

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ANÁLISIS DE REQUERIMIENTO DE POTENCIA REACTIVA Y CONTROL  
DE TENSIÓN FRENTE A CONTIGENCIAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA.**

**AUTOR:  
MARIO SANTIAGO TIPÁN MACHASILLA**

**DIRECTOR:  
DIEGO ANÍBAL ARIAS CAZCO**

**Quito, febrero de 2015**

**DECLARATORIA DE AUTORÍA:**

Yo, Mario Santiago Tipán Machasilla autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 27 de febrero de 2015

---

**Mario Santiago Tipán Machasilla**

**CC: 1719767152**

**AUTOR**

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos de esta tesis, que mide las contingencias del Sistema Nacional Interconectado. “Análisis de Requerimiento de Potencia Reactiva y Control de Tensión frente a Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia”, realizada por el Sr. Mario Santiago Tipán Machasilla, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, Febrero del 2015

---

**Msc. Diego Aníbal Arias Cazco**

**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA**

*Mario Santiago Tipán Machasilla*

*Esta investigación está dedicada a mi madre que me entrego todo su esfuerzo, su vida, solo para enseñarme a vivir la mía.*

*A mi esposa, a Daniel y Victoria, mis hijos, que son mi motivo de vivir y luchar.*

*A mis abuelos, Angélica y Leonel, que también son mis padres.*

*A mis tíos, Marco, Amparito, Angela, Geovanna y Miguel, por estar siempre pendientes de mis avances personales y animarme a seguir.*

*A la vida que me ha dado tantos motivos de creer que si se puede y que aun en contra de todas las adversidades nos da una oportunidad cada día.*

## **AGRADECIMIENTO**

*Mario Santiago Tipán Machasilla*

*Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por su labor de educarme como Salesiano, por todo el esfuerzo de cada uno de sus integrantes, especialmente al Msc. Diego Aníbal Arias Cazco, quien con su conocimiento tiempo y dedicación dirigió este trabajo de investigación, a mis compañeros, quienes colaboramos conjuntamente en este gran reto...*

## ÍNDICE GENERAL

<b>DECLARATORIA DE AUTORÍA:</b> .....	<b>II</b>
<b>CERTIFICA:</b> .....	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>VI</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>VIII</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS</b> .....	<b>X</b>
<b>UNIDADES</b> .....	<b>X</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>XI</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>XII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>XIII</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 Sistema Eléctrico del Ecuador</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2 Desarrollo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano</b> .....	<b>3</b>
1.2.1 Sistema Eléctrico Ecuatoriano en la Actualidad.....	4
<b>1.3 Perspectiva del Sistema Eléctrico Ecuatoriano</b> .....	<b>5</b>
1.3.1 Proyectos Nacionales para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	5
<b>1.4 Métodos de Análisis para Control de Tensión</b> .....	<b>11</b>
1.4.1 Estabilidad de Tensión.....	12
1.4.2 Análisis de la Estabilidad de Tensión.....	12
1.4.3 Proximidad a la Inestabilidad de Tensión.....	12
1.4.4 Clasificación del Análisis de Estabilidad.....	13
1.4.5 Mecanismo de Inestabilidad de Tensión.....	14
1.4.6 Control de Tensión por Generación.....	15
1.4.7 Compensadores de Reactivos Estáticos y Dinámicos.....	15
1.4.8 Compensadores Estáticos.....	16
1.4.9 Compensadores de Reactivos Dinámicos.....	17
<b>1.5 Métodos de Análisis de Requerimiento de Potencia Reactiva</b> .....	<b>20</b>
1.5.1 Curvas P-V.....	20
1.5.2 Curvas Q-V.....	25
1.5.3 Optimización de Reactivos.....	29
1.5.4 Sensibilidad $dv/dQ$ .....	30
1.5.5 Normativa Ecuatoriana.....	31
<b>2 CAPITULO II</b> .....	<b>33</b>

2.1	Metodología Propuesta.....	33
2.2	Exigencias Operativas.....	34
2.3	Definición de Escenarios Críticos.....	36
2.4	Definición de Zonas de Análisis en el Sistema Nacional Interconectado.....	37
3	CAPITULO III.....	39
3.1	Simulación y Caso de Estudio.....	39
3.2	Simulación en Zona Norte.....	39
3.2.1	Barras en la Zona Norte.....	39
3.2.2	Despacho de Potencia en Unidades Generadoras.....	40
3.2.3	Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Norte.....	41
3.3	Simulación de la Zona Sur.....	44
3.3.1	Barras en la Zona Sur.....	44
3.3.2	Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Sur.....	45
3.3.3	Sensibilidades $dv/dQ$ - Zona Sur.....	46
3.4	Simulación de la Zona Noroccidental.....	49
3.4.1	Barras en la Zona Noroccidental.....	49
3.4.2	Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Noroccidentales.....	50
3.4.3	Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Noroccidental.....	50
3.5	Simulación de la Suroccidental.....	53
3.5.1	Barras en la Zona Suroccidental.....	53
3.5.2	Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Suroccidental.....	54
3.5.3	Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Suroccidental.....	54
4	CAPITULO IV.....	58
4.1	Identificación de la barra más débil.....	58
4.1.1	Sensibilidad de las Áreas de Análisis.....	58
4.1.2	Sensibilidad de Tres Áreas de Análisis.....	59
4.1.3	Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.....	60
	CONCLUSIONES.....	61
	RECOMENDACIONES.....	62
	BIBLIOGRAFIA.....	62

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	4
Figura 2 Transmisión Eléctrica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	5
Figura 3 Análisis de la estabilidad de tensión .....	13
Figura 4 Diagrama simplificado de un AVC.....	18
Figura 5 Rangos de Operación de un Sistema AVC de 4 estados .....	19
Figura 6 Curva Típica de P-V.....	21
Figura 7 Circuito representativo de un Sistema Radial .....	21
Figura 8 Triangulo de Potencias.....	22
Figura 9 Características Generales de una Curva P-V.....	24
Figura 10 Conexión de un Dispositivo de Compensación .....	26
Figura 11 Tensión en función de la Potencia Activa y Reactiva de la Carga.....	27
Figura 12 Curva Típica Q-V .....	29
Figura 13 Sensibilidad $dv/dQ$ .....	30
Figura 14 Diagrama de flujo de la metodología propuesta.....	34
Figura 15 Sistema Nacional Interconectado .....	37
Figura 16: Áreas del S.E.P. Ecuatoriano. ....	38
Figura 17 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr] en condiciones normales .....	41
Figura 18 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Norte .....	42
Figura 19 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Norte .....	43
Figura 20 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Norte .....	44
Figura 21 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr] en condiciones normales Sur.....	46
Figura 22 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Sur .....	47
Figura 23 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Sur .....	48
Figura 24 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Sur.....	49
Figura 25 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr] en condiciones normales Noroccidental.....	51
Figura 26 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Noroccidental .....	51
Figura 27 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Noroccidental .....	52
Figura 28 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Noroccidental.....	53
Figura 29 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr] en condiciones normales Noroccidental.....	55
Figura 30 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Noroccidental .....	56
Figura 31 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Suroccidental.....	56
Figura 32 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Suroccidental .....	57
Figura 33 Sensibilidad $dv/dQ$ [%/MVAr] de las Áreas de Análisis. ....	58
Figura 34 Sensibilidad $dv/dQ$ [%/MVAr] Frente a las Tres Contingencias. ....	59

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Márgenes de Operación de Voltaje .....	36
Tabla 2 Márgenes de Operación de Voltajes menores .....	36
Tabla 3 Despacho de Potencia Activa y Reactiva de Generación para la Zona Norte .....	40
Tabla 4 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] en condiciones normales Zona Norte .....	41
Tabla 5 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Norte.....	42
Tabla 6 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Norte .....	42
Tabla 7 Sensibilidad dv/dQ Pascuales-Molino Zona Norte.....	43
Tabla 8 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Sur .....	45
Tabla 9 Sensibilidad dv/dQ en condiciones normales Zona Sur .....	46
Tabla 10 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Sur .....	47
Tabla 11 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Sur .....	47
Tabla 12 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Sur .....	48
Tabla 13 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Noroccidental .....	50
Tabla 14 Sensibilidad dv/dQ en Condiciones Normales Zona Noroccidente.....	50
Tabla 15 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Noroccidente .....	51
Tabla 16 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Noroccidental .....	52
Tabla 17 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Noroccidental .....	52
Tabla 18 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Suroccidental.....	54
Tabla 19 Sensibilidad dv/dQ en condiciones normales Zona Suroccidente .....	54
Tabla 20 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Noroccidente .....	55
Tabla 21 Desconexión Pascuales – Quevedo .....	56
Tabla 22 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Suroccidental.....	57
Tabla 23 Distribucion de la Potencia Reactiva para las Escenarios de Contingencia. ....	60

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

S.N.I.	Sistema Nacional Interconectado
S.N.T.	Sistema Nacional de Transmisión
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CONELEC	Consejo Nacional de Electrificación Corriente Continua
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SCR'S.	Rectificador Controlado de Silicio
AVC	Compensador Adoptante de VAR
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía

## **UNIDADES**

[W]	Vatios
[kW]	Kilo Vatio
[MW]	Mega Vatio
[VA]	Volta amperio
[MVA <sub>r</sub> ]	Mega Volta Amperio Reactivo
[p.u.]	Por Unidad

# Resumen

## “Análisis de Requerimiento de Potencia Reactiva y Control de Tensión frente a Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia”

Mario Santiago Tipán Machasilla

mariotipan@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

*Resumen*—El presente proyecto de tesis analiza de forma general la disponibilidad de abastecimiento de potencia y la capacidad de transferencia de potencia del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano dividido en cuatro zonas para los fines de estudio; zona norte, zona sur, noroccidente y sur occidente. A partir de ello, se establecen los escenarios más desfavorables y factibles de operar en estado normal. Para ello, se realiza un modelamiento del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con el software Digsilent Power Factory 14.1. En la simulación intervienen las unidades generadoras y las barras de tensión como variables para obtener las sensibilidades  $dv/dQ$  del S.N.I. Ecuatoriano. Las sensibilidades son analizadas por zonas y en forma general para establecer las barras más débiles y poder aplicar postcontingencias.

*Índice de Términos*— Potencia Reactiva, Transferencia de Potencia, Unidades Generadoras, Barras de Tensión, Sensibilidades  $dv/dQ$ .

# Abstract

## “Assessment of Reactive Power Requirement and Control of Voltage against contingencies in Power Systems”

Mario Santiago Tipan Machasilla

mariotipan@gmail.com

Salesian Polytechnic University

*Abstract*— This research makes an general assessment of the availability of potency supply and capacity of power transfer of Ecuadorian National Interconnected System, which has been divided in four zones in order of analysis; north, south, northwest and southwest zones. Therefrom, the most unfavorable and factible scenes for management in normal stages have been stablished. For these actions, it was developed a modeling of Ecuadorian National Interconnected System with software Digsilent Power Factory14.1. In the simulation, generating units and tension rods are considered as variables for obtain the  $dv / dQ$  sensitivities for SNI Ecuadorian. The sensitivities are analyzed by areas and in general form to establish the weakest bars and to apply post contingencies

*Terms Index*— Reactive Power, Power Transfer, Generating Units, Tension Rods,  $dv/dQ$ , Sensitivities.

# INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia operan constantemente bajo condiciones de alto estrés, cubriendo una demanda cada vez mayor, con un sistema de transmisión que se ajusta a medida que aumenta la demanda. Este hecho, ha estimulado a los centros de control de energía a requerir nuevos métodos de análisis para disponer de un sistema con márgenes adecuados y enfrentar situaciones emergentes.

A más de los métodos de análisis utilizados actualmente por los centros de control de energía, es importante definir cuáles son los escenarios más desfavorables que podrían llevar al sistema a un colapso de tensión provocando un blackout o pérdida total del suministro eléctrico.

La principal causa de inestabilidad de tensión en los sistemas de potencia es la falta de potencia reactiva; a más de ello, el colapso de voltaje usualmente ocurre en sistemas altamente cargados que no tienen suficientes reservas de potencia reactiva local y por ende no son hábiles para mantener los perfiles de voltaje dentro de los límites de operación. En adición, la situación se torna aún más crítica cuando se superan los límites de excitación en las unidades de generación, debido a la pérdida de la capacidad para controlar la tensión en bornes de las máquinas.

La experiencia de los países que han cruzado colapsos de tensión demuestra grandes pérdidas económicas. La reparación de un Sistema Eléctrico de Potencia demanda de altas cantidades de tiempo y dinero y depende del nivel de preparación del centro de control para su rehabilitación.

En el mundo se han desarrollado diferentes herramientas computacionales que buscan ayudar a simular y analizar la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia, bajo condiciones de una operación normal y emergencia, permitiendo observar los posibles riesgos en la operación para luego definir estrategias para evitarlos y/o mitigarlos.

En Ecuador, las empresas eléctricas requieren nuevas metodologías de análisis aplicables al Sistema Nacional Interconectado con el fin de localizar áreas susceptibles a una inestabilidad de tensión. Por esta razón, el presente trabajo propone realizar un modelamiento del sistema nacional interconectado con el software Digsilent Power Factory 14.1 para análisis de requerimiento de potencia reactiva y control de

tensión, en un estudio por zonas de control, con el objetivo de definir contingencias y escenarios críticos en el sistema.

# CAPITULO I

## *1.1 Sistema Eléctrico del Ecuador.*

La energía eléctrica se ha convertido en los últimos 60 años en la energía más utilizada por su confiabilidad, por ser transportable, segura y por su costo. Para generar este tipo de energía se utilizan diferentes fuentes energéticas clasificadas en renovables y no renovables, cada una de estas tiene sus ventajas y desventajas. El mundo tiende al uso de las fuentes de energía renovables para producir lo que se denomina energía limpia; por ello, el estado ecuatoriano está invirtiendo recursos para poder obtener una matriz energética basada en fuentes energéticas renovables.

El desarrollo del sector energético es estratégico en el Ecuador y en los últimos años ha experimentado un fuerte desarrollo que busca garantizar el abastecimiento energético a partir de una apuesta por la generación hidroeléctrica que permita reducir de manera progresiva la generación termoeléctrica y un fortalecimiento de la red de transmisión y sub transmisión, adaptándolo a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. Esto debe complementarse con la inserción paulatina del país en el manejo de otros recursos renovables: energía solar, eólica, geotérmica, de biomasa, mareomotriz, estableciendo la generación de energía eléctrica de fuentes renovables como las principales alternativas sostenibles en el largo plazo.

El catalizador y eje fundamental del desarrollo de un país es la energía eléctrica y principal contribuyente al mejoramiento de la calidad de vida de las personas. La demanda nacional de energía es de 2800 MW que provienen de centrales hidroeléctricas, térmicas y de la compra a Colombia. Actualmente, la capacidad instalada en el país, es de 3770 MW y la mayor central de generación de Ecuador es la planta de Paute, con 1926 MW de potencia. Casi la mitad de la generación de energía eléctrica es de origen hidráulico, pero a pesar de la alta participación de energías renovables en la producción eléctrica ecuatoriana, hasta el momento la producción de energía eléctrica a base de combustibles fósiles supera a la producción de energías limpias y tan sólo se está aprovechando el 12 % del potencial hidroeléctrico del país.

A pesar de ser Ecuador un país productor y exportador de energía, no es

autosuficiente. La demanda de energía eléctrica nacional ha seguido un crecimiento anual promedio de 6.5%, mientras que la oferta de energía únicamente se ha incrementado en un 5%. Frente a este hecho, Ecuador prevé duplicar su generación de electricidad en 2016, cuando estén en pleno funcionamiento ocho nuevos proyectos hidroeléctricos que aumentarán a 6779 MW de potencia la capacidad instalada en el país.

Los principales proyectos en ejecución son Coca Codo Sinclair (con una capacidad de 1500 MW, Toachi-Pilatón con 254 MW y Sopladora con 487 MW.

## ***1.2 Desarrollo del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.***

El sector eléctrico ha sufrido cambios significativos, marcados por tres fuertes transformaciones, un primer momento se da con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL en el año de 1961, con el objetivo de planificar, ejecutar, operar, regular y controlar la actividad del sector eléctrico, como también la aprobación de tarifas, constituyéndose también en el accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas dedicadas a la distribución de energía eléctrica dentro del país[1].

El segundo momento inicia en el año de 1996 cuando se elabora el Primer Plan Nacional de Electrificación y se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, con el objetivo de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. Mediante esta ley se crea el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como un ente Público con autoridad de delegar a otros sectores la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Cabe resaltar que este modelo se desarrolló con la tendencia a privatizar la generación y distribución de energía. La aplicación de este modelo y otros factores tanto internos como externos al sector eléctrico han influido en el rendimiento de las empresas, dando como resultado altas pérdidas y una baja eficiencia en el cumplimiento de objetivos[1].

El tercer momento se inicia en el año 2007, rescatando el papel del estado como responsable del manejo y gestión de las áreas estratégicas, promulgándose el Mandato Constituyente No. 15, conocido como Mandato Eléctrico en el que se dicta el camino a seguir para la reunificación de todo el sector; además dispone que la inversión necesaria para el rescate y mantenimiento del sector se hará mediante el presupuesto general del Estado, creándose así el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ente rector del sector eléctrico ecuatoriano y de la energía renovable. Esta entidad es la responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos. De esta manera, a lo largo de los años, mediante la definición de políticas sectoriales, se ha garantizado que la provisión de electricidad responda a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad [1].

## 1.2.1 Sistema Eléctrico Ecuatoriano en la Actualidad.

El Sistema Eléctrico se ha desarrollado de manera significativa en los últimos años con la incorporación del parque generador y el sistema de transmisión que ha servido para satisfacer la demanda eléctrica en el Ecuador.

