



**ESTABILIDAD DE TENSIÓN CON EQUIVALENTES THÉVENIN EN TIEMPO
REAL INVOLUCRANDO AGOTAMIENTO DE REACTIVOS**

ANDRÉS GUILLERMO ZULUAGA MARÍN

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÁREA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2015**



**ESTABILIDAD DE TENSIÓN CON EQUIVALENTES THÉVENIN EN TIEMPO
REAL INVOLUCRANDO AGOTAMIENTO DE REACTIVOS**

ANDRÉS GUILLERMO ZULUAGA MARÍN

**Trabajo de grado para optar el título de Magíster en Ingeniería en el área de
Transmisión y Distribución de energía eléctrica**

**Director
PhD JORGE WILSON GONZÁLEZ SÁNCHEZ
PhD en Ingeniería**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÁREA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2015**

Nota de Aceptación

Firma

Nombre:

Presidente del Jurado

Firma

Nombre: John Mario Rincón Parra

Jurado

Firma

Nombre: Gabriel Jaime López Jiménez

Jurado

Medellín, 14 de Mayo de 2015

Medellín, 14 de Mayo de 2015

Andrés Guillermo Zuluaga Marín

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 82 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1	INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2	APORTES	3
2.	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO	5
2.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO.....	5
2.2	OBJETIVO GENERAL.....	7
2.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
2.4	METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO	7
3.	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	9
3.1	ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA	9
3.2	ESTABILIDAD DE TENSIÓN	9
3.3	TIPOS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	11
3.3.1	Estabilidad de Tensión por tipo de perturbación	11
3.3.2	Estabilidad de Tensión por tiempo de la perturbación.....	11
3.4	CURVAS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN	13
3.4.1	Curvas PV	13
3.4.2	Curvas QV	15
3.5	MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA	16
4.	ESTABILIDAD DE TENSIÓN BASADA EN MEDICIONES LOCALES	19
4.1	INTRODUCCIÓN	19

4.2	CLASIFICACIÓN DE MÉTODOS PARA DETECCIÓN DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN	19
4.2.1	VID por medidas reunidas en una sola locación	20
4.2.2	VID por monitoreo de área amplia usando medidas no sincronizadas	20
4.2.3	VID por monitoreo de área amplia usando medidas sincronizadas en varias locaciones.....	21
4.2.4	VID por monitoreo de área amplia dependiendo de un estado del sistema estimado o reconstruido.....	21
4.3	MÉTODOS PARA HALLAR EL EQUIVALENTE THÉVENIN EN TIEMPO REAL MEDIANTE MEDICIONES LOCALES.....	21
4.3.1	Método 1	21
4.3.2	Método 2	24
4.3.3	Ventajas y Desventajas de los métodos	26
4.4	MÍNIMOS CUADRADOS RECURSIVOS (POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, RLS).....	27
4.5	CONDICIÓN DE COINCIDENCIA DE IMPEDANCIAS EN TIEMPO REAL .	29
5.	ESTABILIDAD DE TENSIÓN CONSIDERANDO RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA	31
5.1	DECISION TREES (DT) – ÁRBOLES DE DECISIÓN.....	32
5.1.1	Teoría de los Árboles de Decisión	32
5.2	REDESPACHO ECONÓMICO	34
5.2.1	Áreas y nodos a controlar la tensión.....	34
5.2.2	Funciones matemáticas a minimizar	36
5.3	CARACTERÍSTICA DE POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS	38
5.3.1	Curvas de capacidad reactiva.....	38
5.4	RESERVA DE POTENCIA REACTIVA DE GENERADORES SINCRÓNICOS	44
5.4.1	Factor de peso α para la potencia reactiva de reserva total efectiva	50

6.	INDICADORES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN UTILIZANDO EQUIVALENTES THÉVENIN Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA	54
7.	ALGORITMO Y DESARROLLO DE APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA MONITOREAR LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN A PARTIR DEL NUEVO INDICADOR PROPUESTO	59
7.1	ALGORITMO PROPUESTO.....	59
7.2	APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA MONITOREAR LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN CON LOS INDICADORES PROPUESTOS	63
7.3	IMPLEMENTACIÓN EN LÍNEA	69
8.	ANÁLISIS DE LA RED IEEE 9 BARRAS	71
8.1	INFORMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RED IEEE 9 BARRAS	71
8.2	SENSIBILIDAD DE UMBRAL	74
8.3	ANÁLISIS SIN LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES	78
8.4	ANÁLISIS CON LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES	80
8.5	ANÁLISIS CON LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES Y AUMENTANDO SU CAPACIDAD DE GENERACIÓN .	83
8.6	ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON CONTINGENCIAS	85
8.7	ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON FACTOR DE PESO	87
8.8	ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON CONTINGENCIAS Y FACTOR DE PESO.....	89
8.9	ANÁLISIS COM LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES Y UNA COMPENSACIÓN DE 75 MVAR EN LA BARRA 6	90
8.10	ANÁLISIS DE LA IMPEDANCIA THÉVENIN EN TIEMPO REAL.....	93
9.	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	96
9.1	CONCLUSIONES.....	96
9.2	TRABAJO FUTURO	99
10.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Diagrama del Plan Investigativo	6
Figura 2.	Clasificación de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia.....	10
Figura 3.	Agrupación de elementos de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia ante el tiempo de una perturbación.....	12
Figura 4.	Tensión como función de la Potencia Activa y Reactiva	13
Figura 5.	Curvas PV: Tensión como función del factor de potencia.....	14
Figura 6.	Componentes de la Curva PV	15
Figura 7.	Ejemplo de Curva QV.....	16
Figura 8.	Circuito para la demostración de la máxima transferencia de potencia	17
Figura 9.	Clasificación de los métodos para la detección de la inestabilidad de tensión	20
Figura 10.	Barra local y representación del sistema mediante equivalente Thévenin	22
Figura 11.	Medida con PMU y Medida filtrada con RLS	27
Figura 12.	Condición de coincidencia de impedancias	30
Figura 13.	Ejemplo Árbol de Decisión	33
Figura 14.	Plano P-Q del límite de la corriente de armadura	40
Figura 15.	Circuito Equivalente de estado estable del generador sincrónico	40
Figura 16.	Diagrama Fasorial de estado estable del circuito equivalente de un generador sincrónico	41
Figura 17.	Plano P-Q del límite de la corriente de campo y de armadura.....	43
Figura 18.	Curva de capacidad del generador sincrónico con QRPR	45
Figura 19.	Diagrama unifilar de un sistema de Potencia Generador-Carga.....	46
Figura 20.	Potencia Reactiva de Reserva por parte del generador y de la carga.....	46
Figura 21.	Curva de capacidad del generador sincrónico con QRCC	47
Figura 22.	Sistema de Potencia 4 barras	49
Figura 23.	Potencia reactiva de reserva efectiva	50
Figura 24.	Modelo para el indicador de Impedancia Thévenin.....	54
Figura 25.	Modelo para el indicador de reserva de potencia reactiva	56
Figura 26.	Comportamiento típico de los indicadores propuestos	57
Figura 27.	Algoritmo propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión	61
Figura 28.	Continuación del Algoritmo propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión.....	62
Figura 29.	Portada del aplicativo computacional al abrir el archivo	65
Figura 30.	Menú principal del aplicativo computacional.....	65

Figura 31.	Ejemplo de resultados en tiempo real del aplicativo computacional.....	67
Figura 32.	Ejemplo de resultados al final de la simulación del aplicativo computacional en el colapso de tensión	68
Figura 33.	Diagrama Unifilar Red IEEE 9 barras con flujo de carga en Operación Normal	73
Figura 34.	Coincidencia de impedancias con diferentes valores de Umbral	74
Figura 35.	Coincidencia de impedancias con Umbral de 0,0009 MW	75
Figura 36.	Evolución de los indicadores con diferentes valores de Umbral	76
Figura 37.	Evolución de los indicadores para el Umbral de 0,0009 MW	77
Figura 38.	Indicadores, Curva PV y Coincidencia de impedancias.....	78
Figura 39.	Coincidencia de impedancias sin límites de reactivos	79
Figura 40.	Evolución de los indicadores sin límites de reactivos	79
Figura 41.	Coincidencia de impedancias con límites de reactivos	81
Figura 42.	Evolución de los indicadores con límites de reactivos	81
Figura 43.	Comparación de la coincidencia de impedancias con y sin límites de reactivos.....	82
Figura 44.	Indicadores con el cambio en la capacidad del generador 3	84
Figura 45.	Coincidencia de impedancias con el cambio en el generador 3.....	84
Figura 46.	Comparación de la coincidencia de impedancias con y sin límites de reactivos con el cambio en el generador 3	85
Figura 47.	Evolución del indicador IETQ ante diferentes contingencias	86
Figura 48.	Evolución de los indicadores con y sin factor de peso	88
Figura 49.	Evolución del indicador IETQ ante diferentes contingencias con y sin factor de peso	89
Figura 50.	Evolución de los indicadores con la conexión de la compensación capacitiva	90
Figura 51.	Coincidencia de impedancias con la conexión de la compensación capacitiva	91
Figura 52.	Indicadores propuestos con y sin compensación capacitiva.....	92
Figura 53.	Magnitud de impedancias con y sin compensación capacitiva	93
Figura 54.	Coincidencia de impedancias Thévenin y de carga.....	94
Figura 55.	Acercamiento de la coincidencia de impedancias	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Problemas de inestabilidad de tensión en el tiempo	1
Tabla 2.	Ejemplo de datos de entrada de una red: valores de magnitud y ángulo de la tensión y la corriente de los generadores provenientes de los PMU	64
Tabla 3.	Ejemplo de datos de entrada de una red: valores de magnitud y ángulo de la tensión y la corriente de la carga provenientes de los PMU	64
Tabla 4.	Ejemplo de datos de entrada de una red: capacidad de generación de potencia reactiva y factor de pesos de los generadores	66
Tabla 5.	Parámetros de las Cargas	71
Tabla 6.	Datos de las Barras	71
Tabla 7.	Parámetros de las Líneas	71
Tabla 8.	Parámetros de los Transformadores	72
Tabla 9.	Parámetros de los Generadores	72
Tabla 10.	Nuevos Parámetros del generador 3	83
Tabla 11.	Factores de peso de la Red IEEE 9 barras	87

GLOSARIO

Algoritmo: grupo de instrucciones sucesivas para realizar actividades definidas en un orden y mediante cierta lógica.

DigSILENT PowerFactory: software de análisis de sistemas de potencia para aplicaciones en generación, transmisión, distribución y sistemas industriales.

Equivalente Thévenin: Es la impedancia equivalente “vista” desde dos terminales que representan a un circuito eléctrico completo.

Meridiano: Semicírculo en la superficie de una esfera que pasa desde su polo Norte hasta su polo sur.

Microsoft Excel: es una aplicación distribuida por Microsoft Office para realizar cálculos matemáticos.

Microsoft VBA: es el lenguaje de macros que se utiliza para aplicaciones con Excel y Windows.

Reactivos: de la potencia reactiva, es la potencia que circula en un circuito eléctrico ante la presencia de elementos capacitivos e inductivos.

Sincrofraseo: fasor calculado a partir de muestras de datos utilizando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición [1].

Slack: nodo que realiza el balance de potencias en un flujo de cargas.

SIGLAS

CIGRÉ: Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.

DT: del Inglés Decision Trees - árboles de decisión.

IEEE: del Inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers – Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

min: minuto.

RLS: del Inglés, Recursive Least Squares - Mínimos Cuadrados Recursivos

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SVC: del Inglés, Static VAR compensator – Compensación estática de potencia reactiva.

s: segundo.

PMU: del Inglés, Phasor Measurement Unit – Unidad de Medición Fasorial.

PV: Potencia/Voltaje – Nodo que controla la tensión ante una potencia activa indicada.

TAP: Cambiador de tomas de un transformador.

VBA: del Inglés, Visual Basic for Applications - lenguaje de macros de Microsoft Visual Basic.

VCA: del Inglés, Voltage Control Area – Área de Control de Tensión.

VID: del Inglés, Voltage Instability Detection – Detección de Inestabilidad de Tensión.

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla un aplicativo computacional para evaluar en tiempo real, mediante medidas fasoriales tomadas de PMU, el comportamiento de la estabilidad de tensión en forma local de un nodo de un Sistema de Potencia. Este aplicativo computacional tiene como bases, modelos y fundamentos el cálculo de la impedancia Thévenin de un nodo y el agotamiento de Potencia Reactiva de los generadores sincrónicos. Las medidas de las PMU son simuladas mediante Sistemas de Potencia modelados en DigSILENT y luego leídas por el aplicativo computacional.

Tomando como punto de partida el teorema de máxima transferencia de potencia de circuitos eléctricos, se realiza una vigilancia tecnológica para encontrar su aplicación y utilidad en los Sistemas de Potencia. Con los métodos de detección de la magnitud de la impedancia Thévenin en tiempo real se encuentra la condición de coincidencia de impedancias, la cual se emplea para determinar el estado de máxima transferencia de potencia. La segunda base de este trabajo es la evaluación del comportamiento de la estabilidad de tensión ante el agotamiento de reactivos, escogiendo para su análisis detallado la reserva de potencia reactiva. También se explica detalladamente la característica de capacidad de los generadores sincrónicos.

Se propone un nuevo indicador para evaluar el comportamiento de la estabilidad de tensión en tiempo real, basado en otros dos indicadores, el primero contiene información del equivalente Thévenin con su máxima transferencia de potencia (indicador inspirado de la referencia [2]) y el segundo la información de las reservas de potencia reactiva (indicador adaptado y modificado de la referencia [3]).

Finalmente se procede a desarrollar un algoritmo que permite el cálculo de la impedancia Thévenin en tiempo real mediante medidas fasoriales obtenidas por PMU, con la cual se calculan los indicadores propuestos, así mismo, para el Sistema de Potencia, se evalúa su condición de estabilidad de tensión y se encuentra su punto de colapso, realizando una serie de sensibilidades para sintonizar el modelo. Se realizan sensibilidades de Umbral, con y sin límite de reactivos de los generadores, factor de peso y contingencias para la Red IEEE 9 barras.

PALABRAS CLAVES: Estabilidad de Tensión Área Local, tiempo real, PMU, medidas fasoriales, Impedancia Equivalente Thévenin, Agotamiento de Reactivos, Potencia Reactiva de Reserva, IEEE 9 barras.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL

Los problemas de inestabilidad de tensión se presentan debido a un desbalance entre el sistema de generación junto al sistema de transmisión contra la demanda. Debido a la naturaleza de estos tipos de sistemas eléctricos, se debe convivir con la preservación de la calidad de la variable eléctrica tensión, con un constante monitoreo y acciones operativas ante su deterioro, ya sea decayendo o aumentando en su magnitud.

El crecimiento de los sistemas de generación y transmisión de un sistema de potencia eléctrico son gracias al crecimiento de la demanda que se encuentra abastecida a través del sistema de transmisión nacional de un país, esta demanda aumenta por la conexión de nuevos usuarios tales como industrias petroleras, mineras, nuevas zonas residenciales y el aumento vegetativo de la demanda residencial de las ciudades.

Debido a que hoy en día cada vez es más complicada la construcción de nuevas líneas de transmisión por restricciones ambientales y sociales, se opera el sistema de potencia con un nivel de estrés mayor llegando a valores cercanos de los límites térmicos de los diferentes elementos de la red, ocasionando posibles problemas de inestabilidad de diferentes tipos ante distintas clases de perturbaciones.

El problema de estabilidad de tensión no es reciente, pero debido a nuevas herramientas computacionales se le está asignando un nuevo tratamiento para su estudio y monitoreo.

En la historia se han presentado incidentes debido a inestabilidad de tensión, algunos son presentados en la tabla [4]:

Tabla 1. Problemas de inestabilidad de tensión en el tiempo

Fecha	Locación	Marco de Tiempo
Abril 13, 1986	Winnipeg, Canada Nelson Link HVDC	Rio Término Corto, 1 s
Noviembre 30, 1986	SE Brasil, Paraguay, Itaipú HVDC link	Término Corto, 2 s

Fecha	Locación	Marco de Tiempo
Mayo 17, 1985	Sur de Florida, USA	Término Corto, 4 s
Agosto 22, 1987	Oeste de Tennessee, USA	Término Corto, 10 s
Diciembre 27, 1983	Suecia	Término Largo, 55 s
Septiembre 2, 1982	Florida, USA	Término Largo, 1-3 min
Noviembre 26, 1982	Florida, USA	Término Largo, 1-3 min
Diciembre 28, 1982	Florida, USA	Término Largo, 1-3 min
Diciembre 30, 1982	Florida, USA	Término Largo, 1-3 min
Septiembre 22, 1977	Jacksonville, Florida	Término Largo, pocos min
Agosto 4, 1982	Bélgica	Término Largo, 4-5 min
Enero 12, 1987	Oeste de Francia	Término Largo, 6-7 min
Diciembre 9, 1965	Brittany, Francia	Término Largo
Noviembre 10, 1976	Brittany, Francia	Término Largo
Julio 23, 1987	Tokio, Japón	Término Largo, 20 min
Diciembre 19, 1978	Francia	Término Largo, 26 min
Agosto 22, 1970	Japón	Término Largo, 30 min

Fuente: C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*. New York: McGraw-Hill, pp 262, 1994.

Otros incidentes más recientes de pérdida de estabilidad por tensión se presentaron en Estados Unidos en el año 1996 en el sistema operado por el Consejo Coordinador del Sistema del Oeste (WSCC) en el cual se perdió alrededor de 11,900 MW de carga¹, en Grecia en el año 2004² y en un enlace de entre Estados Unidos y Canadá en el año 2003³.

¹ P. Kundur., IEEE Toronto Centennial Forum On Reliable Power Grids in Canada, Octubre 2003.

Hoy en día el área de la estabilidad de tensión ha cobrado más importancia en su estudio, por este motivo nuevas formas de análisis e indicadores han sido propuestos en los últimos años para prevenir colapsos de tensión evitando que se superen ciertos márgenes de cargabilidad. También los operadores del sistema implementan sistemas avanzados de protección para eventos de gran magnitud. Ya como último recurso el ente encargado de la expansión de sistema interconectado eléctrico de cada país propone mediante su planeamiento elementos nuevos como lo son dispositivos FACTS para el control de la tensión en nodos críticos del Sistema de Potencia.

En el Capítulo 2 se define el problema investigativo siguiendo la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de Maestría en Transmisión y Distribución. En el Capítulo 3 se presenta el Marco Teórico y Estado de Arte con los principales conceptos sobre la estabilidad para el desarrollo de este trabajo de grado. En el Capítulo 4 se realiza una síntesis de la temática de análisis de estabilidad de tensión con diferentes métodos para aplicaciones de tiempo real enfocados a los parámetros del equivalente Thévenin. En el Capítulo 5 se analiza las implicaciones de las reservas de potencia reactiva en la estabilidad de tensión de manera local. En el Capítulo 6 se proponen unos indicadores utilizando la información en tiempo real del equivalente Thévenin y reservas de potencia reactiva, para la evaluación de la estabilidad de tensión. En el Capítulo 7 se propone un algoritmo y el desarrollo de un aplicativo computacional, utilizando los indicadores propuestos para el monitoreo de la estabilidad de tensión en tiempo real. En el Capítulo 8 se realiza un análisis de estabilidad de tensión con los indicadores y el algoritmo propuesto para la red IEEE de 9 barras.

1.2 APORTES

Los aportes de este trabajo de grado se presentan en el área de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, enfocado en el fenómeno de inestabilidad de tensión haciendo énfasis en perturbaciones a largo plazo.

Los aportes que se presentan son de tipo metodológico y aplicado. En el aspecto metodológico se logra realizar una vigilancia tecnológica reuniendo los componentes de la literatura existente en torno al monitoreo de la impedancia Thévenin en tiempo real por medio de medidas con PMU y la evaluación del estado de la reserva de reactivos en una zona y las implicaciones que tiene en la estabilidad de tensión, temas que hasta el momento se han analizado por separado, siendo la unión del

² C. Vournas, Technical summary on the Athens and southern Greece blackout of July 12, 2004, National Technical University of Athens, 2004.

³ Blackout Summary, U.S./Canada Power Outage Task Force 9-12-2003.

monitoreo de la impedancia Thévenin y la evaluación del estado reserva de reactivos el valor agregado de este trabajo. Estos componentes fueron clasificados y organizados para formar un algoritmo lógico que pudiera identificar de forma razonable la magnitud de la impedancia del equivalente Thévenin en una barra de un sistema de potencia y la incidencia que tiene el estado de la reserva de reactivos sobre la estabilidad de tensión. Este algoritmo puede ser utilizado en el monitoreo de la estabilidad de tensión en tiempo real por los operadores de los sistemas eléctricos de potencia, de acuerdo al teorema de circuitos eléctricos de máxima transferencia de potencia [5].

El aporte aplicado de este trabajo de grado se justifica con el desarrollo de un aplicativo computacional, que a partir de la metodología propuesta permita la evaluación de la estabilidad de tensión, mediante el ingreso de señales medidas por las PMU en un sistema de potencia en particular. Esta herramienta puede alertar a los operadores del sistema de potencia sobre la condición actual del mismo y dar indicadores que permitan predecir qué tan próximo se puede presentar un colapso de tensión, a partir de información de la condición de demanda, el cálculo del equivalente Thévenin de la barra y la disponibilidad de potencia reactiva de la zona.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se emplea la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de Maestría en Transmisión y Distribución.

La metodología propuesta se basa en establecerle a un problema previamente identificado, un planteamiento guiado por medio de raíces, elementos y receptores.

Las Raíces son las causas fundamentales del problema, los Elementos son componentes en los que se puede desagregar el problema y se dividen en elementos principales (grandes ramas temáticas que abarcan el problema) y elementos secundarios (herramientas para la solución del problema). Los Receptores son las personas, empresas, instituciones académicas entre otros entes, los cuales están implicados en la problemática. Los beneficios que trae ante su solución se dividen en directos (mayor influencia en la solución del problema) e indirectos (menor influencia en la solución).

Como problema fundamental del presente trabajo de grado se tiene la evaluación de la estabilidad de tensión mediante métodos que no han sido estudiados, analizados e implementados de forma unificada y por lo tanto surgen las siguientes raíces:

- **Planeación:** en la actualidad no se tiene desarrollado un algoritmo o herramienta validada para realizar estudios de estabilidad de tensión teniendo en cuenta equivalentes Thévenin en tiempo real con agotamiento de reactivos para la evaluación actual de la red y por tal motivo la falta de señales de alerta a la planeación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
- **Operación:** las limitaciones en la generación de potencia reactiva producen cambios súbitos en la estabilidad de tensión, lo cual no le permite al operador actuar en tiempos aceptables.
- **Monitoreo:** actualmente no se cuenta con una herramienta en línea para estimar la posibilidad de un colapso de tensión, por tal motivo no existe manera de poder dar una alerta de inseguridad por colapso de tensión a los operadores del sistema de potencia en tiempo real.

Los elementos se dividen en 2 grupos, en este caso se tiene:

- **Principales:** análisis dinámico de sistemas eléctricos de potencia, Estabilidad de tensión, Sistemas modernos de transmisión, Teoría de circuitos eléctricos,

Líneas de transmisión, Modelación y simulación de sistemas de transmisión, Planeamiento y monitoreo.

- **Secundarias:** PMU, herramientas de simulación (DigSILENT PowerFactory), herramientas de cálculo, herramientas de Programación (Excel y VBA), herramientas de apoyo metodológico como la vigilancia tecnológica.

