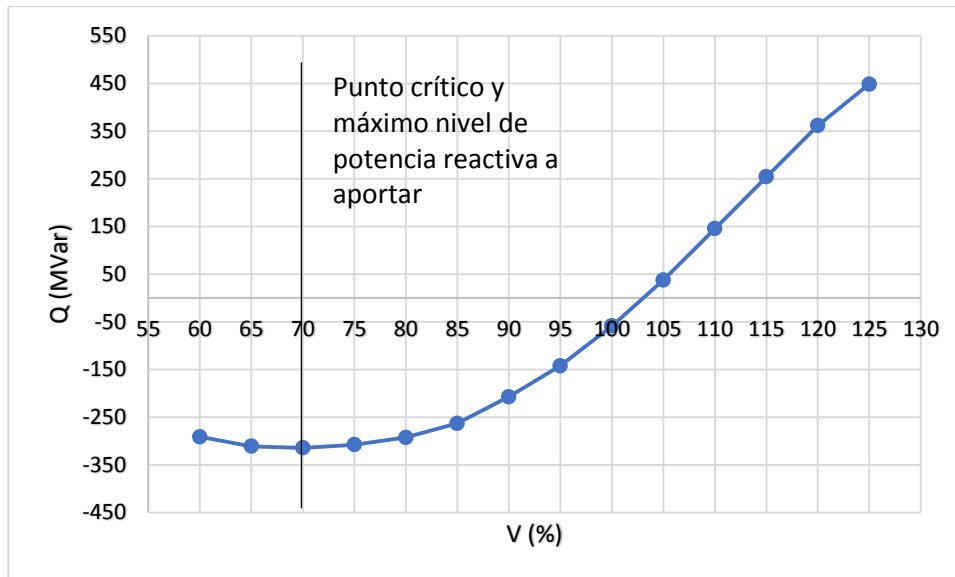


Gráfico 4.13 Curva Q-V Barra Convento.

4.4 Análisis de contingencias.

4.4.1 Salida de Líneas.

4.4.1.1 Criterio n-1.

En el presente criterio se busca alcanzar los límites de estabilidad en la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital ante la pérdida de una de las líneas de transmisión. Para el análisis del presente caso se simuló las pérdidas de distintas líneas, determinando el menor autovalor en cada caso y la carga máxima para cada caso. Dichos valores se expondrán en la tabla 4.15.

Tabla 4.15 Salida de una línea de transmisión.

Línea fuera de servicio	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor
6_Con-PVE2	2988	0,0753
OAM - Papelón_1-2	3626	0,2388
OAM-Pana3-4	2988	0,1480

Línea fuera de servicio	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor
6_Con-PVE1	2988	0,0753
1_Surest_PAP1	3238	0,1328

Al analizar la tabla 4.15, apreciamos que, la línea “6_Con-PVE2” arroja un valor de demanda inferior al resto, es el que a su vez posee menor capacidad ante perturbaciones que afecten la estabilidad de tensión. Mientras que la línea “1_Surest_PAP1” presente un autovalor superior al caso anterior, pero de igual forma con una capacidad reducida ante aumentos de carga repentinos. Importante señalar que ante la pérdida de tan solo una línea de transmisión, los límites de estabilidad de tensión se siguen encontrando considerablemente superiores a la máxima demanda histórica.

4.4.1.2 Criterio n-2.

Similar al caso anterior, pero se simula el estado del sistema ante la salida de dos líneas de transmisión de forma simultánea. Se simularon las salidas de dos líneas estructurales, y se ajustaron los niveles de carga en los cuales el sistema mantiene su estabilidad, dichos resultados podrán ser apreciados en la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Salida de 2 líneas de transmisión.

Línea fuera de servicio	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor
6_Con-PVE2 y OAM-Pana3-4	2342	0,0433
6_Con-PVE2 y 1_Surest-Pap2	2803	0,0743

De la tabla 4.16, se puede afirmar que las líneas de transmisión acopladas a las barras 6_Con-PVE2 y OAM-Pana3-4 son las que, en caso de no operatividad simultánea, ocasionan mayores inconvenientes al resto del sistema. A pesar de que su límite de demanda máxima teórica siga siendo superior a la demanda máxima historia, los autovalores se encuentran sumamente cercanos a 0, lo que conlleva a sistema crítico en términos de estabilidad de tensión. Importante destacar que, a pesar de que el presente estado mantenga la estabilidad de tensión del sistema, el mismo no es un punto de operación viable, ya que presenta sobrecargas importantes en grandes cantidades de líneas de transmisión y caídas importantes de tensión en diferentes barras.

4.4.2 Pérdida de bancos de generación.

En la tabla 4.17, se pueden apreciar las consecuencias presentes en el sistema al ocurrir la pérdida simultánea de dos puntos de generación, llevando al sistema a un estado de riesgo debido a que los autovalores en dichos casos son sumamente reducidos, especialmente en el caso de OAM_9 y OAM_10.

Tabla 4.17 Salida de generadores

Generadores fuera de servicio	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor
OAM_9 y OAM_10	2749	0,0969
GRR Guarenas_300 y GRR Guarenas_400	3714	0,1728

4.4.3 Pérdida de unidades de importación.

En la tabla 4.18 se exponen los límites máximos de demanda en los cuales la red de sub-transmisión de 69 kV al momento de perder algunos de sus puntos de importación. En dicha tabla solo se exponen los puntos que presentan cierta afectación en el valor máximo de la demanda. Es notorio, que, en caso de que el

sistema no disponga de la importación de “Equi Curupao” la demanda máxima disminuye considerablemente, además de que el autovalor del sistema se haga prácticamente cero, estando sumamente cercano del punto de inestabilidad de tensión.

Tabla 4.18 Salida de puntos de importación

Importación fuera de servicio	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor
Equi Arrecife	3686	0,1737
Equi Magallanes	3188	0,2874
Equi Papelón	2940	0,0476
Equi Curupao	3087	0,1031
Equi convento	2299	0,0764
Equi convento y Equi Papelón	1968	0,0860

Al conocer la máxima demanda histórica de la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital, podemos afirmar que la pérdida de uno de los puntos de importación no acarrea mayor riesgo para la estabilidad de tensión del sistema, debido al margen entre la máxima demanda histórica y la máxima cargabilidad del sistema. En cambio, en caso de que se encuentren fuera servicio dos puntos de importación, tal como se encuentra un caso en la tabla 4.18, el sistema se encuentra en serio riesgo de colapsar al no encontrarse con la disponibilidad necesaria para soportar la carga máxima histórica de la red.

4.5 Resumen de resultados.

Se determinaron los límites de carga para diferentes casos, y su afectación ante el fenómeno de la estabilidad de tensión con los respectivos autovalores para cada situación. En la tabla 4.19 se encuentran todos los casos definidos previamente, sus valores de demanda máxima obtenidos y sus respectivos autovalores. El caso definido como “Máxima Cargabilidad” es limitado, desde el punto de vista operativo, ya que

en el mismo es la máxima carga antes de sobrepasar los límites de operatividad del sistema, haciendo la operación a mayores niveles de carga sea inviable desde el punto de vista técnico.