En la siguiente figura se muestran los generadores más representativos del S.N.I.:

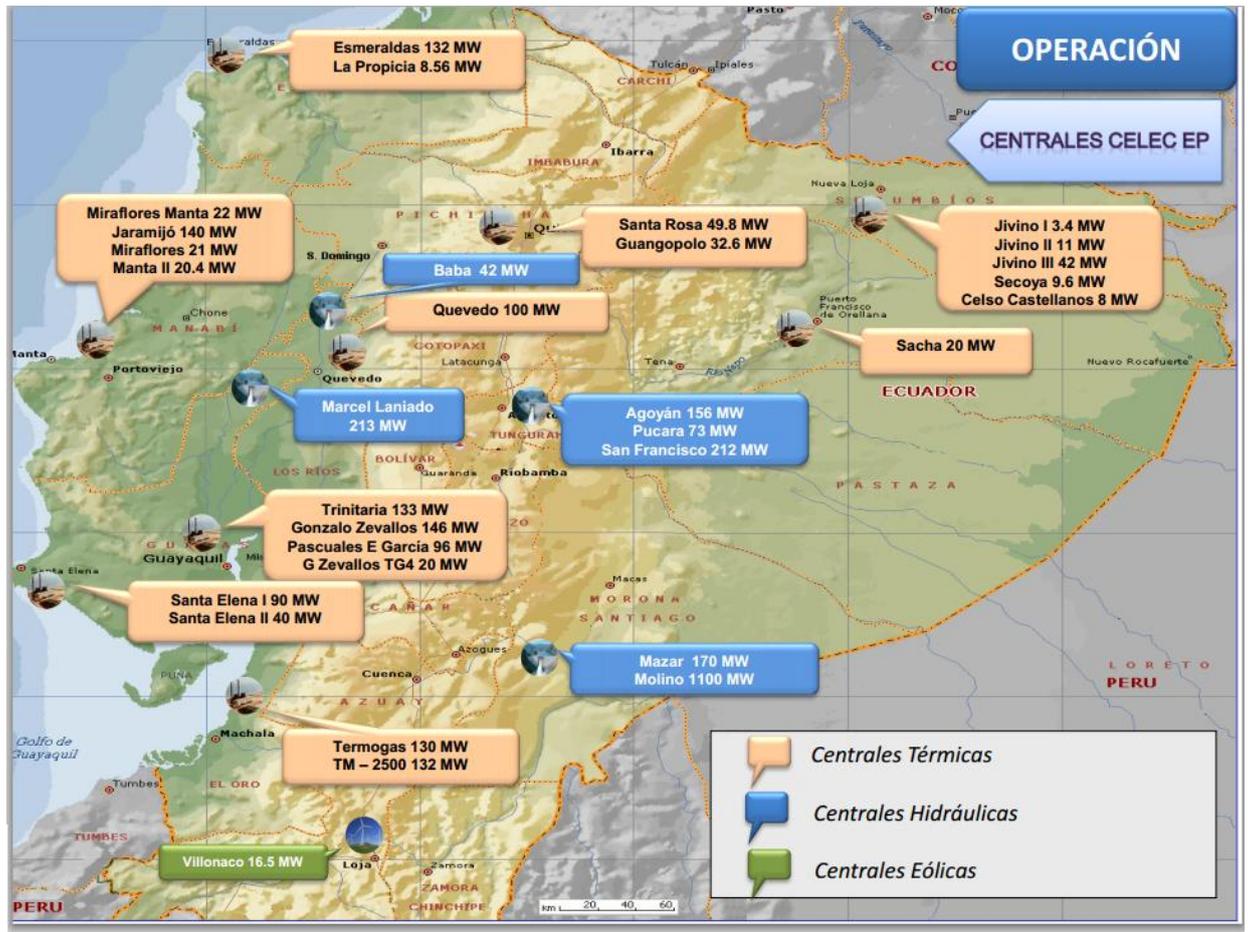


Figura 1 Centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

Fuente CELEC EP[2].

El CELEC EP aporta con el 80% de la generación total del sistema con 0.33% de generación eólica, 41.23% de generación térmica y 58.44% de generación hidráulica[3].

**Para la transmisión:**

Capacidad de Transformación [MVA]	8,533
Líneas de Transmisión a 138 kV, [km de línea]	1,941
Líneas de Transmisión a 230 kV, [km de línea]	2,159

Subestaciones 230/138/69 kV, [Cantidad]	17
Subestaciones 138/69 kV, [Cantidad]	27
Subestaciones Móviles [Cantidad]	3

**El Sistema Nacional de Transmisión dispone de:**

Líneas de Transmisión (km)

NIVEL DE VOLTAJE	DOBLE CIRCUITO	SIMPLE CIRCUITO	TOTAL
230 kV	1.281	855	<b>2.136</b>
138 kV	807	1.122	<b>1.929</b>
<b>Total líneas de transmisión:</b>			<b>4.065 km</b>

<b>Subestaciones:</b>	49 a nivel nacional. (Incluye 3 subestaciones móviles)
<b>Capacidad instalada de Transformación:</b>	9.370 MVA
<b>Red de Telecomunicaciones:</b>	3.567 km de cable con fibra óptica tipos OPGW y ADSS (Con 2 salidas internacionales)
<b>Capacidad Total Instalada: (STM -1/4/16/64):</b>	153,8 Gbps (Tecnología SDH) Red con tecnología DWDM, sistema que soporta 40 lambdas de 10 Gbps. Red con tecnología OTN, sistema que soporta 80 lambdas de 10 Gbps.

**Figura 2 Transmisión Eléctrica del Sistema Eléctrico Ecuatoriano**  
Fuente CELEC, "Proyectos de transimison en ejecucion," p. 2, 2014.

### 1.3 Perspectiva del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

#### 1.3.1 Proyectos Nacionales para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

##### 1.3.1.1 Proyectos de Centrales Hidráulicos.

a) Coca Codo Sinclair.

El proyecto se encuentra ubicado en las provincias de Napo y Sucumbíos. Este proyecto hidroeléctrico de 1500 MW de potencia es el proyecto más ambicioso y emblemático de generación hidroeléctrica del país que

aportará una energía media anual de 8.734 GWh. El costo del proyecto es de USD 2.245 millones y su fecha de entrada en operación es en febrero de 2016. El proyecto presenta un avance de 80.53% a diciembre 2014.

b) Sopladora.

El proyecto Hidroeléctrico Paute-Sopladora se encuentra ubicado en las provincias del Azuay y Morona Santiago. El proyecto tendrá una potencia instalada de 487 MW, con una producción media anual de 2800 GWh, y con una inversión aproximada de USD 755 millones. Al momento el proyecto se encuentra en etapa de construcción, presentando un avance de 77.82 % a diciembre 2014 y se prevé su ingreso para diciembre del año 2015.

c) Minas San Francisco.

Para este proyecto hidroeléctrico ubicado entre las provincias del Oro y Azuay se prevé una potencia instalada de 270 MW, con una energía media anual de 1290 GWh. Se estima que inicie su operación comercial para mediados del año 2016. El costo del proyecto es de USD 556 millones. El proyecto presenta un avance de 51% a diciembre 2014.

d) Toachi Pilatón.

El proyecto se encuentra ubicado en las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi.

El proyecto hidroeléctrico de 254.40 MW de potencia aprovecha el potencial de los Ríos Toachi y Pilatón y aportará una energía media anual de 1120 GWh. El costo del proyecto es de USD. 508 millones y su fecha de entrada en operación iniciarán en diciembre 2015. El proyecto presenta un avance de 59.75% a diciembre 2014.

e) Delsitanisagua.

Es un proyecto hidroeléctrico que captará los caudales de los ríos Delsi y Tanisagua, ubicado a unos 36 km de Yanacocha en la ciudad de Loja. Se prevé una potencia instalada de 180 MW, con una energía media anual de 1411 GWh. El proyecto presenta un avance de 38.14% a diciembre 2014 y se estima que inicie su operación comercial para marzo 2016. El costo del proyecto es de USD 266 millones.

f) Manduriacu.

Este proyecto pertenece a la cuenca del río Guayllabamba, ubicado en la vertiente occidental del país. Se prevé una potencia instalada de 60 MW, con una energía media anual de 356 GWh, presentando su mayor productividad entre los meses de noviembre a febrero, cuando se presenta el estiaje en la zona oriental. El proyecto presenta un avance 96.42% y se estima su ingreso a operación comercial para mediados del año 2015.

g) Quijos.

El proyecto Hidroeléctrico Quijos se ubica aproximadamente a 80 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de la población de Papallacta. El proyecto consiste en captar las aguas de los ríos Papallacta y Quijos, para generar hidroelectricidad con una potencia instalada de 50 MW y una energía media anual de 355 GWh. Se estima que inicie su operación comercial para diciembre del año 2015. El costo del proyecto es de USD 138 millones.

h) Mazar Dudas.

Este proyecto se encuentra ubicado en la provincia de Cañar, cantón Azogues. Se prevé la implementación de 21 MW, compuestos por tres centrales hidroeléctricas, con una inversión aproximada USD 51.2 millones. El proyecto tendrá una producción media anual de 125.3 GWh. El proyecto presenta un avance de 76.83% hasta diciembre 2014 e iniciará operaciones en febrero 2015[2].

### **1.3.1.2 Proyecto de Generación Térmica.**

a) Generación Térmica Etapa 1- 190 MW[4].

Se encuentra en operación desde febrero de 2011. La generación de las centrales Quevedo con 100 MW y Santa Elena 1 con 90 MW.

b) Generación Térmica Etapa 2- 220 MW.

La segunda etapa de implementación de generación térmica, se realizó según el siguiente cronograma:

Central Jivino (40 MW): Febrero de 2012.

Central Santa Elena\_2 (40 MW): Marzo 2012.

Central Jaramijó (140 MW): Mayo 2012.

- c) Generación Térmica Convenio con Cuba 50 MW.

Como parte del convenio con la República de Cuba, se definió la implementación de la Central Térmica Guangopolo 2, de 50 MW con un presupuesto de USD 60.9 millones.

- d) Ciclo Combinado y Tercera Unidad para la Central Gas Machala 170 MW.

Para finales del año 2013, se ejecutó la implementación de la tercera unidad para la central Gas Machala con 70 MW. Adicionalmente, se ha programado la implementación del ciclo combinado de las tres unidades de gas, para aprovechar el calor de los gases de escape e implementar generación a vapor de 100 MW. Con esta implementación, la Central Gas Machala tendrá una potencia instalada de aproximadamente 302 MW. Presupuesto estimado USS 152.4 millones[4].

### **1.3.1.3 Proyectos de Transmisión en Ejecución.**

El Plan de Expansión vigente, considera la necesidad de ejecución de 57 proyectos de transmisión, incluyendo aquellos que se encuentran en etapa de construcción, los mismos que comprenden la implementación de 2.668 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito, la instalación de 7.599 MVA de transformación y la incorporación de 528 MVA de compensación capacitiva[2].

- a) Sistema de Transmisión Las Esclusas-Caraguay 138 kV.

Este sistema permitirá atender el crecimiento de la demanda de la zona centro y sur de la ciudad de Guayaquil, dotando de un nuevo punto de abastecimiento de energía eléctrica desde el S.N.I., lo que permitirá descargar el transformador de la subestación Trinitaria 138/69 kV de 150 MVA de capacidad.

- b) Sistema de Transmisión Milagro-Las Esclusas 230 kV.

Con la finalidad de evacuar hacia el principal centro de carga del país la generación producida por el proyecto hidroeléctrico Mazar y aquella que pueda desarrollarse en la zona de Machala (proyecto Minas San Francisco-La Unión), se ha definido como mejor opción la construcción de una línea de transmisión entre las subestaciones Milagro y Las Esclusas de 230 kV.

c) Sistema de Transmisión Milagro – Machala 230 kV.

Mediante este sistema de transmisión se garantiza el suministro de energía eléctrica a la provincia de El Oro, con una eventual exportación de energía al Perú; obra que se complementará a futuro con una línea de transmisión Milagro - Las Esclusas - Trinitaria. Adicionalmente, el desarrollo de este sistema permitirá la incorporación al S.N.I. de la producción de proyectos de generación hidroeléctrica y/o de gas natural, que podrían implementarse en la zona.

d) Sistema de Transmisión Trinitaria - Salitral, 138 kV.

La puesta en servicio de la línea de transmisión Trinitaria – Salitral, permitirá mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro en la zona de Guayaquil, garantizando la evacuación de la generación térmica ubicada en Salitral[2].

e) Sistema de Transmisión Cuenca – Loja, 138 kV.

Actualmente para mejorar los perfiles de voltaje en la subestación Loja se cuenta con la operación de un banco de capacitores a nivel de 69 kV; este equipamiento constituye una solución parcial, por lo que, para mejorar la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en esta zona, se requiere el montaje del segundo circuito de la línea de transmisión Cuenca – Loja a 138 kV, 135 km.

f) Sistema de Transmisión las Lajas – Nueva Salitral, 230 kV.

La presencia de nueva generación hidroeléctrica en el país como Sopladora, Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón, los proyectos del río Guayllabamba, entre otros, obliga a reducir la operación de la generación térmica existente en la ciudad de Guayaquil, principalmente en las áreas de Pascuales y Salitral, que junto con el crecimiento de su demanda, hace necesario la ampliación de la transformación 230/138 kV en la subestación Pascuales y el incremento de la transformación a nivel de 230 kV en la subestación Salitral, a fin de garantizar el suministro de energía desde S.N.I. a dicha ciudad.

Una de las alternativas de equipamiento que soluciona en forma simultánea estos problemas, es la construcción de una nueva subestación en las cercanías de Salitral, con patios de 230 kV y 69 kV y la instalación

de un transformador de 225 MVA de capacidad[2].

g) Sistema de 500 kV.

El Gobierno Nacional impulsa el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica, como Coca Codo Sinclair de 1.500 MW de capacidad, previsto para el año 2016, y el proyecto hidroeléctrico Sopladora de 487 MW, para el año 2015; la empresa HIDROEQUINOCCIO EP está desarrollando los proyectos en la cuenca del río Guayllabamba, Chontal, Tortugo y Chespi-Palma Real, con una capacidad total de 820 MW. Para evacuar esas altas potencias hacia el S.N.I., es necesario contar con un sistema de transmisión de gran capacidad, que permita optimizar el uso de los recursos energéticos, tanto existentes como futuros, así como mejorar la confiabilidad del suministro de potencia y energía en el S.N.I., para lo cual se plantea la construcción de los futuros sistemas de transmisión a 500 kV.

#### **1.3.1.4 Proyectos de Planeación para la Ampliación de Subestaciones.**

De acuerdo con la actualización de la demanda y a fin de atender el crecimiento de la misma, se requiere ampliar la capacidad de transformación de las siguientes subestaciones: Pomasqui, Ambato, Mulaló, Santo Domingo, Chone, San Gregorio, Quinindé, Cuenca, Loja, Las Esclusas, Posorja, Nueva Prosperina[5].

a) Sistema de Transmisión Santa Rosa – Pomasqui II, 230 kV.

Con la finalidad de completar la configuración definitiva del sistema de transmisión asociado a la segunda interconexión con Colombia a nivel de 230 kV, se requiere la construcción de la línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui II de 230 kV, de 67 km de longitud, la cual estará conformada por un haz de conductores 2 x 750 ACAR, esto con el objeto de adicionalmente, ante el ingreso de la central de generación Coca Codo Sinclair el S.N.T. cuente con la capacidad de transmisión suficiente a nivel de 230 kV.

b) Subestación El Inga, 230/138 kV.

Considerando que la empresa eléctrica Quito ha previsto la construcción de un nuevo sistema de subtransmisión a nivel de 138 kV, se requiere crear

un nuevo punto de entrega desde el S.N.T., en el sector de El Inga, con la puesta en operación de una subestación 230/138 kV y 300 MVA de capacidad a través del seccionamiento de la línea Santa Rosa - Pomasqui II, lo que permitirá cubrir la demanda de energía eléctrica del nuevo aeropuerto de la ciudad de Quito y de las subestaciones Tababela, El Quinche, Baeza y Alangasí, ubicadas en el nororiente de la ciudad. Adicionalmente, ésta subestación podrá ser el punto de conexión del proyecto de generación Quijos Baeza de 100 MW de capacidad[5].

c) Sistema De Transmisión San Gregorio – San Juan De Manta, 230 kV.

La existencia de grandes consumidores que actualmente se autoabastecen, el alto crecimiento inmobiliario de la zona de Manta y la operación del puerto marítimo, determinaron la necesidad de implementar un nuevo sistema de transmisión que satisfaga los requerimientos energéticos de esta zona del país, por lo que se ha programado la construcción de una subestación de 230/69 kV en el sector de San Juan de Manta, la misma que será alimentada desde la subestación San Gregorio de Portoviejo, mediante una línea de transmisión de 230 kV. Adicionalmente, esta subestación permitiría la conexión de la Refinería del Pacífico, la cual incluiría la instalación de generación termoeléctrica económica que utilizará los residuos del proceso de refinación, generación que sería inyectada al S.N.I. a través de este sistema de transmisión propuesto.

#### ***1.4 Métodos de Análisis para Control de Tensión.***

La mayor parte de los actuales sistemas de potencia, se han estructurado y planificado de la manera tradicional, es decir, grandes centrales de generación, ubicadas cerca de la fuente primaria de energía, posteriormente se tiene grandes redes de transmisión que atraviesan distancias considerables hasta llegar a la carga.

La transmisión de la potencia reactiva a través de líneas y transformadores, así como el suministro de potencia reactiva por los generadores de la central eléctrica requiere una calificación alta de los equipos. La transmisión de potencia reactiva también causa un aumento de la caída de tensión en cualquier equipo, que influye significativamente en el control de voltaje en el sistema de potencia para eso revisaremos algunas forma de controlar este fenómeno[6].

## **1.4.1 Estabilidad de Tensión.**

### **1.4.1.1 Definición de la estabilidad de tensión.**

- a) La estabilidad de tensión es la habilidad de un sistema de potencia de mantener la tensión de manera tal que, cuando la admitancia de carga se incrementa, la potencia de la carga también aumente; y así ambos, tanto la potencia como la tensión, sean controlados[7].
- b) La inestabilidad de tensión en un sistema de potencia se origina debido al intento de la dinámica de la carga a restaurar su consumo de potencia más allá de la capacidad de los sistemas de generación y transmisión.
- c) La inestabilidad de tensión generalmente está caracterizada por la pérdida del punto de operación estable, así como también por el deterioro de los niveles de tensión en y alrededor de la central que experimente el colapso de tensión.
- d) Un sistema de potencia, en un determinado estado de operación, es estable con respecto a la tensión si, luego de un disturbio, las tensiones cerca de las cargas alcanzan valores aceptables para un estado de equilibrio estable post - falla.

## **1.4.2 Análisis de la Estabilidad de Tensión.**

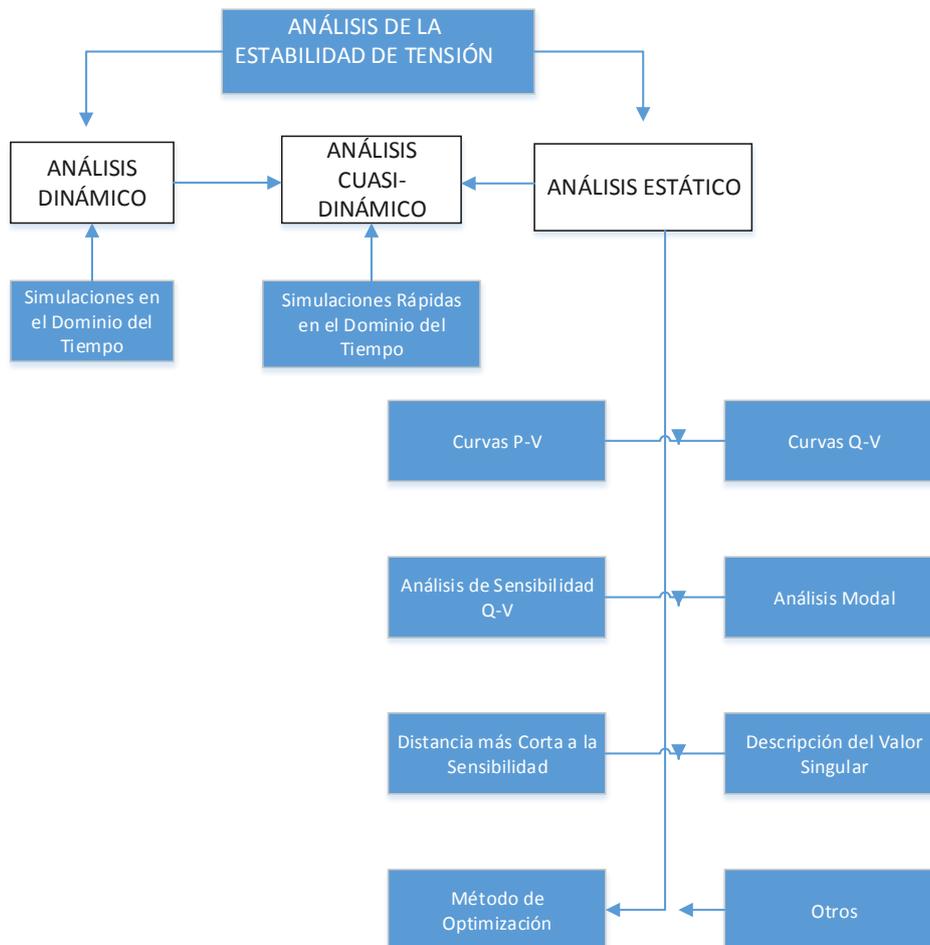
El análisis de la estabilidad de tensión para un estado dado del sistema implica la evaluación de dos aspectos: la proximidad y el mecanismo de la inestabilidad de tensión[7].