Finalmente los perceptores según su clasificación sean directos o indirectos son:

- **Directos:** Centro Nacional de Despacho, Operadores de Sistemas de Potencia, Empresas de transporte de Energía y Universidades
- **Indirectos:** entes de control, regulación y vigilancia de energía eléctrica, Unidades de planeación de sistemas eléctricos de potencia, Fabricantes de equipos de sincrofasores y Usuario final.

En la Figura 1 se presenta el diagrama completo de la investigación realizada en el presente trabajo de grado con la metodología TyD.

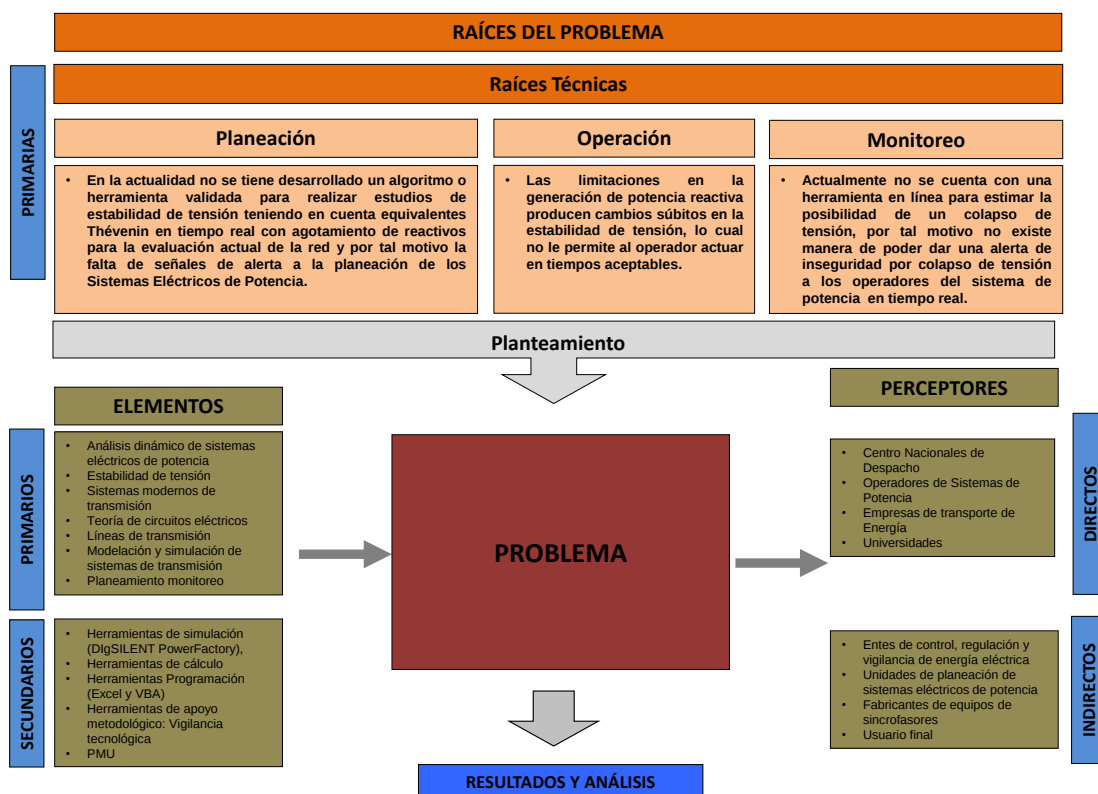


Figura 1. Diagrama del Plan Investigativo

2.2 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta computacional práctica mediante un algoritmo que permita alertar sobre la situación de la estabilidad de tensión en tiempo real, integrando las mediciones de sincrofasores, evaluando equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos de una zona de interés.

2.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Examinar la consideración de reservas de potencia reactiva y su integración con los métodos de cálculo de equivalentes Thévenin en tiempo real, con el fin de validar pertinencia con los métodos estudiados en torno a la estabilidad de tensión.

Elaborar una propuesta de modelos e indicadores, además de un algoritmo para evaluaciones en tiempo real de la estabilidad de la tensión, empleando medidas sincrofasoriales, que incluya equivalentes Thévenin y monitoreo de reservas de potencia reactiva en sistemas de potencia.

Desarrollar un aplicativo computacional con la herramienta Microsoft VBA (Visual Basic for Applications) basado en el algoritmo desarrollado, con sus respectivas simulaciones, de manera que sea posible validar el algoritmo propuesto, modelo e indicadores, en redes tipo IEEE modeladas en DlgSILENT. En esta etapa se ejecutan análisis del comportamiento de la red sometida a perturbaciones típicas que afecten la estabilidad de tensión.

2.4 METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA INVESTIGATIVO

Síntesis de la temática de análisis de estabilidad de tensión con diferentes métodos para aplicaciones de tiempo real: se realiza una vigilancia tecnológica sobre el estado del arte y diferentes métodos para el análisis de estabilidad de tensión a nivel mundial, usando aplicativos en tiempo real, uso de equivalentes Thévenin, utilización de sincrofasores para estos análisis, ventajas y desventajas.

Consideración de reservas de potencia reactiva en la estabilidad de tensión: se analiza las implicaciones de las reservas de potencia reactiva de la zona de interés de un sistema de potencia ante la estabilidad de tensión y se procede con un análisis de los diferentes métodos en los cuales se aplica el monitoreo de potencia reactiva con el fin de validar la pertinencia de cada uno y poder escoger uno de ellos para luego utilizarlo en un aplicativo en tiempo real.

Indicadores y modelo para tiempo real con equivalentes Thévenin y reserva de potencia reactiva: se desarrolla un indicador el cual contenga información del equivalente Thévenin de un nodo de un sistema de potencia y su potencia reactiva de reserva de la zona de interés en tiempo real, a través de mediciones

sincrofasoriales, que permitan estimar la estabilidad de tensión en un sistema de potencia y poder así lograr su evaluación. Este indicador propuesto, se basa en otros dos indicadores ya que ya que son complementarios si se trabajan juntos; si solo se realizan análisis con el indicador del equivalente Thévenin o con el indicador de potencia reactiva por separado se incurriría en resultados no reales.

Algoritmo y Aplicativo computacional: se implementa un algoritmo y un aplicativo computacional que permita calcular mediante medidas con sincrofasores, la estabilidad de tensión así como de simulaciones para validar el indicador propuesto.

Análisis de comportamiento de una red IEEE sometida a perturbaciones que afecten la estabilidad de tensión: Tomando como punto de partida la operación normal de un sistema de transmisión se determinará el nivel máximo de cargabilidad que puede soportar esta red hasta llegar al punto de colapso de tensión y se comparará con los índices de predicción de inestabilidad para su validación usando el Algoritmo y Aplicativo computacional.

3. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

3.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia están cada día operando a niveles en los cuales se están exigiendo al límite y poniendo a prueba su robustez, esto debido a un mejor aprovechamiento de las redes eléctricas existentes, razones ambientales y del mercado eléctrico. Hace años se tenían diversos puntos de vista para el estudio la estabilidad, por lo que en el año 2004 se clasifican y se definen los tipos de estabilidad en los sistemas de potencia [6]. Según IEEE/CIGRE la estabilidad en los sistemas de potencia se define como la *“habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para una condición de operación inicial dada, el mantener un estado un equilibrio de operación después de haber sido sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema acotadas de manera que prácticamente todo el sistema permanece intacto”*.⁴

3.2 ESTABILIDAD DE TENSIÓN

En los sistemas de potencia existen diferentes variables con las cuales se pueden analizar su estabilidad (ver Figura 2), en este caso la variable de interés es la tensión.

Según IEEE/CIGRE la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia se define como la *“habilidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener tensiones estables en todas las barras del sistema después de ser sometido a una perturbación para una condición de operación inicial dada”*.⁵

La estabilidad de tensión es un problema en los sistemas de potencia cuando se presentan altas demandas o se tiene escasas reservas de reactivos en la zona de interés. El problema de la estabilidad de tensión le interesa a todo el sistema de potencia, pero su estudio y en especial este trabajo se centra en un área en específica debido a que depende de un alto componente de potencia reactiva y este tipo de potencia no se debería transportar desde largas distancias.

Un Sistema de Potencia presenta inestabilidad de tensión cuando una perturbación causa una caída de tensión progresiva e incontrolable [7] pese a cualquier acción que se realice por parte del operador del sistema y se presenta por el intento de la

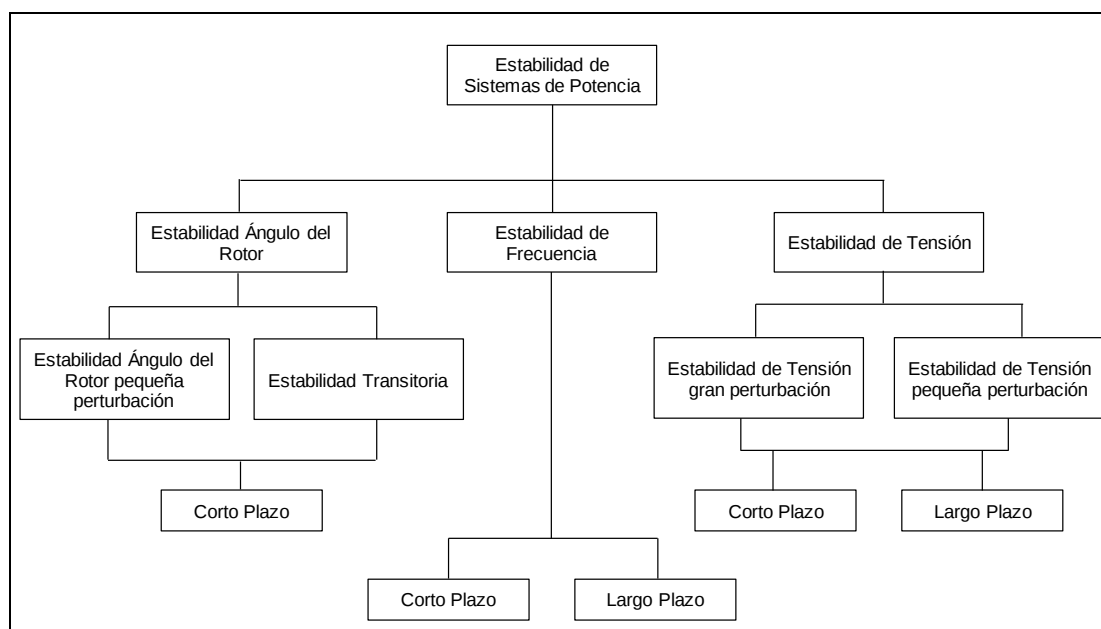
⁴ P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability," Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 3, pp. 1388, Agosto 2004.

⁵ Ibid, pp. 1390.

dinámica de la carga para reestablecer el consumo de potencia sin tener en cuenta la capacidad del sistema de transmisión y generación [8]. Para este tipo de inestabilidad es usado un término llamado Colapso de Tensión y su definición es el *“proceso en el cual una secuencia de eventos que acompaña una inestabilidad de tensión lleva a un apagón o a bajas tensiones anormales”*.⁶ Este punto de colapso de tensión es un punto de no retorno ya que se pueden tomar medidas remediales como el cambio de los taps de los transformadores hasta llegar a sus límites, conexión de todas las compensaciones capacitivas shunt de la zona y desconexión de cargas debido a los relés de baja tensión y sin embargo las tensiones siguen cayendo hasta el punto de un apagón localizado o total.

Otro tipo de inestabilidad de tensión se puede presentar cuando las tensiones crecen sin control por medio de la auto excitación de las maquinas sincrónicas. Estas sobretensiones suceden debido a cargas capacitivas como lo son filtros de bancos de HVDC, capacitores shunt o líneas de alta tensión abiertas en un extremo.

A continuación se presenta la clasificación de la Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia de acuerdo a su tipo y a su duración:



Adaptado de: P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, «Definition and Classification of Power System Stability,» Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 19, n° 3, pp. 1390, 2 Agosto 2004.

Figura 2. Clasificación de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia

⁶ Ibid. pp.1391.

3.3 TIPOS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Una vez relacionadas las categorías principales de la clasificación de la Estabilidad, se hace énfasis en dos subcategorías dependiendo del tipo de perturbaciones que se presenten y la duración de estas.

3.3.1 Estabilidad de Tensión por tipo de perturbación

Basado en el tipo de perturbación y severidad existen dos subcategorías de Estabilidad de Tensión [6] que serán citados en los siguientes párrafos:

- **Estabilidad de Tensión de grandes perturbaciones:** *“se refiere a la habilidad del sistema para mantener voltajes estables seguido ante grandes perturbaciones tales como fallas en el sistema, pérdida de generación o contingencia de circuitos. Esta habilidad es determinada por las características del sistema y de la carga, y las interacciones de ambas continuamente y controles discretos y protecciones. El tiempo de estudio de interés puede estar entre unos segundos a varios minutos”.*⁷
- **Estabilidad de Tensión de pequeñas perturbaciones:** *“se refiere a la habilidad del sistema para mantener voltajes estables cuando se está sometido a pequeñas perturbaciones tales como cambios incrementales en el sistema de carga. Esta forma de estabilidad está influenciada por la característica de las cargas, controles continuos y discretos a cierto instante de tiempo”.*⁸

Este trabajo de grado está centrado en el análisis de Estabilidad de Tensión ante pequeñas perturbaciones en operación normal de un Sistema de Potencia y teniendo en cuentas contingencias en estado estable.

3.3.2 Estabilidad de Tensión por tiempo de la perturbación

Basado en la ventana de tiempo de interés, la cual puede variar de segundos a minutos, existen dos subcategorías de Estabilidad de Tensión [6] que serán citados en los siguientes párrafos:

- **Estabilidad de Tensión a corto plazo:** *“involucra la dinámica de los componentes de las cargas que actúan rápido tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores de HVDC.*

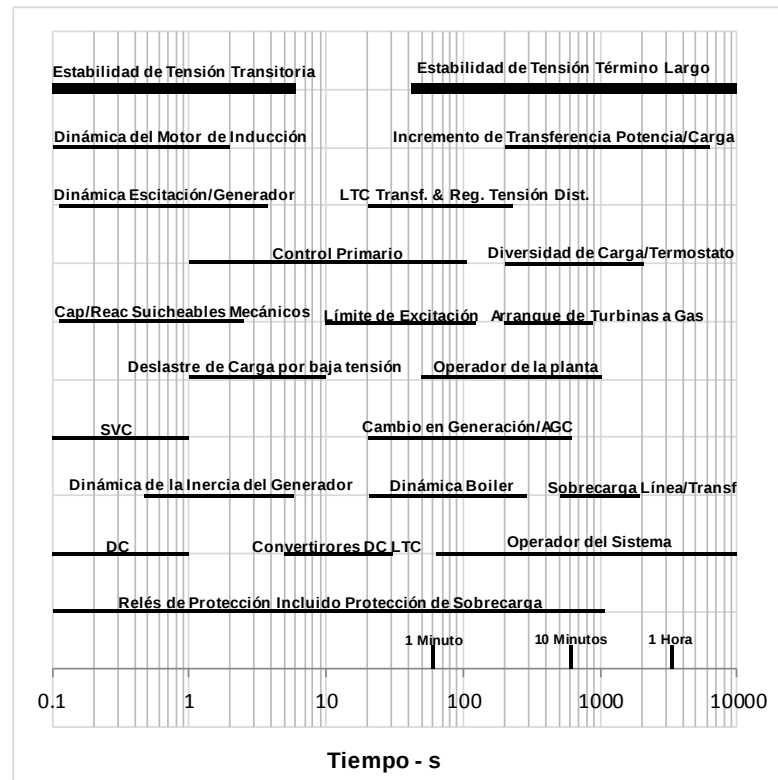
⁷ Ibid. pp.1391.

⁸ Ibid. pp.1391.

El periodo de estudio de interés es en el orden de varios segundos. La modelación de la dinámica de las cargas es esencial”.⁹

- **Estabilidad de Tensión a largo plazo:** “involucra equipos que actúan lentamente tales como transformadores con cambiadores de tomas, cargas controladas termostáticamente y limitadores de corriente de generadores. El periodo de estudio de interés puede extenderse a varios minutos y simulaciones de largo plazo son requeridas para el análisis del desempeño de la dinámica del sistema. En muchos casos, análisis estáticos pueden ser usados para estimar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad y una visión para una amplia gama de condiciones del sistema y un gran número de escenarios”.¹⁰

En la Figura 3 se asocian los elementos de los Sistemas Eléctricos de Potencia que podrían influenciar en el colapso de tensión. Este trabajo de grado está centrado en el análisis de Estabilidad de Tensión a largo plazo.



Adaptado de: C. W. Taylor, Power System Voltage Stability. New York: McGraw-Hill, pp 19, 1994.

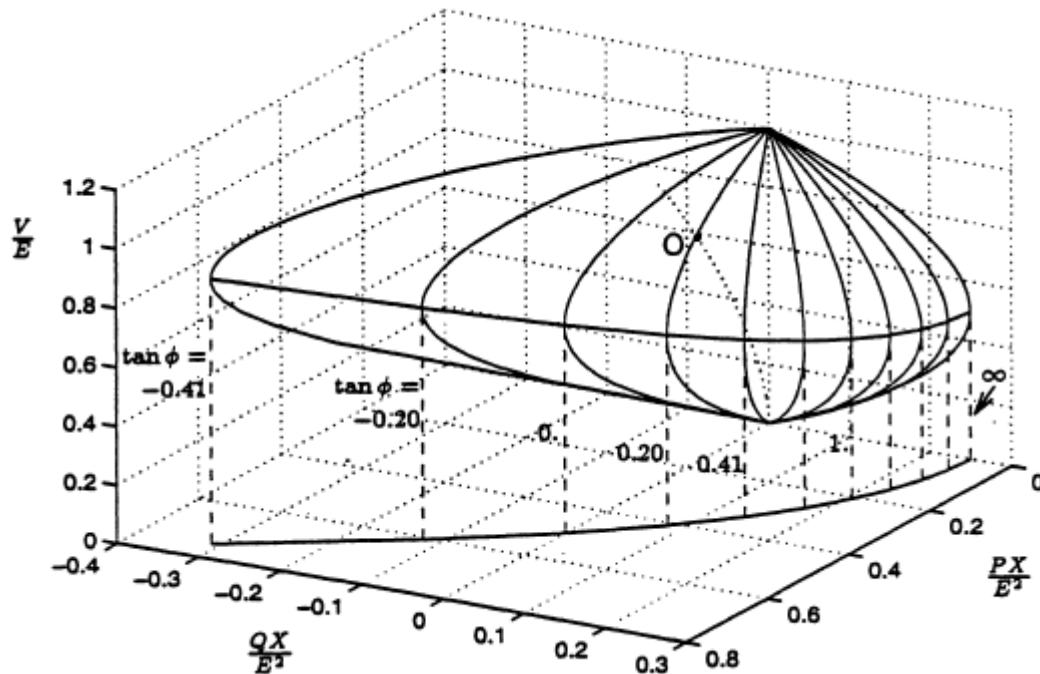
Figura 3. Agrupación de elementos de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia ante el tiempo de una perturbación

⁹ Ibid. pp.1392.

¹⁰ Ibid. pp.1392.

3.4 CURVAS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE Tensión

Como se presenta en Figura 4, la tensión en un nodo de un Sistema Eléctrico de Potencia no solo es función de la Potencia Activa sino también de la Potencia Reactiva [8]. A continuación se presenta la relación de la tensión en por unidad, con la Potencia Activa y Reactiva ambas en por unidad, para varios factores de potencia en un nodo.



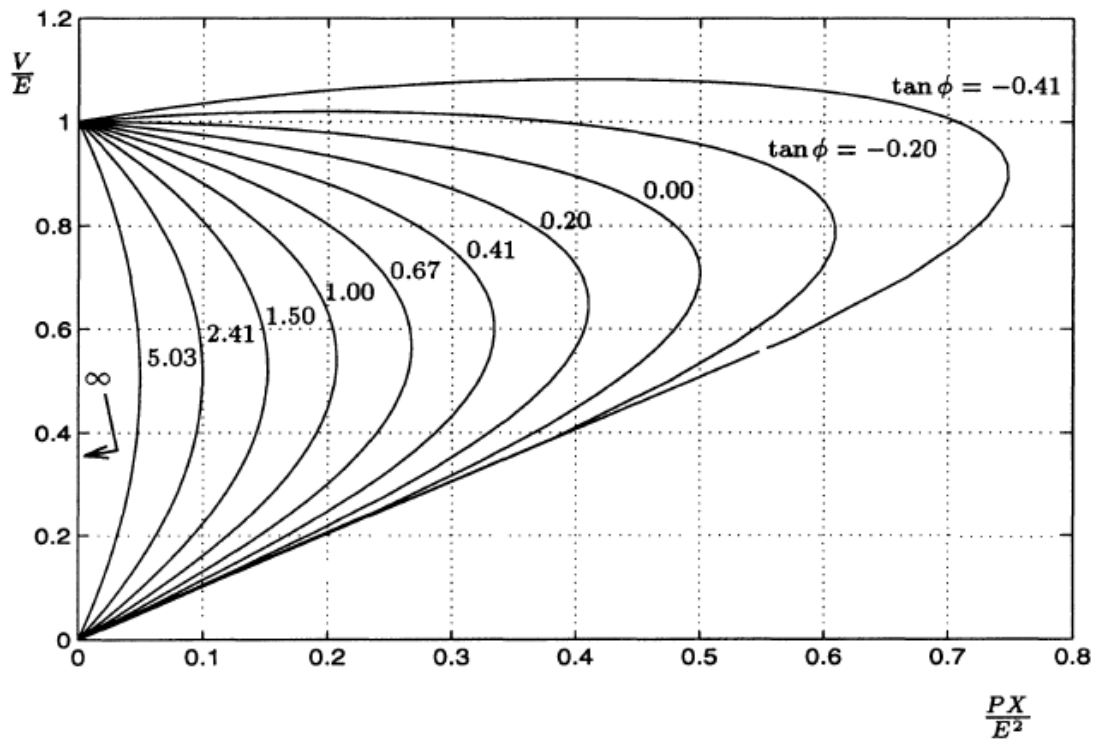
C. V. Thierry Van Cutsem, Voltage Stability Of Electric Power Systems, Athens, Greece: SPRINGER SCIENCE, 1998

Figura 4. Tensión como función de la Potencia Activa y Reactiva

3.4.1 Curvas PV

Los “meridianos” dibujados en la Figura 4 corresponden a varios factores de potencia para una carga conectada a un nodo donde se está monitoreando la Tensión. Al proyectar estos “meridianos” en el plano (P,V) se obtienen las curvas de Tensión en la carga como función de la Potencia Activa, para varios factores de potencia, y son llamadas Curvas PV [8].

En la Figura 5 se presenta la proyección de la Figura 4 en el plano (P,V).



C. V. Thierry Van Cutsem, Voltage Stability Of Electric Power Systems, Athens, Greece: SPRINGER SCIENCE, 1998

Figura 5. Curvas PV: Tensión como función del factor de potencia

De la Figura 5 se pueden deducir las siguientes observaciones:

- Para una potencia dada existen dos soluciones de tensión en las curvas PV, esto significa que para una solución se tiene una tensión alta y una corriente baja y para la otra solución se tiene una tensión baja y una corriente alta [8].
- A medida que la carga es más y más compensada (factor de potencia igual a 1 y hasta posiblemente negativo) la máxima transferencia de potencia aumenta, pero la tensión también aumenta a niveles que podrían llegar a ser peligrosos para la operación del sistema [8].
- Para cargas sobre-compensadas (tangente del factor de potencia menor a cero) existe una parte de la cura PV donde al aumentar la Potencia Activa consumida por la carga la tensión aumenta [8], lo que no tendría sentido lógico pero su explicación está en que ante más Potencia Activa consuma la carga más Potencia Reactiva generará esta misma carga [5].