Tabla 4.19 Resumen de resultados.

Caso	Cargabilidad máxima del sistema (MW)	Autovalor	Mayores caídas de tensión en barra (%)
Base	1072	1,2894	97,72
Máxima Demanda histórica	2269	1,2600	92,23
Limite estabilidad de tensión	3714	0,130	77,69
Contingencia (Pérdida de dos elementos de importación de energía)	1968	0,0860	72,01

CAPITULO V

5 Conclusiones y Recomendaciones.

5.1 Conclusiones.

El presente trabajo establece una serie de márgenes e indicadores, de los elementos pertenecientes a la red de 69 kV de la región capital, con los cuales se determinaron los puntos límites de operación y los elementos mayormente afectados, por el fenómeno de estabilidad de tensión.

Al apreciar la tabla 4.18, se puede afirmar que la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital no presenta problemas de estabilidad de tensión al momento de operar en su estado normal. En el caso de presentarse contingencias, el único caso que pone en riesgo la operatividad del sistema es la pérdida simultánea de varios puntos de importación de energía, donde el sistema no sería capaz de suministrar la máxima demanda histórica, además de tener serios problemas de estabilidad de tensión, evidenciado por lo bajo del autovalor en dicho caso.

En condiciones normales la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital tiene la capacidad suficiente para operar sin verse afectada por el fenómeno de la estabilidad de tensión. Esto se debe principalmente a su estructura anillada, con una importante cantidad de puntos de interconexión con el anillo de 230 kV y las cortas distancias presentes en sus líneas de transmisión.

El sistema, en términos de estabilidad de tensión, no está en capacidad de operar para los niveles de carga requeridos para tener afectaciones en su estabilidad de tensión, esto se debe a que, a dichos niveles de demanda, el sistema presenta una serie de elementos operando por encima de sus límites térmicos, además de presentar niveles de tensión fuera de lo permitido por la norma IEC60038. Al incrementar la demanda del sistema de 69 kV, podemos apreciar como sus autovalores decaen, sin alcanzar nunca valores iguales o menores a 0.

Los factores de participación de barra dan un indicativo de las áreas delicadas de la red. En el presente estudio se determinó que las barras más afectadas de la red

son “P. de Maria 69”, “Pan-Vegal”, “Panamericana69” entre otras, presentando altos valores de participación de barra e importantes caídas en sus niveles de tensión.

Los factores de participación de ramas indican los elementos más críticos en términos de estabilidad de tensión del sistema, indicando que ramas tendrían mayor afectación en caso de una posible salida de operación. Donde en caso de salir de operación una sola línea de transmisión, la que tendría una mayor afectación al sistema sería “6_Con-PVE2” y en el caso de que se produzca una falla simultánea de dos ramas, las de mayor afectación a la red serían “6_Con-PVE2 y 1_Surest-Pap2”.

Para la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital, los factores de participación de las unidades de generación son o unitarios o prácticamente unitarios en los puntos de importación de energía. Esto se debe a que la red es dependiente en su totalidad de la importación de energía desde la red de transmisión de 230 kV, por lo cual la pérdida total de dichos intercambios acarree en el colapso inmediato de la red estudiada. La peor condición encontrada es la pérdida simultánea de dos puntos de intercambio: “Equi convento y Equi Papelón”. En dicha condición la red se encuentra sumamente comprometida, estando sus niveles de demanda máxima por debajo de la demanda máxima histórica, y con un autovalor que, ante cualquier tipo de aumento de demanda, el sistema se encontraría en un estado de inestabilidad de tensión, pudiendo llegar a colapsar el sistema.

La red estudiada en condiciones operativas normales, se encuentra sumamente distante de alcanzar el límite de estabilidad de tensión, estando ese punto por encima de las capacidades térmicas de operación de la red. La operación en ese punto es inviable debido a que en presencia la carga requerida, se encuentran elementos sobrecargados, además de que distintas barras presentan niveles de tensión no permitidos por la norma IEC60038.

La estructura de la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital, sus líneas de transmisión de baja longitud y sus distintos puntos de intercambio de energía, la hacen una red sumamente robusta ante el fenómeno de estabilidad de

tensión, por lo que se puede afirmar que, la operación de la red no se encuentra afectada ni limitada por la estabilidad de tensión.

5.2 Recomendaciones.

- La construcción de una línea de transmisión extra paralela a “6_Con-PVE” y una paralela a las líneas “OAM-Papelón_1-2 y 3-4”. Logrando una mejora en términos de niveles de tensión para las barras, y la disminución de los factores de participación de las mismas.
- Ejecutar mantenimiento preventivo en los distintos puntos de intercambio de energía, al ser estos los puntos que, en caso de falla, comprometan la operatividad de la red de sub-transmisión de 69 kV de la Región Capital.
- Puesta en operación de nuevos puntos de generación en la red, buscando de esta forma aumentar la capacidad de generar potencia reactiva, mejorando a partir de esto, los perfiles de tensión de las distintas barras.

Bibliografía

- [1] Centro Nacional de Despacho, Informe Anual del Sistema Electrico Venezolano, Corpoelec, 2010.
- [2] M. G. Hernandez, «El Carabobeño,» 2 04 2010. [En línea].
- [3] A. Diaz, «El Nacional,» 17 04 2017. [En línea]. Available: http://www.el-nacional.com/noticias/economia/advierten-que-del-parque-generacion-termica-del-pais-esta-paralizado_177427. [Último acceso: 15 06 2017].
- [4] A. Gomez Exposito, Analisis y Operacion de Sistemas de Energia Electrica, McGraw-Hill.
- [5] P. Kundur, Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, vol. 18, IEEE, 2003, pp. 1374-1381.
- [6] T. Van Cutsem y C. Vournas, Voltage stability of Electric Power Systems", Springer Science and Business Media Dordrecht.
- [7] L. Arias, «Estabilidad de tensión mediante analisis modal aplicado al Sistema Eléctrico de la región sur-occidente del SEN,» UCV, Caracas, 2016.
- [8] J. Rivas, «Estudio de Estabilidad de Tensión del sistema eléctrico de la region capital en red de transmisión de 230 kV mediante analisis modal,» UCV, Caracas, 2017.
- [9] CORPOELEC. [En línea]. Available: <http://www.corpoelec.gob.ve/quienes-somos>. [Último acceso: 19 Julio 2017].
- [10] CORPOELEC, «Anuario Estadistico MPPEE 2014,» CORPOELEC, Caracas, 2014.
- [11] IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, «VOLTAGE STABILITYASSESSMENT: CONCEPTS, PRACTICES AND TOOLS,» IEEE, 2002.
- [12] D. T, «Real-Time COnputer Control of Power Systems,» de *Proceedings of the IEEE*, vol 62, IEEE, 1974, pp. 884-891.
- [13] F. M. Gonzalez, «Longatt,» [En línea]. Available: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo2-1.pdf. [Último acceso: 20 06 2017].
- [14] M. A. Rios, Á. Torres y M. T. d. Torres, «Estabilidad de tensión en Sistemas de Potencia».
- [15] J. C. Perez Briceño, «Estudio de estabilidad de tension en la C.A. Electricidad de Caracas,» Universidad Simon Bolvar, Sartenejas, 2007.