## **1.4.3 Proximidad a la Inestabilidad de Tensión.**

La distancia a la inestabilidad puede ser medida en términos de cantidades físicas; tales como el nivel de carga, el flujo de potencia activa a través de una línea crítica y las reservas de potencia reactiva. La medida correctiva más apropiada para cualquier situación dada depende del sistema y del uso previsto del margen de estabilidad. Además, se deben tener en cuenta las posibles contingencias que se puedan presentar[8].

#### 1.4.4 Clasificación del Análisis de Estabilidad.

La aplicación de cualquiera de estos análisis depende del fenómeno de la estabilidad, en donde la utilización de las metodologías empleadas para cada uno de ellos es vital para el desarrollo de técnicas computacionales adecuadas. Estas técnicas permiten, entre otras cosas, evaluar los estados, márgenes y límites de estabilidad y operación del sistema, con los cuales se definen las acciones de prevención y corrección del problema[8].



**Figura 3 Análisis de la estabilidad de tensión**

Fuente [8] N. Gutiérrez, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado" p. 252, 2006.

En la figura anterior se indican los métodos comúnmente empleados en los distintos análisis de estabilidad de tensión. Si bien es cierto, en este trabajo no se desarrollará una comparación entre estos métodos ya que no es el alcance del mismo, se recomienda la revisión de la referencia debido a que en ella no solo se hace una

comparación entre los métodos empleados en el análisis de estabilidad de tensión, presentando sus ventajas y desventajas, sino también se indican diversas literaturas con información relevante para cada uno de ellos.

#### **1.4.5 Mecanismo de Inestabilidad de Tensión.**

El mecanismo de inestabilidad de tensión implica simulaciones en el dominio del tiempo, las cuales capturan los eventos que conducen a la inestabilidad de tensión. Sin embargo, tales simulaciones, como son dependientes del tiempo, no proporcionan información sobre la sensibilidad y el grado de estabilidad[9].

Por lo general, las dinámicas del sistema que influyen en la estabilidad de tensión son lentas; por lo tanto, muchos de los aspectos del problema se pueden analizar eficazmente usando métodos estáticos, los cuales examinan la viabilidad del punto de equilibrio representado por una condición de operación específica del SEP. Las técnicas de análisis estáticas, además permiten una evaluación completa de las condiciones del sistema, y apropiadamente usadas, pueden proporcionar mucha información sobre la naturaleza del problema e identificar los principales factores que contribuyen a ella.

Por otra parte, el análisis dinámico también es útil para el estudio detallado de situaciones específicas de colapso de tensión, coordinación entre la protección y los controles, y pruebas de medidas correctivas; en donde la simulación dinámica también evalúa si se puede alcanzar el punto de equilibrio estático y de ser alcanzado evalúa como se logró[10].

El objetivo del análisis de estabilidad de tensión recae en tres aspectos fundamentales: evaluar el estado del sistema para saber si es estable o inestable; de ser estable, evaluar la proximidad de inestabilidad mediante el establecimiento de las posibles medidas correctivas y los márgenes de estabilidad para el diseño y operación del sistema, lo cual se puede determinar en función de la carga y la reserva de potencia; y por último si el sistema es inestable, describir los mecanismos para retornar la estabilidad de tensión del sistema, analizando qué áreas están involucradas, por qué ocurre este fenómeno, qué factores contribuyen y qué contramedidas se pueden tomar para prevenir o controlar la inestabilidad de tensión.

#### **1.4.6 Control de Tensión por Generación.**

En un primer momento se analiza cómo la generación distribuida afecta a las redes de distribución. Al analizar la generación, intervienen activamente en el control de tensiones y aportan un control dinámico en las tensiones[11].

Los generadores síncronos son capaces de generar y absorber potencia reactiva de la red por lo que pueden subir y bajar tensiones mientras que los generadores asíncronos únicamente consumen reactiva, y por tanto no pueden participar en el control de tensión. Existen otro tipo de generadores como los fotovoltaicos que, gracias al uso de inversores en su conexión a red, son capaces también de generar y absorber potencia reactiva.

Los generadores de régimen ordinario están conectados a la red de transporte y participan en el control de tensiones siendo gestionados por los operadores de los sistemas eléctricos.

Los generadores acogidos al régimen especial del mercado eléctrico mayorista ecuatoriano están mayoritariamente conectados en las redes de distribución, y no intervienen directamente en el control de tensiones sino que tienen un incentivo económico por mantener operaciones de reactivos en la red como lo determina el CONELEC en la regulación 005/00 que establece los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia[11].

#### **1.4.7 Compensadores de Reactivos Estáticos y Dinámicos.**

La necesidad de colocar bancos de capacitores en los sistemas eléctricos de potencia e instalaciones que produzcan gran presencia de potencia reactiva es obligatoria, pues esta energía que no tiene repercusión en el consumo, si lo hace hacia la distribuidora y en mayor escala afecta al S.N.I. La presencia de esta energía reactiva se da por el desfase entre el voltaje trifásico suministrado de corriente alterna y la corriente alterna consumida, para esto se usan ecuaciones que lo demuestran[12].

$$u(t) = \bar{u} \cos(\omega t + \varphi U) \quad (1)$$

Donde:

$\mu(t)$  : voltaje en función del tiempo

$\omega t$  :  $2\pi f$  desplazamiento angular

$\varphi U$ : ángulo de fase para el voltaje

$$i(t) = \bar{i} \cos(\omega t + \varphi I) \quad (2)$$

Donde:

$i(t)$ : corriente en función del tiempo

$\omega t$  :  $2\pi f t$  desplazamiento angular

$\varphi I$ : ángulo de fase para la corriente

La posición de la fase depende de la cantidad de inductancias, capacitancias, resistencias e impedancias[6].

### **1.4.8 Compensadores Estáticos.**

Mediante la aplicación de los condensadores estáticos también se puede compensar el factor de potencia de una instalación, resultando un método sencillo y económico[13].

El condensador estático recibe este nombre, debido a que no tiene partes móviles o desgastarles. El método de compensar el factor de potencia por medio de condensadores estáticos, es el más aconsejable para plantas industriales ya que presenta las siguientes ventajas.

#### **1.4.8.1 Ventajas.**

- a) Un banco de condensadores es un equipo de alto rendimiento, 99% o más, para potencias pequeñas, como por lo general tienen las industrias.
- b) Para la operación de un banco de condensadores, no se necesita combustible alguno y la energía eléctrica que consume a consecuencia de sus pérdidas es muy reducida, generalmente menos de 3 vatios por kVar.

- c) El mantenimiento para este tipo de equipos es totalmente nulo, y la eficiencia de los condensadores no disminuye por falta de este.
- d) La conexión del equipo al circuito es sencilla, se los puede hacer directamente a las barras de baja tensión, a la salida de los transformadores.
- e) Es el equipo que más rápidamente amortiza, como no tiene gasto de operación y mantenimiento se debe reponer solamente la inversión inicial.

#### **1.4.8.2 Desventajas.**

- a) Cuando la planta está funcionando con pequeñas cargas, pueden aparecer ondas armónicas grandes por estar en resonancia el transformador con los condensadores, causando un calentamiento excesivo en los condensadores, para esto habría que desconectar los condensadores o dejar en el circuito el menor número posible para que no produzca resonancia.
- b) Cuando el dieléctrico ha sido perforado en el condensador por cualquier motivo, en su interior se produce un corto circuito, descomponiendo el líquido impregnado, cuyos gases produce la explosión del tanque del condensador, la solución para este caso es el uso de fusibles rápidos individuales, el cual debe ser 170% de la corriente de trabajo del condensador.

#### **1.4.9 Compensadores de Reactivos Dinámicos.**

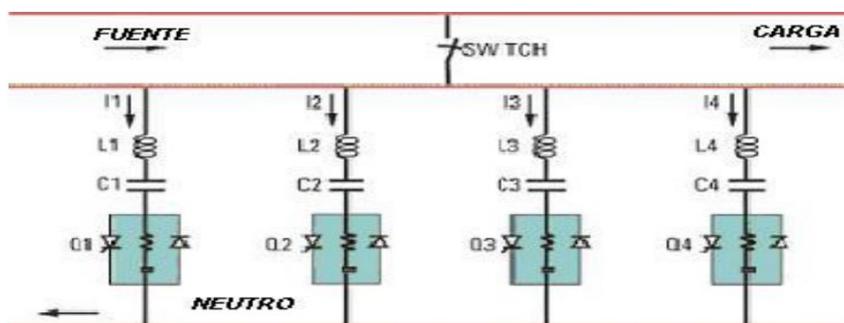
En el pasado, a largas cargas dinámicas como hornos de arco se les llamaba compensadores VAR. Estos dispositivos eran motores síncronos que corrían motores sin carga mecánica. El ajuste en los campos de excitación en los motores permitía que la corriente de VAR fluyera hacia las bobinas del motor logrando la compensación. Después de más de veinte años, los dispositivos electrónicos han logrado implementar soluciones dinámicas de compensación de VARs siendo menos costosas. Tiristores que conmutan capacitores en inversores electrónicos son el estado sólido equivalente de un condensador síncrono[14].

Se presentará una manera muy eficaz y práctica mas no la única y necesaria, el uso de SCR'S para la conmutación rápida de los capacitores. Esta aproximación es llamada compensador adaptable VAR (AVR).

El corazón del AVR es un sistema de control basado en un micro controlador que monitorea constantemente las diferentes fases en las que se encuentra el voltaje, la línea o corrientes en la carga, actualizando el comportamiento de la conmutación de los capacitores ciclo por ciclo. Midiendo las magnitudes de los picos de las componentes inductivas de la corriente y obteniendo un valor instantáneo en el cruce por cero de la correspondiente fase en la forma de onda neutral. El micro controlador determina la adecuada compensación capacitiva que debe ser conectada en cada fase para mantener el orden deseado de operación.

El controlador filtra cualquier armónico presente en las formas de onda de voltaje o en la corriente de referencia asegurando que la compensación se base en los 60 Hz. Una apropiada cantidad de potencia reactiva es inyectada en el sistema en el ciclo correspondiente, de tal forma que el tiempo de respuesta máximo es de 16.6 milisegundos (ms) o un sistema de potencia de 60 Hz y para aplicaciones más complejas incluso en la mitad de ciclo o en cualquier parte del ciclo que se requiera[14].

Los elementos primarios de un AVC (compensador adaptante VAR) son capacitores, inductores e interruptores de estado sólido como se muestra en la figura:



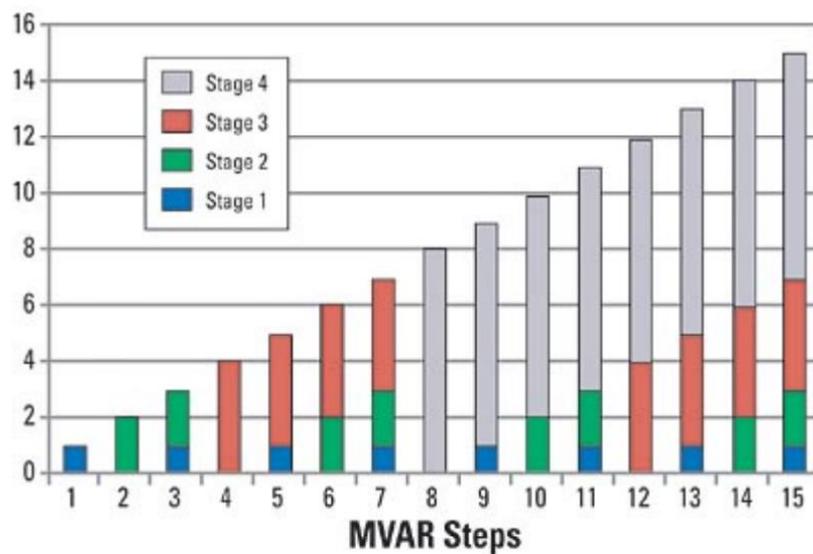
**Figura 4 Diagrama simplificado de un AVC**

Fuente L. A. Brauer, E. La, C. Var, E. N. Un, and S. D. E. Potencia, "Corrector Automático de Calidad de Energía Eléctrica."

Cada capacitor es precargado al pico de la fuente de voltaje y seguirá cargado mientras una señal de disparo se aplica sobre el SCR. Las señales de disparo están sincronizadas para encender las compuertas de los SCR sólo cuando las señales alcancen esos picos. Es en este instante cuando hay un cruce por cero en la corriente de capacitor y el potencial en el SCR es muy cerca de cero. Esto provoca que no existan armónicos y la operación del AVC no provoca transientes innecesarios

eliminando transientes de corriente y voltaje asociados a la conmutación del banco de capacitores.

El tamaño de los capacitores está basado en una progresión binaria donde un capacitor aumenta su valor al doble de otro y así consecutivamente. Si se observan los valores de los capacitores C1, C2, C3 y C4 de la figura 4, se basan en esta progresión. C2 es del doble de valor de C1, C3 es del doble de valor de C2 y así consecutivamente. Un sistema de 3 estados produciría siete combinaciones, uno de cuatro estados como el mostrado en el ejemplo presentaría hasta quince combinaciones. La figura 5 muestra una representación gráfica de un AVC de cuatro estados como el que se muestra en el circuito eléctrico de la figura 4.



**Figura 5 Rangos de Operación de un Sistema AVC de 4 estados**

Fuente L. A. Brauer, E. La, C. Var, E. N. Un, and S. D. E. Potencia, "Corrector Automático de Calidad de Energía Eléctrica" [14].

Los SCR controlan cada capacitor y el diodo en anti paralelo deja encendido cada capacitor siguiendo cargado al valor del pico de la fuente de voltaje proveyendo un camino para el flujo negativo medio ciclo de la corriente del capacitor el cual no se apagará hasta que alcance el ciclo de sentido contrario y el AVC cambia de dirección y los diodos dejan de conducir y los capacitores seguirán precargados hasta que una señal del SCR los haga entrar en modo conductivo[14].

Esta compensación cumple el filtrado de armónicos y la compensación reactiva necesaria quedando fuera de provocar condiciones resonantes peligrosas.

## ***1.5 Métodos de Análisis de Requerimiento de Potencia Reactiva.***

### **1.5.1 Curvas P-V.**

Las curvas P-V son usadas para determinar la distancia entre el punto actual de operación y la tensión crítica; es decir, este método grafica la variación de la magnitud de la tensión en el nodo crítico con respecto a los cambios de potencia activa de carga del sistema. Por tanto, este método es útil para analizar redes radiales y malladas, en donde la potencia activa puede ser la carga total en un área o la transferencia de potencia a través de una línea[8].

Esta curva es producida por medio de una serie de casos de flujos de potencia para diferentes niveles de carga uniformemente escalados, manteniendo el factor de potencia constante. La potencia activa generada es incrementada en proporción al tamaño de los generadores o a los factores de participación definidos por el usuario basándose en las características del sistema.

Sin embargo, una de las desventajas de este método es que si se desea obtener las curvas P-V empleando el método de flujos de potencia (Newton - Raphson) en la mayoría de los casos se presentarán problemas de convergencia cerca del punto máximo de cargabilidad, por lo que es imposible precisar el valor máximo exacto del factor de cargabilidad. Es por ello que la única forma de graficar el comportamiento del perfil de tensión de cualquiera de los nodos del SEP es a través de la aplicación de los métodos de continuación; aunque generalmente se recomienda considerar solo los nodos más críticos.

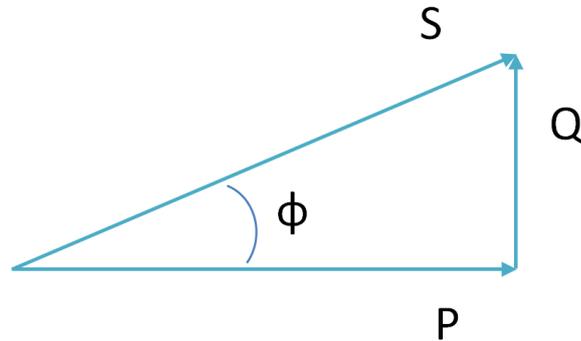
Si se conecta una carga simple y constante a una barra infinita por medio de una línea de transmisión; se considera que para las soluciones de las ecuaciones de flujo de potencia  $P$ , que es la potencia activa, se toma como un parámetro que varía lentamente y  $V$  es la tensión de barra. La figura 6 muestra las tres regiones de una curva P-V relacionadas al parámetro  $P$ . En la primera región el flujo de potencia tiene dos soluciones distintas para cada valor de  $P$ , una es la tensión estable deseada y la otra es la tensión inestable.

A medida que  $P$  aumenta el sistema entra en una segunda región, en que las dos soluciones se interceptan para formar una sola solución para  $P$ , la cual es máxima. Si  $P$  continua incrementándose, el flujo de potencia no tendrá solución, en donde este proceso puede ser visto como la bifurcación del problema. Por tanto, la curva



como se detalló anteriormente[16].

En la figura 8 se muestra el triángulo de potencias correspondiente al nodo donde se encuentra instalada la carga.



**Figura 8 Triangulo de Potencias**

Fuente LÓPEZ G., Luis L.; OSORIO G., Olga P. (2008). "Análisis de Estabilidad de Tensión en el Sistema de Transmisión Regional (STR)". Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia[16].