A continuación se presenta los componentes de las curvas PV.

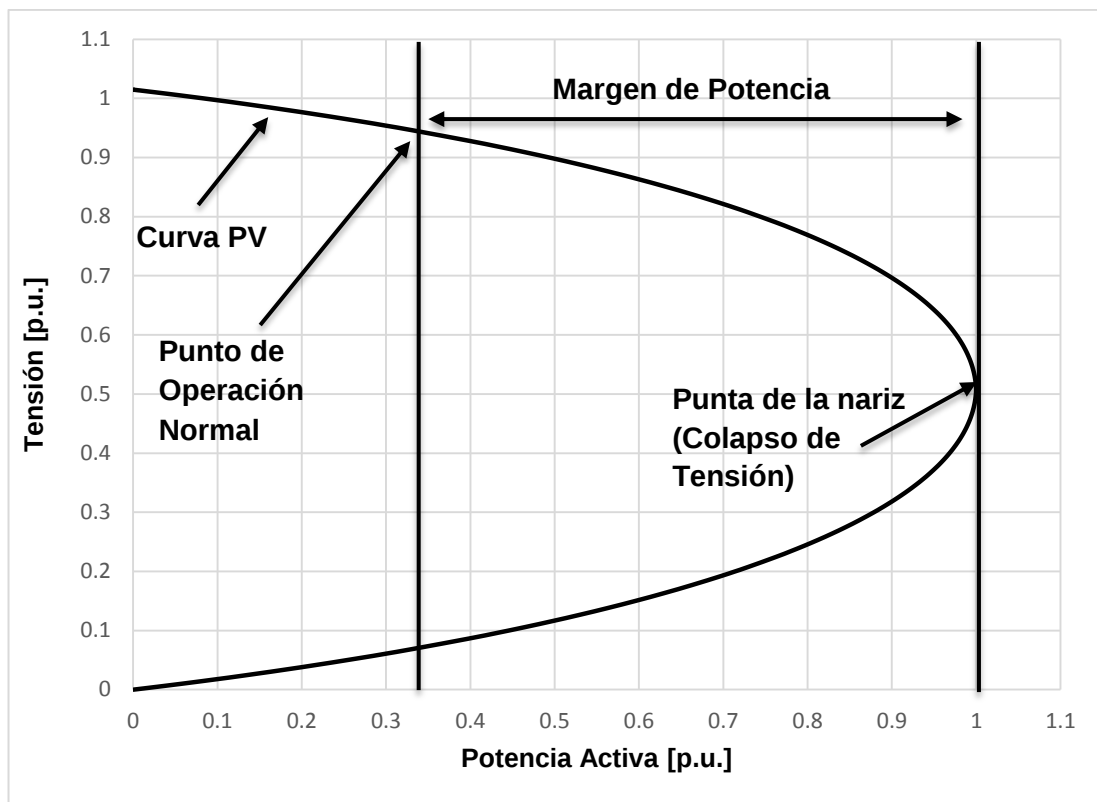


Figura 6. Componentes de la Curva PV

De la Figura 6 se observa que del punto de operación en estado normal del sistema se tiene cierto margen de potencia antes de llegar al punto de colapso, este margen es posible identificarlo mediante simulaciones teniendo modelado todo el Sistema de Potencia de interés. Hay que tener en cuenta que esta curva y el punto de colapso de tensión varían de acuerdo a la topología de la red, por ejemplo al presentarse una contingencia de una línea en la zona de interés cambia la curva PV y por lo tanto cambia el punto de colapso de tensión, en este caso reduciéndolo. Esta herramienta es muy útil para usarla en una fase de planeación del Sistema de Potencia, pero no lo es tanto para aplicaciones en tiempo real ya que la red está en constantes cambios, los cuales traerían grandes tiempos de simulación para tenerlos en cuenta a cada uno. Para este caso se desarrolla este trabajo de grado el cual tiene en cuenta medidas en tiempo real para obtener la máxima potencia que se pueda suministrar a una carga y su punto de colapso de tensión.

3.4.2 Curvas QV

Para las Curvas PV se considera un factor de potencia constante, pero de hecho la Estabilidad de Tensión depende en la variación tanto de Potencia Reactiva como de Potencia Activa. En este caso se presenta la relación entre la Tensión y la Potencia

Reactiva, la cual muestra la variación que tiene la Tensión de una barra con respecto a la inyección o absorción de Potencia Reactiva [9], a esta relación se le conoce como Curva QV. En la Figura 7 se presenta un ejemplo de una curva QV para el caso de un sistema en operación normal y con contingencia.

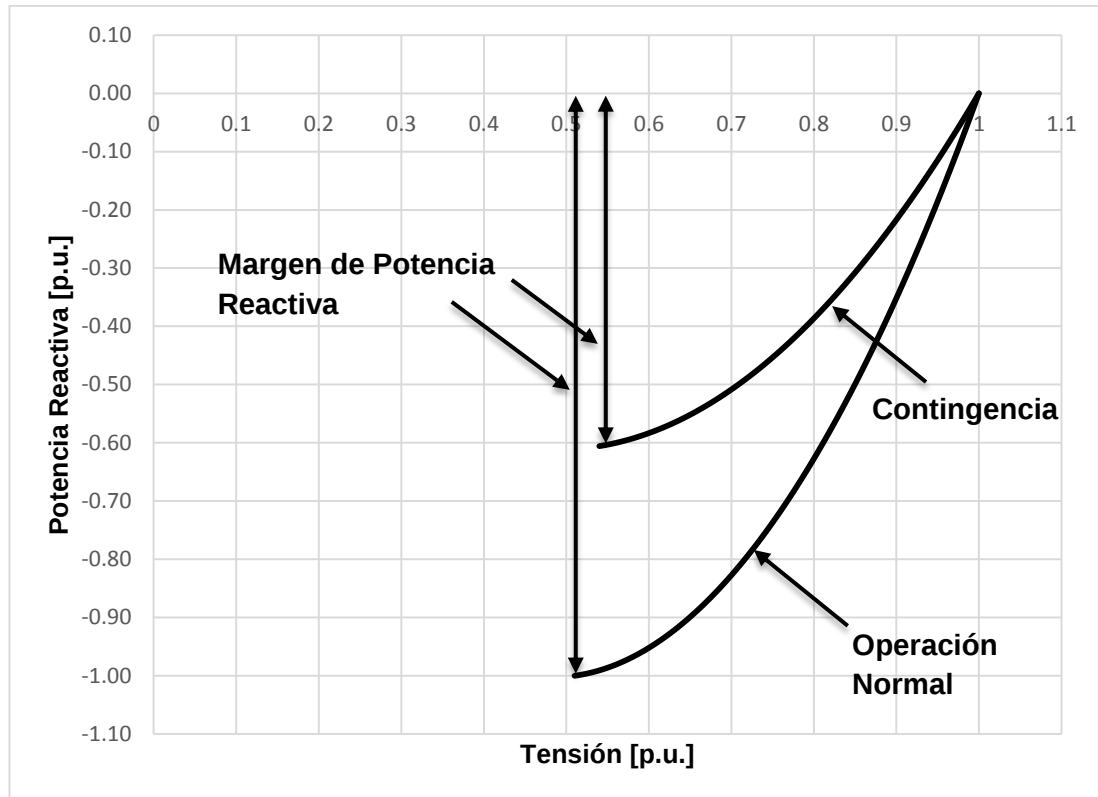


Figura 7. Ejemplo de Curva QV

En la Figura 7 se muestra el margen que tiene una barra en un Sistema de Potencia para un caso de operación normal y otro para contingencia. Se observa que entre más alto sea el valor del margen de potencia reactiva mayor fortaleza tendrá la barra del Sistema de potencia; el mismo fenómeno se presenta cuando hay una contingencia en la zona de la barra, el sistema queda más débil y hay menos margen de Potencia Reactiva para suplir. Este margen de Potencia Reactiva define el requerimiento mínimo de este tipo de Potencia para una operación estable [9].

3.5 MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA

De los análisis básicos de circuitos eléctricos se tiene el Teorema de la máxima transferencia de Potencia, el cual establece que al conectar en serie una impedancia (como carga) igual en magnitud a la impedancia de la fuente se presenta el caso de máxima transferencia de potencia hacia la carga [5]. En este

caso la impedancia de la fuente puede sustituirse por el equivalente Thévenin de un circuito eléctrico y a continuación se presenta su demostración:

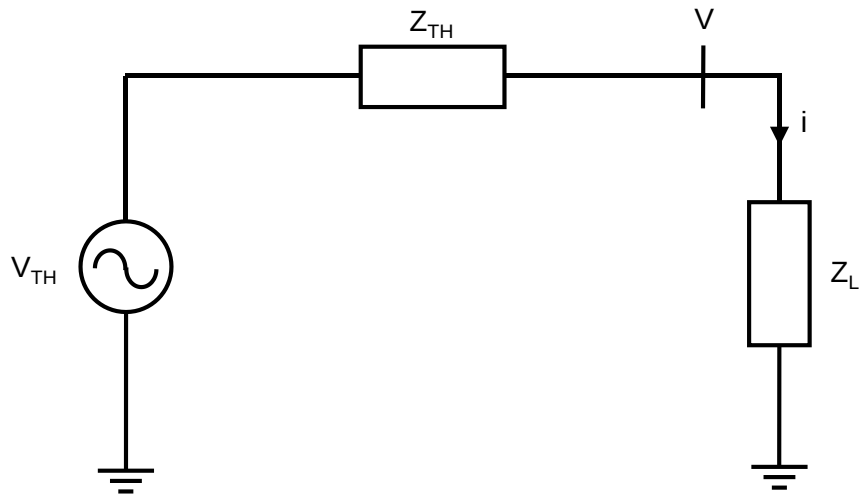


Figura 8. Circuito para la demostración de la máxima transferencia de potencia

De la ley de Ohm se tiene que:

$$V_{TH} = i \cdot (Z_{TH} + Z_L) \quad \text{Ecuación 1}$$

$$i = \frac{V_{TH}}{(Z_{TH} + Z_L)} \quad \text{Ecuación 2}$$

De la ley de Joule se tiene que:

$$S = Z_L \cdot |i|^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

Reemplazando la Ecuación 2 en la Ecuación 3:

$$S = Z_L \cdot \left| \frac{V_{TH}}{(Z_{TH} + Z_L)} \right|^2 \quad \text{Ecuación 4}$$

En la Ecuación 4 se tiene que para cualquier circuito la Tensión V_{TH} y la impedancia Thévenin Z_{TH} serán fijas, por lo tanto la potencia disipada en la impedancia de la carga Z_L dependerá solamente de su valor en Ohm. Para calcular el valor de la

impedancia de la carga que maximiza la potencia disipada se deriva la Ecuación 4 con respecto Z_L e iguala su resultado a cero.

$$\frac{dS}{dZ_L} = |V_{TH}|^2 \cdot \left| \frac{(Z_{TH} + Z_L)^2 - Z_L \cdot 2 \cdot (Z_{TH} + Z_L)}{(Z_{TH} + Z_L)^4} \right| = 0 \quad \text{Ecuación 5}$$

Resolviendo la Ecuación 5, se obtiene:

$$|Z_L| = |Z_{TH}| \quad \text{Ecuación 6}$$

De lo anterior se observa que la máxima transferencia de potencia de un circuito eléctrico hacia la carga se presenta cuando la magnitud de impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia Thévenin del circuito eléctrico. Lo mismo sucede en los Sistemas de Potencia, la máxima transferencia de potencia hacia una carga se presenta cuando la demanda de la carga tiene una magnitud de impedancia igual a la magnitud de la impedancia Thévenin del Sistema de Potencia. De aquí parte la premisa para este trabajo de grado.

En el Capítulo 4 y el Capítulo 5 se realiza una revisión profunda del estado del arte del monitoreo de la impedancia del Equivalente Thévenin en tiempo real y del estado de la potencia reactiva de reserva respectivamente.

4. ESTABILIDAD DE TENSIÓN BASADA EN MEDICIONES LOCALES

4.1 INTRODUCCIÓN

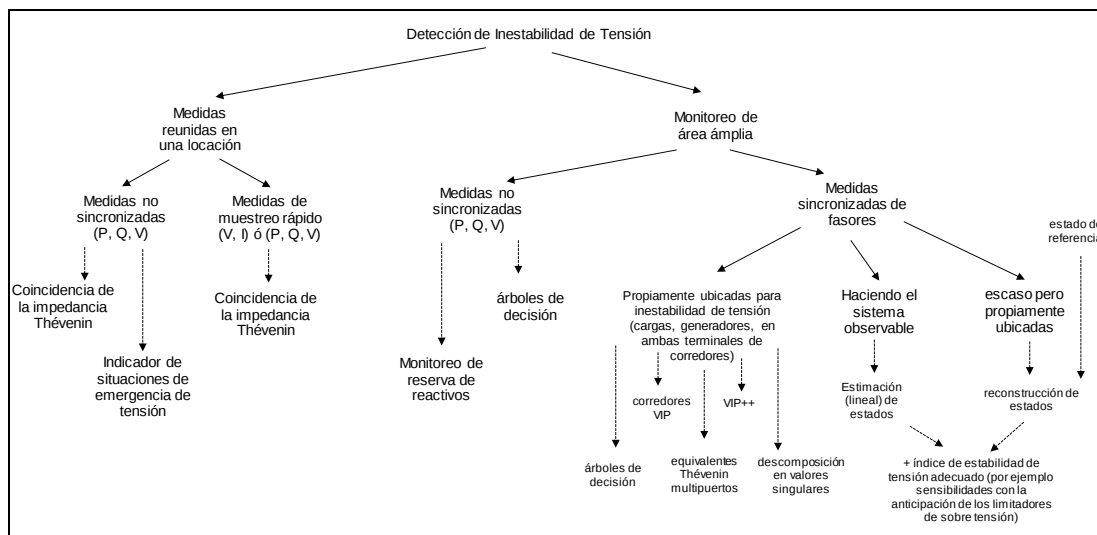
En este capítulo se presentan varios métodos para el cálculo de la impedancia Thévenin en tiempo real de Sistemas de Potencia, la cual servirá para la evaluación de la Estabilidad de Tensión usando mediciones de tensión y de corriente de manera local.

Estos métodos para la identificación de la impedancia Thévenin de una barra de un Sistema de Potencia en tiempo real mediante medidas suministradas por PMU, son de vital importancia en el momento de la evaluación y toma de decisiones por parte de los operadores de los Sistemas de Potencia, ya que es posible obtener la información real y de forma instantánea, con la cual se pueden tomar medidas que impidan un colapso de Tensión. Este tipo de diagnóstico permite obtener resultados con un tiempo de respuesta acorde a las necesidades de la operación, a diferencia de otras metodologías en las cuales se tiene modelado, en un Software de simulación, todo el Sistema de Potencia de interés y en cuyo caso existiría un retardo de tiempo para la toma de decisiones mientras se preparan las condiciones actuales de la red y se corren las simulaciones.

4.2 CLASIFICACIÓN DE MÉTODOS PARA DETECCIÓN DE INESTABILIDAD DE TENSIÓN

A continuación se presenta una clasificación de métodos existentes y propuestos para la detección de inestabilidad de Tensión (por sus siglas en inglés, VID) usando medidas en tiempo real según la referencia [10]. En la Figura 9 se puede observar esta clasificación.

Se tienen 2 grandes categorías, los VID mediante medidas reunidas en una sola locación y monitoreo de área amplia.



Adaptado de: M. Glavic y T. Van Cutsem, «A short survey of methods for voltage instability detection,» Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, pp. 1,8, 24-29 July 2011.

Figura 9. Clasificación de los métodos para la detección de la inestabilidad de tensión

4.2.1 VID por medidas reunidas en una sola locación

Con estos métodos y mediante dos medidas fasoriales consecutivas de corriente y tensión en tiempo real, se obtiene mediante un cálculo la magnitud de la impedancia Thévenin vista en una barra del Sistema de Potencia y la magnitud de la impedancia de la carga conectada a esta barra, mediante el teorema de circuitos eléctricos de máxima transferencia de potencia se dice que la potencia que demanda la carga es máxima cuando las magnitudes de las impedancias Thévenin del Sistema de Potencia y la magnitud de la impedancia de la carga son iguales y luego de este estado se llega a un colapso de tensión. Estos métodos indican en que punto de operación se encuentra el sistema con respecto a la máxima transferencia de potencia de la red hacia la carga.

4.2.2 VID por monitoreo de área amplia usando medidas no sincronizadas

En este tipo de VID se combinan mediciones fasoriales de diferentes locaciones de un Sistema de Potencia con medidas no sincronizadas. Un primer método de este tipo son los árboles de decisión, los cuales son construidos de forma automática aprendiendo fuera de línea para evaluar rápidamente nuevos escenarios operativos [10]. Otro método utilizado es el monitoreo de las reservas reactivas, ya que los elementos generadores de potencia reactiva tales como las máquinas síncronas y SVC indican el punto de la cargabilidad y de operación al cual está sometido un Sistema de Potencia. Son monitoreadas entonces sus reservas de potencia reactiva

con el fin de determinar los límites operativos a los cuales se puede presentar un agotamiento de reactivos en la zona de interés y por lo tanto un colapso de Tensión.

4.2.3 VID por monitoreo de área amplia usando medidas sincronizadas en varias locaciones

En este tipo de monitoreo existen 4 métodos que utilizan medidas fasoriales sincronizadas y agrupadas en varias locaciones [10]. El primer método se llama Extensiones de prueba de igualdad de Thévenin y consiste en obtener medidas fasoriales a los dos extremos de una línea de transmisión para evitar el retraso que se tiene con la estimación de mínimos cuadrados, mostrando los resultados en forma de una curva PV actualizada dinámicamente [10]. Un segundo método utiliza la descomposición de valores singulares a una matriz de medidas por varias PMU diferentes en tiempos consecutivos. La Estabilidad de Tensión es monitoreada siguiendo el valor singular más grande de esta matriz [10]. En un tercer método, son utilizados los árboles de decisión con datos de PMU, solo que en este caso son empleadas medidas en diferentes puntos. Por último, los equivalentes Thévenin multipuerto utilizan un modelo de varios equivalentes de generadores no agrupados con varios equivalentes de cargas también no agrupadas, empleando luego análisis de circuitos lineales para calcular indicadores de inestabilidad de tensión y su margen [10].

4.2.4 VID por monitoreo de área amplia dependiendo de un estado del sistema estimado o reconstruido.

Por último en este tipo de VID se estiman el vector de estado de las tensiones de toda la zona sujeta a la inestabilidad, luego de tener estos estados estimados o reconstruidos y de su disponibilidad se calcula un indicador VID de inestabilidad para detectar un colapso de tensión [10].

Para este trabajo de grado se centra los métodos de VID por medidas reunidas en una sola locación para el cálculo de la magnitud de la impedancia Thévenin en tiempo real y el monitoreo de la reserva de potencia reactiva mediante VID por monitoreo de área amplia usando medidas no sincronizadas como bases para el desarrollo del proyecto.

4.3 MÉTODOS PARA HALLAR EL EQUIVALENTE THÉVENIN EN TIEMPO REAL MEDIANTE MEDICIONES LOCALES

4.3.1 Método 1

Este método es largamente propuesto en la literatura internacional [2] [11] [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [20] [21], constituyéndose en el punto de partida para

otros métodos propuestos. Se parte de la Figura 10 en la cual se muestra una fuente y una impedancia Thévenin que representan todo el sistema de potencia en la barra donde se conecta una carga. Las medidas de tensión $\overline{V}_L$ y de corriente $\overline{I}_L$ son tomadas mediante PMU.

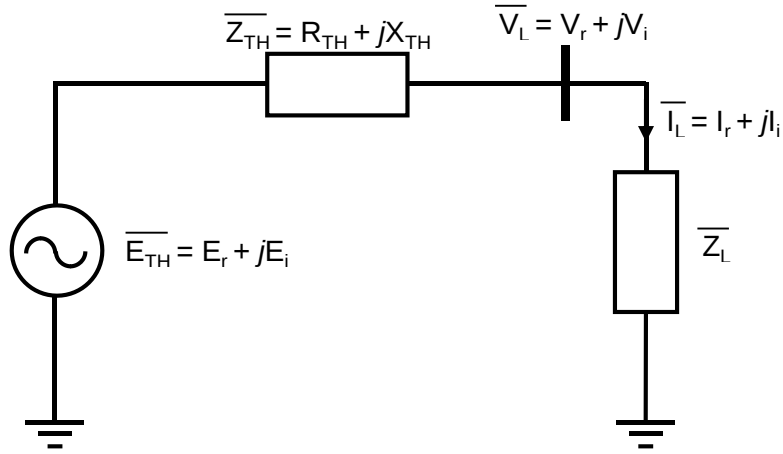


Figura 10. Barra local y representación del sistema mediante equivalente Thévenin

Aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff al circuito de la Figura 10 se tiene:

$$\overline{E}_{TH} = \overline{Z}_{TH} \cdot \overline{I}_L + \overline{V}_L \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

- $\overline{E}_{TH}$ = Fuente de tensión del equivalente Thévenin.
- $\overline{Z}_{TH}$ = Impedancia del equivalente Thévenin.
- $\overline{I}_L$ = Corriente de la carga.
- $\overline{V}_L$ = Tensión de la carga.

En coordenadas cartesianas:

- $\overline{E}_{TH} = E_r + jE_i$
- $\overline{Z}_{TH} = R_{TH} + jX_{TH}$
- $\overline{I}_L = I_r + jI_i$
- $\overline{V}_L = V_r + jV_i$

Formulando la Ecuación 7 en coordenadas cartesianas:

$$(E_r + jE_i) = (R_{TH} + jX_{TH}) \cdot (I_r + jI_i) + (V_r + jV_i) \quad \text{Ecuación 8}$$

Separando la Ecuación 8 en su parte real e imaginaria:

$$\begin{aligned} E_r &= (R_{TH} \cdot I_r) - (X_{TH} \cdot I_i) + V_r \\ E_i &= (X_{TH} \cdot I_r) + (R_{TH} \cdot I_i) + V_i \end{aligned} \quad \text{Ecuación 9}$$

Organizando la Ecuación 9:

$$\begin{aligned} E_r - (R_{TH} \cdot I_r) + (X_{TH} \cdot I_i) &= V_r \\ E_i - (X_{TH} \cdot I_r) - (R_{TH} \cdot I_i) &= V_i \end{aligned} \quad \text{Ecuación 10}$$

Escribiendo la Ecuación 10 de forma matricial:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_r & I_i \\ 0 & 1 & -I_i & -I_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_r \\ E_i \\ R_{TH} \\ X_{TH} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_r \\ V_i \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 11}$$

El sistema matricial presentado en la Ecuación 11 es un sistema indeterminado con 2 ecuaciones y 4 variables. Para resolver este sistema de ecuaciones es necesario tener al menos 2 medidas consecutivas [2] ante una pequeña variación en la carga.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{r,1} & I_{i,1} \\ 0 & 1 & -I_{i,1} & -I_{r,1} \\ 1 & 0 & -I_{r,2} & I_{i,2} \\ 0 & 1 & -I_{i,2} & -I_{r,2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_r \\ E_i \\ R_{TH} \\ X_{TH} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{r,1} \\ V_{i,1} \\ V_{r,2} \\ V_{i,2} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- $\overline{I_{L,1}} = I_{r,1} + jI_{i,1}$ Corriente de la carga medida en el tiempo 1.
- $\overline{V_{L,1}} = V_{r,1} + jV_{i,1}$ Tensión de la carga medida en el tiempo 1.
- $\overline{I_{L,2}} = I_{r,2} + jI_{i,2}$ Corriente de la carga medida en el tiempo 2.
- $\overline{V_{L,2}} = V_{r,2} + jV_{i,2}$ Tensión de la carga medida en el tiempo 2.