- [16] M. A. Rios, «Estabilidad de tensión en sistemas de potencia, caso de aplicación a la EBB,» *Universidad de los Andes, Bogotá*, vol. 8, pp. 12-24, 1997.
- [17] J. L. M. Perez, «Análisis de statcom trifásico en estado estacionario y dinámico para la estabilidad de tensión,» [En línea]. Available: http://www.gdl.cinvesdatav.mx/jramirez/doctos/maestria/Tesis_JLMP.pdf. [Último acceso: 19 julio 2017].
- [18] P. Ledesma, «Universidad Carlos III de Madrid, OPEN COURSE WARE,» 25 09 2009. [En línea]. Available: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT/node19.html. [Último acceso: 19 julio 2017].
- [19] NEPLAN, «NEPLAN Electricidad,» [En línea]. Available: <http://www.neplan.ch/neplanproduct/electricity/?lang=es>. [Último acceso: 20 07 2017].
- [20] F. Arias, *El Proyecto de la Investigación*, Caracas: Editorial Episteme C.A., 2012 6ta Edición.
- [21] R. Sandoval, «Restauración de la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia mediante el bote de carga correctivo,» Universidad Experimental Antonio José de Sucre, Barquisimeto, 2008.

ANEXOS

ANEXO 1

Tabla A1. Características de transmisión caso base

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
3_LAG-CAICAG2	-12,743	-3,985	0,113	20,1
Ramal Lagunita 1	14,427	2,44	0,124	15,11
4_Lag_Tap2	-1,684	1,545	0,019	3,44
Arrecife-Magallanes_3	-1,223	-2,677	0,025	4,4
Arrecife-Magallanes_4	-1,223	-2,677	0,025	4,4
Arrecife-Guaira_1	22,974	8,008	0,204	57,58
Arrecife-Magallanes_1	-1,065	-2,335	0,022	3,84
Arrecife-Guaira_2	23,088	8,049	0,205	57,87
Arrecife-Magallanes_2	0	0	0	0
Curupao-Eleggua L2	-2,104	-7,465	0,066	6,57
L1666	21,081	9,245	0,195	19,51
Ramal P. Guarenas 69B2	-18,976	-1,78	0,161	0
L1666	-21,079	-9,23	0,195	19,51
L1695	12,303	5,658	0,115	11,48
Eleggua-Casarapa-Scruz L2	8,775	3,573	0,08	12,2
Eleggua-Casarapa-Scruz L2	-8,77	-3,551	0,08	12,2
Ramal Casarapa 2	5,198	2,148	0,048	7,25
L1805	3,571	1,404	0,033	4,95
Ramal Sureste1	-3,15	-1,028	0,028	3,42
2_Caicag-surest1	-14,426	-4,481	0,128	22,71
Ramal Caucag_2	1,68	0,541	0,015	1,82
3_Lag-caicag1	12,746	3,94	0,113	20,06
Ramal PVerde2	-15,81	-7,5	0,148	18,07
Pedreira-Boulevard L1	-15,182	-3,289	0,13	11,77
Pedreira- Boulevard L2	-15,182	-3,289	0,13	11,77
Boulevard-Bambues 69L2	7,372	2,079	0,064	13,09
Boulevard-Bambues 69L1	7,372	2,079	0,064	13,09
Tarzilandia-BoyacaL1	8,252	1,372	0,07	8,55
Magallanes-Boyaca_L1	0	0	0	0
Tarzilandia-Boyacá L2	8,281	1,224	0,07	8,55
Magallanes-Boyaca_L2	0,018	-0,075	0,001	0,06
OAM-Carri69	-20,699	-3,75	0,178	21,68
Pana-Carri69	17,259	3,143	0,148	18,08
PAAna-carri2	17,996	1,724	0,153	18,63
OAM-carrizal2	-21,716	-2,078	0,184	22,48

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Ramal Casarapa 1	-5,2	-2,139	0,048	7,26
Ramal Casarapa 2	-5,196	-2,14	0,048	7,25
Convento-Chacao_1	-8,284	-2,479	0,072	14,79
Convento-Chacao_2	-8,188	-1,898	0,07	14,37
Convento=Chacao_3	-8,188	-1,898	0,07	14,37
Convento-Tarzi_1	6,96	1,668	0,06	5,42
Convento-Cotamil_L1	43,013	16,719	0,386	55,01
Convento-Tarzi_2	6,977	1,668	0,06	5,43
Convento-Chacao_1	8,292	2,498	0,072	14,79
6_Con-PVE1	23,827	9,088	0,213	37,97
Covento-Cotamil l2	43,017	16,527	0,386	54,94
Convento-Chacao_2	8,196	1,916	0,07	14,37
Convento=Chacao_3	8,196	1,916	0,07	14,37
6_Con-PVE2	23,824	9,019	0,213	37,93
Convento-Curupao_1	0,007	-0,105	0,001	0,09
Covento-Cotamil l2	-42,7	-14,791	0,386	54,94
Convento-Cotamil_L1	-42,695	-14,978	0,386	55,01
Cota-Sta. Rosa 1	17,516	4	0,153	21,15
Guaira-Cotamil_1	17,129	14,18	0,19	53,46
Cota-Sta. rosa 2	17,711	4,045	0,155	21,39
Cota- Sta. rosa 3	16,175	3,694	0,142	19,53
Cota- Sta. rosa 4	16,864	3,851	0,148	20,36
Curupao-Eleggua L1	2,117	7,551	0,066	6,57
Curupao-Eleggua L2	2,116	7,55	0,066	6,57
Convento-Curupao_1	-0,007	0,105	0,001	0,09
L1690	-12,307	-5,571	0,114	11,46
L1695	-12,303	-5,656	0,115	11,48
Arrecife-Guaira_2	-22,457	-6,715	0,205	57,87
Arrecife-Guaira_1	-22,347	-6,681	0,204	57,58
Guaira-Cotamil_1	-16,847	-13,602	0,19	53,46
Junquito-Mag_L2	-0,021	0,06	0,001	0,04
Junquito-Mag_L1	-0,021	0,06	0,001	0,04
Arrecife-Magallanes_1	1,068	2,346	0,022	3,84
Arrecife-Magallanes_2	0	0	0	0
Arrecife-Magallanes_3	1,227	2,689	0,025	4,4
Arrecife-Magallanes_4	1,227	2,689	0,025	4,4
Magallanes-Boyaca_L1	0	0	0	0
Magallanes-Boyaca_L2	-0,018	0,075	0,001	0,06