De la figura anterior, P, Q y S, representan las potencias activa, reactiva y aparente de carga, respectivamente. De este triángulo se obtiene la expresión para el factor de potencia definido por:

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos (\varphi) \quad (3)$$

El análisis que se realiza para este sistema, tiene como finalidad encontrar la relación entre las potencias P, Q, y la tensión V en el nodo de carga. Para esto, la tensión en terminales de la fuente E se considera la referencia del sistema con un valor constante. Como se aprecia en la figura 8, la impedancia de la línea se representa sólo por su reactancia en serie jX, asumiendo con esto un sistema sin pérdidas, además de que se desprecia el efecto capacitivo en derivación de la línea. Este sistema puede visualizarse como el equivalente de Thevenin visto desde un nodo del SEP, tal como se detalló en el punto anterior; por tanto se reescriben las ecuaciones descritas en dicho punto de acuerdo al sistema de la figura[16]:

$$\check{V} = \check{E} - jXI \quad (4)$$

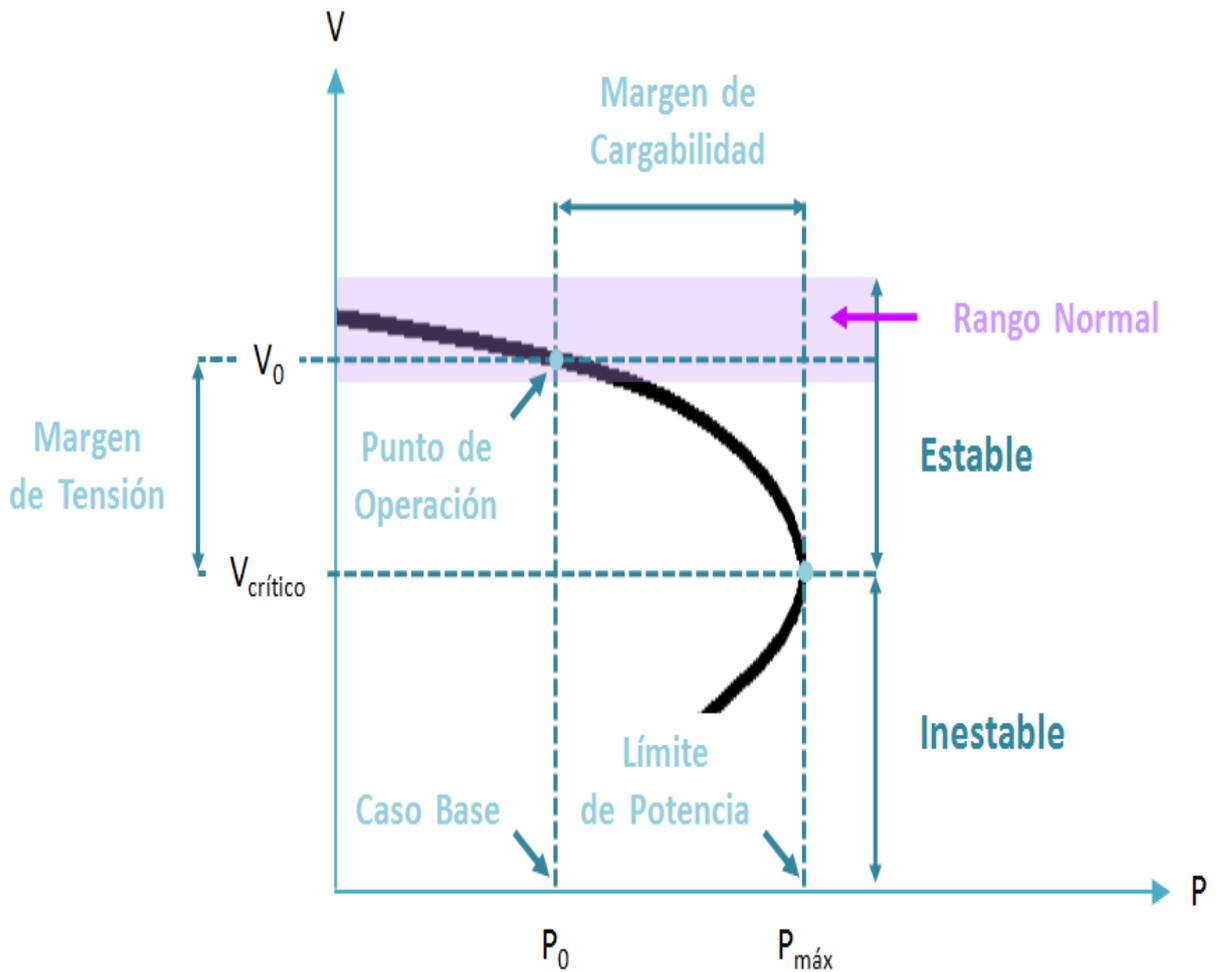
$$\check{I} = \frac{\check{E} - \check{V}}{jX} \quad (5)$$

### 1.5.1.2 Aspectos relevantes de las curvas P-V.

Los aspectos más importantes que se pueden apreciar de la figura 9 son:

- a) Cada curva posee un punto de cargabilidad máxima, si se excede dicho punto las tensiones caerán incontrolablemente y el sistema entrará en un estado de inestabilidad.
- b) Existen dos puntos posibles de operación antes de alcanzar la cargabilidad máxima, siendo el punto superior un indicador de la estabilidad del sistema y el punto inferior indica la inestabilidad del sistema.
- c) En esta curva se aprecia la importancia del factor de potencia debido a que cuando se posee un factor de potencia en atraso, o incluso unitario, las tensiones disminuyen a medida que se aumenta P; mientras que si el factor de potencia está en adelanto, la tensión se comporta casi constante o puede aumentar a medida que se aumenta P. Este fenómeno hace que se dificulte la determinación del colapso de tensión y sucede como consecuencia de la utilización de compensación capacitiva en el sistema.
- d) Cuando se pierde un generador o un elemento de compensación capacitiva se presenta una reducción en el factor de potencia, lo que implica un incremento en Q mientras P se conserva; esto puede causar que el sistema pase a un punto de una posible inestabilidad o al menos uno más cercano a la cargabilidad máxima; es decir, entre más lejano se opere del punto de máxima cargabilidad el sistema presentará mayor estabilidad.
- e) Cuando se compensa capacitivamente para mejorar el margen que existe entre el punto de operación hasta el colapso de tensión, esto hace que sea más difícil determinar la cercanía al colapso ya que, ante incrementos en la carga, la tensión aumenta levemente

Por tanto, una cualidad muy importante que posee esta metodología es proporcionar un indicador de la proximidad del SEP a sufrir un colapso de tensión a través de la determinación de un margen de cargabilidad, lo que se puede explicar con la ayuda de la figura 9.



**Figura 9 Características Generales de una Curva P-V**

Fuente LEÓN C., Melfin. (2008). "Simulación de las Acciones Básicas de Control de Estabilidad de Tensión de un Sistema Eléctrico de Potencia". Universidad de San Carlos de Guatemala[17].

La figura 9 muestra una curva típica P-V, en donde esta gráfica en particular relaciona la tensión en un nodo crítico con respecto al incremento de carga dentro de un área o también con respecto al flujo a través de una línea. En esta figura se pueden distinguir dos valores importantes de la cargabilidad del sistema; el primero se encuentra representado por la línea punteada a la izquierda de la curva, y es el valor de potencia de carga para el caso base; y el segundo, representado por la línea punteada de la derecha, es el valor de la carga en condición de máxima cargabilidad. Con base en estos valores se define el margen de seguridad dinámico para la estabilidad de tensión como la diferencia entre ambos puntos.

### **1.5.1.3 Curvas Q-V.**

#### **1.5.1.4 Principio Básico.**

Las curvas Q-V son otro método utilizado para estudiar la estabilidad de tensión de un sistema radial, las cuales son generadas a partir de una serie de simulaciones de flujos de potencia.

Estas curvas se construyen para ciertos nodos críticos del sistema, que manteniendo constante la transferencia de potencia activa, grafican la cantidad de potencia reactiva que debe ser inyectada a un nodo para mantener un nivel de tensión deseado.

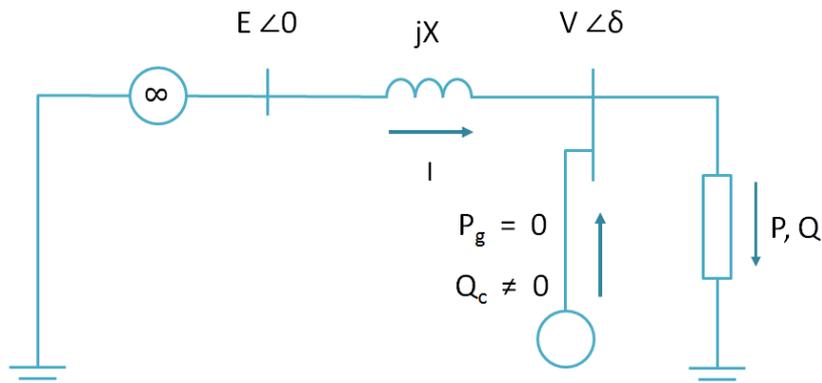
Estas curvas son el método más general para estimar la estabilidad de tensión en un sistema, y son empleadas por muchas empresas de servicio eléctrico como una herramienta indispensable para el análisis de la estabilidad de tensión, para determinar la proximidad al colapso de tensión y para establecer criterios de diseño basados sobre los márgenes Q y V obtenidos de estas curvas.

Adicionalmente, los operadores pueden usar estas curvas para verificar si la estabilidad de tensión del sistema puede ser mantenida o no, para así tomar acciones de control disponibles.

#### **1.5.1.5 Formulación Matemática.**

Para obtener una visión más clara de los orígenes de esta curva se retoma la figura 9, a la cual se le conecta un dispositivo compensador shunt en el nodo de carga, tal como se muestra en la figura 10.

De esta manera, se observa que las curvas Q-V ilustran la relación que existe entre la magnitud de la tensión (V) y la potencia reactiva de compensación ( $Q_c$ ) en el nodo de carga. Generalmente el dispositivo de compensación puede ser visto como un condensador síncrono ficticio ya que no produce potencia activa y además no se le imponen límites de  $Q_c$ . La técnica para realizar el cálculo de una curva Q-V y algunas de sus características se describen a continuación.



**Figura 10 Conexión de un Dispositivo de Compensación**

Fuente LÓPEZ G., Luis L.; OSORIO G., Olga P. (2008). "Análisis de Estabilidad de Tensión en el Sistema de Transmisión Regional (STR)". Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia[16].

En relación a la figura 10, se retoman las expresiones definidas mediante las ecuaciones anteriores, las cuales se reescriben de la siguiente manera:

$$P = -\left(\frac{EV}{X}\right) \text{sen}(\delta) \quad (6)$$

$$Q - Q_c = \left(\frac{EV}{X}\right) \text{cos}(\delta) - \frac{V^2}{X} \quad (7)$$

Las ecuaciones 6 y 7 son las bases para la construcción de las curvas Q-V, donde se deben seguir los siguientes pasos: inicialmente se debe considerar el factor de potencia y la potencia activa constantes durante todo el proceso, luego se asignan valores de V para obtener los valores de  $\delta$  mediante la ecuación 6; y finalmente una vez conocidas todas las variables, éstas se sustituyen en la ecuación 31 para obtener  $Q_c$ .

### 1.5.1.6 Aspectos relevantes de las curvas Q-V.

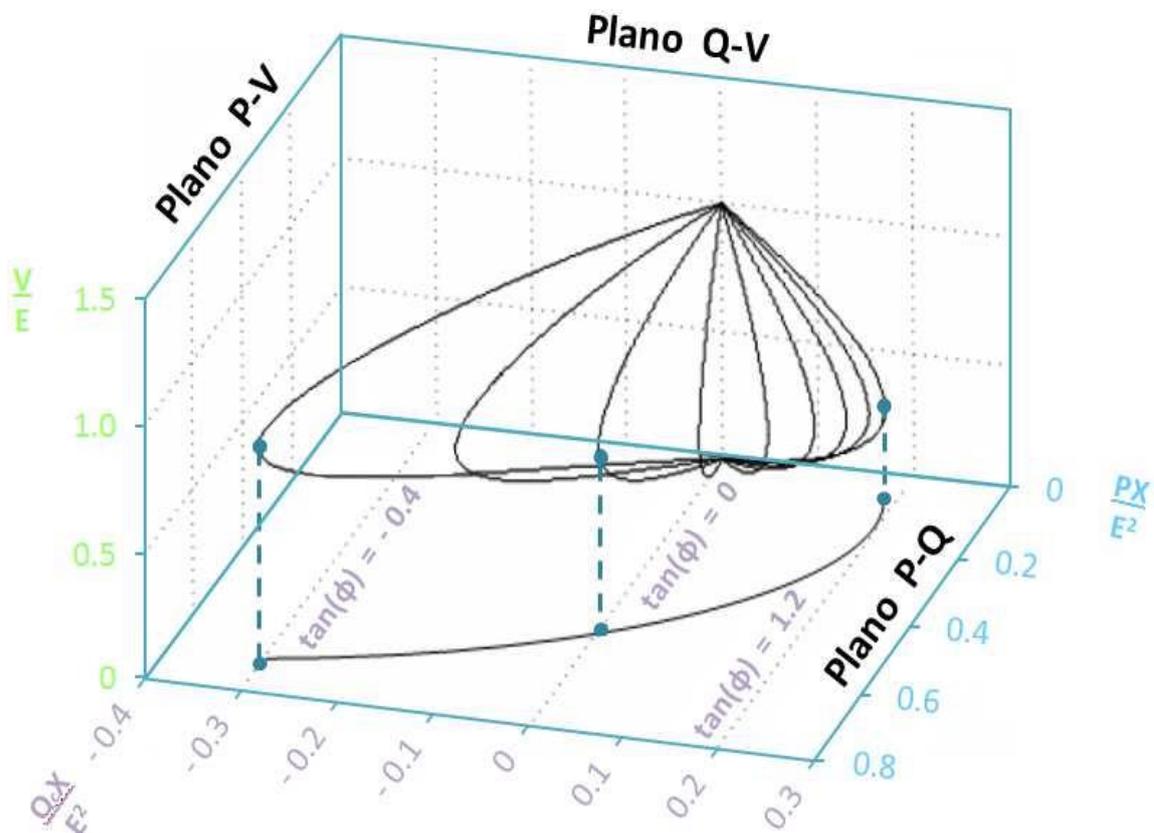
Hasta el momento sólo se ha comentado la característica P-V; sin embargo, como se está considerado un factor de potencia constante, de acuerdo con la ecuación anterior, para cada valor de potencia activa P, existe un valor correspondiente para la potencia reactiva de carga Q.

Por tanto, la potencia reactiva de la carga entra al contexto de este análisis a través de la figura 12, en donde todas las curvas P-V mostradas en la figura D se extienden a un plano de tres dimensiones para examinar el comportamiento de la potencia reactiva Q, en conjunto con el comportamiento de la potencia activa P y la magnitud de la tensión V.

Una vez que se evaluó el comportamiento de la curvas P-V es más fácil entender la figura 11. Ésta se conforma de tres planos, que se denominan P-V, Q-V y P-Q respectivamente; en donde se revisan tres condiciones de operación tomando en cuenta el factor de potencia y el punto crítico de tensión.

**Factor de Potencia en Adelanto:**

Esto ocurre cuando  $\tan(\phi) > 0$ . Bajo esta condición se tiene un caso compensado, en el cual el sistema no consume potencia reactiva del sistema, sino en vez de esto, la está suministrando; esto se denota por medio signo negativo de Q mostrado en la figura.



**Figura 11 Tensión en función de la Potencia Activa y Reactiva de la Carga**

Fuente MURILLO, José Luis. (2005). “Análisis del STATCOM Trifásico en Estado Estacionario y Dinámico para la Estabilidad de Tensión”. CINVESTAV. Guadalajara, México.[18]

a) Factor de Potencia Unitario:

Esto ocurre cuando  $\tan(\phi) = 0$ . Este es un caso en el que la carga es puramente resistiva y no hay consumo ni suministro de potencia reactiva. La línea de referencia se encuentra en un valor cero.

b) Factor de Potencia en Atraso:

Esto ocurre cuando  $\tan(\phi) < 0$ . Operando de esta manera la carga consume tanto potencia activa como potencia reactiva, que por lo general, este es un caso normal de operación.

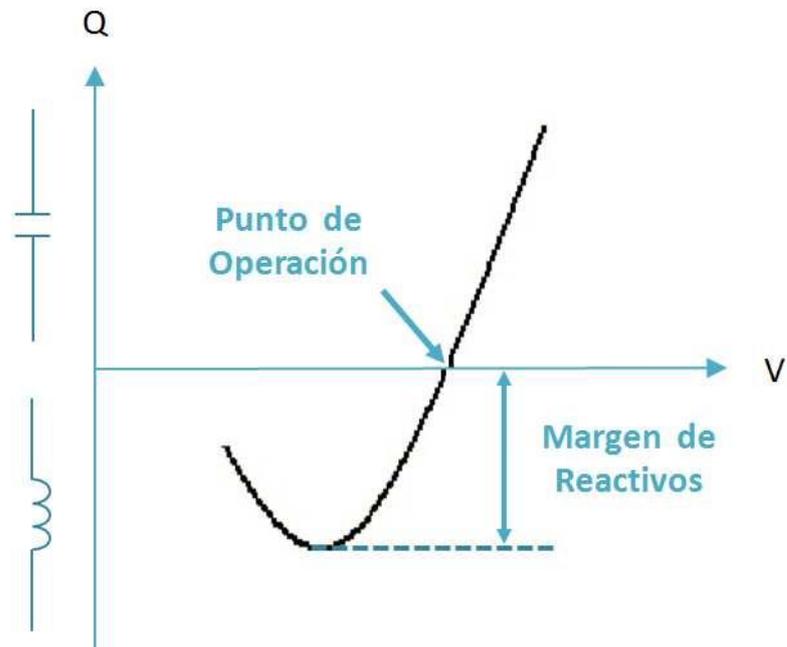
De esta forma, por medio de la figura 11 cada uno de los puntos que se encuentran ubicados en el espacio de tres dimensiones puede ser proyectado hacia cualquiera de los planos definidos, proporcionando así, el valor de dos de los tres parámetros manejados para una condición específica de operación. Por ejemplo, la proyección de cada uno de estos puntos hacia el plano P-V, da como resultado las curvas P-V mostradas en la figura 9 y de forma similar se forman las curvas de los planos Q-V y P-Q. Por lo tanto, de las curvas Q-V se obtiene la siguiente información:

- a) Hace una representación de la cantidad de potencia reactiva necesaria que debe ser inyectada, dependiendo del incremento de carga, para mantener un nivel de tensión estable, tal como lo indican las flechas.
- b) Proporciona el margen de potencia reactiva que posee cierta barra del sistema el cual opera en un punto estable, en donde dicho margen representa la distancia en MVAR desde el punto de operación hasta la “nariz” de la curva. Esto es muy útil para comprender cuanta potencia se le puede inyectar al sistema sin llegar al punto de colapso de tensión.
- c) Identifica la barra más propensa a presentar problemas de estabilidad de tensión, la cual presenta una o más de las siguientes condiciones: tiene el punto de colapso de tensión más alto en la curva Q-V, tiene el menor margen de potencia reactiva, tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva o tiene el porcentaje más alto de variación de tensión.
- d) Indica la robustez de la barra a través de la pendiente de la curva Q-V. Al igual que las curvas P-V, las curvas Q-V poseen una cualidad muy importante que es utilizada para indicar la proximidad de inestabilidad del SEP, si éste experimenta un colapso de tensión, a través de la determinación de un margen de potencia reactiva.

La figura 12 muestra una curva típica Q-V. El eje Q muestra la potencia reactiva que necesita ser adicionada o retirada de la barra para mantener una tensión dada a una determinada carga. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR

desde el punto de operación al “nose o nariz” de la curva.

La curva Q-V de la figura 12 se obtiene con un programa de flujo de carga, en donde si se mantiene constante la transferencia de potencia activa, se observa que para ese punto de operación se tiene un margen o reserva de reactivos antes de entrar en una zona de inestabilidad.



**Figura 12 Curva Típica Q-V**

*Fuente SEGURA, Cresencio. (2006). “Determinación del Punto Crítico de Colapso de Tensión en Sistemas Eléctricos interconectados”. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú[15].*

En condiciones normales de operación, un operador intentará corregir las condiciones de baja tensión por medio del incremento en las tensiones de los terminales. Sin embargo, si el sistema está operando en la parte inestable de la curva, el incremento de la tensión en los terminales causará una mayor caída en la tensión de carga, lo cual evidentemente es una situación indeseable.