El equivalente Thévenin de Tensión y de impedancia en una barra local no tiene cambios significativos ante una pequeña variación de la carga [2]. La Ecuación 12 es válida para cualquier barra de carga de un sistema eléctrico de potencia.

4.3.2 Método 2

Este método ha sido muy estudiado en los últimos años [22] [23] [24] [25] [26] [27] [28] y sus principios provienen del método 1 presentado en la sección 4.3.1.

De la Figura 10, Ecuación 7 y aplicando la ley voltajes de Kirchhoff se tiene:

$$\overline{E_{TH,1}} - \overline{Z_{TH,1}} \cdot \overline{I_{L,1}} = \overline{V_{L,1}} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\overline{E_{TH,2}} - \overline{Z_{TH,2}} \cdot \overline{I_{L,2}} = \overline{V_{L,2}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

- $\overline{I_{L,1}}$: Corriente de la carga medida en el tiempo 1.
- $\overline{V_{L,1}}$: Tensión de la carga medida en el tiempo 1.
- $\overline{E_{TH,1}}$: Tensión del equivalente Thévenin medido en el tiempo 1.
- $\overline{Z_{TH,1}}$: Impedancia del equivalente Thévenin medido en el tiempo 1.
- $\overline{I_{L,2}}$: Corriente de la carga medida en el tiempo 2.
- $\overline{V_{L,2}}$: Tensión de la carga medida en el tiempo 2.
- $\overline{E_{TH,2}}$: Tensión del equivalente Thévenin medido en el tiempo 2.
- $\overline{Z_{TH,2}}$: Impedancia del equivalente Thévenin medido en el tiempo 2.

El equivalente Thévenin de Tensión y de impedancia en una barra local no tiene cambios significativos ante una pequeña variación de la carga [2]. La aplicación en varios sistemas de potencia comprueba que el equivalente Thévenin de Tensión y de impedancia no presenta grandes cambios y pueden ser tomados como constantes. Ante esta simplificación los parámetros del equivalente Thévenin en una barra pueden ser estimados de la siguiente manera [22]:

Tomando constante los parámetros del equivalente Thévenin se tiene de la Ecuación 13 y Ecuación 14:

$$\overline{E_{TH}} - \overline{Z_{TH}} \cdot \overline{I_{L,1}} = \overline{V_{L,1}} \quad \text{Ecuación 15}$$

$$\overline{E_{TH}} - \overline{Z_{TH}} \cdot \overline{I_{L,2}} = \overline{V_{L,2}} \quad \text{Ecuación 16}$$

Restando la Ecuación 15 menos la Ecuación 16:

$$\overline{E_{TH}} - \overline{Z_{TH}} \cdot \overline{I_{L,1}} - \overline{E_{TH}} + \overline{Z_{TH}} \cdot \overline{I_{L,2}} = \overline{V_{L,1}} - \overline{V_{L,2}} \quad \text{Ecuación 17}$$

Despejando $\overline{Z_{TH}}$ de la Ecuación 17:

$$\overline{Z_{TH}} \cdot (\overline{I_{L,2}} - \overline{I_{L,1}}) = \overline{V_{L,1}} - \overline{V_{L,2}} \quad \text{Ecuación 18}$$

$$\overline{Z_{TH}} = \frac{\overline{V_{L,1}} - \overline{V_{L,2}}}{\overline{I_{L,2}} - \overline{I_{L,1}}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Así mismo se resuelve para el equivalente Thévenin para la tensión, se parte de la Ecuación 15 y Ecuación 16, despejando $\overline{Z_{TH}}$:

$$\overline{Z_{TH}} = \frac{\overline{E_{TH}} - \overline{V_{L,1}}}{\overline{I_{L,1}}} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$\overline{Z_{TH}} = \frac{\overline{E_{TH}} - \overline{V_{L,2}}}{\overline{I_{L,2}}} \quad \text{Ecuación 21}$$

Igualando la Ecuación 20 y la Ecuación 21:

$$\frac{\overline{E_{TH}} - \overline{V_{L,1}}}{\overline{I_{L,1}}} = \frac{\overline{E_{TH}} - \overline{V_{L,2}}}{\overline{I_{L,2}}} \quad \text{Ecuación 22}$$

Despejando $\overline{E_{TH}}$ de la Ecuación 22:

$$\begin{aligned} \overline{E_{TH}} \cdot \overline{I_{L,2}} - \overline{V_{L,1}} \cdot \overline{I_{L,2}} &= \overline{E_{TH}} \cdot \overline{I_{L,1}} - \overline{V_{L,2}} \cdot \overline{I_{L,1}} \\ \overline{E_{TH}} \cdot (\overline{I_{L,2}} - \overline{I_{L,1}}) &= \overline{V_{L,1}} \cdot \overline{I_{L,2}} - \overline{V_{L,2}} \cdot \overline{I_{L,1}} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\overline{E_{TH}} = \frac{\overline{V_{L,1}} \cdot \overline{I_{L,2}} - \overline{V_{L,2}} \cdot \overline{I_{L,1}}}{\overline{I_{L,2}} - \overline{I_{L,1}}} \quad \text{Ecuación 24}$$

La Ecuación 19 y la Ecuación 24 son válidas para cualquier barra de carga de un sistema eléctrico de potencia.

Utilizando cualquiera de los dos métodos se puede obtener los parámetros del equivalente Thévenin en tiempo real en una barra deseada de un sistema de potencia teniendo 2 medidas consecutivas mediante PMU.

4.3.3 Ventajas y Desventajas de los métodos

Una de las ventajas de los dos métodos es su simplicidad, no se requiere información del Sistema de Potencia (topología, demanda, generación) [12], son dos métodos sencillos los cuales no requieren simulaciones fuera de línea o entrenamiento [2] de un sistema inteligente. Gracias a su simplicidad y a sus mediciones y cálculos para una barra local de un Sistema de Potencia no se requiere ninguna infraestructura de comunicaciones de área amplia [27].

En cuanto a las ventajas de un método sobre otro está la simplicidad de los cálculos matemáticos que tiene el método 2 sobre el método 1. Para objeto de este trabajo de grado solo se necesita la magnitud del equivalente de la impedancia Thévenin de una barra en un Sistema de Potencia, por lo que el método 2 la calcula a través de la Ecuación 19, siendo la Ecuación 24 opcional para el cálculo de la tensión de la fuente del equivalente Thévenin. En el método 1 para poder encontrar el valor de la magnitud del equivalente de la impedancia Thévenin hay que resolver la matriz de la Ecuación 12, en la cual también se calcula los parámetros de la tensión de la fuente del equivalente Thévenin que en cuyo caso no se necesita para los presentes análisis. Estos cálculos con el método 1 acarrearán retardos computacionales y requieren mayor capacidad de almacenamiento de datos que no son necesarios en el método 2. Para obtener un buen desempeño en el monitoreo de la estabilidad de tensión en tiempo real se debe tener una respuesta computacional rápida para los cálculos realizados.

Una de las desventajas de estos métodos es que requieren gran capacidad de almacenamientos para las medidas [2] y buena velocidad de procesamiento acompañado de alto procesamiento de información. Ya que las medidas se adquieren mediante PMU, existe la posibilidad de obtener ruido especialmente cuando se tiene una falla en el Sistema de Potencia cercana a la barra de mediciones [2]. En cuanto a las desventajas en los cálculos, un factor determinante es la necesidad de un cambio en el sistema entre las medidas en un tiempo k y $k-1$. Si no existieran diferencias entre las medidas, la Ecuación 12 seguiría siendo un sistema de ecuaciones indeterminadas y la Ecuación 21 estaría dividiendo por cero, lo que trae problemas matemáticos al método. Esta desventaja no representa mayor problema para el monitoreo de la estabilidad de tensión ya que si un sistema se encuentra en un punto sin cambiar su estado, no puede suceder un colapso de tensión en esta barra debido a la carga conectada en este punto [12]. Si el estado en que se encuentra ha sufrido variaciones hasta una condición cercana al colapso de tensión, existe el riesgo que para el siguiente estado se presente un colapso de tensión.

La última desventaja que tienen estos dos métodos es que las dos medidas deben de estar sincronizadas a la misma referencia, lo cual no es el caso más común que

se presente para dos medidas tomadas en dos instantes de tiempos diferentes, inclusive si las medidas fueran tomadas en la misma subestación [24].

4.4 MÍNIMOS CUADRADOS RECURSIVOS (por sus siglas en inglés, RLS)

El esquema de mínimos cuadrados recursivos es bastante utilizado en la literatura internacional [2] [11] [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [20] [23] [26] [27] para minimizar los errores en las lecturas tomadas por los PMU.

Las variables medidas por las PMU (tensión y corriente) son variables dependientes del tiempo y son capturadas sobre una ventana deslizante de muestra de datos discretos finitos preferiblemente corta [12]. Estas mediciones mediante PMU adquieren valores como los mostrados en la Figura 11, en los cuales se obtienen datos oscilatorios y hasta valores erróneos. En Figura 11 se observan los valores oscilatorios (curva azul) alrededor de 1 p.u. y un dato erróneo en el tiempo 1 s. Estas medidas en sí no son posibles utilizarlas para hallar los equivalentes Thévenin en tiempo real, por lo que hay que realizar un tratamiento estadístico en el cual se suavice la curva y se minimicen los errores. Utilizando el esquema de mínimos cuadrados recursivos se suavizan los datos medidos mediante PMU y se construye una nueva curva (curva roja), la cual se utiliza para hallar los equivalentes Thévenin en tiempo real mediante los dos métodos presentados en el numeral anterior.

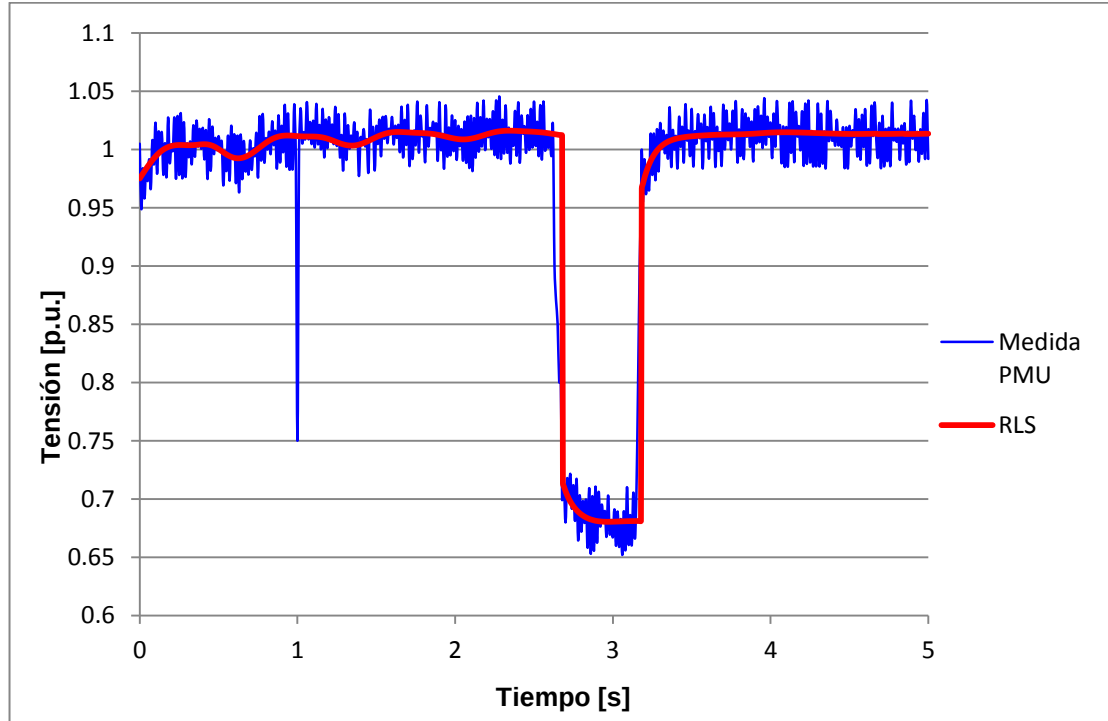


Figura 11. Medida con PMU y Medida filtrada con RLS

Este método según la referencia [29] calcula una nueva actualización de un vector parámetro $\hat{X}_k$ cada vez que un dato está disponible, en este caso una nueva medida de tensión o de corriente se obtiene mediante PMU la cual es tomada en cuenta en el nuevo instante de tiempo. El fundamento del algoritmo RLS es estimar el valor de un parámetro $\hat{X}_k$ en el instante k teniendo en cuenta un vector corrector al vector parámetro previamente calculado $\hat{X}_{k-1}$ en el tiempo k-1.

De la Ecuación 11 se tiene lo siguiente:

$$y_k = H_k^T \cdot x_k \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\begin{bmatrix} V_{rk} \\ V_{ik} \end{bmatrix} = y_k \quad \text{Ecuación 26}$$

$$H_k^T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{rk} & I_{ik} \\ 0 & 1 & -I_{ik} & -I_{rk} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$x_k = \begin{bmatrix} E_{rk} \\ E_{ik} \\ R_{THk} \\ X_{THk} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 28}$$

El esquema de mínimos cuadrados recursivos puede ser utilizado para estimar los parámetros del equivalente Thévenin de la siguiente forma según la referencia [29]:

$$\hat{X}_k = \hat{X}_{k-1} + K_k \cdot [y_k - H_k^T \cdot \hat{X}_{k-1}] \quad \text{Ecuación 29}$$

$$K_k = P_{k-1} \cdot H_k \cdot [\lambda \cdot I + H_k^T \cdot P_{k-1} \cdot H_k]^{-1} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$P_k = \frac{1}{\lambda} \cdot [I - K_k \cdot H_k^T] \cdot P_{k-1} \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

- I = Matriz identidad.
- λ = Factor de olvido

El factor de olvido es un valor menor o igual a 1 el cual interviene mediante un peso asociado a las mediciones anteriores para olvidarlas paulatinamente. El ajuste de este factor λ es una compensación entre la robustez de las medidas contra las perturbaciones y la capacidad de un rastreo rápido de los nuevos valores en el tiempo k [29].

Si la diferencia entre las medidas en el tiempo k y $k-1$ son insignificantes es necesario reducir el tiempo de captura de las mediciones para evitar un error estático. Con el factor de olvido λ es posible controlar el tiempo de muestreo y con esto se disminuye el error estático [27].

4.5 CONDICIÓN DE COINCIDENCIA DE IMPEDANCIAS EN TIEMPO REAL

En la sección 3.5 se indica el teorema de máxima transferencia de potencia en circuitos eléctricos, el cual es utilizado por las referencias [2] [11] [16] [17] [18] [21] [22] [23] [25] [27] [28] para la detección de inestabilidad de tensión (VID). En estas referencias se habla de la condición de coincidencia de impedancias, la cual consiste en que la máxima potencia que demandará una carga en una barra de un Sistema de Potencia ocurrirá cuando la magnitud de la impedancia de la carga sea igual a la magnitud de la impedancia del equivalente Thévenin, el cual representa todo el Sistema de Potencia “visto” desde esta barra (Ecuación 6). La condición de coincidencia de impedancias se presenta necesariamente después de cumplida la condición de máxima demanda de la carga, lo cual se refleja en la singularidad de la matriz Jacobiana [30].

Ya que la magnitud de la impedancia del equivalente Thévenin se puede calcular mediante las medidas fasoriales de las PMU utilizando el método 1 o el método 2 demostrados en las secciones 4.3.1 4.3.2 se procede a calcular la impedancia de la carga también mediante datos fasoriales de las PMU. Para la carga tenemos de la teoría fundamental de potencia de circuitos eléctricos [5]:

$$|\overline{Z}_{L,k}| = \frac{|\overline{V}_{L,k}|^2}{|\overline{S}_{L,k}|}$$

Donde:

- $|\overline{Z}_{L,k}|$: Magnitud de la impedancia de la carga medida en el tiempo k .
- $|\overline{V}_{L,k}|$: Magnitud de la Tensión de la carga medida en el tiempo k .
- $|\overline{S}_{L,k}|$: Magnitud de la potencia aparente de la carga medida en el tiempo k .

En la Figura 12 se presenta la condición de coincidencia de impedancias en una barra de un Sistema de Potencia, en el cual, a un factor de potencia constante, se

aumenta paulatinamente la potencia que demanda esta carga (reducción de su impedancia) hasta su punto de máxima potencia (colapso de tensión). También se grafica la magnitud de la impedancia Thévenin en la barra donde se encuentra conectada la carga. Al final en el punto de colapso de tensión, el Sistema de Potencia cumple con la teoría de circuitos eléctricos y la Ecuación 6 que dice que el punto de máxima transferencia de potencia se presenta cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia Thévenin del Sistema de Potencia en un nodo.

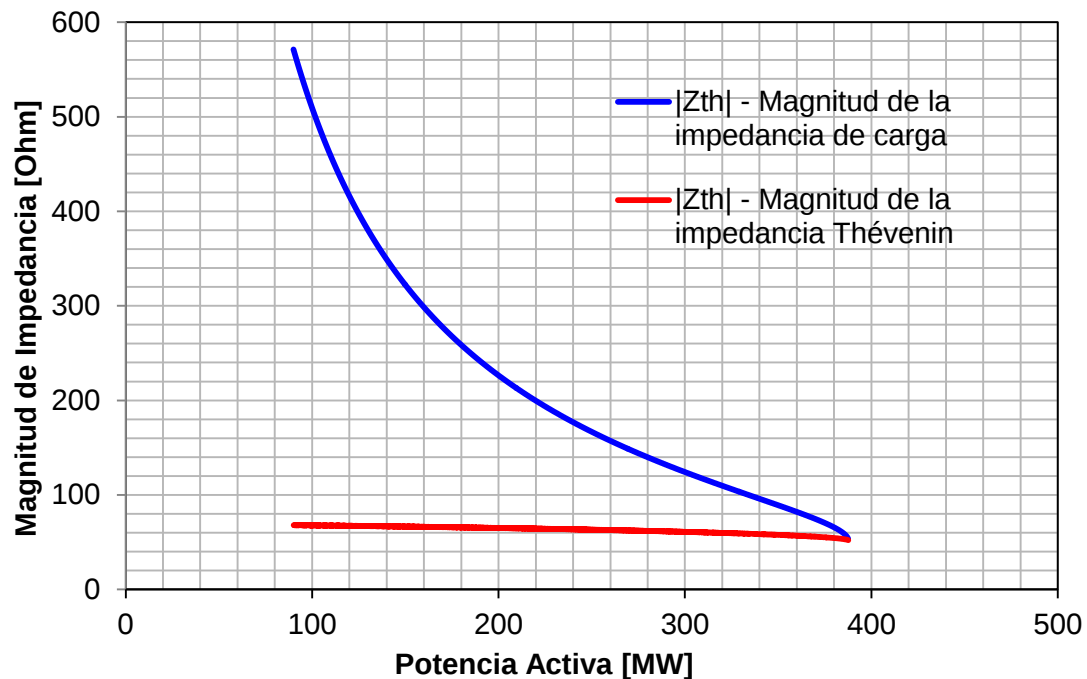


Figura 12. Condición de coincidencia de impedancias

Cabe resaltar que este caso se presenta en un Sistema de Potencia **sin límites de potencia reactiva**, lo que significa que los generadores del sistema entregan toda la potencia reactiva que requiere la carga para abastecerla.

En el capítulo 5 y 6 se mostrará que esta condición puede cambiar dependiendo del agotamiento de potencia reactiva de los generadores de la zona del nodo donde se encuentra conectada la demanda.

5. ESTABILIDAD DE TENSIÓN CONSIDERANDO RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

Según la clasificación propuesta en la referencia [10] y presentada en la Figura 9, se obtienen varias metodologías en las cuales se capturan mediciones en varias locaciones de un sistema de potencia, en este caso resulta de gran interés la obtención de mediciones en varios generadores directamente en sus bornes y en especial el monitoreo de la potencia reactiva inyectada a la red de potencia. Al considerar múltiples puntos de medición y monitoreo se clasifica este tipo de sistema de medida como de “área amplia”. Para el caso de los Sistemas de Potencia, la estabilidad de tensión, los generadores y su componente de potencia reactiva, el hecho de monitorear un solo generador y de llegar a su límite de generación de reactivos no implica que el sistema llegará a un colapso de tensión por agotamiento de reactivos. Para el estudio de estabilidad de tensión debido a un agotamiento de reactivos se debe monitorear un grupo de generadores [31] en los cuales al llegar a un límite máximo generado de reactivos, agotando sus reservas, se presentará un colapso de tensión en una zona.

Para el presente trabajo de grado se considera el agotamiento de potencia reactiva que se produce en los generadores sincrónicos de un Sistema de Potencia y no del agotamiento de reactivos que se presenten por compensaciones shunt, SVC y control de tensión por medio de Taps en los transformadores. Aunque se evaluarán Redes eléctricas con este tipo de elementos.

En este capítulo se presentarán métodos para la evaluación de la estabilidad de tensión teniendo en cuenta el agotamiento de reactivos, como lo son los árboles de decisión propuestos en [10] [32] [33] [34] [35], reformas en el despacho económico de los generadores [36] [37] [38] [39] [40] [41] y por último las reservas de potencia reactiva [3] [42] [43] [44] [45] [46] [47] [48] [49].

Una de las herramientas clásicas que se utilizan para el estudio de estabilidad de tensión son las curvas P-V y Q-V, explicadas en la sección 3.4.1 y 3.4.2 respectivamente. Estas herramientas han sido utilizadas como indicadores para pronosticar el margen desde un punto de operación dado hacia el punto de colapso de tensión y se utilizan de forma estática y solo para estudios de planeación, pero por su complejidad computacional no es útil para aplicaciones en tiempo real.

Hasta ahora, se ha presentado en el capítulo 4 un método para evaluar la estabilidad de tensión en tiempo real, en el cual no se tiene en cuenta el agotamiento de reactivos. En este capítulo se estudian las implicaciones de considerar el agotamiento de potencia reactiva en los generadores y posteriormente, en el capítulo 6, se planteará un indicador que permita evaluar la estabilidad de

tensión en tiempo real teniendo en cuenta el equivalente Thévenin y el agotamiento de reactivos simultáneamente.

5.1 DECISION TREES (DT) – ÁRBOLES DE DECISIÓN

La metodología de los árboles de decisión para abordar problemas de estabilidad de tensión y de agotamiento de reactivos fue propuesta por primera vez en la referencia [32]. Con el uso de esta metodología resulta una estructura que puede ser fácilmente entendida, es posible monitorear el sistema y las condiciones que se presenten en cada evaluación y predecir sus posibles repercusiones futuras para así tomar una acción de control.

En la referencia [33] se presenta un trabajo para un sistema de monitoreo de tensión en tiempo real utilizando un modelo de clasificación con DT para predecir el estado de la estabilidad de tensión utilizando medidas provenientes de PMU.

En otro trabajo [34] se propone un esquema de evaluación de estabilidad de tensión en tiempo real también utilizando medidas provenientes de PMU, esquema en el cual se actualiza periódicamente el DT. Este DT es entrenado de manera “fuera de línea” con las condiciones operativas de las últimas 24 horas.