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Junquito-Mag_L1	0,021	-0,06	0,001	0,04
Junquito-Mag_L2	0,021	-0,06	0,001	0,04
Boulevard-Bambues 69L2	-7,37	-2,075	0,064	13,09
Boulevard-Bambues 69L1	-7,37	-2,075	0,064	13,09
Curupao-Eleggua L1	-2,105	-7,465	0,066	6,57
L1661	21,082	9,166	0,194	19,49
Ramal P. Guarenas1	-18,977	-1,701	0,161	0
L1661	-21,08	-9,151	0,194	19,49
L1690	12,307	5,573	0,114	11,46
Eleggua-Casarapa-Scruz L1	8,773	3,578	0,08	12,2
Eleggua-Casarapa-Scruz L1	-8,767	-3,557	0,08	12,2
Ramal Casarapa 1	5,202	2,146	0,048	7,26
L1800	3,566	1,411	0,032	4,95
2_Caicag-surest2	14,439	4,583	0,128	22,75
1_Surest-Pap2	-17,59	-5,592	0,156	27,72
Ramal Sureste1	3,15	1,009	0,028	3,41
2_Caicag-surest1	14,436	4,515	0,128	22,71
1_Surest_PAP1	-17,586	-5,524	0,156	27,68
Ramal sureste 2	3,15	1,009	0,028	3,41
Ramal sureste 2	-3,15	-1,028	0,028	3,42
2_Caicag-surest2	-14,43	-4,549	0,128	22,75
Ramal Caicag_1	1,68	0,541	0,015	1,82
3_LAG-CAICAG2	12,75	4,008	0,113	20,1
Ramal Caicag_1	-1,68	-0,561	0,015	1,83
Ramal Caicag_2	-1,68	-0,561	0,015	1,83
3_Lag-caicag1	-12,74	-3,917	0,113	20,06
Ramal lagunita 2	14,427	2,44	0,124	15,11
4_Lag_Tap1	-1,687	1,477	0,019	3,37
Ramal Lagunita 1	-14,41	-2,419	0,124	15,13
Ramal lagunita 2	-14,41	-2,419	0,124	15,12
4_Lag_Tap2	1,684	-1,544	0,019	3,44
Ramal H Tapias 1	6,204	2,619	0,057	6,96
5_PVE-TAP2	-7,889	-1,075	0,067	11,99
4_Lag_Tap1	1,688	-1,476	0,019	3,37
Ramal H Tapias 2	6,204	2,619	0,057	6,96
5_PVE-TAP1	-7,892	-1,143	0,067	12
Ramal H Tapias 1	-6,2	-2,662	0,057	6,98
Ramal H Tapias 2	-6,2	-2,662	0,057	6,98

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
5_PVE-TAP2	7,894	1,095	0,067	11,99
Ramal PVerde1	15,817	7,509	0,148	18,07
6_Con-PVE2	-23,711	-8,604	0,213	37,93
5_PVE-TAP1	7,897	1,163	0,067	12
Ramal PVerde2	15,817	7,509	0,148	18,07
6_Con-PVE1	-23,714	-8,673	0,213	37,97
Ramal PVerde1	-15,81	-7,5	0,148	18,07
Vega-Cari1	9,27	3,995	0,086	10,46
Cari-OAM1	-27,09	-7,893	0,239	29,23
Vega-Cari2	9,27	3,995	0,086	10,46
Cari-OAM2	-27,09	-7,893	0,239	29,23
OAM-Pana3-4	105,382	36,299	0,94	28,68
Cari-OAM2	27,16	8,204	0,239	29,2
Cari-OAM1	27,16	8,204	0,239	29,2
OAM - Papelón_1-2	117,846	-52,748	1,088	33,22
OAM-Carri69	20,714	3,799	0,178	21,68
OAM-carrizal2	21,738	2,126	0,184	22,48
Pana-P. de Maria_1-2	-31,5	-5,334	0,273	8,34
Ramal P. Guarenas1	18,989	1,789	0,161	0
Ramal P. Guarenas 69B2	18,988	1,869	0,161	0
Pan-Vega1	9,257	4,039	0,086	10,5
Vega-Cari1	-9,257	-4,039	0,086	10,5
Pan-Vega2	9,257	4,039	0,086	10,5
Vega-Cari2	-9,257	-4,039	0,086	10,5
OAM-Pana3-4	-104,914	-33,843	0,94	28,68
Pan-Vega1	-9,255	-4,048	0,086	10,51
Pan-Vega2	-9,255	-4,048	0,086	10,51
Pana-P. de Maria_1-2	31,554	5,635	0,273	8,34
1_Surest-Pap2	17,666	5,872	0,156	27,72
OAM - Papelón_1-2	-116,914	57,008	1,088	33,22
1_Surest_PAP1	17,662	5,803	0,156	27,68
Pedreira-Boulevard L1	15,187	3,334	0,13	11,77
Pedreira- Boulevard L2	15,187	3,334	0,13	11,77
Pedreira-Trinidad_1	6,93	1,724	0,06	8,24
Pedreira - Trinidad 69 2	6,93	1,724	0,06	8,24
PA-na-carri2	-17,963	-1,67	0,153	18,64
Pana-Carri69	-17,237	-3,088	0,148	18,09
L1800	-3,566	-1,41	0,032	4,95

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
L1805	-3,571	-1,404	0,033	4,95
Cota-Sta. Rosa 1	-17,512	-3,982	0,153	21,15
Cota-Sta. rosa 2	-17,707	-4,027	0,155	21,39
Cota- Sta. rosa 3	-16,171	-3,677	0,142	19,53
Cota- Sta. rosa 4	-16,86	-3,834	0,148	20,36
Tarzilandia-BoyacaL1	-8,246	-1,416	0,07	8,56
Convento-Tarzi_1	-6,956	-1,638	0,06	5,42
Tarzilandia-Boyacá L2	-8,274	-1,268	0,07	8,56
Convento-Tarzi_2	-6,973	-1,637	0,06	5,43
Pedreira-Trinidad_1	-6,93	-1,723	0,06	8,24
Pedreira - Trinidad 69 2	-6,93	-1,723	0,06	8,24

ANEXO 2

Tabla A2. Característica de transmisión caso máxima demanda

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
3_LAG-CAICAG2	-22,458	-11,525	0,217	38,58
Ramal Lagunita 1	3,941	1,113	0,035	4,29
4_Lag_Tap2	18,517	10,412	0,182	32,47
Arrecife-Magallanes_4	-9,846	-4,051	0,09	16
Arrecife-Magallanes_3	-9,846	-4,051	0,09	16
Arrecife-Guaira_1	34,995	13,602	0,317	89,33
Arrecife-Magallanes_1	-8,607	-3,539	0,079	13,99
Arrecife-Guaira_2	35,164	13,669	0,319	89,76
Arrecife-Magallanes_2	0	0	0	0
Curupao-Eleggua L2	-6,862	-9,014	0,096	9,63
Ramal P. Guarenas 69B2	-18,98	-2,555	0,163	0
Eleggua-Casarapa-Scruz L2	8,771	3,585	0,08	12,24
Eleggua-Casarapa-Scruz L2	-8,765	-3,564	0,08	12,24
Ramal Casarapa 2	5,198	2,148	0,048	7,28
Ramal Sureste1	-7,95	-3,61	0,075	9,11
2_Caicag-surest1	-7,012	-0,747	0,059	10,56
Ramal Caucag_2	0,53	0,15	0,005	0,57
3_Lag-caicag1	6,482	0,597	0,055	9,74
Ramal PVerde2	-17,93	-3,23	0,153	18,73
Pedreira-Boulevard L1	-23,587	-11,036	0,218	19,77
Pedreira- Boulevard L2	-23,587	-11,036	0,218	19,77