### **1.5.2 Optimización de Reactivos.**

El análisis de estabilidad de tensión post-transitorio se ejecuta utilizando metodología QV para la transferencia en el proceso o por aumento de la superficie de carga utiliza, el caso base correspondiente es preparado con la siguiente metodología:

- a) Desarrollar el escenario para el análisis.
- b) Analizar el post-transitorio de flujo de potencia.

- c) Desarrollar curvas V –Q.
- d) Determinar los requisitos de margen de potencia reactiva.
- e) Evaluar el rendimiento del sistema contra la potencia reactiva.
- f) Requisitos de margen.

### 1.5.3 Sensibilidad dv/dQ.

En una barra de sensibilidad VQ representa la pendiente de la curva QV en un punto de operación. Cuando la sensibilidad es positiva indica que la operación del sistema es estable y mientras más pequeña sea la sensibilidad, más estable es el sistema, la sensibilidad negativa indica que el sistema es inestable; en el límite de estabilidad la sensibilidad es negativa[19].

#### 1.5.3.1 Factores de Sensibilidad.

Los factores de sensibilidad son índices utilizados en varios servicios públicos en todo el mundo son conocidos para detectar problemas de estabilidad de voltaje y para tomar medidas correctivas. Estos índices fueron primero usados para predecir problemas de control de tensión en generadores curvas QV, y pueden ser definido como[20]:

$$VSF_i = \max_i \left\{ \frac{dV_i}{dQ_i} \right\} \quad (8)$$

Donde VSF significa Factor de sensibilidad de Voltaje por sus siglas en Ingles. Como generador (i) se acerca al fondo de su curva QV, el valor de VSF  $i$ , se hace grande y, finalmente, los cambios indican una inestable de control de tensión.

Este método se basa en la selección de la barra más débil, mediante el criterio de estabilidad: la barra que tenga más grande variación dv/dQ es la barra más débil[21].

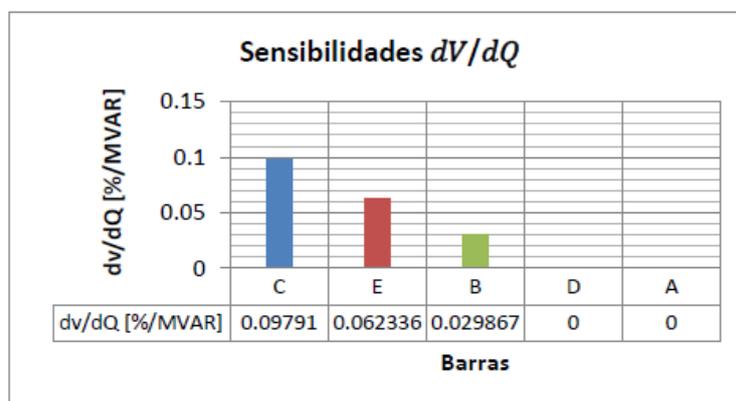


Figura 13 Sensibilidad dv/dQ

Fuente D. ARIAS, "Índice de Detección de Problemas de Estabilidad de Tensión en base d Wams," p. 130, 2012[21].

Este ítem es el más importante pues este método será la base para determinar el requerimiento de potencia reactiva y control de tensión frente a contingencias en sistemas eléctricos de potencia.

Para determinar la sensibilidad  $dv/dQ$  se utilizará el Software Digsilent, el mismo que se basa en el criterio de estabilidad[22].

a) Sistema Estable.

Para toda barra del sistema se verifica un incremento de  $Q \geq$  incremento de  $v$ , o bien

–  $dv/dQ$  (sensibilidades  $v-Q$ ) positiva para todas las barras del Sistema.

b) Sistema inestable.

– Para alguna barra del sistema se verifica un incremento de  $Q \geq$  disminución de  $v$ , o bien

–  $dv/dQ$  (sensibilidades  $v-Q$ ) negativa para alguna barra del sistema.

### 1.5.3.2 Tipos de Barra más débil

Normalmente existen dos tipos de modos. El primero tipo tiene pocas barras con grandes participaciones y todas las otras con participaciones cercanas a cero, indicando que el modo es muy localizado. El segundo tipo tiene varias barras con grados de participación pequeños, de magnitudes muy similares, y el resto de las barras con participaciones cercanas a cero, esto indica que el nodo no es localizado. Un nodo localizado típico ocurre si una sola barra de carga está conectada a una red muy fuerte a través de una línea de transmisión larga. Un modo no localizado típico ocurre cuando una región dentro de un gran sistema está muy cargado y el principal soporte reactivo de esta región está agotado[8].

## 1.5.4 Normativa Ecuatoriana.

### 1.5.4.1 La Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), publicada el 10 de octubre de 1996 en el Registro Oficial No.43 (Suplemento), plantea como objetivo: proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad para garantizar el desarrollo económico y social del país, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, orientado a precautelar los derechos de los usuarios

partiendo de un serio compromiso de preservación del ambiente.

#### **1.5.4.2 Normativa para el Pago de Reactivos 004-02.**

Dentro de esta norma del CONELEC, se encuentra enunciada la forma de trabajo y como se remunerará a la parte eléctrica que suministra reactivos al sistema eléctrico ecuatoriano, evaluando tanto la generación la trasportación, distribución, grandes consumidores[23].

- a) **Generadores.** Para el análisis de los generadores, estos deben entregar información en cuanto a producción de reactivos de manera que se puedan considerar al momento de controlar los voltajes y serán remunerados dependiendo de la entrega de reactivos como lo determine el CENACE, siguiendo la normativa y lo descrito, también se debe informar si se puede trabajar como compensadores sincrónicos.
- b) **Transmisor.** Debe entregar un listado de sus equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva y mantener los niveles de voltaje en las barras de sus subestaciones, ubicar los taps de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- c) **Distribuidores y grandes consumidores.** Deben mantener un valor de factor de potencia según lo declarado por el CONELEC sobre la base del estudio del CENACE, esta información debe contener varios elementos tales como, mantener el valor de factor de potencia declarado en potencia mínima, media y en punta; los puntos donde no pueda mantener la estabilidad de su factor de potencia, declarar sobre los equipos que dispongan para el control de voltaje y suministro de potencia de reactivos, corregir los puntos donde no pueda mantener el control de voltaje dentro de los límites establecidos.

#### **1.5.4.3 Normativa para el acceso a los Sistemas de Transmisión**

De conformidad con lo establecido en el Art. 30 del Reglamento para el acceso a los Sistemas de Trasmisión y Distribución, los interesados que requieran el acceso a la capacidad de transmisión existente o remante del S.N.T., deberán presentar una solicitud por escrito, según los requerimientos señalados.

## **CAPITULO II**

### ***2.1 Metodología Propuesta.***

Para el análisis de contingencias se tomará en cuenta tres escenarios posibles: interrupción de la Línea de Transmisión Totoras - Santa Rosa, interrupción de la Línea de Transmisión Pascuales-Molino, interrupción de la Línea de Transmisión Pascuales-Quevedo; simulando el S.N.I. con la ayuda del Digsilent PowerFactory 14.1 para el control de tensión y requerimientos de potencia reactiva con los elementos nacionales existentes, simulaciones de flujos estáticos, que permiten determinar los recursos de potencia reactiva que deben estar sincronizados al S.N.I. en estado normal, las contingencias simples más críticas y las barras más débiles en operación normal y post contingencia, respecto del control de tensión. Además, se estiman las reservas de potencia reactiva necesarias para afrontar la contingencia más crítica en cada área de CT y las tensiones de operación y de colapso de pre y post contingencia, lo que permite verificar el cumplimiento de las exigencias operativas de régimen permanente señaladas en el punto.

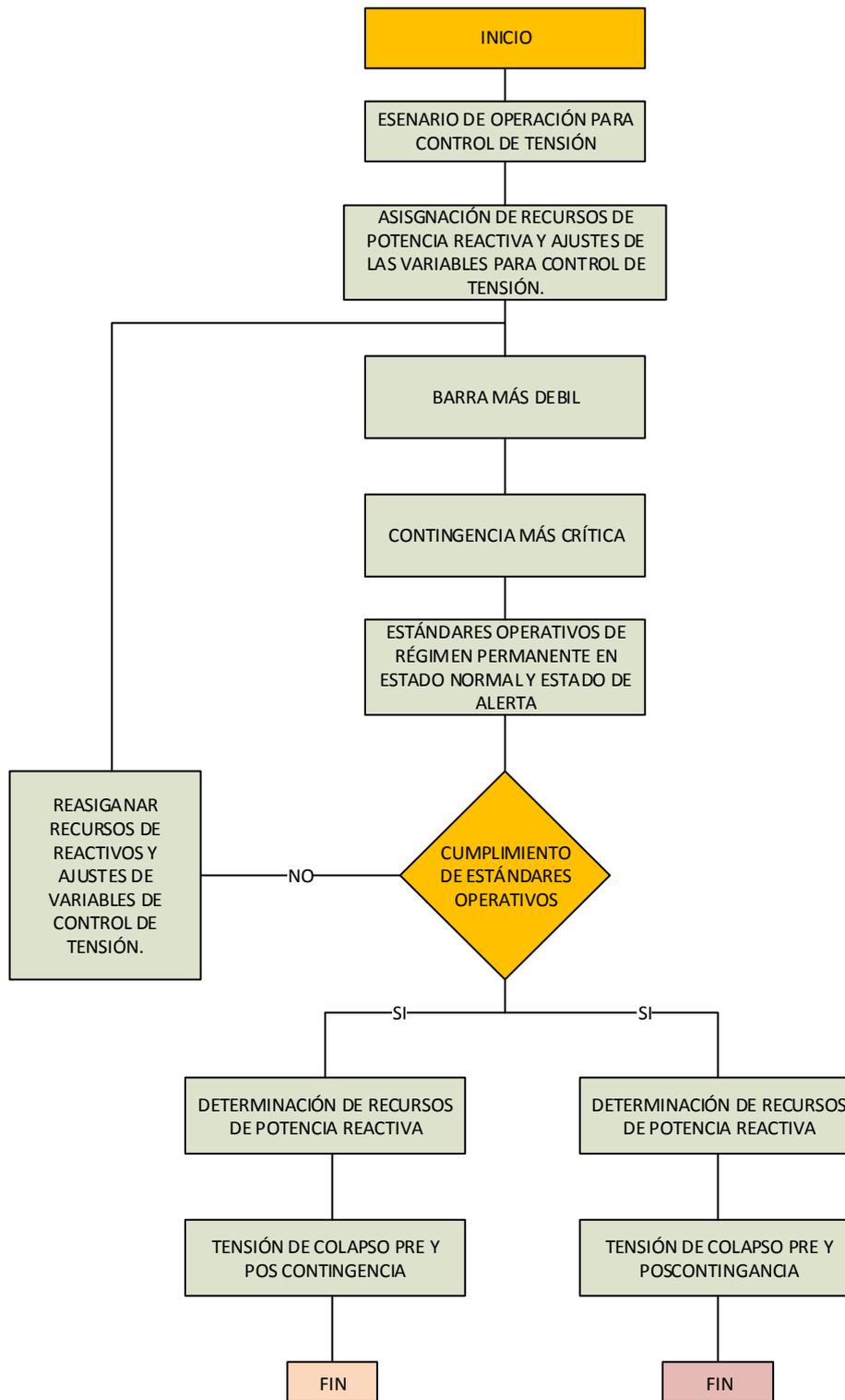


Figura 14 Diagrama de flujo de la metodología propuesta

Fuente autor

## 2.2 Exigencias Operativas.

El Sistema Nacional Interconectado es normado según la Ley del Régimen del Sector

Eléctrico, LRSE[24].

El LRSE regula la forma las actividades de generación de energía eléctrica en el SNI o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.

**Art. 7.** Continuidad de Servicio.

El Estado garantiza la continuidad del servicio de energía eléctrica para cuyo efecto en el caso de que, cumplidos los procedimientos de selección determinados en la presente Ley, no existieren oferentes a los que pudiese concesionarse tales actividades de generación o servicios de transmisión y distribución, el Estado desarrollará esas actividades de generación y proveerá servicios de transmisión y distribución, de conformidad con lo establecido en esta Ley

**Art. 10.-** Exportación e importación de energía eléctrica.

La exportación de energía eléctrica comprenderá únicamente los excedentes producidos luego de satisfacer la demanda nacional. Para el efecto, se requerirá autorización del Consejo Nacional de Control de Energía (CENACE) de conformidad con el Reglamento respectivo.

La importación de energía eléctrica se sujetará al Reglamento expedido por el Señor Presidente de la República.

**Art. 11.** El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad.
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía.
- c) Las empresas Eléctricas Concesionarias de Generación.
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión.
- e) Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización.

Tomando en cuenta que el S.N.I. tiene dos principales tipos de líneas de alta tensión, 230 kV y 138 kV, su clasificación se operan con tensiones comprendidas entre los rangos[24].

**Tabla 1 Márgenes de Operación de Voltaje**  
**VOLTAJE MÁRGENES**  
**DE**  
**OPERACIÓN**

<b>230kV</b>	7% / -3%
<b>138kV</b>	5% / -7%

*Fuente Autor.*

Para otras clasificaciones menos importantes:

**Tabla 2 Márgenes de Operación de Voltajes menores**  
**VOLTAJE MÁRGENES**  
**DE**  
**OPERACIÓN**

<b>69kV</b>	+/- 3%
<b>46kV</b>	+/- 3%
<b>34.5kV</b>	+/- 3%

*Fuente Autor.*

Otro dato importante es aquel que concierne a los factores de potencia en cada uno de los sistemas tanto transmisión como distribución.

Para los distribuidores y grandes consumidores de redes de transporte se debe establecer un factor de potencia de 0.96 o superior inmediato para condiciones de demanda media y punta; y 0.96 y 0.99 demanda base y punta respectivamente.

Para los grandes consumidores de redes de distribución, el factor de potencia es de 0.95 o menor para la demanda inductiva media y punta

### ***2.3 Definición de Escenarios Críticos.***

Para definir los escenarios críticos, se analiza los eventos o perturbaciones relevantes que podrían llevar al sistema a un colapso de voltaje, de acuerdo a la configuración y condiciones operativas del sistema. A continuación se define las contingencias analizadas:

- a) Uno de los mayores problemas que enfrenta el S.N.I. (Sistema Nacional Interconectado) está sobre la línea de transmisión Santa Rosa – Totoras que tiene una gran presencia de descargas atmosféricas[25].
- b) Línea de transmisión de Pascuales – Quevedo con sus 145.3 km de línea.
- c) Línea de transmisión de Pascuales – Molino con 188.4 km y que conecta un importante sector eléctrico Ecuatoriano.

## 2.4 Definición de Zonas de Análisis en el Sistema Nacional Interconectado.

El fenómeno de colapso de tensión es de carácter local, por tal razón el sistema eléctrico se lo separa por zonas para su análisis. La Figura 15 muestra cómo están distribuidas geográficamente las líneas de transmisión en todo el territorio nacional y resaltando los voltajes a las que trabajan las mismas.

Muestra también los caminos por los que se realiza la Interconexión con Colombia y Perú.

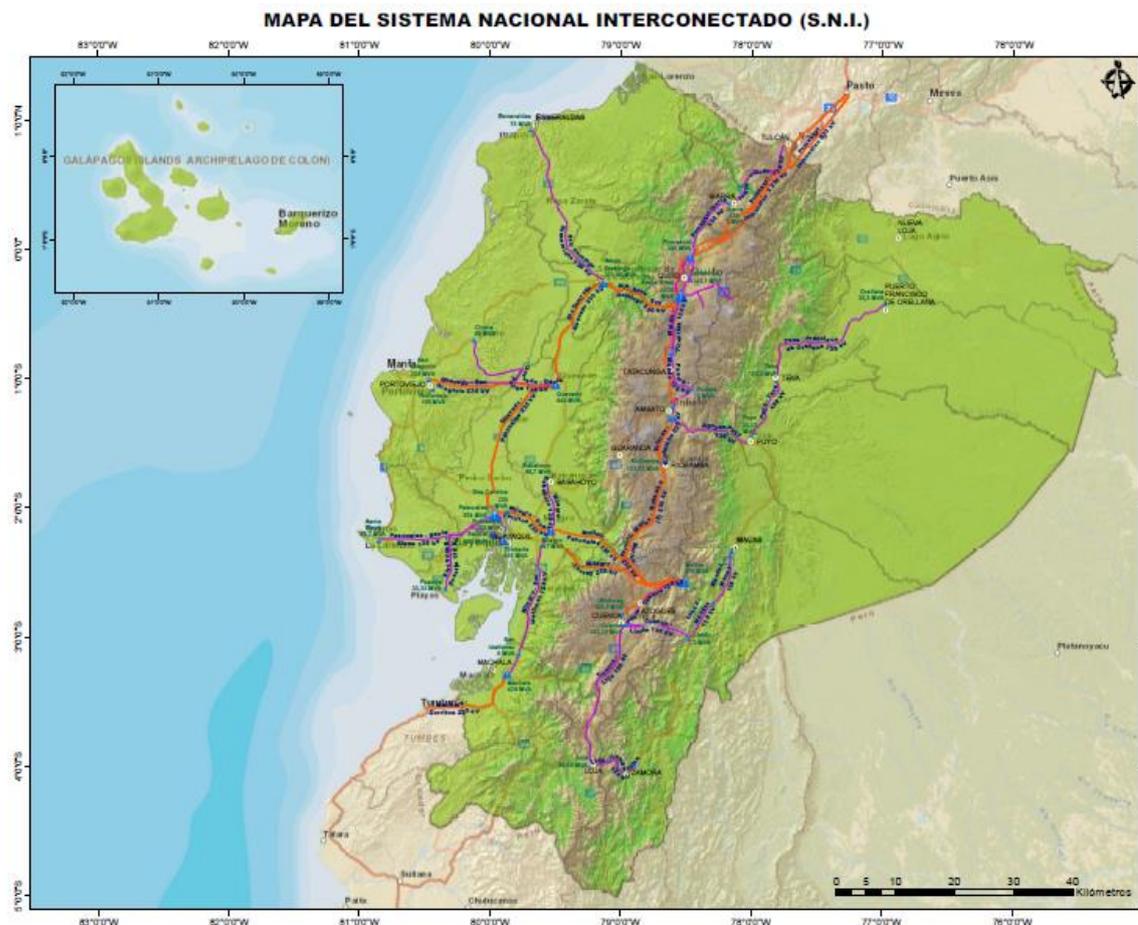
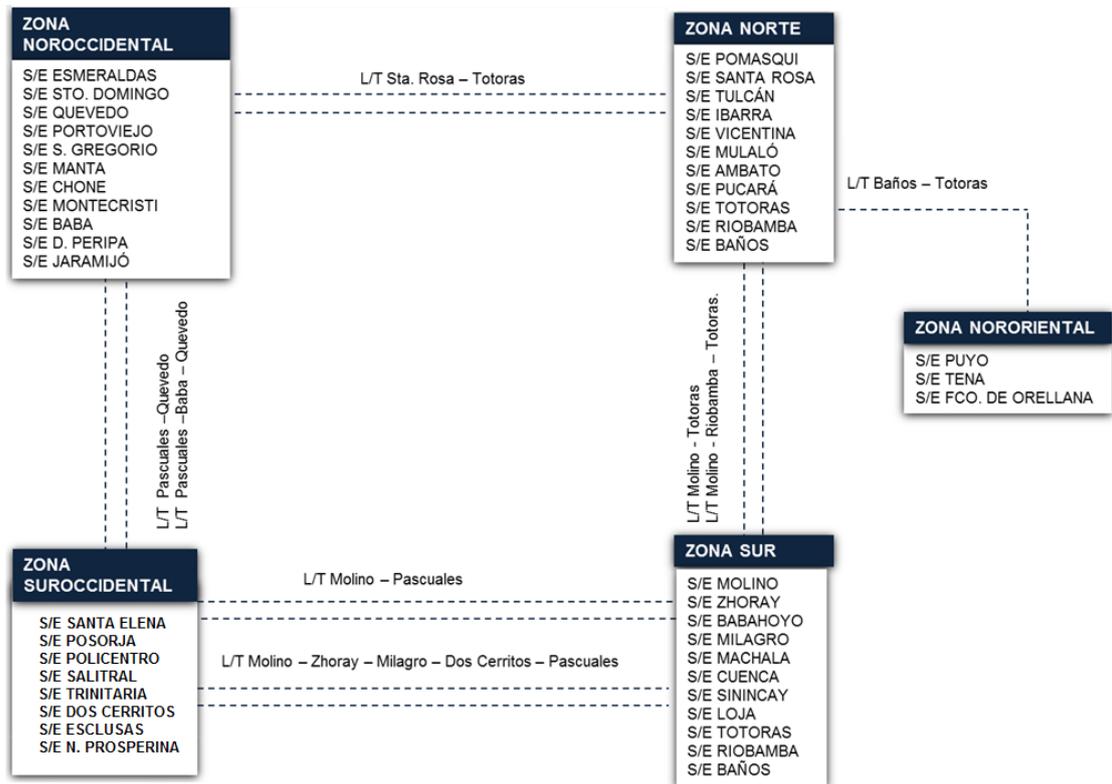


Figura 15 Sistema Nacional Interconectado  
Fuente CONELEC [16].