En la referencia [35] se presenta un método altamente automatizado de identificación de áreas de control de tensión (por sus siglas en inglés, VCA), áreas propensas a inestabilidad de tensión y reservas de potencia reactiva para asegurar la estabilidad de tensión. En este trabajo se propone una estructura con sistemas inteligentes usando DT para determinar las VCA y la reserva de potencia reactiva que se deben tener para asegurar la estabilidad de las VCA

5.1.1 Teoría de los Árboles de Decisión

Un Árbol de Decisión es un modelo de predicción con la estructura de un árbol, el cual hace parte del área de la inteligencia artificial, con el que se busca resolver un problema por sí solo y se conforman mediante un “nodo raíz”, “nodos de prueba” y “nodos terminal” [32]. Los “nodos de prueba” son los puntos del árbol donde se realiza una verificación de una condición sobre una característica, los “nodos terminal” son las salidas de la condición verificada que llevan una “rama” hacia otro “nodo de prueba”. Los Árboles de Decisión son construidos de forma automática aprendiendo fuera de línea para evaluar rápidamente nuevos escenarios operativos [10].

En la Figura 13 se presenta un ejemplo básico de un árbol de decisión, en el cual la característica que se evalúa es la potencia reactiva de reserva en una zona y la de dos generadores.

Para la evaluación de las características del árbol se forma un camino desde la “raíz” (parte superior) en el cual empieza a recorrer hacia los nodos de prueba hasta llegar a un estado que en este caso es estado estable y el estado inestable.

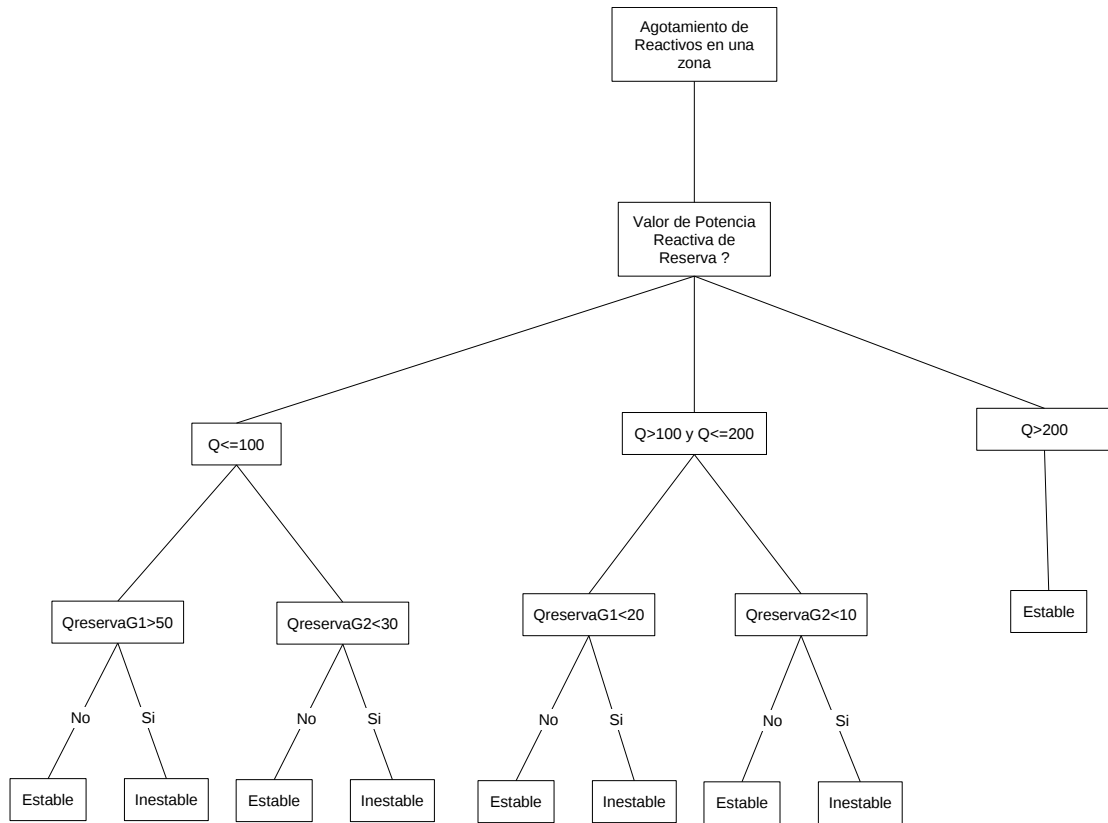


Figura 13. Ejemplo Árbol de Decisión

Empezando desde la parte superior del árbol, se empieza un proceso llamado “separación” en cual consiste en encontrar un resultado a una evaluación y seguir su camino hacia la siguiente evaluación. El cálculo se realiza en dos etapas, primero se calcula una entropía y luego una ganancia de la siguiente manera [50]:

$$\text{Entropía } (S) = \sum_{i=1}^c -p_i \cdot \log_2(p_i)$$

Ecuación 32

Donde:

- S : datos de entrenamiento.
- p : proporción de S .
- c : número de clases.

$$Ganancia(S, a) = Entropía(S) - \sum_{v \in \text{valores}(a)} \frac{|S_v|}{S} \cdot Entropía(S) \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

- $Ganancia(S, a)$: es la información esperada por el conocimiento de la característica evaluada “a”.
- $S_v = \{s \in S: a(s) = v\}$.
- v : valor de la característica evaluada.

El principal problema del uso de los árboles de decisión es la creación de un conjunto de aprendizaje representante [10], este conjunto debe tener un gran número de casos operativos en los cuales contenga estados tanto estables como inestables.

5.2 REDESPACHO ECONÓMICO

Varias metodologías han sido propuestas en estado estable para garantizar que ante cambios en la carga de la demanda la tensión no caiga hacia un colapso.

A continuación se presenta de forma introductoria algunas de estas metodologías que buscan mejorar la estabilidad de tensión desde un punto de vista del despacho económico de los Sistemas de Potencia.

En un principio estas metodologías fijan valores de salida para el control tensión-potencia reactiva, y luego minimizar funciones matemáticas del despacho económico con el fin de mejorar la estabilidad de tensión. Estas metodologías no serán tomadas en cuenta en este trabajo y solo son informativas.

5.2.1 Áreas y nodos a controlar la tensión

Para esta metodología se empieza determinando las áreas donde se va a controlar la potencia reactiva. Según la referencia [36] se identifica los elementos de transmisión más débiles conectados a cada barra utilizando una matriz $\partial Q/\partial V$ del Jacobiano. Los elementos que no son nulos fuera de la diagonal corresponden a los elementos de transmisión [36] y están dados por:

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = V_i \cdot Y_{ij} \cdot \text{seno}(\theta_{ij} - \gamma_{ij}) \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

- V_i : magnitud del nodo i.
- Y_{ij} : magnitud de la admitancia entre el nodo i y el nodo j
- θ_{ij} : ángulo entre el nodo i y el nodo j.
- γ_{ij} : ángulo de la admitancia entre el nodo i y el nodo j

En las referencias [37] y [38] utilizan la técnica de análisis modal a toda la matriz del Jacobiano del Sistema de Potencia para identificar las áreas críticas de tensión de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde:

- ΔP : Variación de la potencia activa de los nodos.
- ΔQ : Variación de la potencia reactiva de los nodos.
- $\Delta\theta$: Variación del ángulo de la tensión de los nodos.
- ΔV : Variación la magnitud de la tensión de los nodos.

Esta matriz se obtiene cerca del punto de la máxima transferencia de potencia mediante la técnica de la curva PV de la siguiente forma:

$$J_{2\ NPQ+NPV} = \Phi \cdot \Lambda \cdot \Gamma \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

- Φ : Eigenvectores del lado derecho de la matriz Jacobiana.
- Λ : Eigenvectores del lado izquierdo de la matriz Jacobiana.
- Γ : Eigenvalores de la matriz Jacobiana.
- NPV : número de nodos PV.
- NPQ : número de nodos PQ.

En la referencia [40] se consideran los efectos desacoplados de la potencia activa y reactiva en la estabilidad de tensión del sistema, dado $\Delta P = 0$ y $\Delta Q = 0$ la Ecuación 35 se modifica de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \Delta\theta &= J_{RP\theta}^{-1} \cdot \Delta P \\ \Delta V &= J_{RQV}^{-1} \cdot \Delta Q \end{aligned} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde:

- $J_{RP\theta}$: Matriz Jacobiana reducida de la potencia activa.
- J_{RQV} : Matriz Jacobiana reducida de la potencia reactiva.

Aplicando el análisis modal a la matriz $J_{RP\theta}$ el factor de participación activo APF (del inglés, *active participation factor*) es definido por:

$$APF = \xi \cdot \eta \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

- ξ : Eigenvectores del lado derecho de la matriz Jacobiana.
- η : Eigenvectores del lado izquierdo de la matriz Jacobiana.

Estos Eigenvectores son los que llegan a cero en el momento que se alcanza el punto crítico de la nariz en la curva PV [40]. Estos APF indican cuales generadores son motivados para la inyección de potencia reactiva hacia la red para mejorar la estabilidad de tensión, utilizando una solución económica como se presenta a continuación:

5.2.2 Funciones matemáticas a minimizar

Luego de obtener las áreas y nodos más sensibles para el control de la tensión ante el cambio de potencia activa y reactiva de una carga conectada a este nodo se procede a desarrollar una metodología para mejorar la estabilidad de tensión. El análisis modal proporciona información sobre que generadores deben inyectar más potencia activa o reactiva [37] para mejorar la estabilidad de tensión. Esta información se combina con el efecto del despacho de los generadores con el objetivo de mejorar el margen de colapso de tensión.

En la referencia [36] se propone el redespacho de la potencia reactiva (en el mercado donde se despache este tipo de potencia) minimizando la siguiente ecuación y teniendo en cuenta ciertas restricciones:

$$\sum_{i=1}^{ng} cg_i \cdot |\Delta V_i| + \sum_{i=1}^{nb} cb_i \cdot |\Delta B_i| + \sum_{i=1}^{nt} ct_i \cdot |\Delta T_i| \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde:

- ng : número de generadores.
- nb : número de capacitores conmutables.
- nt : número de transformadores con TAPS.
- cg_i : costos asociados con los ajustes de tensión del generador i .
- cb_i : Susceptancia del capacitor conmutable i .
- ct_i : tap del transformador i en la posición del redespacho reactivo.
- $|\Delta V_i|$: vectores de los ajustes de tensión de las unidades generadoras.

- $|\Delta B_i|$: cambios en la Susceptancia causado por la conmutación de los capacitores.
- $|\Delta T_i|$: ajustes en los taps de los transformadores obtenidos del redespacho.

En la referencia [37] [38] se presenta el incentivo o desincentivo para la inyección de potencia reactiva de los generadores en el cual se encuentran incluidas las restricciones, minimizando la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^{Ng} [f_i(Pg_i) + \lambda_{ARi} \cdot Pg_i + \lambda_{RRi} \cdot V_i] \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde:

- Ng : número de generadores.
- $f_i(Pg_i)$: función de costo de generación.
- λ_{ARi} : factor de penalización definida por el generador i.
- λ_{RRi} : factor de penalización definida por el generador i.
- Pg_i : potencia del generador i.
- V_i : tensión del generador i.

En la referencia [39] se presenta un redespacho netamente de potencia reactiva, este es un redespacho óptimo de la potencia reactiva, minimizando la siguiente función objetivo.

$$Q_{Gsb}^2 + \sum_{i=1}^{NPV} [W_i \cdot Q_{Gi}^2] \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde:

- Q_{Gi} : potencia reactiva de generación en el nodo i.
- Q_{Gsb} : potencia reactiva inyectada nodo slack.
- NPV : número de nodos PV.
- W_i : factores de penalidad.

En la referencia [40] se minimiza la función objetivo que implica minimizar la generación de la potencia activa de las unidades generadoras.

$$W_1 \cdot \sum_{i=1}^{Ng} Q_{Gi} + W_2 \cdot P_{Pérdidas} \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde:

- Q_{Gi} : potencia reactiva de generación en el nodo i.
- W_1 : factor de peso.

- W_2 : factor de peso.
- $P_{Pérdidas}$: Potencia de pérdidas de toda la red.
- Ng : número de unidades de generación del sistema.

Con las anteriores propuestas se puede mejorar la estabilidad de tensión proponiendo reformas regulatorias para el despacho económico empleando factores de participación a partir de valores críticos de la matriz Jacobiana en el punto crítico de una curva PV (punto de la nariz donde se presenta colapso de tensión). Esta metodología presenta restricciones ya que no arroja una medida entre un punto de operación y el colapso de tensión, por lo tanto no fue utilizada para una aplicación en tiempo real.

5.3 CARACTERÍSTICA DE POTENCIA REACTIVA DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS

Los generadores sincrónicos son las principales fuentes de potencia reactiva que requiere la carga y el sistema de potencia para su correcta operación. En esta sección se realiza una revisión de los límites de capacidad de potencia reactiva y su consideración para los estudios de estabilidad de tensión de término largo [9].

Como alcance de este trabajo de grado sólo se utilizará un modelo de generador sincrónico para estudios en estado estable, en el cual no se considerarán los efectos transitorios de controles de tensión que actúan sobre el sistema de excitación del generador.

5.3.1 Curvas de capacidad reactiva

La potencia reactiva de salida de un generador está limitada por la capacidad de la armadura (estator) y del campo de excitación (rotor) [4] debido al calentamiento de sus devanados.

Límite de corriente de armadura

El primer limitante de la potencia reactiva generada por una maquina sincrónica es el calor ($I_T^2 \cdot R_a$) debido a la corriente de armadura [9]. Para una potencia aparente de salida en bornes de un generador sincrónico se tiene:

$$S = P + jQ = \vec{E}_T \cdot \vec{I}_T^* = |E_T| \cdot |I_T| \cdot (\cos \Phi + j \sin \Phi) \quad \text{Ecuación 43}$$

Obteniendo la magnitud de los fasores a ambos lados de la ecuación y para una potencia reactiva máxima se tiene:

$$\sqrt{P^2 + Q_{max}^2} = |E_T| \cdot |I_T| \quad \text{Ecuación 44}$$

Despejando Q_{max} :

$$Q_{max} = \sqrt{(|E_T| \cdot |I_T|)^2 - P^2} \quad \text{Ecuación 45}$$

Donde:

- Q_{max} : potencia reactiva máxima de salida de un generador – límite de armadura.
- P : potencia activa de salida de un generador.
- E_T : tensión en bornes (terminales) de un generador.
- I_T : corriente en bornes (terminales) de un generador.
- Φ : ángulo del factor de potencia.
- R_a : resistencia de la armadura

De la Ecuación 43 se deduce el plano P-Q del límite de la corriente de armadura el cual tiene un radio igual a la potencia aparente nominal del generador. El plano P-Q del límite de la corriente de armadura es presentado en la siguiente Figura 14.

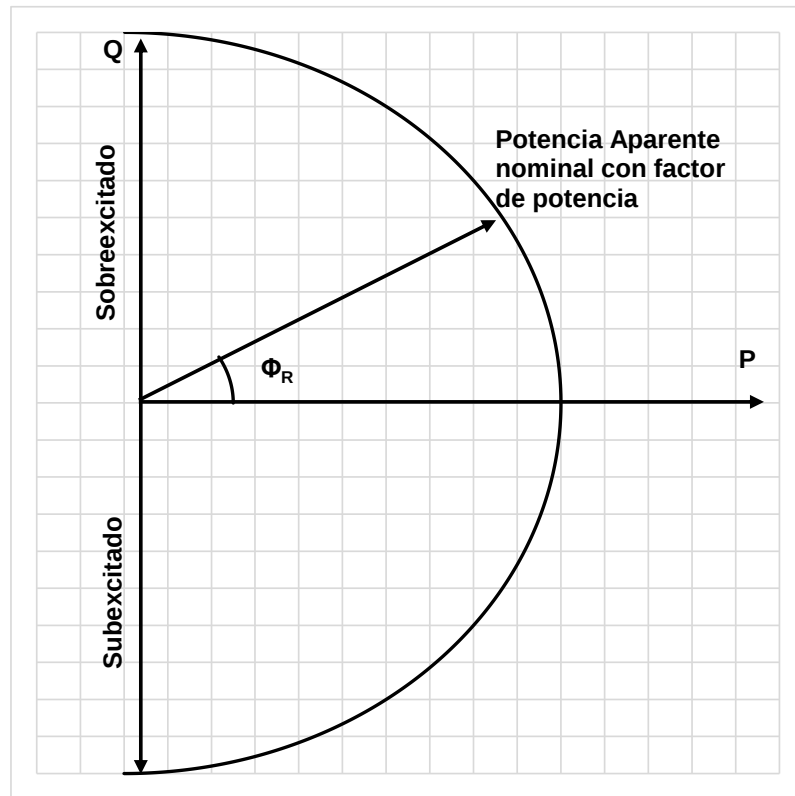


Figura 14. Plano P-Q del límite de la corriente de armadura

Límite de corriente de campo

El segundo limitante de la potencia reactiva generada por una máquina síncrona es el calor ($I_f^2 \cdot R_f$) (corriente de campo y resistencia de campo respectivamente) debido a la corriente de campo [9]. A continuación se tiene el modelo sencillo de estado estable de un generador síncrono:

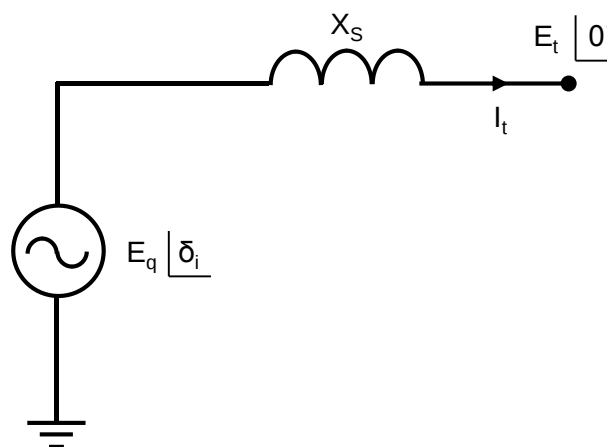


Figura 15. Circuito Equivalente de estado estable del generador síncrono

Del circuito equivalente de la Figura 15 se tiene que:

$$\vec{E}_q = \vec{E}_t + jX_s \cdot \vec{I}_t \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde:

- $\vec{E}_q$: tensión de la componente del eje de cuadratura de la armadura.
- $\vec{E}_t$: tensión en bornes del generador sincrónico.
- $\vec{I}_t$: corriente en bornes del generador sincrónico.
- X_s : reactancia de estado estable del generador sincrónico.

Con $X_d = X_q$ (reactancia de eje directo y reactancia de eje de cuadratura respectivamente) la magnitud de la tensión de la componente del eje de cuadratura de la armadura está dada por: [9]

$$E_q = X_{ad} \cdot I_{fd} \quad \text{Ecuación 47}$$

Donde:

- X_{ad} : reactancia de reacción de la armadura de eje directo.
- I_{fd} : corriente de campo.

A continuación se presenta el diagrama Fasorial del circuito equivalente en estado estable de un generador sincrónico.

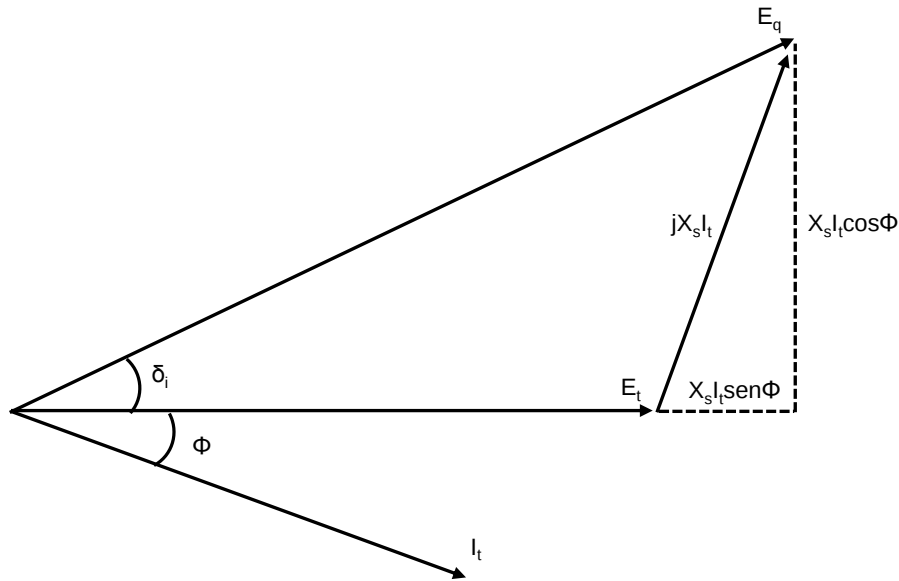


Figura 16. Diagrama Fasorial de estado estable del circuito equivalente de un generador sincrónico

Descomponiendo en coordenadas cartesianas se tiene de la Figura 16:

$$(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \sin \delta_i = X_s \cdot I_t \cdot \cos \Phi \quad \text{Ecuación 48}$$

$$(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \cos \delta_i = E_t + X_s \cdot I_t \cdot \sin \Phi \quad \text{Ecuación 49}$$

Despejando las componentes cartesianas de la corriente en bornes del generador se tiene:

$$I_t \cdot \cos \Phi = \frac{(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \sin \delta_i}{X_s} \quad \text{Ecuación 50}$$

$$I_t \cdot \sin \Phi = \frac{(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \cos \delta_i - E_t}{X_s} \quad \text{Ecuación 51}$$

De la Ecuación 43 y la Ecuación 51 se tiene que:

$$P = E_t \cdot I_t \cdot \cos \Phi = E_t \cdot \frac{(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \sin \delta_i}{X_s} \quad \text{Ecuación 52}$$

$$Q = E_t \cdot I_t \cdot \sin \Phi = E_t \cdot \left(\frac{(X_{ad} \cdot I_{fd}) \cdot \cos \delta_i - E_t}{X_s} \right) \quad \text{Ecuación 53}$$

Reorganizando la Ecuación 53:

$$Q = \frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd} \cdot \cos \delta_i - E_t^2}{X_s} = -\frac{E_t^2}{X_s} + \frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd} \cdot \cos \delta_i}{X_s} \quad \text{Ecuación 54}$$

$$Q = -\frac{E_t^2}{X_s} + \frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd}}{X_s} \cdot \sqrt{1 - (\sin \delta_i)^2} \quad \text{Ecuación 55}$$

$$Q = -\frac{E_t^2}{X_s} + \sqrt{\left(\frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd}}{X_s} \right)^2 - \left(\frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd} \cdot \sin \delta_i}{X_s} \right)^2} \quad \text{Ecuación 56}$$

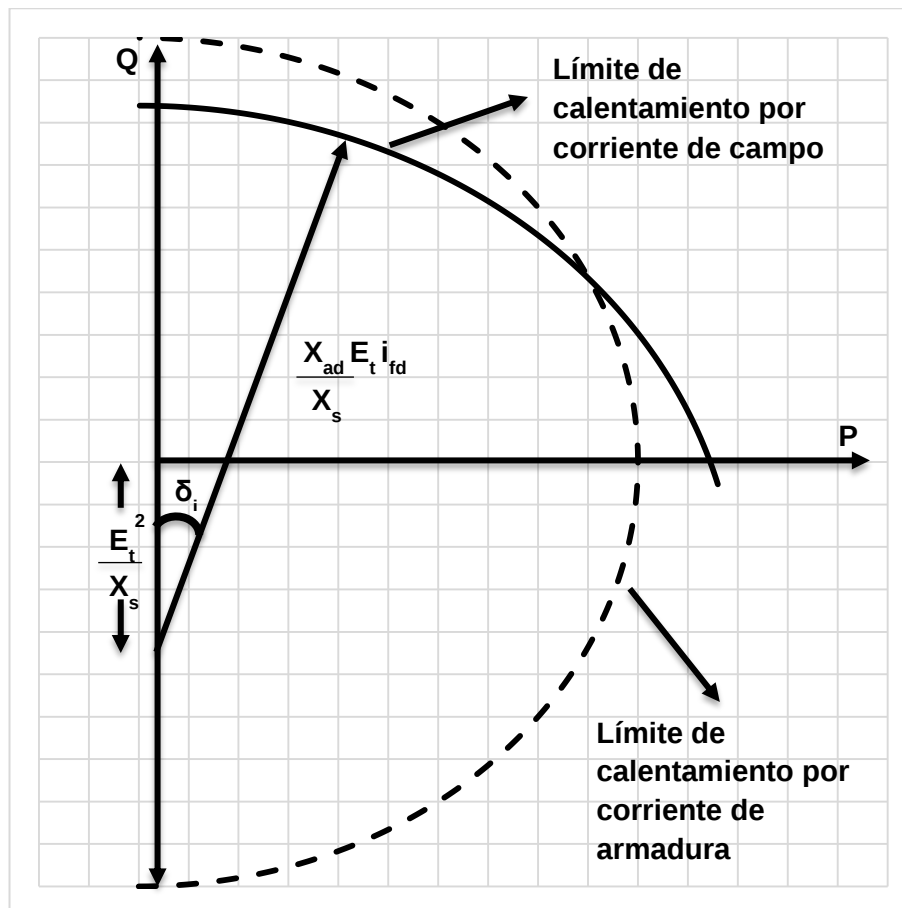
$$Q = -\frac{E_t^2}{X_s} + \sqrt{\left(\frac{E_t \cdot X_{ad} \cdot I_{fd}}{X_s}\right)^2 - P^2}$$

Ecuación 57

Donde:

- Q : potencia reactiva máxima de salida de un generador ante una potencia activa generada.
- E_t : tensión en bornes (terminales) de un generador.
- X_s : reactancia de estado estable del generador sincrónico.
- X_{ad} : reactancia de reacción de la armadura de eje directo.
- I_{fd} : corriente de campo.
- P : potencia activa de salida de un generador.