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Boulevard-Bambues 69L1	8,362	3,766	0,077	15,7
Boulevard-Bambues 69L2	8,362	3,766	0,077	15,7
Tarzilandia-BoyacaL1	34,244	9,763	0,298	36,38
Magallanes-Boyaca_L1	0	0	0	0
Tarzilandia-Boyaca_L2	34,284	9,332	0,297	36,31
Magallanes-Boyaca_L2	0,038	-0,194	0,002	0,15
OAM-Carri69	-33,225	-11,876	0,301	36,72
Pana-Carri69	28,495	10,786	0,26	31,71
OAM-carrizal2	-34,081	-9,601	0,302	36,85
PAAna-carri2	30,761	8,511	0,272	33,22
Ramal Casarapa 1	-5,2	-2,138	0,048	7,28
Ramal Casarapa 2	-5,196	-2,141	0,048	7,28
Convento=Chacao_3	-17,422	-5,012	0,152	31,06
Convento-Chacao_2	-17,422	-5,012	0,152	31,06
Convento-Chacao_1	-17,406	-6,437	0,156	31,8
Convento-Tarzi_1	28,658	10,287	0,255	23,06
Convento-Chacao_1	17,443	6,523	0,156	31,8
Convento-Tarzi_2	28,72	10,247	0,255	23,09
Convento-Cotamil_L1	76,388	35,051	0,703	100,18
6_Con-PVE1	18,894	3,772	0,161	28,69
Convento=Chacao_3	17,457	5,094	0,152	31,06
Convento-Chacao_2	17,457	5,094	0,152	31,06
Covento-Cotamil l2	76,463	34,599	0,702	100,07
6_Con-PVE2	49,986	26,899	0,475	84,54
Convento-Curupao_1	0,091	-0,311	0,003	0,27
Convento-Cotamil_L1	-75,333	-29,277	0,703	100,18
Covento-Cotamil l2	-75,41	-28,837	0,702	100,07
Cota-Sta. Rosa 1	31,915	10,158	0,291	40,2
Cota- Sta. rosa 4	30,727	9,78	0,281	38,7
Cota- Sta. rosa 3	29,473	9,381	0,269	37,12
Cota-Sta. rosa 2	32,272	10,272	0,295	40,65
Guaira-Cotamil_1	26,355	18,524	0,28	78,96
Curupao-Elegua L1	6,885	9,201	0,096	9,64
Curupao-Elegua L2	6,887	9,197	0,096	9,63
Convento-Curupao_1	-0,091	0,311	0,003	0,27
Arrecife-Guaira_2	-33,646	-10,459	0,319	89,76
Guaira-Cotamil_1	-25,74	-17,263	0,28	78,96
Arrecife-Guaira_1	-33,484	-10,408	0,317	89,33

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Junquito-Mag_L1	-0,039	0,139	0,001	0,09
Junquito-Mag_L2	-0,039	0,139	0,001	0,09
Arrecife-Magallanes_1	8,645	3,677	0,079	13,99
Arrecife-Magallanes_4	9,889	4,208	0,09	16
Arrecife-Magallanes_3	9,889	4,208	0,09	16
Arrecife-Magallanes_2	0	0	0	0
Magallanes-Boyaca_L1	0	0	0	0
Magallanes-Boyaca_L2	-0,038	0,194	0,002	0,15
Junquito-Mag_L1	0,039	-0,139	0,001	0,09
Junquito-Mag_L2	0,039	-0,139	0,001	0,09
Boulevard-Bambues 69L1	-8,36	-3,76	0,077	15,7
Boulevard-Bambues 69L2	-8,36	-3,76	0,077	15,7
Curupao-Eleggua L1	-6,861	-9,018	0,096	9,64
Ramal P. Guarenas1	-18,972	-2,497	0,162	0
Eleggua-Casarapa-Scruz L1	8,778	3,566	0,08	12,24
Eleggua-Casarapa-Scruz L1	-8,772	-3,544	0,08	12,24
Ramal Casarapa 1	5,202	2,146	0,048	7,28
2_Caicag-surest2	24,142	12,333	0,232	41,21
1_Surest-Pap2	-32,095	-15,932	0,306	54,47
Ramal Sureste1	7,953	3,599	0,075	9,11
2_Caicag-surest1	7,014	0,754	0,059	10,56
1_Surest_PAP1	-12,345	-2,787	0,106	18,94
Ramal sureste 2	5,331	2,033	0,048	5,86
Ramal sureste 2	-5,33	-2,05	0,048	5,87
2_Caicag-surest2	-24,112	-12,221	0,232	41,21
Ramal Caicag_1	1,63	0,611	0,015	1,82
3_LAG-CAICAG2	22,481	11,61	0,217	38,58
Ramal Caicag_1	-1,63	-0,63	0,015	1,83
Ramal Caucag_2	-0,53	-0,17	0,005	0,57
3_Lag-caicag1	-6,48	-0,592	0,055	9,74
Ramal lagunita 2	4,081	0,94	0,035	4,3
4_Lag_Tap1	2,399	-0,348	0,02	3,63
Ramal Lagunita 1	-3,94	-1,18	0,035	4,32
Ramal lagunita 2	-4,08	-1,01	0,035	4,32
4_Lag_Tap2	-18,491	-10,32	0,182	32,47
Ramal H Tapias 1	32,418	15,844	0,311	37,96
5_PVE-TAP2	-13,927	-5,525	0,129	22,97
4_Lag_Tap1	-2,399	0,349	0,02	3,63

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Ramal H Tapias 2	3,291	-0,056	0,028	3,38
5_PVE-TAP1	-0,892	-0,293	0,008	1,41
Ramal H Tapias 1	-32,29	-15,43	0,311	37,99
Ramal H Tapias 2	-3,29	0	0,028	3,38
5_PVE-TAP2	13,947	5,599	0,129	22,97
Ramal PVerde1	35,476	19,243	0,347	42,33
6_Con-PVE2	-49,424	-24,842	0,475	84,54
5_PVE-TAP1	0,892	0,294	0,008	1,41
Ramal PVerde2	17,937	3,241	0,153	18,73
6_Con-PVE1	-18,83	-3,535	0,161	28,69
Ramal PVerde1	-35,44	-19,13	0,347	42,33
Vega-Cari1	5,941	-0,889	0,052	6,32
Cari-OAM1	-46,941	-19,191	0,437	53,36
Vega-Cari2	17,219	6,279	0,157	19,14
Cari-OAM2	-28,539	-7,929	0,253	30,93
OAM-Pana3-4	141,672	45,952	1,265	38,62
Cari-OAM1	47,175	20,423	0,437	53,33
Cari-OAM2	28,618	8,288	0,253	30,91
OAM - Papelón_1-2	35,131	-66,491	0,639	19,5
OAM-Carri69	33,265	12,072	0,301	36,71
OAM-carrizal2	34,139	9,786	0,302	36,84
Pana-P. de Maria_1-2	-53,97	-13,79	0,484	14,76
Ramal P. Guarenas1	18,984	2,587	0,162	0
Ramal P. Guarenas 69B2	18,992	2,646	0,163	0
Pan-Vega1	5,936	-0,804	0,052	6,3
Vega-Cari1	-5,936	0,804	0,052	6,3
Pan-Vega2	17,178	6,158	0,157	19,18
Vega-Cari2	-17,178	-6,158	0,157	19,18
OAM-Pana3-4	-140,823	-41,497	1,265	38,62
Pan-Vega1	-5,935	0,787	0,052	6,3
Pan-Vega2	-17,169	-6,132	0,157	19,19
Pana-P. de Maria_1-2	54,138	14,733	0,484	14,76
OAM - Papelón_1-2	-34,81	67,959	0,639	19,5
1_Surest-Pap2	32,39	17,015	0,306	54,47
1_Surest_PAP1	12,381	2,918	0,106	18,94
Pedreira-Boulevard L1	23,603	11,163	0,218	19,77
Pedreira- Boulevard L2	23,603	11,163	0,218	19,77
Pedreira - Trinidad 69 2	10,671	3,444	0,094	12,94

Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Pedrerera-Trinidad_1	10,671	3,444	0,094	12,94
Pana-Carri69	-28,426	-10,469	0,26	31,73
PAAna-carri2	-30,654	-8,181	0,272	33,24
Cota-Sta. Rosa 1	-31,901	-10,094	0,291	40,2
Cota- Sta. rosa 4	-30,713	-9,718	0,281	38,7
Cota- Sta. rosa 3	-29,459	-9,321	0,269	37,12
Cota-Sta. rosa 2	-32,257	-10,207	0,295	40,65
Tarzilandia-BoyacaL1	-34,129	-9,206	0,298	36,4
Convento-Tarzi_1	-28,596	-9,738	0,255	23,06
Tarzilandia-Boyacá L2	-34,169	-8,778	0,298	36,33
Convento-Tarzi_2	-28,657	-9,698	0,255	23,09
Pedrerera - Trinidad 69 2	-10,67	-3,44	0,094	12,94
Pedrerera-Trinidad_1	-10,67	-3,44	0,094	12,94

ANEXO 3

Tabla A3. Características de transmisión caso límite estabilidad de tensión.

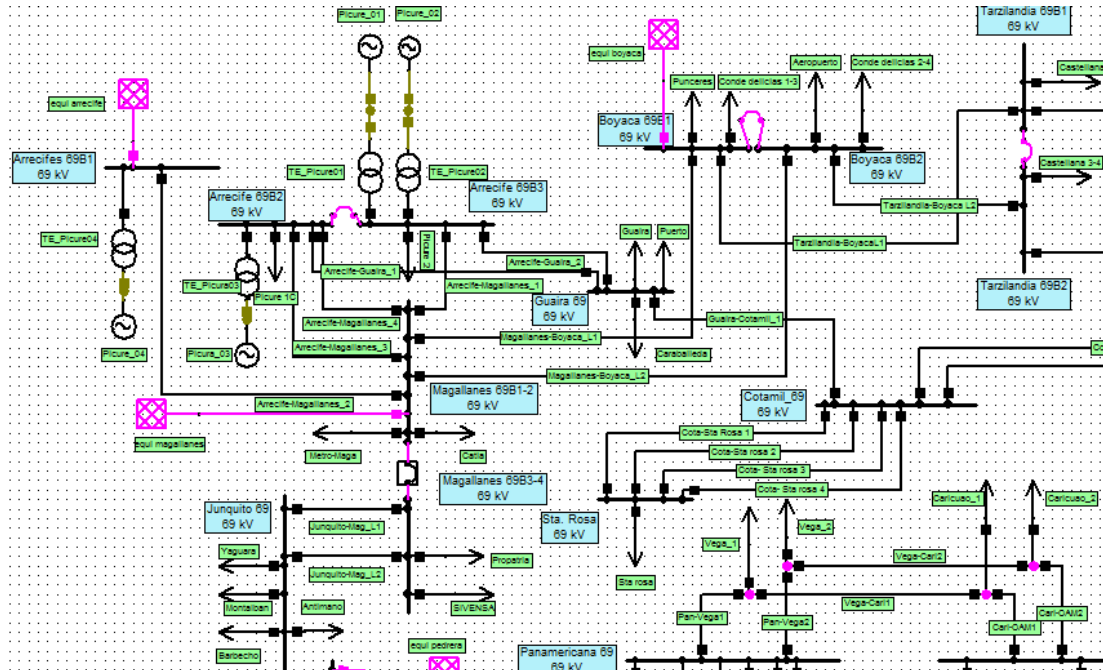
Nombre	P (MW)	Q (MVar)	I (kA)	Carga (%)
Ramal Lagunita 1	11,012	3,312	0,106	12,88
Arrecife-Magallanes_4	-82,2	-54,729	0,955	170,01
Arrecife-Magallanes_3	-82,2	-54,729	0,955	170,01
Arrecife-Guaira_1	106,53	74,591	1,258	354,43
Arrecife-Magallanes_1	-71,864	-47,883	0,836	148,67
Arrecife-Guaira_2	107,028	74,924	1,264	356,09
Arrecife-Magallanes_2	0	0	0	0
L1666	90,675	40,435	0,875	87,71
Ramal P. Guarenas 69B2	-37,898	-16,101	0,363	0
L1695	65,384	29,745	0,634	63,57
Eleggua-Casarapa-Scruz L2	25,241	10,39	0,241	36,69
Ramal Casarapa 2	14,543	6,048	0,14	21,28
L1805	10,634	4,15	0,101	15,42
Ramal Cauca_2	1,47	0,453	0,013	1,6
3_Lag-caicag1	18,127	1,884	0,155	27,63
Boulevard-Bambues 69L1	23,368	10,542	0,216	44,12
Boulevard-Bambues 69L2	23,368	10,542	0,216	44,12
Pana-Carri69	80,361	33,314	0,798	97,48
PAAna-carri2	86,614	25,195	0,828	101,07