Se realiza un análisis general de la disponibilidad de abastecimiento de potencia en cada una de las áreas de control de tensión y de la capacidad de transferencia de potencia inter-áreas. Para el análisis el sistema se divide en las siguientes áreas o zonas:



**Figura 16: Áreas del S.E.P. Ecuatoriano.**

*Fuente Como referencia también se tomara el diagrama unifilar del SNI[26].*

En la Figura 16 se muestra las cuatro zonas en las cuales se dividió el sistema eléctrico de potencia del Ecuador, con las que se analiza el sistema.

Las zonas definidas son:

- a) Zona Norte
- b) Zona Sur
- c) Zona Noroccidente
- d) Zona Suroccidente

## CAPITULO III

### **3.1 Simulación y Caso de Estudio**

Para este capítulo se considera las simulaciones del software Digsilent Power Factory 14.1, en el que se analiza los requerimientos de potencia reactiva del Sistema Nacional Interconectado, primero en condiciones normales según el estado del sistema del 2014 con sus respectivas variaciones para este año [19].

Se modela tres escenarios críticos, los cuales se definieron en el capítulo 2.3. Estos escenarios están basados en la problemática nacional según su histórico. Los tres escenarios analizados son los siguientes:

- a) Desconexión de una de las líneas de Santa Rosa – Totoras.
- b) Desconexión del Tramo que Conecta las Barras de Molino con Pascuales.
- c) Desconexión del Tramo que Conecta las Barras de Quevedo con Pascuales.

De acuerdo a lo expuesto en el Capítulo II, la inestabilidad de voltaje es de carácter local, por lo tanto, el sistema se analiza por zonas.

### **3.2 Simulación en Zona Norte.**

Para el análisis de esta Zona, se incluye la zona Nororiental con una interconexión mediante una línea de transmisión Totoras – Baños con la zona Noroccidental y la Zona Norte que están enlazadas por la línea transmisión Santa Rosa – Totoras y Molino – Totoras, Molino – Riobamba – Totoras, con la Zona Sur.

#### **3.2.1 Barras en la Zona Norte.**

Las barras que se encuentran en esta zona son las siguientes:

- a) Pomasqui
- b) Santa Rosa
- c) Tulcán
- d) Ibarra
- e) Vicentina
- f) Mulalo
- g) Ambato
- h) Pucará
- i) Totoras

- j) Riobamba
- k) Baños
- l) Puyo
- m) Tena
- n) Francisco de Orellana

Para el análisis se incluyen las barras de Jamondino y Panamericana de Colombia, que intervienen en el flujo de potencia nacional.

### 3.2.2 Despacho de Potencia en Unidades Generadoras.

En la Tabla 3 se muestran las unidades de generación que participan en la Zona Norte que aportan con potencia activa y potencia reactiva.

**Tabla 3 Despacho de Potencia Activa y Reactiva de Generación para la Zona Norte**

GENERADOR	MW	MVAr
<b>G_CHGUANGOPOLO 1_5</b>	8.7	1.5
<b>G_CHILLOS_1_2</b>	1.8	0.3
<b>G_CUMBAYA_1_4</b>	30	1.5
<b>G_EMAAP_EL_CARMEN</b>	5.3	1.1
<b>G_EMAAP_RECUPERADORA</b>	7	1.7
<b>G_GHERNANDEZI_6</b>	31.2	5.4
<b>G_GUANGOPOLO_7</b>	1.5	0
<b>G_GUANGOPOLO1_6</b>	10.1	0
<b>G_LORETO</b>	1.9	0.2
<b>G_NAYON_1_2</b>	28.2	2
<b>G_PASOCHOA_1_2</b>	2.8	0.9
<b>G_U1_AGOYAN</b>	74	1.049
<b>G_U1_PAPALLACTA</b>	2.16	0.54
<b>G_U1_PAUTE</b>	73.01	1.59
<b>G_U2_PAPALLACTA</b>	0.34	0.86
<b>G_U2_PAUTE</b>	73.01	1.059
<b>G_U3_PAUTE</b>	73.01	1.059
<b>G_U4_PAUTE</b>	73.01	1.059
<b>G_U5_PAUTE</b>	73.01	1.059

*Fuente Autor.*

Las unidad con mayor aporte de potencia activa es Paute y la unidad con más aporte de potencia reactiva es Ghernandez1\_6.

### 3.2.3 Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Norte.

#### 3.2.3.1 En Condiciones Normales.

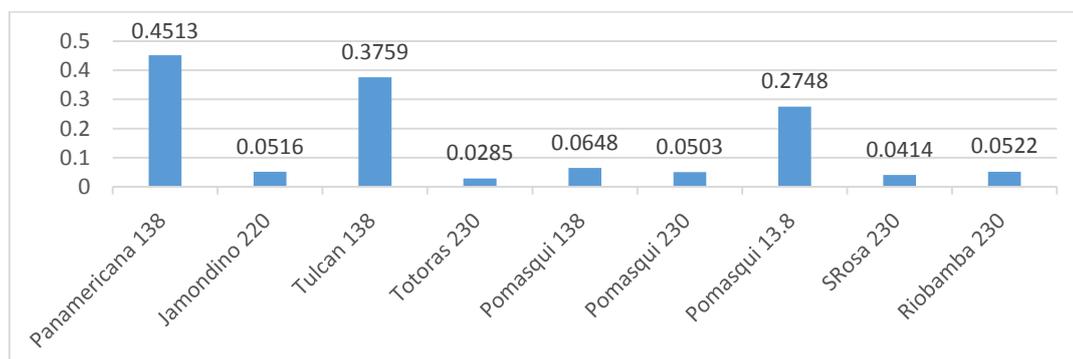
Se obtienen los datos de sensibilidad en condiciones normales de operación.

**Tabla 4 Datos ( $dv/dQ$ ) [%/ MVAr] en condiciones normales Zona Norte  
SENSIBILIDADES**

Barra	( $dv/dQ$ ) [%/ MVAr]
Panamericana 138	0.4513
Jamondino 220	0.0516
Tulcán 138	0.3759
Totoras 230	0.0285
Pomasqui 138	0.0648
Pomasqui 230	0.0503
Pomasqui 13.8	0.2748
SRosa 230	0.0414
Riobamba 230	0.0522

*Fuente Autor.*

La Tabla 4 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 17 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/ MVAr] en condiciones normales**

*Fuente Autor.*

En la figura 17 se observa que, en condiciones normales, la barra más débil corresponde a la Panamericana de Colombia seguida de la barra Tulcán y Pomasqui.

#### 3.2.3.2 Desconexión de la línea Totoras Santa Rosa.

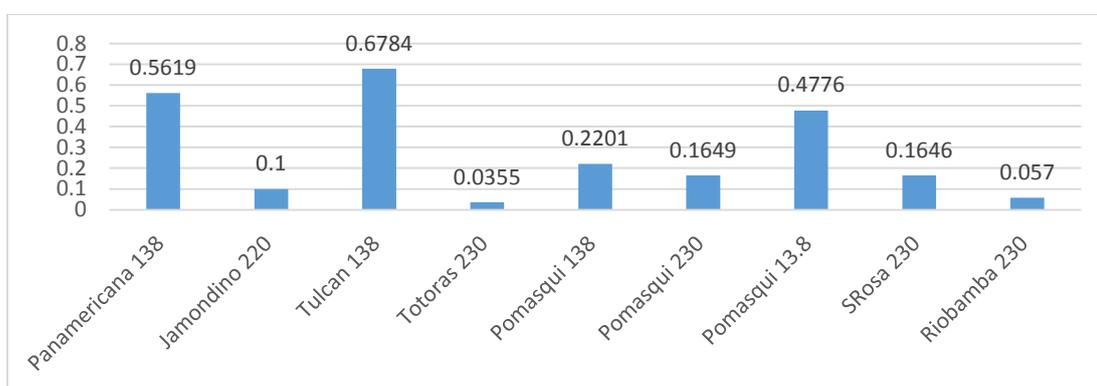
En este escenario la línea de Totoras – Santa Rosa se coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 5 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Norte**  
**SENSIBILIDADES**

Barra	(dv/dQ) [%/Mvar]
<b>Panamericana 138</b>	0.5619
<b>Jamondino 220</b>	0.1
<b>Tulcán 138</b>	0.6784
<b>Totoras 230</b>	0.0355
<b>Pomasqui 138</b>	0.2201
<b>Pomasqui 230</b>	0.1649
<b>Pomasqui 13.8</b>	0.4776
<b>SRosa 230</b>	0.1646
<b>Riobamba 230</b>	0.057

Fuente Autor.

La Tabla 5 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 18 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Norte**  
Fuente Autor,

Para esta contingencia se visualiza que la barra de Tulcán es la más débil seguida de Panamericana.

### 3.2.3.3 Desconexión Pascuales – Quevedo

La línea Pascuales – Quevedo se coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 6 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Norte**  
**SENSIBILIDADES**

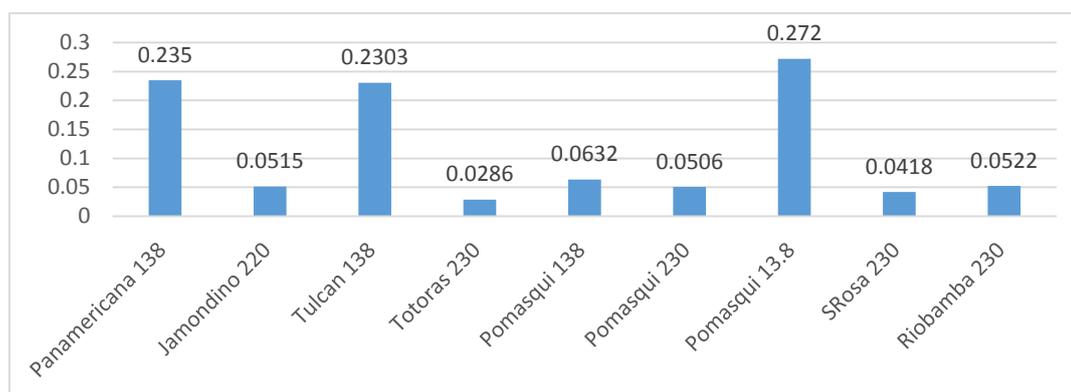
Barra	(dv/dQ) [%/Mvar]
<b>Panamericana 138</b>	0.235
<b>Jamondino 220</b>	0.0515
<b>Tulcán 138</b>	0.2303
<b>Totoras 230</b>	0.0286

**Tabla 6 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Norte. Continuación.**

<b>Barra</b>	<b>(dv/dQ) [%/ MVAr]</b>
Pomasqui 138	0.0632
Pomasqui 230	0.0506
Pomasqui 13.8	0.272
S. Rosa 230	0.0418
Riobamba 230	0.0522

*Fuente: Autor.*

En la Tabla 6 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 19 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Norte**

*Fuente Autor.*

En esta contingencia la barra de Pomasqui es la más débil, seguida de la barra de Tulcán y posteriormente de la barra Panamericana.

### 3.2.3.4 Desconexión Pascuales – Molino.

Se escoge la línea de Pascuales – Molino, se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 7 Sensibilidad dv/dQ Pascuales-Molino Zona Norte**  
**SENSIBILIDADES**

<b>Barra</b>	<b>(dv/dQ) [%/ MVAr]</b>
<b>Panamericana 138</b>	0.4532
<b>Jamondino 220</b>	0.0519
<b>Tulcán 138</b>	0.3789
<b>Totoras 230</b>	0.0288
<b>CH Paute 13.8_U1</b>	0
<b>CH Paute 13.8_U2</b>	0
<b>CH Paute 13.8_U3</b>	0
<b>CH Paute 13.8_U4</b>	0
<b>CH Paute 13.8_U5</b>	0

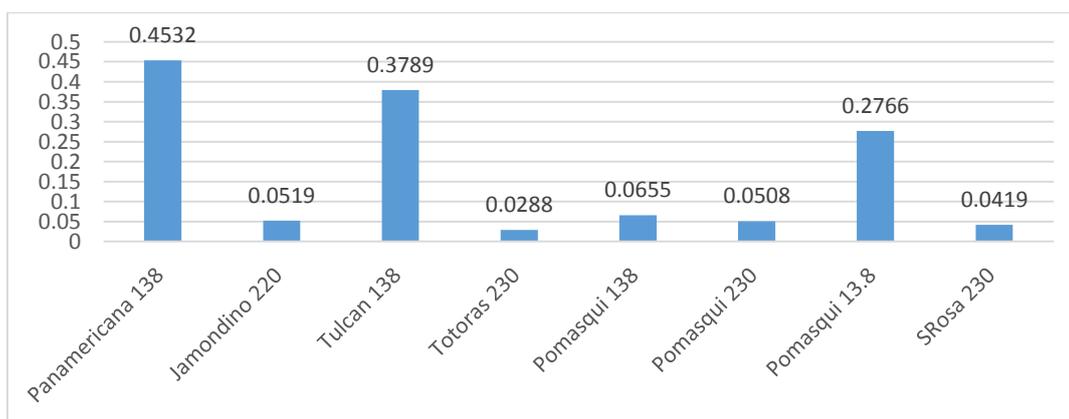
*Fuente Autor.*

**Tabla 7 Sensibilidad dv/dQ Pascuales-Molino Zona Norte. Continuación.**

Barra	(dv/dQ) [%/Mvar]
<b>Pomasqui 138</b>	0.0655
<b>Pomasqui 230</b>	0.0508
<b>Pomasqui 13.8</b>	0.2766
<b>S. Rosa 230</b>	0.0419
<b>Riobamba 230</b>	0.0526

Fuente Autor.

En la Figura 20 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 20 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Norte**

Fuente Autor.

En esta contingencia la barra de Panamericana es la barra más débil seguida de la barra de Tulcán.

### 3.3 Simulación de la Zona Sur.

Para el análisis de esta Zona; se incluye la zona Suroccidental con sus líneas de transmisión Molino - Pascuales, Molino - Zhoray-Milagro - Dos-Cerritos - Pascuales, y la Zona Norte que están enlazadas por la línea transmisión Santa Rosa – Totoras y Molino – Totoras, Molino – Riobamba – Totoras, con la Zona Sur.

#### 3.3.1 Barras en la Zona Sur.

Las barras que se encuentran en esta zona son las siguientes:

- a) Molino
- b) Zhoray
- c) Babahoyo
- d) Milagro
- e) Machala
- f) Cuenca

- g) Sinicay
- h) Loja
- i) Totoras
- j) Riobamba Baños

### 3.3.2 Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Sur.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Se muestra las unidades de generación que participan en la Zona Norte y que aportan potencia activa y potencia reactiva al sistema.

**Tabla 8 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Sur**

<b>GENERADOR</b>	<b>MW</b>	<b>MVAr</b>
G_TG1_ROS	0	1.291
G_TG2_ROS	0	1.291
G_PAYAMINO_2	0	0
G_PENINSULA_4	0.5	0
G_ILLUCHI_I_3_4	0.8	0.13
G_LA_PLAYA_1_3	0.8	-0.1
G_ILLUCHI_I_1_2	1.2	0.26
G_PAYAMINO_1	1.3	0
G_PENINSULA_1_3	1.5	0
G_S_M_CAR	2	0
G_ILLUCHI_II_1_2	2.2	1.1
G_RIO_BLANCO	2.5	0.2
G_U1_AMBI	4	0.2
G_U2_AMBI	4	0.2
G_C_CASTELLANOS_1_4	5.4	0
G_ALAO_1_4	9	3
G_JIVINO_III_3	10	2.4
G_JIVINO_III_2	10.5	1.2
G_JIVINO_III_4	10.5	2.4
G_U1_PUCARA	17.5	3.315
G_U2_PUCARA	17.5	3.315
G_U1_AGOYAN	74	1.049
G_U2_AGOYAN	74	1.049
G_U1_SAN FCO	106	1.520
G_U2_SAN FCO	106	1.520

*Fuente Autor.*

La unidad que más aporta potencia activa y reactiva es San Francisco.

### 3.3.3 Sensibilidades $dv/dQ$ - Zona Sur.

#### 3.3.3.1 Condiciones Normales de Operación.

Se obtienen los datos de sensibilidad en condiciones normales de operación.

Tabla 9 Sensibilidad  $dv/dQ$  en condiciones normales Zona Sur

Barra	( $dv/dQ$ ) [%/MVAr]
Zhoray 230	0.016
Totoras 230	0.0285
Milagro 230	0.0313
Molino 230	0.0107
Riobamba 230	0.0522

Fuente Autor.

En la Tabla 9 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.

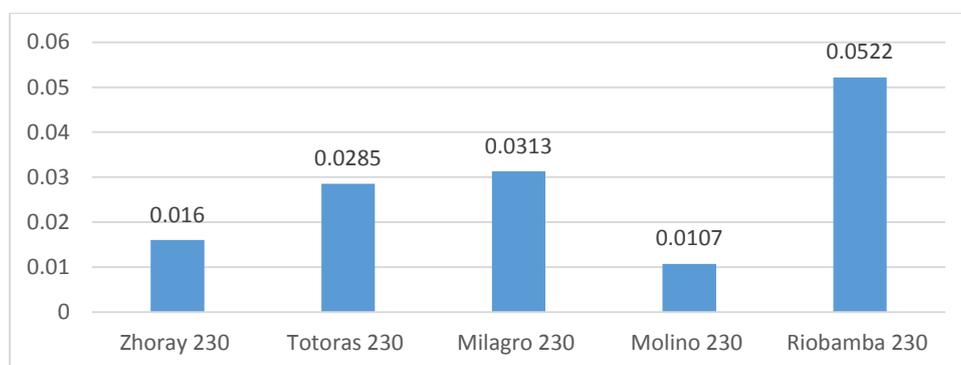


Figura 21 Sensibilidades ( $dv/dQ$ ) [%/MVAr] en condiciones normales Sur

Fuente: Autor.