De la Ecuación 57 se deduce el plano P-Q del límite de la corriente de campo, el cual es graficado en la Figura 17 junto al límite de la corriente de armadura.



Adaptado de: P. Kundur, «Power System Stability And Control,» EPRI Power System Engineering, p. 1176, 1994.

Figura 17. Plano P-Q del límite de la corriente de campo y de armadura

Como se observa en la Figura 17 se presentan valores de potencia reactiva en los cuales tienen diferentes límites ya sea por corriente de campo o armadura, en este caso la máxima potencia reactiva de salida de un generador se obtiene con el menor de los límites ya sea por corriente de campo o de armadura.

Para fines operativos, los operadores del sistema frecuentemente administran sus unidades de generación con un límite de potencia reactiva constante, tanto para el planeamiento como para el ajuste de protecciones de sobrecorriente [3]. Siguiendo con este lineamiento el presente trabajo de grado utilizará también un límite de potencia reactiva constante para las unidades de generación.

5.4 RESERVA DE POTENCIA REACTIVA DE GENERADORES SINCRÓNICOS

La definición más sencilla y común de la reserva de potencia reactiva de un generador sincrónico es la resta entre el máximo valor de la potencia reactiva que este generador puede entregar, dependiendo de su curva de capacidad y la potencia reactiva que el generador está entregando ante una condición operativa [3] [42] [43] [44] [45] [46] [47] [48] [49].

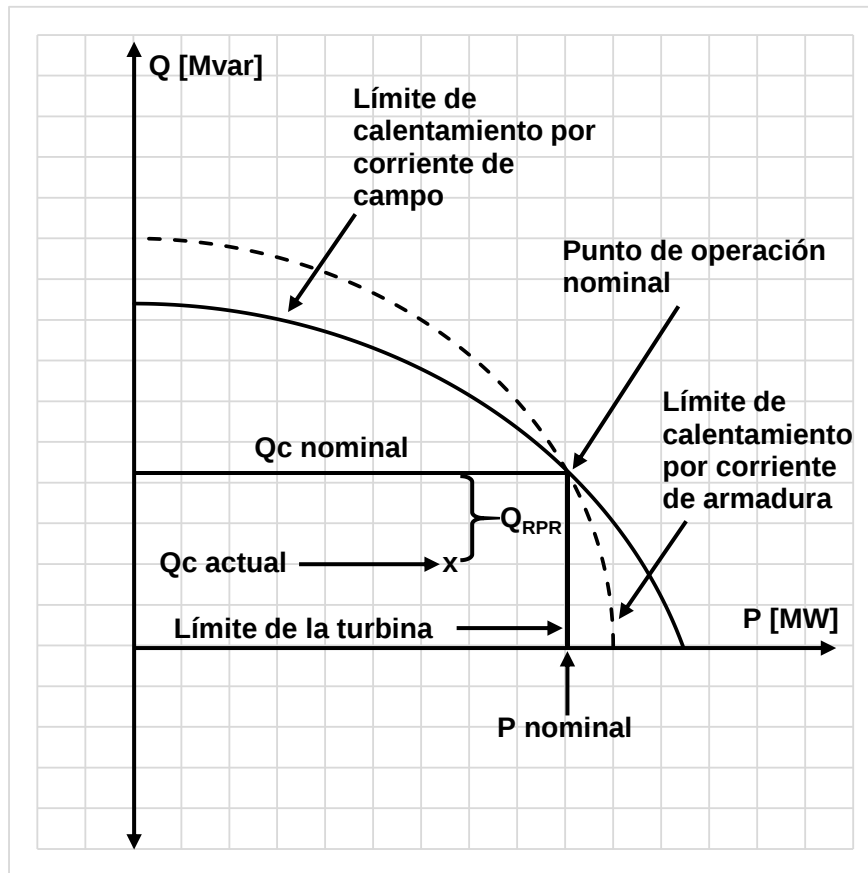
$$Q_{RPR} = Q_C - Q_{actual}$$

Ecuación 58

Donde:

- Q_{RPR} : potencia reactiva de reserva.
- Q_C : límite constante de potencia reactiva.
- Q_{actual} : valor actual de la potencia reactiva durante la operación.

En la Figura 18 se observa el primer cuadrante de la curva de capacidad del generador sincrónico con la definición de la potencia reactiva de reserva.



Adaptado de: Gonzáles, Cardona, Isaac y López., «Indicadores estáticos normalizados para la estabilidad de tensión basados en reserva de potencia reactiva y en márgenes de cargabilidad,» Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 2015.

Figura 18. Curva de capacidad del generador sincrónico con Q_{RPR}

Como se observa en la Figura 18 el valor de potencia reactiva de reserva (Q_{RPR}) se define como la distancia entre el punto "x" y el valor constante de la potencia reactiva nominal a un factor de potencia dado. El valor del factor de potencia dado se toma en el punto de la intersección del límite de calentamiento por corriente de armadura con el límite de calentamiento por corriente de campo [43].

El valor de la potencia reactiva de reserva puede ser entendido desde dos puntos de vista, desde la perspectiva de los generadores o de las cargas [44] [45]. Para los generadores se define la potencia reactiva de reserva (Q_{RPR}) según ya se había mencionado previamente en la Figura 18, mediante la diferencia entre la potencia reactiva nominal a un factor de potencia definido y la potencia reactiva actual que se está generando. Por otro lado, desde el punto de vista de la carga, la potencia reactiva de reserva se obtiene mediante el método de la curva Q-V ya descrito en el numeral 3.4.2.

En la Figura 19 se presenta un diagrama unifilar con un Sistema de Potencia de un generador en la barra 1 conectado mediante una línea de transmisión a una carga

en la barra 2. En la barra 2 se tiene un generador ficticio el cual tiene el trabajo de absorber la potencia reactiva mientras varia la tensión de esta barra para poder así construir la curva QV hasta el momento de colapso de tensión.

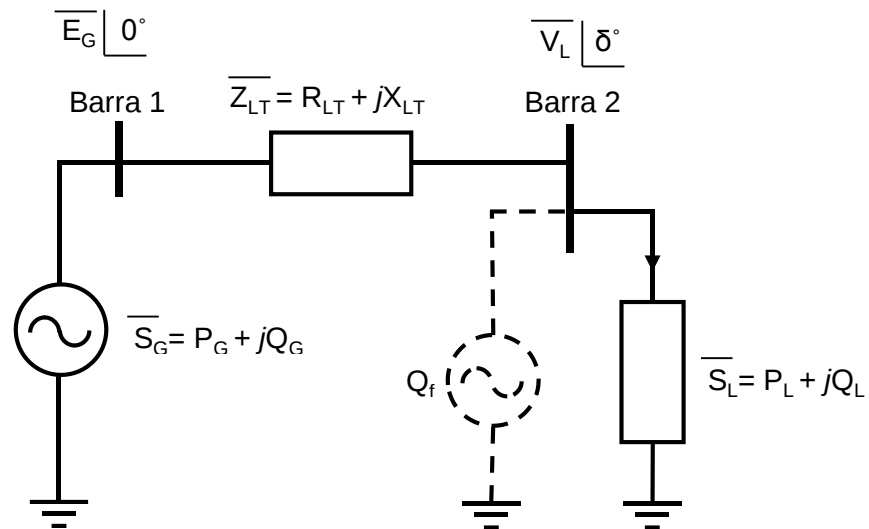


Figura 19. Diagrama unifilar de un sistema de Potencia Generador-Carga

En la Figura 20 se tienen dos curvas, la primera es la curva de capacidad de un generador con su potencia reactiva de reserva y la segunda es la curva QV de la barra 2 con la potencia reactiva de reserva desde el punto de vista de la carga, mostradas para su comparación.

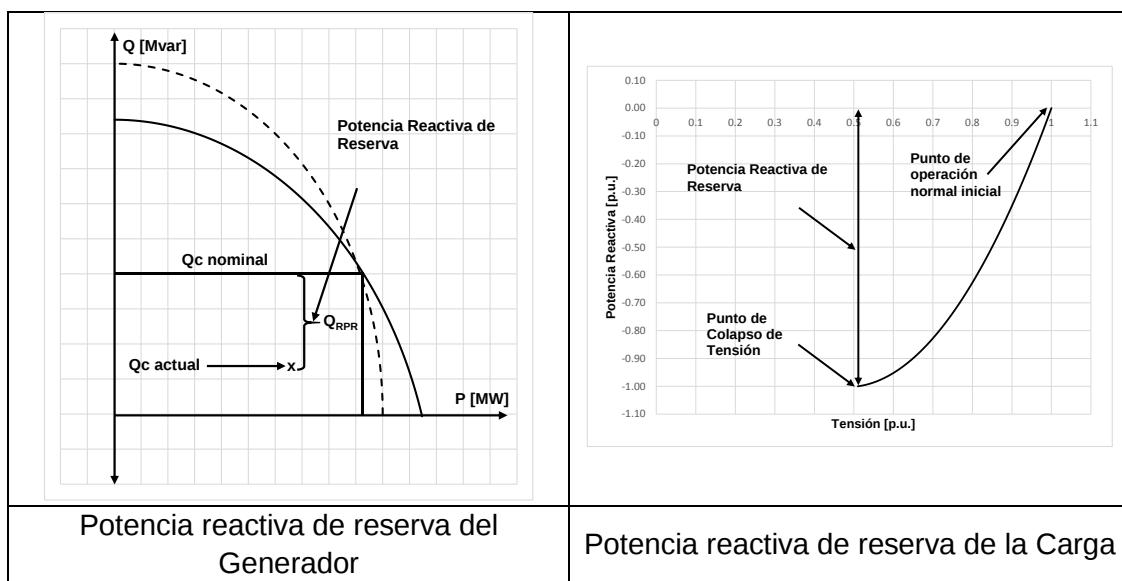


Figura 20. Potencia Reactiva de Reserva por parte del generador y de la carga

Otro tipo de definición de potencia reactiva de reserva se presenta en las referencias [43] [44] [45] [48] en las cuales se utiliza la totalidad de la curva de capacidad del generador tomando el valor máximo de potencia reactiva para cada valor de potencia activa entre el menor de los límites por corriente de campo y corriente de armadura. En la Ecuación 59 se presenta su definición:

$$Q_{RCC} = Q_{max}(p) - Q_{actual}$$

Ecuación 59

Donde:

- Q_{RCC} : potencia reactiva de reserva con respecto a la curva de capacidad.
- $Q_{max}(p)$: límite de potencia reactiva en función de la potencia activa.
- Q_{actual} : valor actual de la potencia reactiva durante la operación.

En la Figura 21 se observa el primer cuadrante de la curva de capacidad del generador sincrónico con la definición de la potencia reactiva de reserva con respecto a la curva de capacidad.

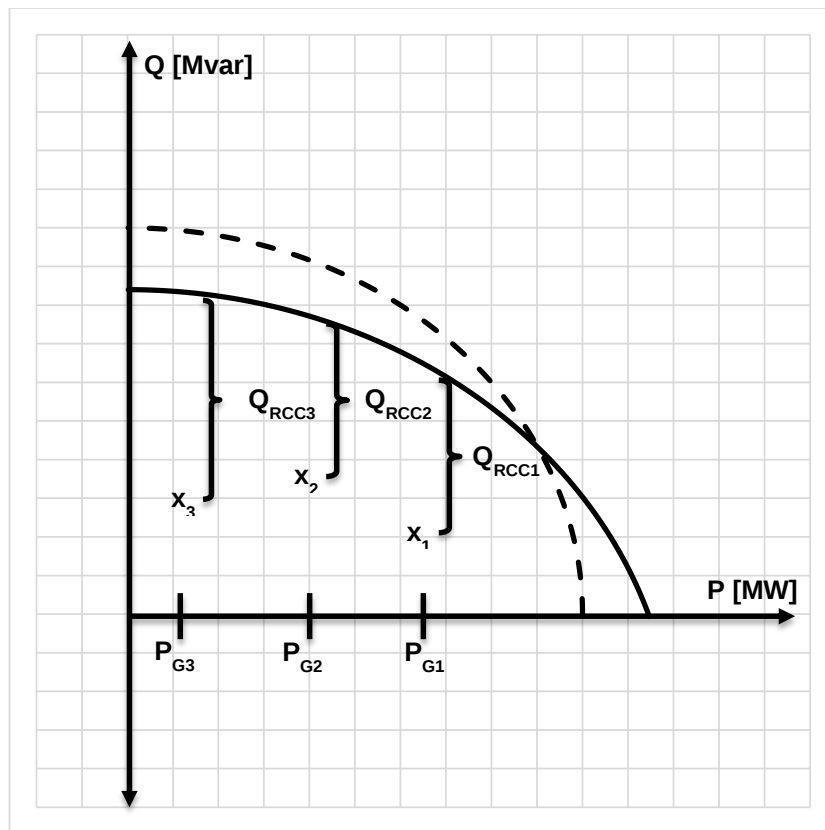


Figura 21. Curva de capacidad del generador sincrónico con Q_{RCC}

Según la referencia [42] la definición de este valor es más cercana a la realidad ya que toma en cuenta punto a punto la curva de capacidad dependiendo del valor de potencia activa que se está suministrando por parte del generador, pero normalmente algunos de los controles de las unidades de generación se limitan a unas tensiones máximas y mínimas las cuales restringen la curva de capacidad [42].

En las referencias [3] [44] [45] se define la reserva de potencia reactiva total de un sistema de potencia como la suma de cada una de las reservas de potencia reactiva de cada generador, como se presenta a continuación:

$$Q_{RPR\ TOTAL} = \sum_{i=1}^n Q_{RPR_i} = \sum_{i=1}^n (Q_{C_i} - Q_{actual_i}) \quad \text{Ecuación 60}$$

Donde:

- $Q_{RPR\ TOTAL}$: potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia.
- Q_{RPR_i} : potencia reactiva de reserva de cada generador i.
- n : número de generadores del sistema de potencia.
- Q_{C_i} : límite constante de potencia reactiva del generador i.
- Q_{actual_i} : valor actual de la potencia reactiva durante la operación del generador i.

Sin embargo, esta potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia no es del todo aprovechable, cada generador no puede entregar la totalidad de su potencia reactiva de reserva hacia una barra específica ya que la potencia reactiva no puede ser transportada por grandes distancias, por lo que no se puede sumar cada potencia reactiva de reserva de cada generador para un gran sistema de potencia. En las referencias [45] [48] proponen una nueva representación más precisa llamada “potencia reactiva de reserva efectiva” y está definida de la siguiente manera:

$$Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL} = \sum_{k=1}^n \alpha_{ki} Q_{RPR_k} = \sum_{k=1}^n \alpha_{ki} \cdot (Q_{C_k} - Q_{actual_k}) \quad \text{Ecuación 61}$$

Donde:

- $Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL}$: potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema de potencia.
- Q_{RPR_k} : potencia reactiva de reserva de cada generador k.

- n : número de generadores del sistema de potencia.
- α_{ki} : factor de peso del generador k con respecto a la carga del nodo i .
- Q_{Ck} : límite constante de potencia reactiva.
- Q_{actual_k} : valor actual de la potencia reactiva durante la operación.

A modo de ejemplo en la Figura 22 se presenta un Sistema de Potencia de 4 barras para el cual se relaciona la potencia reactiva de reserva total y efectiva de la Figura 23. La potencia reactiva de reserva total y efectiva se toma para el nodo 1.

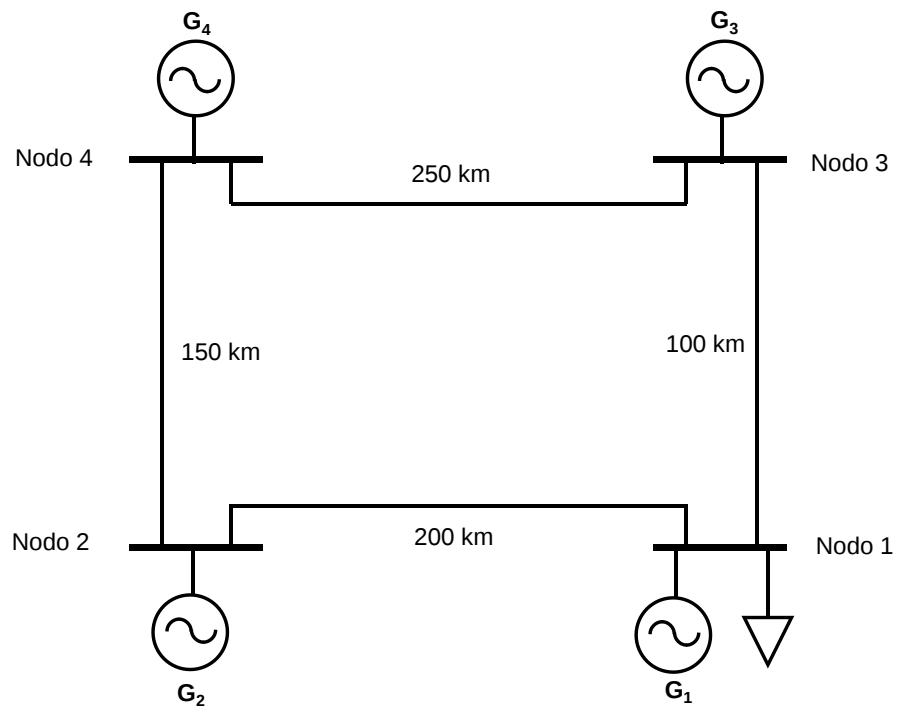


Figura 22. Sistema de Potencia 4 barras

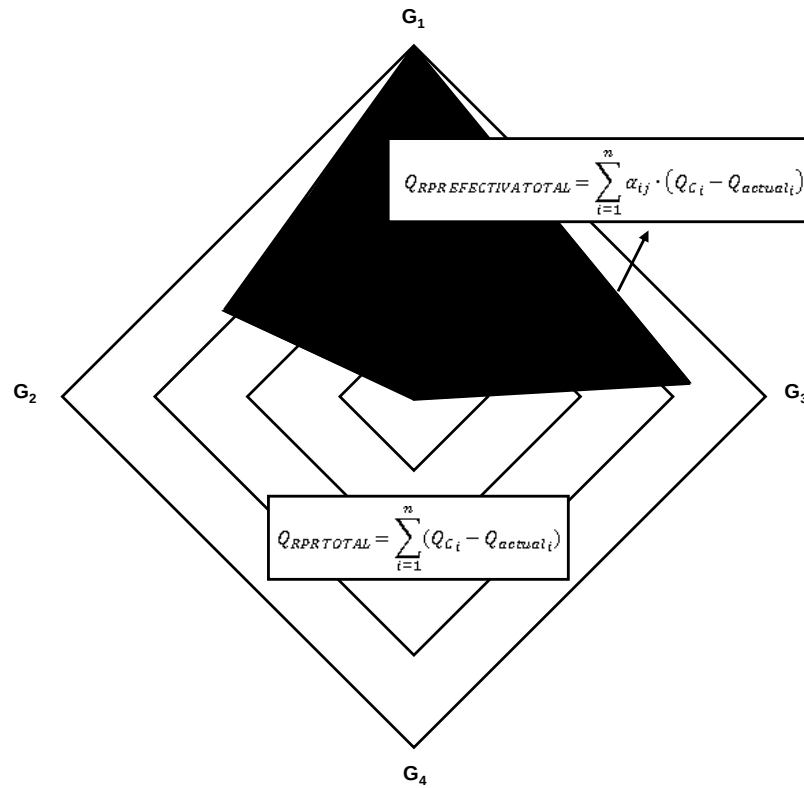


Figura 23. Potencia reactiva de reserva efectiva

En la Figura 23 se observa cómo la potencia reactiva total efectiva del generador 1 es la mayor de las potencias de reserva de todos los generadores del sistema de 4 barras, vista desde el nodo 1, ya que este generador se encuentra conectado en el nodo donde se está realizando este cálculo y este tiende a agotar primero sus reservas de potencia reactiva. Para el generador 2 disminuye un poco la potencia reactiva de reserva efectiva ya que se encuentra a una distancia de 100 km. Para el generador 3 se disminuye aún más ya que se encuentra a una distancia mayor en este caso 200 km. Finalmente la potencia reactiva de reserva efectiva para el generador 4 es nula ya que se encuentra a 350 km del nodo 1 y este tipo de potencia no puede recorrer grandes distancias, ya que cae mucho en la transmisión debido a las pérdidas por $|I|^2 \cdot X$.

5.4.1 Factor de peso α para la potencia reactiva de reserva total efectiva

En esta sección se determina el factor de peso para calificar la potencia reactiva de reserva total y convertirla a potencia reactiva de reserva total efectiva, la cual sirve para diagnosticar la estabilidad de tensión en un sistema de potencia. Para determinar el factor de peso se utiliza el análisis de sensibilidad V-Q. Las

restricciones de un sistema de potencia son expresadas en su forma linealizada de la siguiente manera [9]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 62}$$

Donde:

- ΔP : cambio incremental de potencia activa en un nodo.
- ΔQ : cambio incremental de potencia reactiva en un nodo.
- $\Delta\theta$: cambio incremental del ángulo en un nodo.
- ΔV : cambio incremental de la magnitud de tensión en un nodo.
- $J_{P\theta}$: términos de la matriz Jacobiana con derivada de potencia activa con respecto al ángulo de un nodo.
- J_{PV} : términos de la matriz Jacobiana con derivada de potencia activa con respecto a la magnitud de tensión de un nodo.
- $J_{Q\theta}$: términos de la matriz Jacobiana con derivada de potencia reactiva con respecto al ángulo de un nodo.
- J_{QV} : términos de la matriz Jacobiana con derivada de potencia reactiva con respecto a la magnitud de tensión de un nodo.