Convento-Tarzi_1	80,502	32,39	0,726	65,71
Convento-Chacao_1	48,977	18,795	0,439	89,58
Convento-Tarzi_2	80,68	32,273	0,727	65,8
Convento-Cotamil_L1	263,832	204,287	2,792	397,72
Convento=Chacao_3	48,964	14,572	0,428	87,33
Convento-Chacao_2	48,964	14,572	0,428	87,33
Covento-Cotamil l2	263,821	202,856	2,788	397,09
Convento-Curupao_1	0,29	-0,915	0,008	0,81
Cota-Sta. Rosa 1	89,266	28,72	0,976	134,59
Cota- Sta. rosa 4	85,942	27,651	0,939	129,58
Cota- Sta. rosa 3	82,434	26,522	0,901	124,29
Cota-Sta. rosa 2	90,263	29,041	0,987	136,1
Curupao-Eleggua L1	54,628	30,068	0,522	52,28
Curupao-Eleggua L2	53,645	29,537	0,512	51,34
Guaira-Cotamil_1	-104,832	-57,732	1,864	525,07
Junquito-Mag_L2	-0,081	0,387	0,003	0,24
Magallanes-Boyaca_L1	0	0	0	0
Magallanes-Boyaca_L2	-0,092	0,543	0,005	0,42
Junquito-Mag_L1	0,081	-0,387	0,003	0,24
L1661	53,727	24,673	0,522	52,28
Ramal P. Guarenas1	0	0	0	0
L1690	29,868	14,674	0,294	29,46
Eleggua-Casarapa-Scruz L1	23,842	9,892	0,228	34,71
Ramal Casarapa 1	14,499	6,022	0,139	21,21
L1800	9,286	3,699	0,089	13,5
2_Caicag-surest2	68,735	37,982	0,707	125,83
1_Surest-Pap2	-90,965	-48,122	0,927	164,89
Ramal Sureste1	22,23	10,141	0,22	26,86
2_Caicag-surest1	19,617	2,395	0,168	29,92
Ramal sureste 2	14,891	5,732	0,136	16,58
Ramal Caicag_1	4,541	1,744	0,044	5,4
3_LAG-CAICAG2	63,84	35,194	0,663	118,02
Ramal lagunita 2	11,404	2,796	0,1	12,23
4_Lag_Tap2	-52,263	-30,212	0,56	99,71
Ramal H Tapias 1	91,661	47,49	0,958	117
4_Lag_Tap1	-6,705	0,966	0,058	10,28
Ramal H Tapias 2	9,196	-0,028	0,078	9,58
5_PVE-TAP1	-2,49	-0,938	0,023	4,04
5_PVE-TAP2	39,639	17,988	0,399	71,06

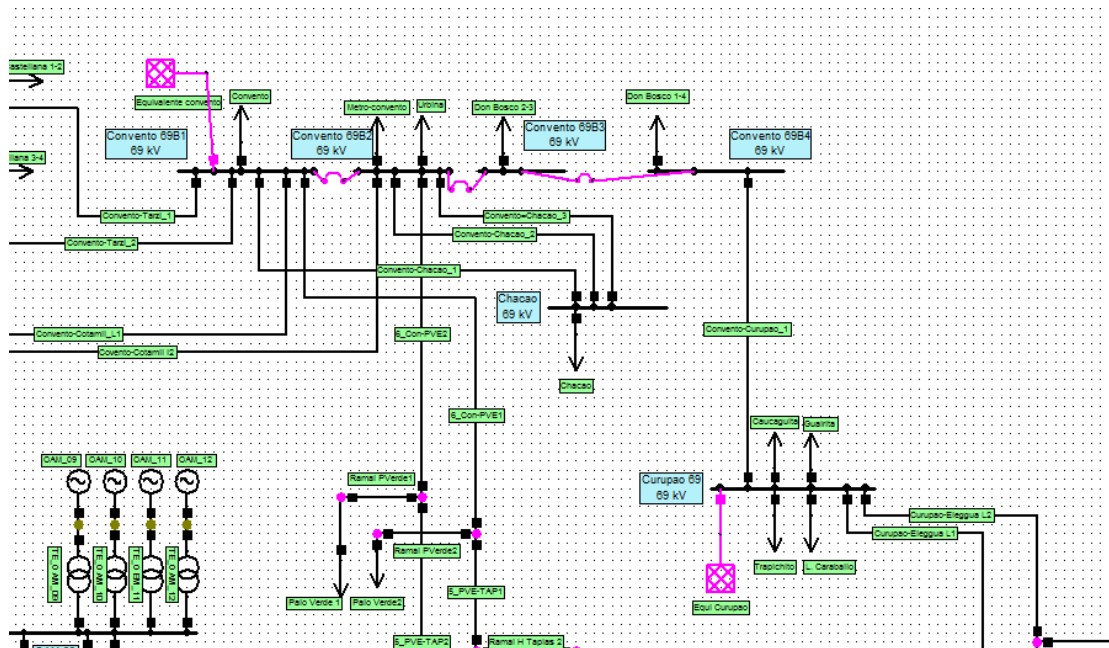
Ramal PVerde1	99,347	54,526	1,04	126,94
6_Con-PVE2	-138,985	-72,514	1,438	255,9
Ramal PVerde2	50,118	9,212	0,435	53,05
6_Con-PVE1	-52,609	-10,152	0,457	81,29
Cari-OAM1	-131,156	-55,305	1,363	166,37
Cari-OAM2	-80,565	-25,49	0,787	96,05
OAM - Papelón_1-2	-490,669	-120,791	4,582	139,85
OAM-Carri69	94,031	38,455	0,921	112,46
OAM-carrizal2	96,54	30,213	0,917	111,98
Vega-Cari1	-16,627	0,904	0,16	19,51
Pan-Vega2	48,454	18,64	0,496	60,54
Vega-Cari2	-48,454	-18,64	0,496	60,54
OAM-Pana3-4	-394,313	-120,41	3,958	120,83
Pan-Vega1	-16,616	0,936	0,16	19,51
Pana-P. de Maria_1-2	152,773	48,031	1,538	46,93
1_Surest_PAP1	34,864	9,178	0,302	53,68
Pedreira-Boulevard L1	66,021	31,844	0,613	55,5
Pedreira- Boulevard L2	66,021	31,844	0,613	55,5
Pedreira - Trinidad 69 2	29,795	9,634	0,262	36,14
Pedreira-Trinidad_1	29,795	9,634	0,262	36,14
Tarzilandia-BoyacaL1	-95,282	-24,952	0,845	103,2
Tarzilandia-Boyacá L2	-95,322	-23,777	0,843	102,92

Anexo 4

Esquina Superior Izquierda



Esquina Superior Derecha



[illegible]