En la figura 21 se observa, en condiciones normales, la barra más débil, Riobamba, seguida de la barra Milagro.

#### 3.3.3.2 Desconexión de la línea Totoras Santa Rosa.

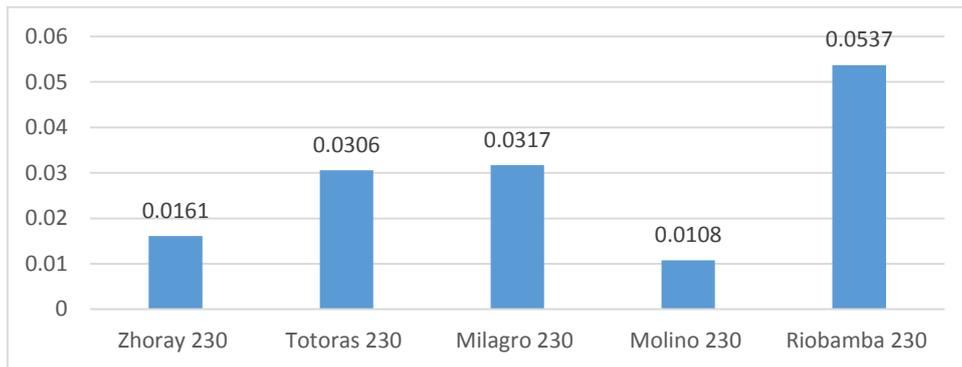
Se escoge la línea de Totoras – Santa Rosa, se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

En la tabla 10 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.

**Tabla 10 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Sur  
SENSIBILIDADES**

Barra	(dv/dQ) [%/MVAr]
Zhoray 230	0.0161
Totoras 230	0.0306
CH Paute 13.8_U7	0
CH Paute 13.8_U9	0
Milagro 230	0.0317
CH Paute 13.8_U10	0
CH Paute 13.8_U6	0
CH Paute 13.8_U8	0
Molino 230	0.0108
Riobamba 230	0.0537

*Fuente Autor*



**Figura 22 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Sur  
Fuente Autor.**

Para esta contingencia, la barra de Riobamba es la más débil seguida de Milagro.

### 3.3.3.3 Desconexión Pascuales – Quevedo.

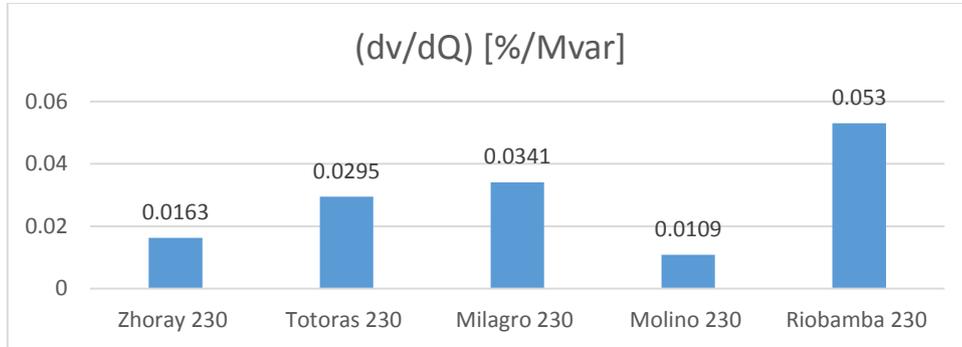
Se escoge la línea de Pascuales – Quevedo se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 11 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Sur  
SENSIBILIDADES**

Barra	dv/dQ [MVAr]
Zhoray 230	0.0163
Totoras 230	0.0295
Milagro 230	0.0341
Molino 230	0.0109
Riobamba 230	0.053

Fuente Autor.

En la Tabla 11 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 23** Sensibilidades (dv/dQ) [%/ MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Sur  
Fuente: Autor

Para esta contingencia se establece la barra de Riobamba como la más débil seguida de Milagro.

### 3.3.3.4 Desconexión Pascuales – Molino

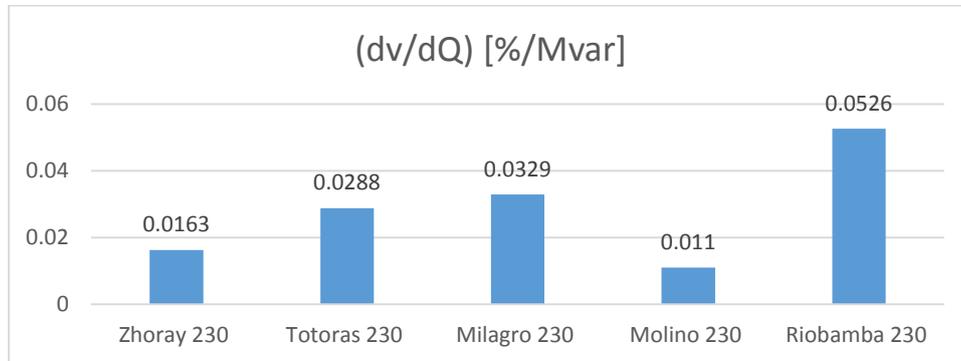
Se escoge la línea de Pascuales – Molino se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 12** Sensibilidades (dv/dQ) [%/ MVAr]. Pascuales Molino Zona Sur  
**SENSIBILIDADES**

Barra	dv/dQ [%/ MVAr]
Zhoray 230	0.0163
Totoras 230	0.0288
CH Paute 13.8_U7	0
CH Paute 13.8_U9	0
Milagro 230	0.0329
CH Paute 13.8_U10	0
CH Paute 13.8_U6	0
CH Paute 13.8_U8	0
Molino 230	0.011
Riobamba 230	0.0526

Fuente Autor.

En la Tabla 12 se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 24 Sensibilidades (dv/dQ) [%/ MVAr]. Pascuales Molino Zona Sur**  
*Fuente Autor.*

En esta contingencia se demuestra a la barra de Riobamba como la más débil seguida de la barra de Milagro.

### **3.4 Simulación de la Zona Noroccidental.**

Para el análisis se separan los elementos que interactúan en la zona sur en las que intervienen las líneas de transmisión de Molino – Totoras y Molino - Riobamba – Totoras

#### **3.4.1 Barras en la Zona Noroccidental.**

Las barras que se encuentran en esta zona son las siguientes:

- a) Esmeraldas
- b) Santo Domingo
- c) Quevedo
- d) Portoviejo
- e) S. Gregorio
- f) Manta
- g) Chone
- h) Montecristi
- i) Baba

- j) Daule Peripa
- k) Jaramijo

### 3.4.2 Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Noroccidentales.

Aquí se incluye la Tabla 13, dónde están los elementos de generación que participan en la Zona Norte que aportaran con potencia activa y potencia reactiva.

**Tabla 13 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Noroccidental**  
**ZONA NOR OCCIDENTAL**

GENERADOR	P [MW]	Q [MVar]
G_CALOPE1_2	16	0.4
G_CELEC_QUEVEDO	65.2	13.2
G_G1_CTESM	125	1,020
G_JARAMIJO_10_14	24.8	7.2
G_JARAMIJO_1_5	38.9	5.15
G_JARAMIJO_6_9	31.12	4.12
G_MIRAFLORES_11y12	5	0.2
G_Manta_II_1_12	14.49	3.24
G_PROPICIA	6.9	2.2
G_TG1_MF	20	1.5
G_U1_DPER	50	1,170
G_U2_DPER	50	1,170
G_U3_DPER	50	1,170

*Fuente Autor.*

Las unidades que más aportan potencia activa son las de CELEC Quevedo y las que aportan más potencia reactiva también.

### 3.4.3 Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Noroccidental.

#### 3.4.3.1 En Condiciones Normales.

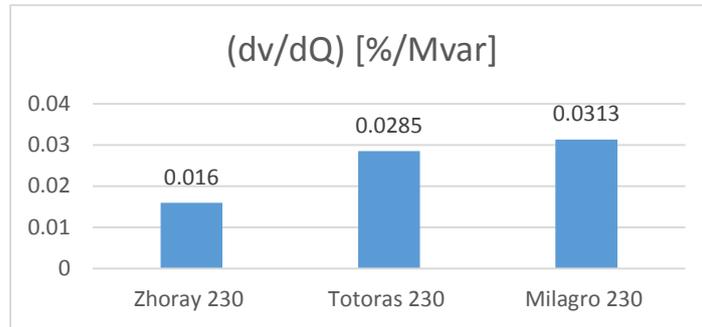
**Tabla 14 Sensibilidad  $dv/dQ$  en Condiciones Normales Zona Noroccidente**  
**SENSIBILIDADES**

Barra	$dv/dQ$ [%/ MVar]
S. Domingo 230	0.0464
Quevedo 230	0.0406
Pascuales 230	0.0231

*Fuente Autor*

La Tabla 14 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.

**Figura 25 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr] en condiciones normales Noroccidental**



*Fuente Autor.*

La figura 25 muestra que en condiciones normales, la barra más débil corresponde a Santo Domingo seguida de la barra Quevedo.

### 3.4.3.2 Desconexión de la línea Totoras Santa Rosa

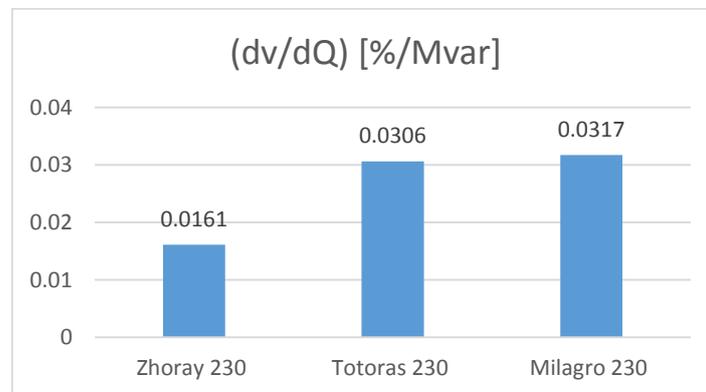
Se escoge la línea de Totoras – Santa Rosa se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 15 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Noroccidente  
FLUJO DE CARGA**

Barra	dv/dQ [%/MVAr]
<b>SDomingo 230</b>	0.0521
<b>Quevedo 230</b>	0.0427
<b>Pascuales 230</b>	0.0234

*Fuente Autor.*

La Tabla 15 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 26 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Noroccidental**

*Fuente: Autor*

En la figura 26 se observa que en condiciones normales, la barra más débil

corresponde a Santo Domingo seguida de la barra Quevedo.

### 3.4.3.3 Desconexión Pascuales – Quevedo

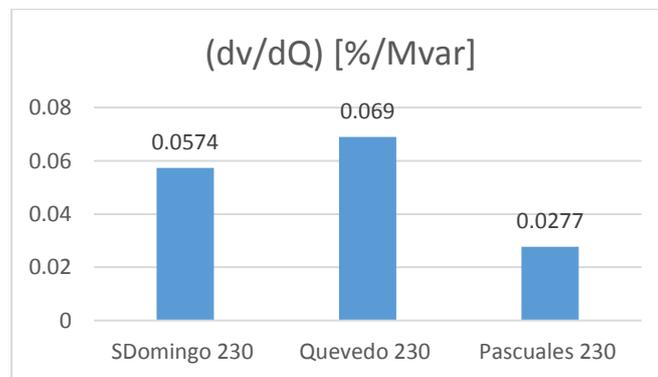
Se escoge la línea de Pascuales – Quevedo se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 16 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Noroccidental SENSIBILIDADES**

Barra	(dv/dQ) [%/MVAr]
<b>SDomingo 230</b>	0.0574
<b>Quevedo 230</b>	0.069
<b>Pascuales 230</b>	0.0277

*Fuente Autor.*

Aquí se muestran los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 27 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Noroccidental**  
*Fuente Autor.*

La figura 27 muestra que en condiciones normales, la barra más débil es Quevedo seguida de la barra Santo Domingo.

### 3.4.3.4 Desconexión Pascuales – Molino

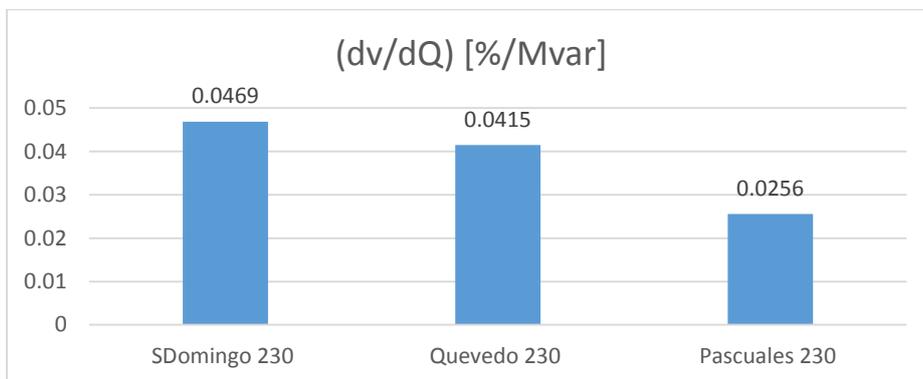
Se escoge la línea de Pascuales – Molino se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 17 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Noroccidental FLUJO DE CARGA**

Barra	(dv/dQ) [%/MVAr]
<b>SDomingo 230</b>	0.0469
<b>Quevedo 230</b>	0.0415
<b>Pascuales 230</b>	0.0256

*Fuente Autor.*

La Tabla 17 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 28 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Noroccidental**  
*Fuente Autor.*

La figura 28 muestra, en condiciones normales, la barra más débil que corresponde a Santo Domingo seguida de la barra Quevedo.

### **3.5 Simulación de la Suroccidental.**

Para nuestro análisis separamos los elementos que interactúan en la zona sur en las que intervienen las líneas de transmisión de Pascuales – Quevedo, Pascuales – Baba – Quevedo y por otro lado Molino – Pascuales, Molino – Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales.

#### **3.5.1 Barras en la Zona Suroccidental.**

- a) Santa Elena
- b) Posorja
- c) Policentro
- d) Salitral
- e) Trinitaria
- f) Dos Cerritos
- g) Esclusas
- h) N. Prosperina

### 3.5.2 Despacho de Potencia en Unidades Generadoras Suroccidental.

**Tabla 18 Generadores con sus Potencias Activas y Reactivas para la Zona Suroccidental**  
**ZONA SUROCCIDENTAL**

GENERADOR	P [MW]	Q [MVA <sub>r</sub> ]
G_GAS_PAS	96	1.979
G_GENEROCA_1_8	21	3.75
G_KEPPEL_1_22	20	5
G_KEPPEL_26_38	40	10
G_KEPPEL_39_51	40	9
G_SELENA_II	59.15	10.5
G_U1_EQUIL	47.46	10
G_U1_SELENA_III	13.3	1.7
G_U1_TRI	133	5.481
G_U2_SELENA_III	13.3	2.4
G_U3_SELENA_III	13.3	1.1
G_U4_EQUIL	23	10
G_VICTORIA_TRI	102	1,183
G_GYQ_AT1	40	20
G_GYQ_AT2	35	10
G_TV3_GZEV	70	343.494

*Fuente Autor.*

Las unidades que más aportan potencia activa y reactiva son las de CELEC Quevedo.

### 3.5.3 Sensibilidades $dv/dQ$ para la Zona Suroccidental.

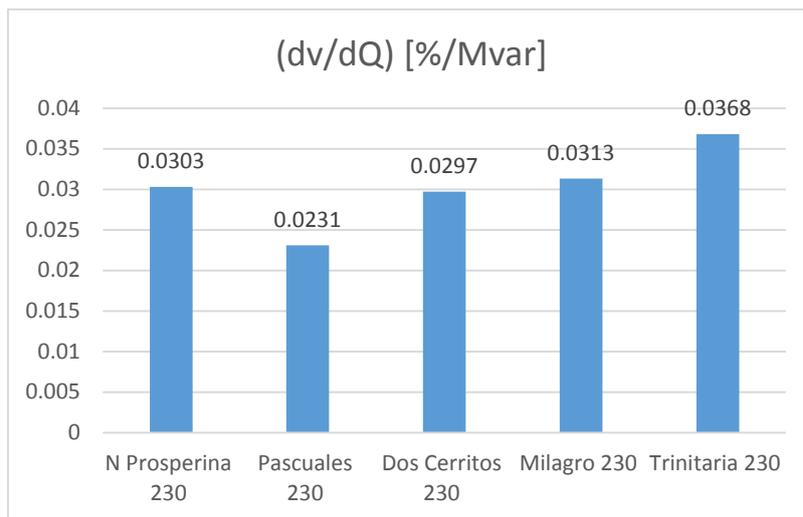
#### 3.5.3.1 En Condiciones Normales.

En la Tabla 19 se visualizan los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.

**Tabla 19 Sensibilidad  $dv/dQ$  en condiciones normales Zona Suroccidente**  
**SENSIBILIDADES**

Barra	$(dv/dQ)$ [%/MVAr]
N Prosperina 230	0.0303
Pascuales 230	0.0231
Dos Cerritos 230	0.0297
Milagro 230	0.0313
Trinitaria 230	0.0368

*Fuente Autor.*



**Figura 29** Sensibilidades (dv/dQ) [%/ MVAr] en condiciones normales Noroccidental  
Fuente: Autor

La figura 29 muestra que la barra más débil corresponde a Trinitaria seguida de la barra Milagro, en condiciones normales.

### 3.5.3.2 Desconexión de la línea Totoras Santa Rosa.

Se escoge la línea de Totoras – Santa Rosa se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

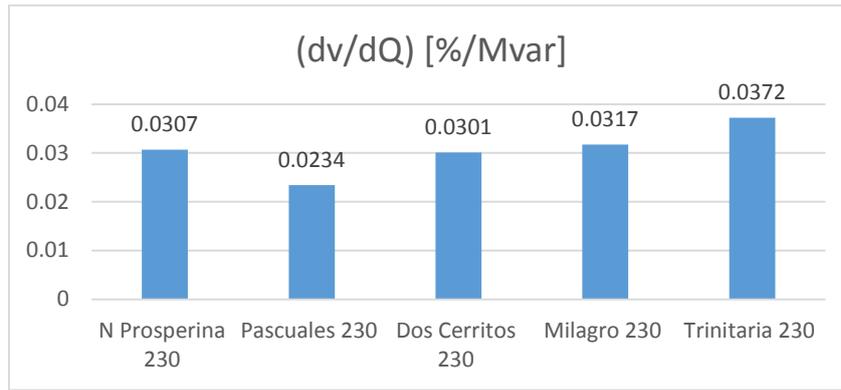
**Tabla 20** Datos (dv/dQ) [%/ MVAr] Línea Totoras Santa Rosa. Zona Noroccidente  
**SENSIBILIDADES**

Barra	(dv/dQ) [%/ MVAr]
<b>N Prosperina 230</b>	0.0307
<b>Pascuales 230</b>	0.0234
<b>Dos Cerritos 230</b>	0.0301
<b>Milagro 230</b>	0.0317
<b>Trinitaria 230</b>	0.0372

Fuente Autor.