Asumiendo un $\Delta P = 0$ [9] queda que:

$$\Delta Q = J_R \cdot \Delta V \quad \text{Ecuación 63}$$

Donde:

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV} \quad \text{Ecuación 64}$$

Donde:

- J_R : es la matriz Jacobiana reducida del sistema.

Reescribiendo la Ecuación 63 queda que:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad \text{Ecuación 65}$$

Donde:

- J_R^{-1} : es la matriz Jacobiana V-Q reducida.

La matriz Jacobiana V-Q reducida es una matriz nxn donde n es el número de nodos de un sistema de potencia y tiene la siguiente estructura:

$$J_R^{-1} = \begin{bmatrix} J_{11} & \cdots & J_{1i} & \cdots & J_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ J_{i1} & \cdots & J_{ii} & \cdots & J_{in} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ J_{n1} & \cdots & J_{ni} & \cdots & J_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 66}$$

Donde:

- J_{in} : elemento de la matriz Jacobiana V-Q del nodo i con respecto al nodo n

La matriz Jacobiana V-Q reducida (J_R^{-1}) contiene información de la sensibilidad V-Q para un nodo i. Los elementos de la diagonal describen que tan robusto es el nodo i (nodo de interés para la evaluación de estabilidad de tensión) ante un cambio de potencia reactiva en este mismo nodo y los elementos fuera de la diagonal describen cual es la influencia que tiene un cambio de potencia reactiva de un nodo i con respecto a un nodo j. Un valor pequeño en un elemento en la posición j-i significa que el nodo i es insensible a una variación de potencia reactiva en el nodo j y viceversa.

Los elementos más grandes de esta matriz son los ubicados en la diagonal, ya que ante una variación de una potencia reactiva en el nodo i, este mismo nodo i es el que tiene una mayor variación en su tensión.

Con el fin de dar un factor de peso a cada generador se normalizan todos los elementos de la matriz Jacobiana V-Q reducida (J_R^{-1}) con respecto al valor mayor en cada columna, el cual en este caso será el elemento de la diagonal ya que es el mismo nodo i el que tiene una mayor variación en su tensión y un factor de peso igual a "1". Este tipo de normalización también es propuesta en la referencia [45]. La matriz Jacobiana V-Q reducida (J_R^{-1}) normalizada queda de la siguiente forma:

$$J_R^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{J_{11}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{1i}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{1n}}{J_{11}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{J_{i1}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{ii}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{in}}{J_{11}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{J_{n1}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{ni}}{J_{11}} & \cdots & \frac{J_{nn}}{J_{11}} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 67}$$

Teniendo ya normalizada la matriz Jacobiana V-Q reducida (J_R^{-1}) se toma la columna i donde se encuentra el nodo i (nodo de interés para la evaluación de estabilidad de tensión) al que se le calculó la sensibilidad V-Q y se define el factor de peso para cada barra de la siguiente forma:

$$[\alpha_{ni}] = \begin{bmatrix} \alpha_{1i} \\ \vdots \\ \alpha_{ii} \\ \vdots \\ \alpha_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{J_{1i}}{J_{ii}} \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ \frac{J_{ni}}{J_{ii}} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 68}$$

Donde:

- α_{ni} : factor de peso en el nodo n con respecto al nodo i (nodo de interés para la evaluación de estabilidad de tensión).

Con este factor de peso ya se puede calcular la potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema de potencia de la Ecuación 61.

6. INDICADORES DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN UTILIZANDO EQUIVALENTES THÉVENIN Y RESERVAS DE POTENCIA REACTIVA

En este capítulo se propone un nuevo indicador para evaluar la estabilidad de tensión en tiempo real, basado en otros dos indicadores, el primero contiene información del equivalente Thévenin y segundo la información de las reservas de potencia reactiva.

Estos indicadores se obtienen mediante medidas fasoriales de corriente, tensión y ángulos tomadas de las PMU, según la norma de la referencia [1].

El indicador propuesto está normalizado (toma valores entre 1 y 0) motivo por el cual es posible realizar un análisis sencillo de evaluación de la estabilidad de tensión para un nodo y un estado de carga dado. Para este último, su variación se considerará, para este trabajo de grado, como un aumento constante de la carga conectada al nodo i hasta el punto de colapso de tensión. Normalmente en los sistemas de potencia se tienen generadores despachados y no despachados; los generadores no despachados no formarán parte de la reserva de potencia “rodante” para el análisis de estabilidad de tensión [3].

En la Figura 24 se presenta el modelo base para estimar el primer indicador (indicador con información del equivalente Thévenin) a partir del cual se obtendrá el definitivo para la supervisión de estabilidad de tensión.

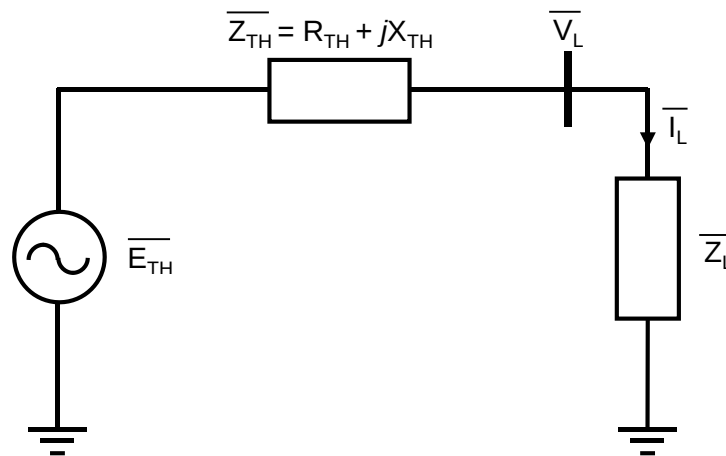


Figura 24. Modelo para el indicador de Impedancia Thévenin

Como ya se describió anteriormente, la máxima transferencia de potencia se presenta cuando la impedancia de la carga es igual que la impedancia del equivalente Thévenin, por lo tanto se propone el siguiente indicador:

$$I_{Z_{TH}i}^j = 1 - \frac{|Z_{TH}i|^j}{|Z_Li|^j} \quad \text{Ecuación 69}$$

Donde:

- $I_{Z_{TH}i}^j$: Indicador de equivalente Thévenin para una barra i en el estado de carga j.
- $|Z_{TH}i|^j$: Magnitud de la impedancia Thévenin calculada para una barra i en el estado de carga j.
- $|Z_Li|^j$: Magnitud de la Impedancia de la carga para una barra i en el estado de carga j.

Este indicador toma un valor de “1” cuando se tiene una magnitud de impedancia de carga mucho más grande (potencia pequeña) que la magnitud de la impedancia del Equivalente Thévenin y obtiene un valor de “0” cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia del Equivalente Thévenin, ambas impedancias calculadas en tiempo real, para un mismo instante de tiempo k (tomando medidas en el tiempo k-1 y k) mediante PMU. Un valor de 0 indicará entonces que en la barra analizada se presentará una condición de colapso de tensión.

En la Figura 25 se presenta el modelo para el segundo indicador (indicador con información de la reserva de potencia reactiva) a partir del cual se obtendrá el definitivo para la supervisión de estabilidad de tensión.

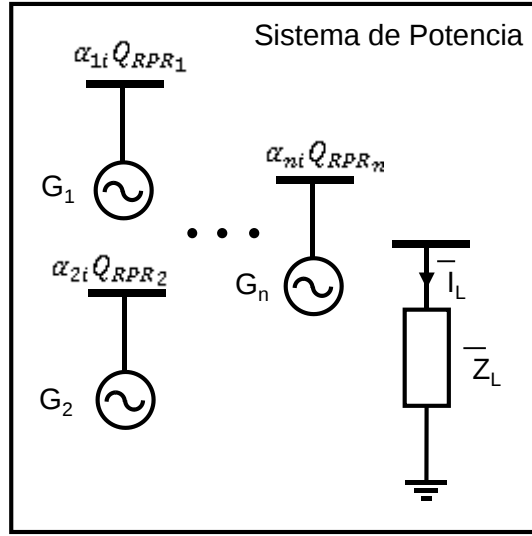


Figura 25. Modelo para el indicador de reserva de potencia reactiva

De la Ecuación 59 y la Ecuación 61 y del indicador de la referencia [3] se propone el siguiente indicador con la información de la potencia reactiva de reserva y el agotamiento de reactivos:

$$I_{Q_i}^j = \frac{Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL_i}^j}{Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL_i}^0} = \frac{\sum_{k=1}^n \alpha_{ki} \cdot Q_{RPR_{ki}}^j}{\sum_{k=1}^n \alpha_{ki} \cdot Q_{RPR_{ki}}^0} \quad \text{Ecuación 70}$$

Donde:

- $I_{Q_i}^j$: Indicador de agotamiento de reactivos para una barra i en el estado de carga j.
- $Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL_i}^j$: potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema de potencia para una barra i en el estado de carga j.
- $Q_{RPR\ EFECTIVA\ TOTAL_i}^0$: potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema de potencia para una barra i en el estado de carga 0 (caso inicial, coincide con la máxima potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema de potencia).
- α_{ki} : factor de peso del generador k con respecto a la carga del nodo i.
- $Q_{RPR_{ki}}^j$: potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia para una barra i en el estado de carga j.
- $Q_{RPR_{ki}}^0$: potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia para una barra i en el estado de carga 0 (caso inicial, coincide con la máxima potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia).

Este indicador toma un valor de “1” cuando se tiene el total de potencia reactiva de reserva disponible y por lo tanto un buen estado en cuanto a la estabilidad de tensión. Obtiene un valor de “0” cuando la reserva de potencia reactiva se agota indicando que la zona analizada presenta una condición de colapso de tensión.

Finalmente el indicador de estabilidad de tensión con Equivalentes Thévenin en tiempo real involucrando agotamiento de reactivos es propuesto de la siguiente forma:

$$IETQ_i^j = I_{Z_{THi}}^j \cdot I_{Q_i}^j \quad \text{Ecuación 71}$$

Donde:

- $IETQ_i^j$: Indicador de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos para una barra i en el estado de carga j.
- $I_{Z_{THi}}^j$: Indicador de equivalente Thévenin para una barra i en el estado de carga j.
- $I_{Q_i}^j$: Indicador de agotamiento de reactivos para una barra i en el estado de carga j.

A modo de ejemplo en la Figura 26 se observa el comportamiento típico de los indicadores ante un aumento de carga en un estado j para un nodo i.

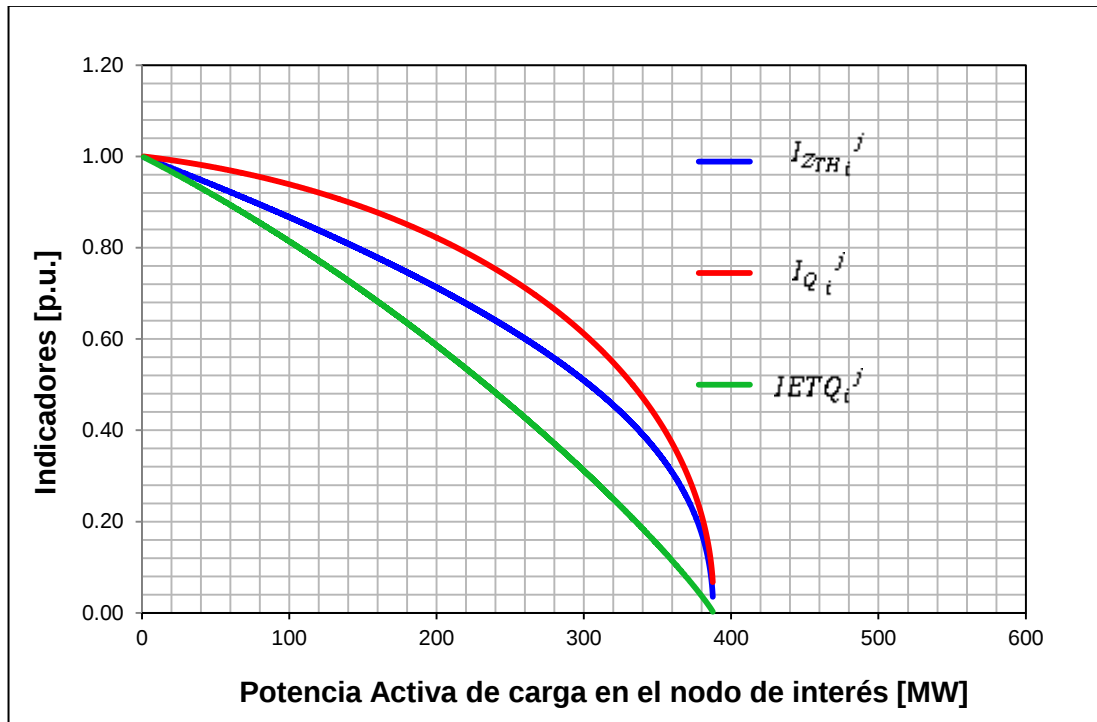


Figura 26. Comportamiento típico de los indicadores propuestos

El comportamiento de los indicadores de la impedancia Thévenin ($I_{Z_{TH}i}^j$) y de la potencia reactiva de reserva efectiva ($I_{Q_i}^j$) tienen un comportamiento no lineal durante toda la ventana de análisis pero tiene una zona muy inclinada al final cuando se acerca al punto de colapso de tensión. Estos dos indicadores por separado pueden no ser muy útiles para aplicaciones y predicciones en tiempo real, ya que su valor por separado no deja una ventana de tiempo amplia para la detección del punto de colapso de tensión y el operador del sistema no estaría viendo señales para la cercanía de la inestabilidad. Al multiplicar estos dos indicadores se convierte en el Indicador de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos ($IETQ_i^j$) propuesto en este trabajo de grado, el cual tiene un comportamiento lineal que sirve para pronosticar con mayor facilidad el punto de colapso de tensión y adicionalmente a partir de él se puede predecir, ante un cambio en la demanda de potencia de una carga en un nodo, cuál será la repercusión en el indicador y por ende en el pronóstico de la estabilidad de tensión de manera más rápida y sencilla, condición ideal para un operador del sistema, quien podrá planear premeditadamente las acciones de control ante un cambio en la demanda.

7. ALGORITMO Y DESARROLLO DE APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA MONITOREAR LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN A PARTIR DEL NUEVO INDICADOR PROPUESTO

7.1 ALGORITMO PROPUESTO

Una vez obtenido el indicador propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión, se procede a desarrollar un algoritmo que permita, a partir de medidas fasoriales obtenidas por PMU, realizar el cálculo de la impedancia Thévenin en tiempo real, de los indicadores propuestos en el capítulo 6 y estimación del estado del Sistema de Potencia en cuanto a la estabilidad de tensión y su punto de colapso se refiere.

Cabe anotar que para el cálculo de la impedancia del equivalente Thévenin en tiempo real se requiere de 2 medidas fasoriales consecutivas, en las cuales se presente un cambio en la demanda de potencia de la carga entre las dos medidas.

En este algoritmo se presenta un nuevo concepto llamado “Umbral” y se define como la diferencia de la demanda de potencia de la carga en el estado $j+1$ y j . En el algoritmo propuesto este Umbral es necesario ya que la Ecuación 11 (para el método 1), Ecuación 15 y la Ecuación 16 (para el método 2) son linealmente independientes y necesitan dos mediciones en dos instantes de tiempos diferentes para su solución. Si la diferencia de la corriente es muy pequeña se tendría un resultado de una resta en un denominador pequeña, lo que resultaría en una división casi por cero aproximadamente y en un error amplificado [26].

Se define el Umbral como el valor mínimo que debe cambiar la potencia de una carga en el nodo de interés del Sistema de Potencia entre el estado $j+1$ y j de la siguiente manera:

$$P_{j+1} - P_j > Umbral$$

Ecuación 72

Donde:

- P_{j+1} = Potencia Activa de la carga en el estado $j+1$.
- P_j = Potencia Activa de la carga en el estado j .

Entre mayor sea el Umbral mayor resolución tendrá la ecuación en el valor final del cálculo de la impedancia Thévenin y por lo tanto más confiable será su resultado; aunque así mismo, entre más grande sea el cambio de la potencia entre el estado $j+1$ y j no se cumplirá la condición que se asume en el numeral 4.3.2 la cual consiste en que los parámetros de tensión e impedancia Thévenin permanecerán constantes ante un cambio en la demanda de potencia de la carga [26].

En síntesis, se debe considerar un Umbral no muy pequeño que amplifique el error de los cálculos de la impedancia Thévenin y no muy grande que no permita asumir la condición respecto a la tensión de la fuente Thévenin como valor constante ante cambios en la carga. En el siguiente capítulo se realiza una sensibilidad variando el Umbral para la red IEEE de 9 barras para varios escenarios o condiciones operativas con el propósito de obtener un valor de Umbral que permita un correcto desempeño de la metodología.

A continuación se presenta el algoritmo propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión en tiempo real incluyendo la magnitud de la impedancia del equivalente Thévenin y la reserva de potencia reactiva de la zona de interés:

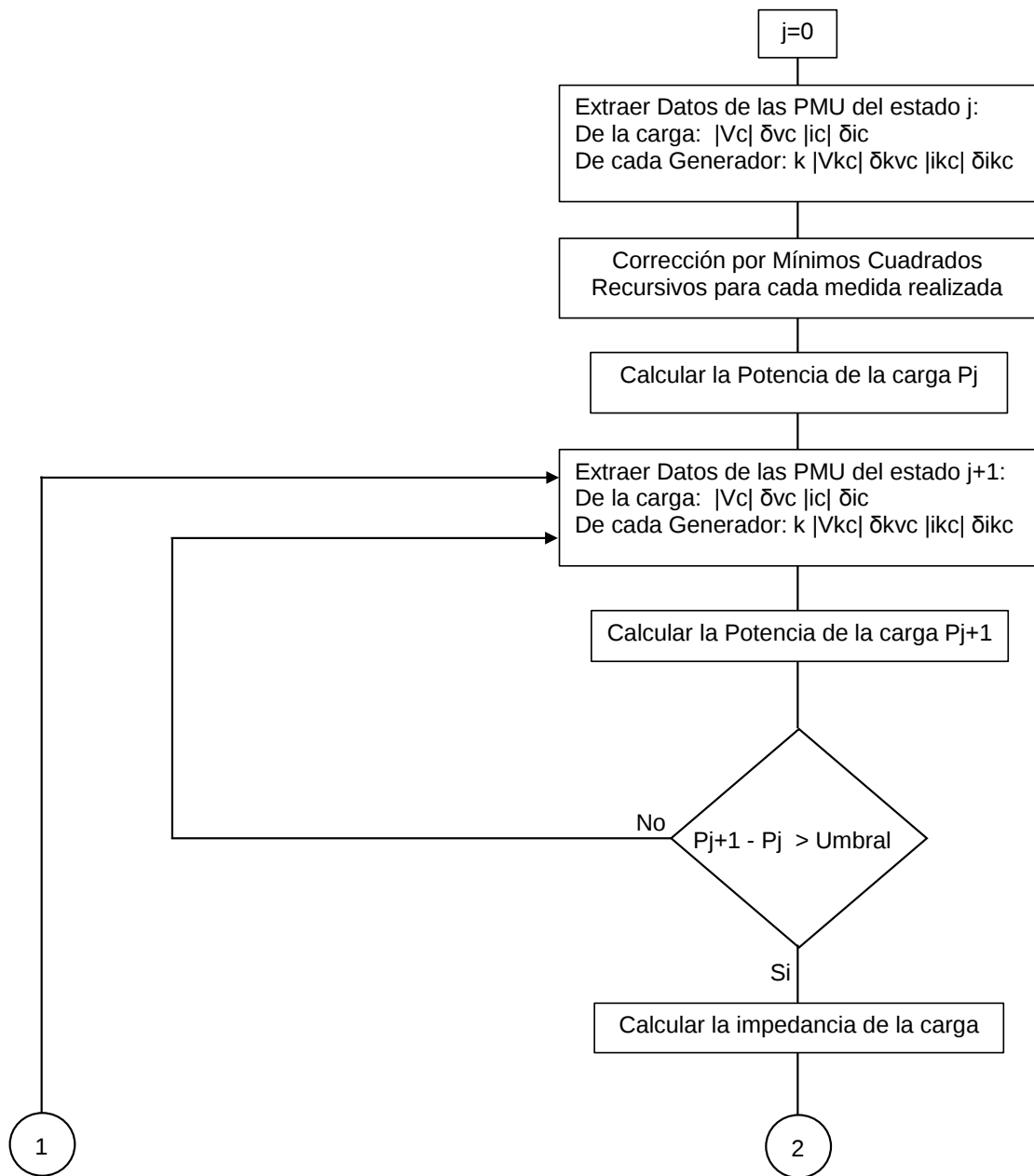


Figura 27. Algoritmo propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión

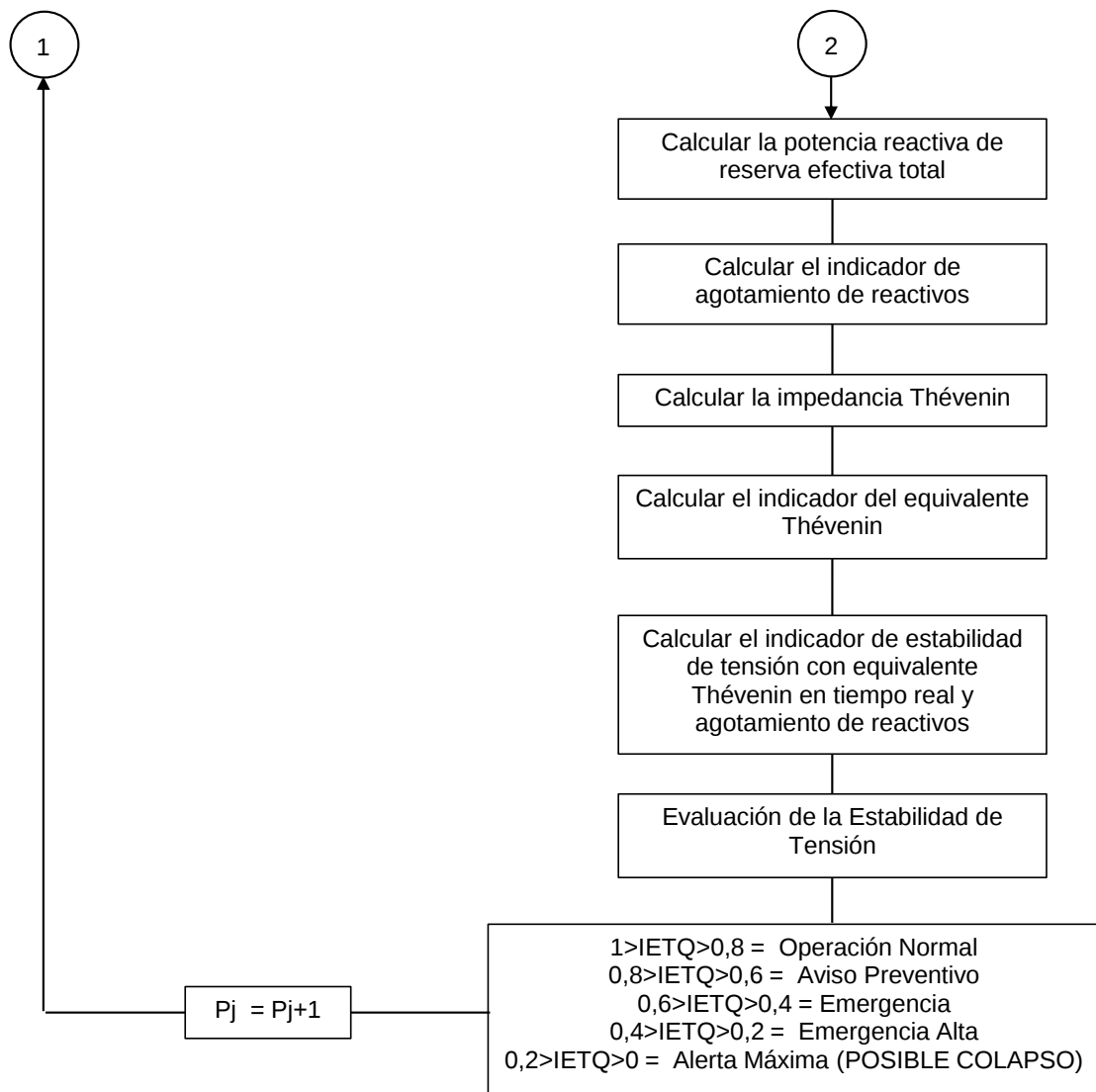


Figura 28. Continuación del Algoritmo propuesto para la evaluación de la estabilidad de tensión

Donde:

- $|V_C|$ = Magnitud de la tensión de la carga.
- δ_{VC} = Ángulo de la tensión de la carga.
- $|I_C|$ = Magnitud de la corriente de la carga.
- δ_{iC} = Ángulo de la corriente de la carga.
- $|V_{kC}|$ = Magnitud de la tensión del generador k.
- δ_{kVC} = Ángulo de la tensión del generador k.
- $|I_{kC}|$ = Magnitud de la corriente del generador k.
- δ_{ikC} = Ángulo de la corriente del generador k.