El diagrama ilustra la configuración de la red de distribución eléctrica de 69 kV en la zona de San Antonio. La red comienza con la subestancia de San Antonio 09 (69 kV), que se conecta a una serie de ramales y subestancias secundarias. Las ramales principales incluyen Ramal P Verde 1 y 2, Ramal H Tapas 1 y 2, Ramal L. Ag. Tapas 1 y 2, Ramal L. Ag. Cacaos 1 y 2, Ramal L. Ag. Cacaos 3 y 4, Ramal L. Ag. Cacaos 5 y 6, Ramal L. Ag. Cacaos 7 y 8, Ramal L. Ag. Cacaos 9 y 10, Ramal L. Ag. Cacaos 11 y 12, Ramal L. Ag. Cacaos 13 y 14, Ramal L. Ag. Cacaos 15 y 16, Ramal L. Ag. Cacaos 17 y 18, Ramal L. Ag. Cacaos 19 y 20, Ramal L. Ag. Cacaos 21 y 22, Ramal L. Ag. Cacaos 23 y 24, Ramal L. Ag. Cacaos 25 y 26, Ramal L. Ag. Cacaos 27 y 28, Ramal L. Ag. Cacaos 29 y 30, Ramal L. Ag. Cacaos 31 y 32, Ramal L. Ag. Cacaos 33 y 34, Ramal L. Ag. Cacaos 35 y 36, Ramal L. Ag. Cacaos 37 y 38, Ramal L. Ag. Cacaos 39 y 40, Ramal L. Ag. Cacaos 41 y 42, Ramal L. Ag. Cacaos 43 y 44, Ramal L. Ag. Cacaos 45 y 46, Ramal L. Ag. Cacaos 47 y 48, Ramal L. Ag. Cacaos 49 y 50, Ramal L. Ag. Cacaos 51 y 52, Ramal L. Ag. Cacaos 53 y 54, Ramal L. Ag. Cacaos 55 y 56, Ramal L. Ag. Cacaos 57 y 58, Ramal L. Ag. Cacaos 59 y 60, Ramal L. Ag. Cacaos 61 y 62, Ramal L. Ag. Cacaos 63 y 64, Ramal L. Ag. Cacaos 65 y 66, Ramal L. Ag. Cacaos 67 y 68, Ramal L. Ag. Cacaos 69 y 70, Ramal L. Ag. Cacaos 71 y 72, Ramal L. Ag. Cacaos 73 y 74, Ramal L. Ag. Cacaos 75 y 76, Ramal L. Ag. Cacaos 77 y 78, Ramal L. Ag. Cacaos 79 y 80, Ramal L. Ag. Cacaos 81 y 82, Ramal L. Ag. Cacaos 83 y 84, Ramal L. Ag. Cacaos 85 y 86, Ramal L. Ag. Cacaos 87 y 88, Ramal L. Ag. Cacaos 89 y 90, Ramal L. Ag. Cacaos 91 y 92, Ramal L. Ag. Cacaos 93 y 94, Ramal L. Ag. Cacaos 95 y 96, Ramal L. Ag. Cacaos 97 y 98, Ramal L. Ag. Cacaos 99 y 100. Las subestancias secundarias incluyen Sta Cruz B1 (69 kV), Sta Cruz B2 (69 kV), Sta Cruz C1 (69 kV), Sta Cruz C2 (69 kV), Sta Cruz D1 (69 kV), Sta Cruz D2 (69 kV), Sta Cruz E1 (69 kV), Sta Cruz E2 (69 kV), Sta Cruz F1 (69 kV), Sta Cruz F2 (69 kV), Sta Cruz G1 (69 kV), Sta Cruz G2 (69 kV), Sta Cruz H1 (69 kV), Sta Cruz H2 (69 kV), Sta Cruz I1 (69 kV), Sta Cruz I2 (69 kV), Sta Cruz J1 (69 kV), Sta Cruz J2 (69 kV), Sta Cruz K1 (69 kV), Sta Cruz K2 (69 kV), Sta Cruz L1 (69 kV), Sta Cruz L2 (69 kV), Sta Cruz M1 (69 kV), Sta Cruz M2 (69 kV), Sta Cruz N1 (69 kV), Sta Cruz N2 (69 kV), Sta Cruz O1 (69 kV), Sta Cruz O2 (69 kV), Sta Cruz P1 (69 kV), Sta Cruz P2 (69 kV), Sta Cruz Q1 (69 kV), Sta Cruz Q2 (69 kV), Sta Cruz R1 (69 kV), Sta Cruz R2 (69 kV), Sta Cruz S1 (69 kV), Sta Cruz S2 (69 kV), Sta Cruz T1 (69 kV), Sta Cruz T2 (69 kV), Sta Cruz U1 (69 kV), Sta Cruz U2 (69 kV), Sta Cruz V1 (69 kV), Sta Cruz V2 (69 kV), Sta Cruz W1 (69 kV), Sta Cruz W2 (69 kV), Sta Cruz X1 (69 kV), Sta Cruz X2 (69 kV), Sta Cruz Y1 (69 kV), Sta Cruz Y2 (69 kV), Sta Cruz Z1 (69 kV), Sta Cruz Z2 (69 kV). Los transformadores de distribución incluyen Transformador 1, Transformador 2, Transformador 3, Transformador 4, Transformador 5, Transformador 6, Transformador 7, Transformador 8, Transformador 9, Transformador 10, Transformador 11, Transformador 12, Transformador 13, Transformador 14, Transformador 15, Transformador 16, Transformador 17, Transformador 18, Transformador 19, Transformador 20, Transformador 21, Transformador 22, Transformador 23, Transformador 24, Transformador 25, Transformador 26, Transformador 27, Transformador 28, Transformador 29, Transformador 30, Transformador 31, Transformador 32, Transformador 33, Transformador 34, Transformador 35, Transformador 36, Transformador 37, Transformador 38, Transformador 39, Transformador 40, Transformador 41, Transformador 42, Transformador 43, Transformador 44, Transformador 45, Transformador 46, Transformador 47, Transformador 48, Transformador 49, Transformador 50, Transformador 51, Transformador 52, Transformador 53, Transformador 54, Transformador 55, Transformador 56, Transformador 57, Transformador 58, Transformador 59, Transformador 60, Transformador 61, Transformador 62, Transformador 63, Transformador 64, Transformador 65, Transformador 66, Transformador 67, Transformador 68, Transformador 69, Transformador 70, Transformador 71, Transformador 72, Transformador 73, Transformador 74, Transformador 75, Transformador 76, Transformador 77, Transformador 78, Transformador 79, Transformador 80, Transformador 81, Transformador 82, Transformador 83, Transformador 84, Transformador 85, Transformador 86, Transformador 87, Transformador 88, Transformador 89, Transformador 90, Transformador 91, Transformador 92, Transformador 93, Transformador 94, Transformador 95, Transformador 96, Transformador 97, Transformador 98, Transformador 99, Transformador 100. Los circuitos de transmisión incluyen Circuito 1, Circuito 2, Circuito 3, Circuito 4, Circuito 5, Circuito 6, Circuito 7, Circuito 8, Circuito 9, Circuito 10, Circuito 11, Circuito 12, Circuito 13, Circuito 14, Circuito 15, Circuito 16, Circuito 17, Circuito 18, Circuito 19, Circuito 20, Circuito 21, Circuito 22, Circuito 23, Circuito 24, Circuito 25, Circuito 26, Circuito 27, Circuito 28, Circuito 29, Circuito 30, Circuito 31, Circuito 32, Circuito 33, Circuito 34, Circuito 35, Circuito 36, Circuito 37, Circuito 38, Circuito 39, Circuito 40, Circuito 41, Circuito 42, Circuito 43, Circuito 44, Circuito 45, Circuito 46, Circuito 47, Circuito 48, Circuito 49, Circuito 50, Circuito 51, Circuito 52, Circuito 53, Circuito 54, Circuito 55, Circuito 56, Circuito 57, Circuito 58, Circuito 59, Circuito 60, Circuito 61, Circuito 62, Circuito 63, Circuito 64, Circuito 65, Circuito 66, Circuito 67, Circuito 68, Circuito 69, Circuito 70, Circuito 71, Circuito 72, Circuito 73, Circuito 74, Circuito 75, Circuito 76, Circuito 77, Circuito 78, Circuito 79, Circuito 80, Circuito 81, Circuito 82, Circuito 83, Circuito 84, Circuito 85, Circuito 86, Circuito 87, Circuito 88, Circuito 89, Circuito 90, Circuito 91, Circuito 92, Circuito 93, Circuito 94, Circuito 95, Circuito 96, Circuito 97, Circuito 98, Circuito 99, Circuito 100.

Anexo 5

Criterio	Tensión (%)
Variación de tensión permitida en condiciones normales	± 5 .
Variación de tensión permitida en condiciones de emergencia	± 8