La Tabla 20 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.

En la figura 30, se observa que en condiciones normales, la barra más débil corresponde a Trinitaria seguida de la barra Milagro.



**Figura 30 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Totoras Santa Rosa Zona Noroccidental**  
Fuente Autor.

### 3.5.3.3 Desconexión Pascuales – Quevedo

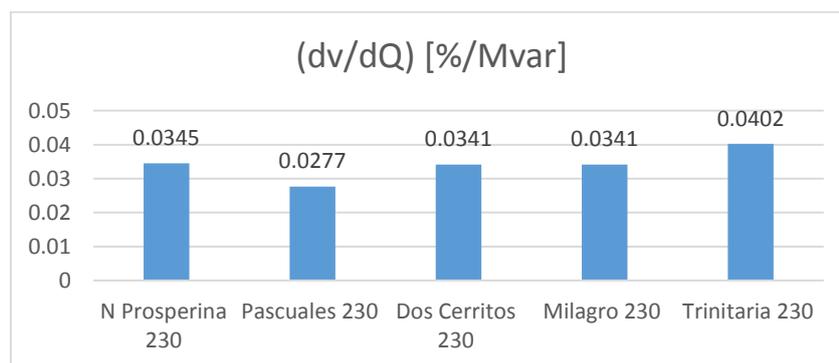
Se escoge la línea de Pascuales – Quevedo se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 21 Desconexión Pascuales – Quevedo**  
**SENSIBILIDADES**

Barra	(dv/dQ) [%/MVAr]
<b>N Prosperina 230</b>	0.0345
<b>Pascuales 230</b>	0.0277
<b>Dos Cerritos 230</b>	0.0341
<b>Milagro 230</b>	0.0341
<b>Trinitaria 230</b>	0.0402

Fuente: autor

La Tabla 21 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 31 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Quevedo Zona Suroccidental**  
Fuente Autor.

La figura 31 muestra que, en condiciones normales, la barra más débil es Trinitaria seguida de la barra Prosperina.

### 3.5.3.4 Desconexión Pascuales – Molino

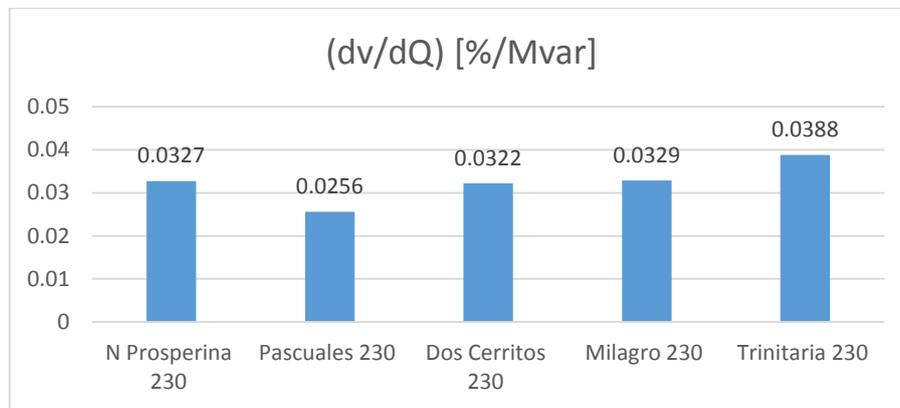
Se escoge la línea de Pascuales – Molino se la coloca fuera de servicio y se obtienen los datos de la simulación.

**Tabla 22 Datos (dv/dQ) [%/MVAr] Pascuales Quevedo Zona Suroccidental**

Sensibilidades	
Barra	(dv/dQ) [%/MVAr]
<b>N Prosperina 230</b>	0.0327
<b>Pascuales 230</b>	0.0256
<b>Dos Cerritos 230</b>	0.0322
<b>Milagro 230</b>	0.0329
<b>Trinitaria 230</b>	0.0388

*Fuente Autor.*

La Tabla 22 muestra los valores de sensibilidad en porcentaje para el análisis.



**Figura 32 Sensibilidades (dv/dQ) [%/MVAr]. Pascuales Molino Zona Suroccidental**

*Fuente Autor.*

La figura 32 muestra que en condiciones normales, la barra más débil es Trinitaria seguida de la barra Milagro.

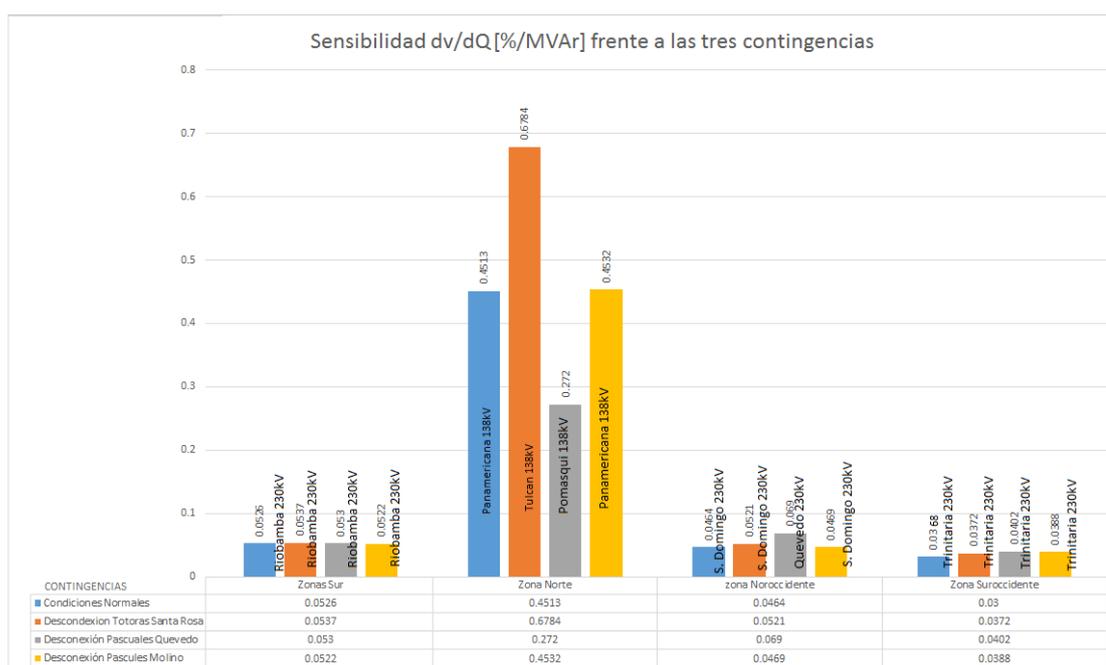
## CAPITULO IV

### 4.1 Identificación de la barra más débil

En el siguiente grafico se muestra la sensibilidad de tensión ante la variación de potencia reactiva (dv/dQ) en [%/MVA<sub>r</sub>] para las distintas zonas en condiciones normales y poscontingencias.

#### 4.1.1 Sensibilidad de las Áreas de Análisis.

**Figura 33 Sensibilidad dv/dQ [%/MVA<sub>r</sub>] de las Áreas de Análisis.**

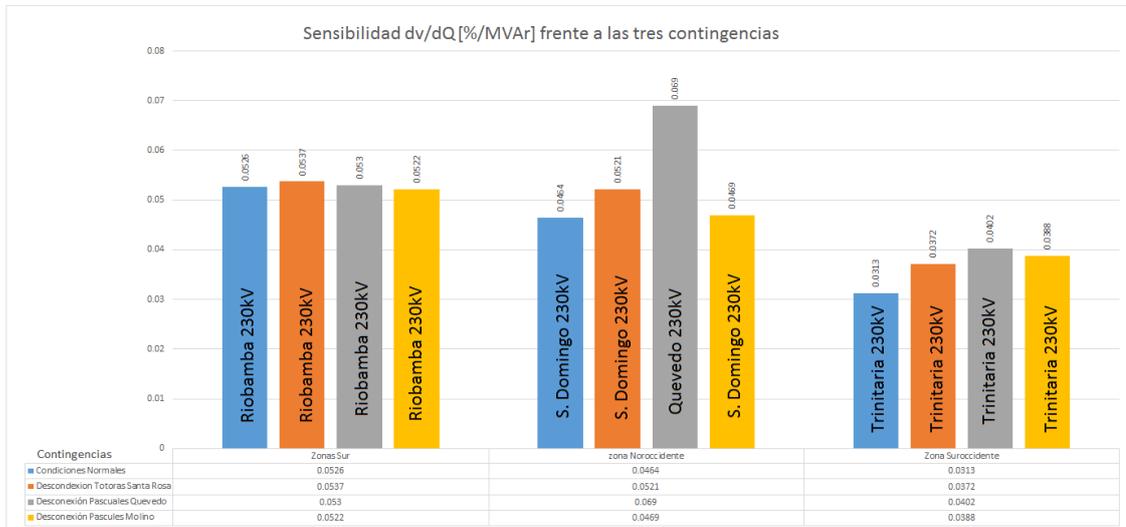


Fuente Autor

En la Figura 33 se puede observar que en condiciones normales la barra más débil corresponde Panamericana 138kV de Colombia Zona Norte. La barra más débil en condiciones postcontingencia corresponde la Tulcán 138kV para la desconexión de las líneas de transmisión Totoras-Santa Rosa.

## 4.1.2 Sensibilidad de Tres Áreas de Análisis.

Figura 34 Sensibilidad  $dv/dQ$  [%/MVar] Frente a las Tres Contingencias.



Fuente Autor

En la Figura 34 se excluye la Zona Norte por sus valores de sensibilidad elevados. Se puede observar que en condiciones normales la barra más débil corresponde a Riobamba 230kV. La barra más débil en condiciones postcontingencia corresponde la Quevedo 230kV para la desconexión de las líneas de transmisión Pascuales-Quevedo.

## 4.2 Determinación de Reserva de Potencia Reactiva e Identificación de la Contingencia más Crítica.

A continuación se presenta las unidades generadoras con sus respectivos valores máximos y mínimos en condiciones normales de potencia reactiva.

Se presenta las variaciones de potencia reactiva post contingencia.

Tabla 23 Distribución de la Potencia Reactiva para los Escenarios de Contingencia.

UNIDADES GENERADORAS	DATOS DE LAS UNIDADES DE GENERACION			POST-CONTINGENCIAS		
	CONDICIONES NORMALES	MIN. DE POT. REACTIVA	MAX. POT. REACTIVA	TOTORA SANTA ROSA	PASCUALES MOLINO	PASCUALES QUEVEDO
	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr
G_G1_CTESM	8.35	-1.70	32.00	1.43	1.02	8.00
G_U1_DPER	9.38	-30,	40.00	1.28	11.70	8.40
G_U2_DPER	9.38	-30,	40.00	1.28	11.70	8.40
G_U3_DPER	9.38	-30,	40.00	1.28	11.70	8.40
G_TG1_ROS	1.29	-11,	24.00	1.84	1.40	1.31
G_TG2_ROS	1.29	-11,	24.00	1.84	1.40	1.31
G_U1_AGOYAN	1.05	-10,	30.00	1.23	1.15	1.10
G_U1_PUCARA	3.32	-15.83	15.83	6.37	4.11	3.68
G_U1_SAN FCO	1.52	-20.11	39.97	1.90	1.80	1.68
G_U2_AGOYAN	1.05	-10,	30.00	1.23	1.15	1.10
G_U2_PUCARA	3.32	-15,	15.00	6.37	4.11	3.68
G_U2_SAN FCO	15.20	-125.70	125.70	1.90	1.80	1.68
G_TV3_GZEV	2.84	-1.00	4.20	3.06	3.43	3.47
G_GAS_PAS	9.75	-10,	30.03	13.397	1.98	2.03
G_U1_TRI	4.14	-20,	8.00	4.63	5.48	5.56
G_VICTORIA_TRI	5.37	-244.20	4.88	7.71	1.18	121.84
G_U10_PAUTE	-6.56	-60,	60.00	-4.74	-0.37	-3.49
G_U1_PAUTE	1.06	-4.20	6.31	1.20	1.28	1.29
G_U2_PAUTE	1.06	-4.20	6.31	1.20	1.28	1.29
G_U3_PAUTE	1.06	-4.20	6.31	1.20	1.28	1.29
G_U4_PAUTE	1.06	-4.20	6.31	1.20	1.28	1.29
G_U5_PAUTE	1.06	-4.20	6.31	1.20	1.28	1.29
G_U6_PAUTE	1.33	-127.70	127.70	1.51	1.62	1.64
G_U7_PAUTE	1.30	-60,	60.00	1.53	1.62	1.62
G_U8_PAUTE	1.33	-60,	60.00	1.51	1.62	1.64
G_U9_PAUTE	1.33	-60,	60.00	1.51	1.62	1.64
G_UA_TGM	8.16	-52.87	2.00	9.20	1.10	1.05
G_UB_TGM	8.07	-528.71	2.00	9.11	1.09	1.05

FUENTE: AUTOS

La Tabla 23 muestra las unidades generadoras que modificaron su potencia reactiva frente a las contingencias analizadas, tomando como referencia sus valores máximos y mínimos de potencia reactiva para poder tomar medidas correctivas, los valores se encuentran dentro de límites aceptables si se presenta alguna falla, los escenarios aceptables fueron tomados en cuenta.

## **CONCLUSIONES.**

- Las simulaciones dependen de las condiciones de operación del sistema, por lo tanto se pudo observar que al momento de interrumpir la línea de Pascuales – Quevedo el S.N.I. colapsa, perjudicando a todo el sistema. En las contingencias solo se interrumpió una de las líneas de transmisión Pascuales – Quevedo 2\_1 para 230KV.
- Para el caso de la Zona Sur al momento de interrumpir la línea de transmisión de Totoras – Santa Rosa el SNI colapsa por lo que se concluye que la Zona Sur puede prevalecer con un circuito de la línea de transmisión en cuestión.
- Para el caso de la Zona Sur la desconexión total de la línea Pascuales Quevedo no es una contingencia que interrumpe el funcionamiento del S.N.I., pero si cambia los márgenes de potencia reactiva y por ende los márgenes de estabilidad. .
- En la zona Noroccidental en el caso de que esta no colapsa siempre y cuando las líneas de transmisión Totoras - Santa Rosa no se vaya en su totalidad y el S.N.I.
- Por medio de las simulaciones se identifica cuáles son las contingencias que afectan a los márgenes de estabilidad del sistema, y exponen al sistema a un riesgo de blackout.
- El análisis por medio de sensibilidades  $dv/dQ$  nos entrega buenas señales de barras con bajos márgenes de estabilidad (barras débiles en el sistema). Esta información es de mucha importancia para la planificación, asignación y operación del recurso de potencia reactiva.

## RECOMENDACIONES

- Es importante realizar el estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva con el fin de cumplir con las exigencias operativas y mantener estándares de seguridad en el S.N.I.
- Se recomienda fortalecer las barras débiles y las líneas de transmisión críticas del sistema para prevenir que sean propensa a llevar al sistema a un blackout.
- Es recomendable disponer de varias metodologías de análisis para el cálculo de requerimiento de potencia reactiva, con el fin de tener mayor capacidad de análisis para la toma de decisiones.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] A. C. Robles Durazno, "MODELO DE GESTIÓN COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR," pp. 1–85, 2010.
- [2] CELEC, "Proyectos de transimison en ejecucion," p. 2, 2014.
- [3] CELEC, "Informe de rendición de cuentas 2013," 2013.
- [4] CELEC, "Energía Termica," p. 1, 2013.
- [5] CELEC, "AMPLIACION DE SUBESTACIONES," pp. 1–2, 2013.
- [6] Hofmann, S. Wolfgang, Chichester, West, and W. & S. UK Jhon, *Reactive Power Compensation*. 2012, p. 276.
- [7] K. Garcia Gonzáles, *MÉTODOS EMPLEADOS PARA EL ANÁLISIS DE TENSIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA*. 2012, p. 98.
- [8] N. Gutiérrez, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema Nacional Interconectado," p. 252, 2006.
- [9] S. Phasor, M. Part, M. Glavic, S., and T. Van Cutsem, "Wide-Area Detection of Voltage Instability From," vol. 24, no. 3, pp. 1408–1416, 2009.
- [10] M. Glavic, S. Member, T. Van Cutsem, and A. T. System, "Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements . Part II : Simulation Results," vol. 24, no. 3, pp. 1417–1425, 2009.
- [11] J. I. ORTIZ MARMOL, *ANÁLISIS TÉCNICO FINANCIERO DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS EN EL PERÍODO 2002-2011*.

- ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL ESCUELA DE INGENIERÍA, 2011, p. 201.
- [12] J. Dixon, S. Member, L. Morán, J. Rodríguez, S. Member, and R. Domke, "Reactive Power Compensation Technologies : State-of-the-Art Review," vol. 93, no. 12, 2005.
- [13] F. S. Loya, LLumiQuinga, *Diseño de un banco de condensadores para la corrección del factor de potencia de la empresa Banchisfoof SA.* 2012, pp. 1–25.
- [14] L. A. Brauer, E. La, C. Var, E. N. Un, and S. D. E. Potencia, "CORRECTOR AUTOMÁTICO DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA," 2009.
- [15] C. S. S. SALAS, "DETERMINACIÓN DEL PUNTO CRÍTICO DE COLAPSO DE TENSIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS," vol. 1, p. 155, 2006.
- [16] L. Leonardo and L. Gómez, "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISION REGIONAL," p. 137, 2008.
- [17] H. E. A. Vidrio, "SIMULACIÓN DE LAS ACCIONES BÁSICAS DE CONTROL DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA," p. 180, 2008.
- [18] L. Murillo and D. Tesis, "Análisis del STATCOM trifásico en Estado Estacionario y Dinámico para la Estabilidad de Voltaje," p. 180, 2005.
- [19] L. J. Chimborazo Carrillo, "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA EL PERIODO 2010 - 2013, ," p. 112, 2013.
- [20] M. Danesi, *VOLTAGE STABILITY INDICES*, vol. 1. 2000, pp. 1–70.
- [21] D. ARIAS, "ÍNDICE DE DETECCIÓN DE PROBLEMAS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN BASE A WAMS," p. 130, 2012.
- [22] Digsilent, "Curso de Entrenamiento Estabilidad de Sistemas de Potencia Definiciones generales Estabilidad Angular," pp. 1–21, 2013.
- [23] E. D. D. C. N. DE ELECTRICIDAD and CONELEC, "CONELEC NORMA PARA PAGO DE REACTIVOS 004-02 tpr\_mem." p. 9, 2011.
- [24] CONELEC, "LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO," 1996. [Online]. Available: [www.derecho-ambiental.org/Derecho/Legislacion/Ley-Regimen-Sector-Elctrico.html](http://www.derecho-ambiental.org/Derecho/Legislacion/Ley-Regimen-Sector-Elctrico.html).

- [25] I. L. Ruales and I. F. G. Yugcha, "Cálculo del Comportamiento de una Línea de Transmisión frente al Flameo Inverso basado en el Método Montecarlo," p. 9, 2010.
- [26] Cooropracion CENACE, "Unifilar SNI-dic 2015.pdf." p. 1, 2014.