- P_{j+1} = Potencia Activa de la carga en el estado $j+1$.
- P_j = Potencia Activa de la carga en el estado j .
- $IETQ$: Indicador de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos para una barra i en el estado de carga $j+1$.

Los valores de calificación del indicador de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos (entre 1 y 0,8, 0,8 y 0,6, 0,6 y 0,4, 0,4 y 0,2, 0,2 y 0) y sus estados (operación normal, aviso preventivo, emergencia, emergencia alta y alerta máxima) depende de cada operador de cada país por su experiencia, regulación, código de redes, política de operación, entre otros.

7.2 APLICATIVO COMPUTACIONAL PARA MONITOREAR LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN CON LOS INDICADORES PROPUESTOS

El aplicativo computacional desarrollado se fundamenta en la teoría, ecuaciones, definiciones y algoritmo descrito en los capítulos anteriores. Su desarrollo se realiza mediante la aplicación Microsoft Excel de Microsoft Office 2010 y su herramienta Microsoft VBA (Visual Basic for Applications)

A continuación se describen brevemente los componentes del aplicativo computacional, sus etapas, datos de entrada y resultados.

Antes de ejecutar el aplicativo se debe relacionar en un archivo de Excel aparte los datos provenientes de las PMU de los generadores, como se observa en la Tabla 2 y de la carga como se observa en la Tabla 3 en este trabajo. Para efectos de demostración, estos datos son obtenidos mediante el Software de simulación de Sistemas de Potencia Eléctricos DIgSILENT PowerFactory, los datos que se obtienen son magnitudes y ángulos de la tensión y corriente.

Tabla 2. Ejemplo de datos de entrada de una red: valores de magnitud y ángulo de la tensión y la corriente de los generadores provenientes de los PMU

Iteración [n]	Factor Carga [#]	G1				G2			
		Corriente		Tensión		Corriente		Tensión	
		Magnitud [KA]	Ángulo [°]	Magnitud [KVLN]	Ángulo [°]	Magnitud [KA]	Ángulo [°]	Magnitud [KVLN]	Ángulo [°]
1	1,000	2,5757	-20,646	9,9073	0,000	5,1049	6,935	10,6521	9,269
2	1,001	2,5788	-20,639	9,9073	0,000	5,1050	6,928	10,6521	9,264
3	1,002	2,5820	-20,632	9,9073	0,000	5,1050	6,921	10,6521	9,260
4	1,003	2,5851	-20,624	9,9073	0,000	5,1050	6,914	10,6521	9,255
5	1,004	2,5883	-20,617	9,9073	0,000	5,1050	6,907	10,6521	9,251
6	1,005	2,5914	-20,610	9,9073	0,000	5,1050	6,901	10,6521	9,246
7	1,006	2,5946	-20,603	9,9073	0,000	5,1050	6,894	10,6521	9,242
8	1,007	2,5977	-20,596	9,9073	0,000	5,1050	6,887	10,6521	9,237
9	1,008	2,6009	-20,589	9,9073	0,000	5,1050	6,880	10,6521	9,233
10	1,009	2,6040	-20,582	9,9073	0,000	5,1050	6,874	10,6521	9,228
11	1,010	2,6072	-20,575	9,9073	0,000	5,1050	6,867	10,6521	9,224
12	1,011	2,6103	-20,568	9,9073	0,000	5,1050	6,860	10,6521	9,219
13	1,012	2,6135	-20,562	9,9073	0,000	5,1050	6,853	10,6521	9,215
14	1,013	2,6166	-20,555	9,9073	0,000	5,1051	6,846	10,6521	9,210
15	1,014	2,6198	-20,548	9,9073	0,000	5,1051	6,840	10,6521	9,205
16	1,015	2,6229	-20,541	9,9073	0,000	5,1051	6,833	10,6521	9,201
17	1,016	2,6261	-20,534	9,9073	0,000	5,1051	6,826	10,6521	9,196

Tabla 3. Ejemplo de datos de entrada de una red: valores de magnitud y ángulo de la tensión y la corriente de la carga provenientes de los PMU

Iteración [n]	Factor Carga [#]	Carga			
		Corriente		Tensión	
		Magnitud [KA]	Ángulo [°]	Magnitud [KVLN]	Ángulo [°]
1	1,000	0,2352	127,876	134,4744	146,311
2	1,001	0,2354	127,869	134,4688	146,304
3	1,002	0,2356	127,862	134,4632	146,297
4	1,003	0,2359	127,855	134,4576	146,290
5	1,004	0,2361	127,849	134,4520	146,284
6	1,005	0,2364	127,842	134,4464	146,277
7	1,006	0,2366	127,835	134,4408	146,270
8	1,007	0,2369	127,828	134,4352	146,263
9	1,008	0,2371	127,822	134,4296	146,257
10	1,009	0,2374	127,815	134,4240	146,250
11	1,010	0,2376	127,808	134,4184	146,243
12	1,011	0,2379	127,801	134,4128	146,236
13	1,012	0,2381	127,795	134,4072	146,230
14	1,013	0,2383	127,788	134,4016	146,223
15	1,014	0,2386	127,781	134,3960	146,216
16	1,015	0,2388	127,774	134,3904	146,209
17	1,016	0,2391	127,768	134,3848	146,203

Al iniciar el aplicativo computacional se abre una ventana con la portada y un botón de inicio en la parte inferior derecha como se observa en la Figura 29, luego de seleccionar este botón se redirecciona la ventana del aplicativo hacia un menú principal el cual se observa en la Figura 30.

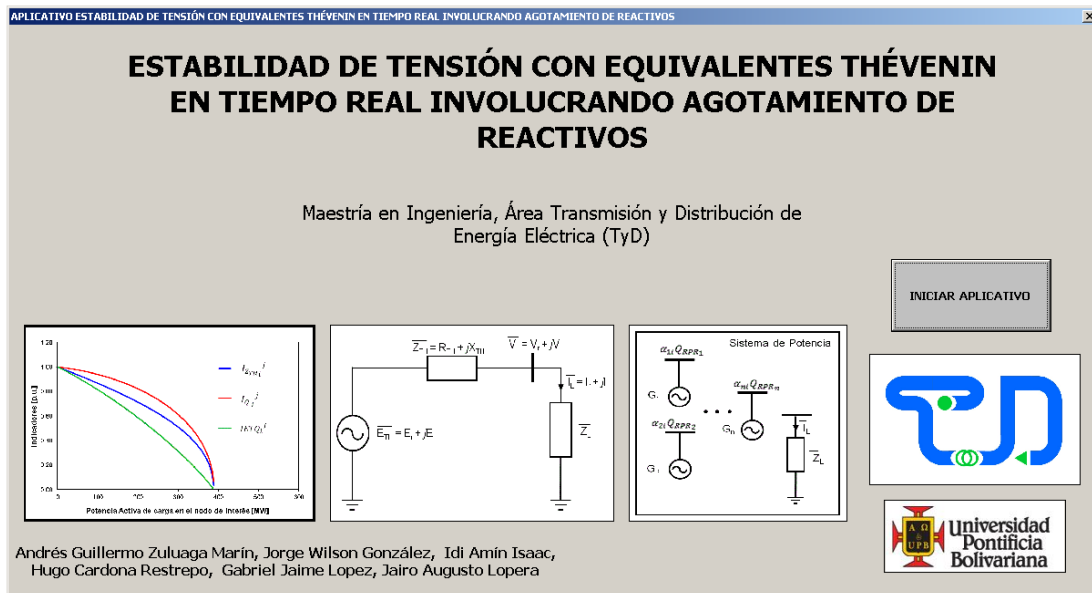


Figura 29. Portada del aplicativo computacional al abrir el archivo

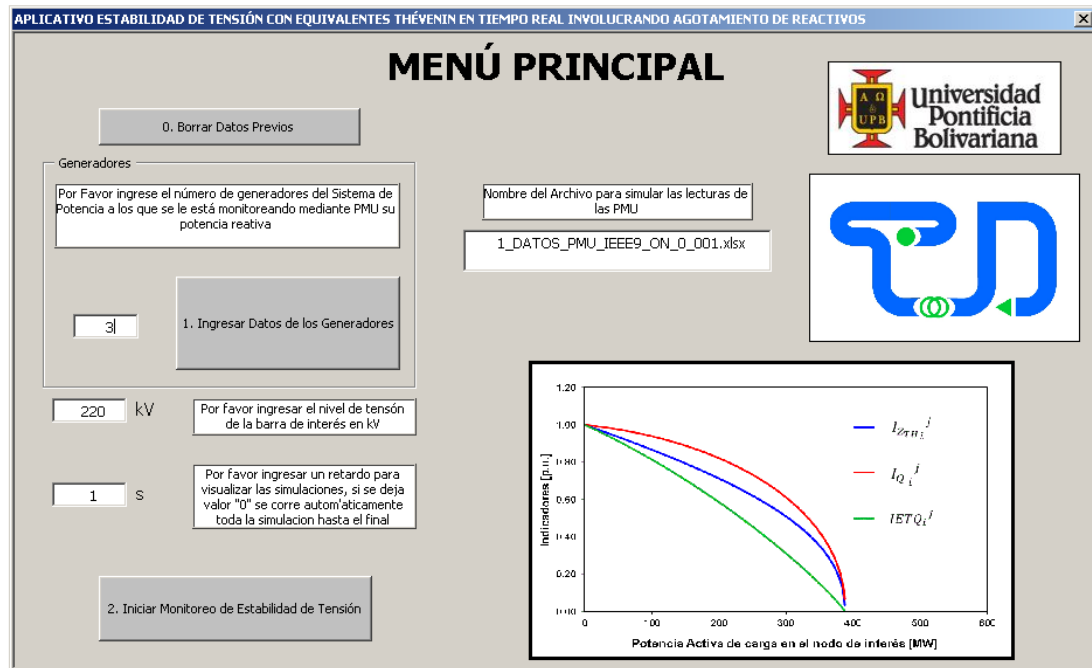


Figura 30. Menú principal del aplicativo computacional

Una vez cargado el menú principal se realizan los siguientes pasos:

1. Seleccionar la opción de borrar datos previos para eliminar información que pudiese haber quedado de simulaciones anteriores y deja el aplicativo para su uso con el nuevo caso y sus cálculos.
2. Se copia el nombre del archivo completo de Excel en el cual se tienen los datos simulados de los PMU para realizar la lectura de estos datos desde el aplicativo computacional.
3. Se ingresa el número de generadores del sistema a los cuales se les está monitoreando sus variables mediante PMU. En este caso se abre una ventana como la que aparece en la Tabla 4 y se ingresa el límite de generación de potencia reactiva (descrito en el numeral 5.3 y 5.4) y el factor de peso (descrito en el numeral 5.4.1) para cada generador por separado. Luego de terminar de ingresar estos datos se selecciona el botón “Volver al Menú Principal” el cual se redirecciona al menú que se presenta en la Figura 30 nuevamente.

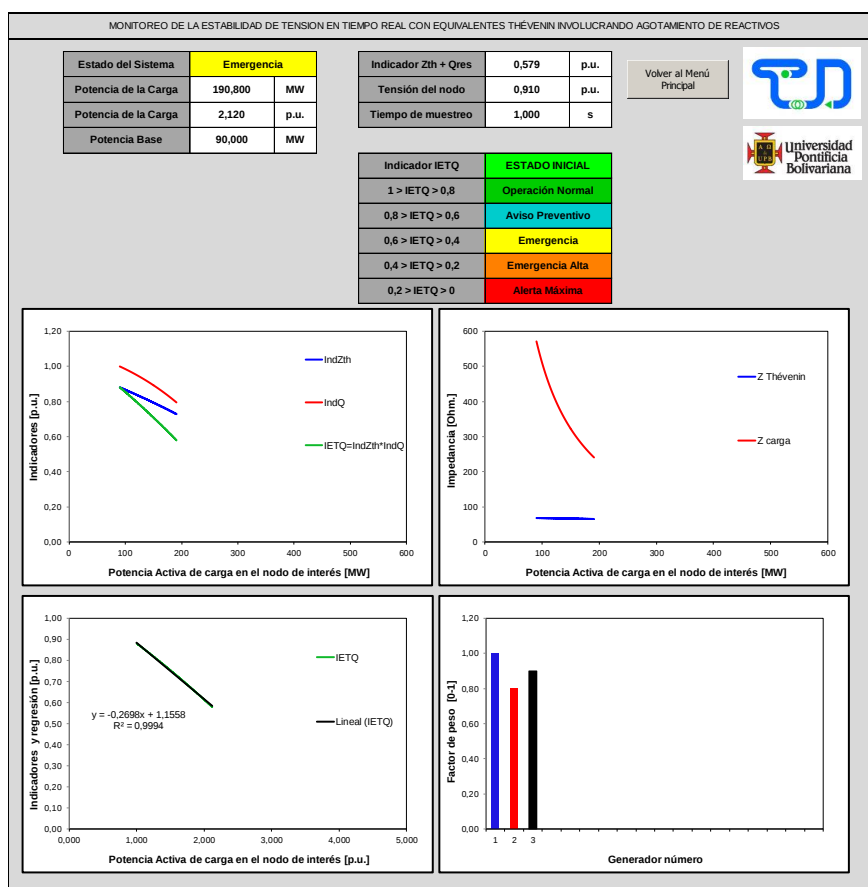
Tabla 4. Ejemplo de datos de entrada de una red: capacidad de generación de potencia reactiva y factor de pesos de los generadores

Número de Generadores =		3
Nivel de Tensión Barra [kV]		220
Número del Generador	Límite de Generación Q[Mvar]	Factor de Peso α [entre 0-1]
1	210,71	1
2	101,14	1
3	67,43	1

Volver al Menú Principal

4. Se ingresa el nivel de tensión en kV para luego en el panel de monitoreo observar la tensión de la barra de interés en p.u.
5. Ya que este aplicativo es un simulador y ya se tienen listos los datos medidos de las PMU se tiene una opción de generar un retardo en segundos para cada iteración de la simulación, esto con el fin de observar detenidamente el comportamiento de la estabilidad de tensión ante cada condición de carga. Cabe recordar que este monitoreo de estabilidad de tensión no depende del tiempo sino de la condición en la variación de una carga. Si no se desea observar el estado de la estabilidad de tensión para cada simulación sino que se desea observar toda la simulación completa se escribe un “0” (cero) y así se obtendrán los resultados completos automáticamente.

6. Una vez cumplidos con los pasos anteriores, se selecciona por último el botón “Iniciar Monitoreo de Estabilidad de Tensión” el cual procede a redireccionar la ventana a una hoja de cálculo con los resultados ilustrados a continuación. En la Figura 31 se observa la condición del Sistema de Potencia cuando se tiene una demanda en la carga de 229 MW, una tensión de 0,97 p.u. un valor en el indicador propuesto en este trabajo de grado de 0,53 p.u. y un estado de emergencia del sistema. También se observan cuatro gráficas, la primera corresponde con la evolución del indicador de Estabilidad de Tensión con equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos ante cada condición de demanda de la carga; en segunda instancia se presenta una gráfica con la evolución de la impedancia Thévenin y de la carga en tiempo real monitoreadas mediante las PMU para así poder observar el momento en el cual presentan la misma magnitud y consecuentemente coinciden con el punto de máxima transferencia de potencia según el teorema de circuitos eléctricos; en la tercera gráfica se observa la línea de tendencia del indicador IETQ con la potencia activa en p.u. y en la cuarta gráfica se tiene un diagrama de barras con los factores de peso de cada generador.



7. En la Figura 32 se presentan los resultados finales de la simulación, en la cual se presenta un colapso de tensión. En este caso se observa que se llegó a la condición de inestabilidad por colapso de tensión en el Sistema de Potencia cuando se tenía una demanda en la carga de 387 MW, una tensión de 0,67 p.u. y un valor en el indicador propuesto en este trabajo de 0,00 p.u. también se puede observar el comportamiento lineal del indicador propuesto (línea verde de la gráfica inferior izquierda) y la condición de coincidencia de impedancias de carga y Thévenin cuando se presenta la mayor transferencia de potencia (gráfica superior derecha).

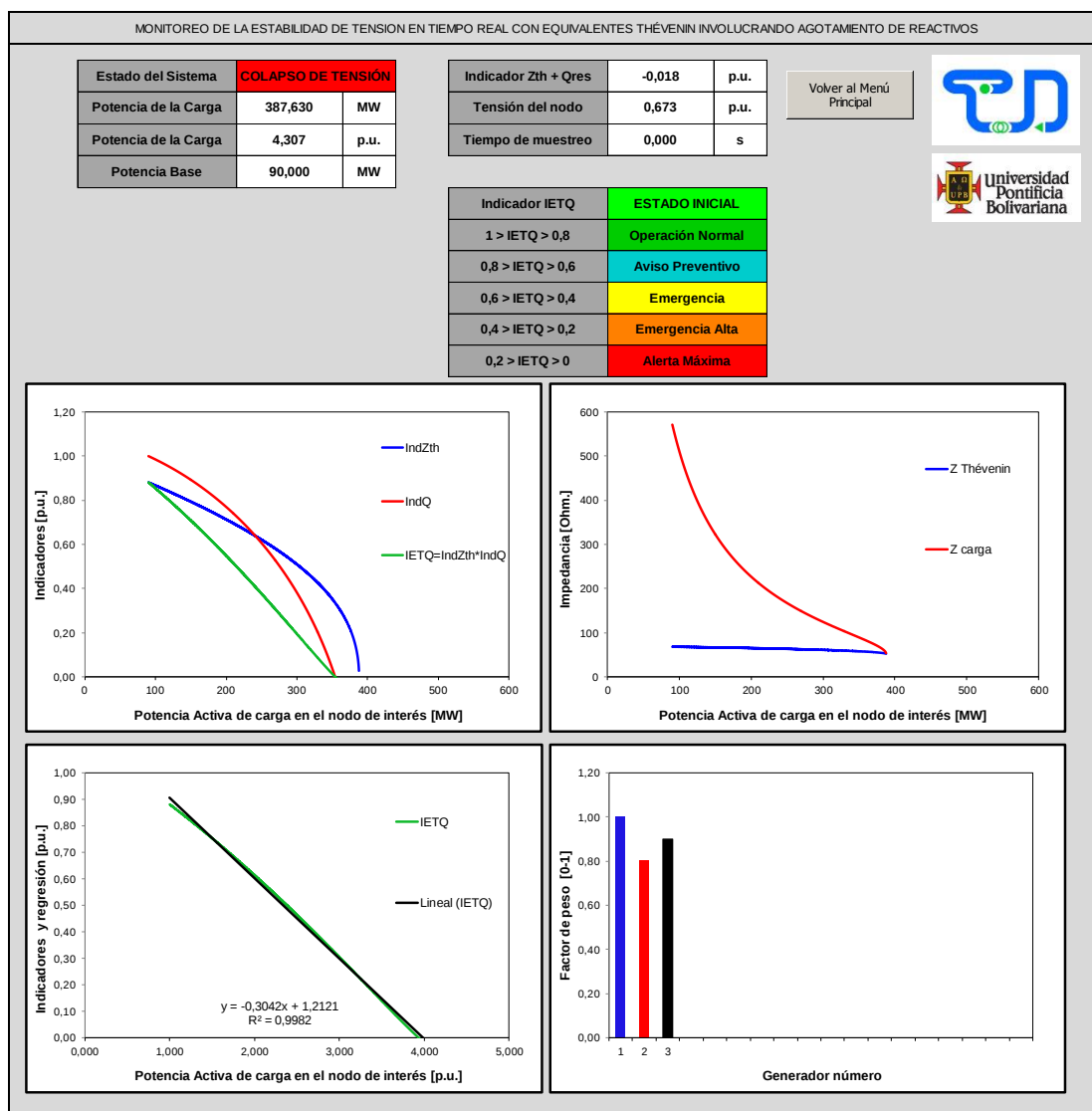


Figura 32. Ejemplo de resultados al final de la simulación del aplicativo computacional en el colapso de tensión

Una vez desarrollado el aplicativo computacional se procede a realizar las respectivas validaciones, simulaciones y sensibilidades en la red IEEE de 9.

7.3 IMPLEMENTACIÓN EN LÍNEA

En esta sección se realiza una breve introducción sobre retos para la implementación en línea de los métodos para la evaluación de la estabilidad de tensión en tiempo real con equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos.

Uno de los principales desafíos de la medición mediante PMU es el ruido que puede llegar a presentarse, en la sección 4.4 se explica un método para el tratamiento de esta condición. Es importante definir factores de olvido acordes para así poder identificar si un dato o medida es errónea o aceptable.

Teniendo datos reales sincronizados entre sí mediante un sistema de posicionamiento global pueden ser ingresados a un concentrador de datos fasoriales y luego mediante un pos-procesamiento se realiza su análisis. Este sistema con medidas sincrofasoriales se podría programar utilizando Conciencia Situacional.

El concepto de Conciencia Situacional se enmarca en el estar despierto y consciente sobre el estado de un sistema de potencia en todo momento, mediante una constante vigilancia de las condiciones ante cambios en los Sistemas de Potencia [51].

El objetivo de la Conciencia Situacional es maximizar la comprensión, el análisis y el entendimiento humano sin incrementar el estrés del operador [51]. Sus etapas son: la percepción de los elementos del entorno, comprensión de la situación actual y la proyección del estado futuro [51].

Las herramientas que tiene un sistema de conciencia situacional incluyen tableros de control con visualización de información en tiempo real, estimación de estados de los fasores, monitoreo de estabilidad de tensión entre otro tipo de información como la frecuencia y ángulos [52]. Como se observa en la Figura 31 y Figura 32 el aplicativo computacional propuesto en el presente trabajo tiene algunas de estas herramientas como lo es la gráfica de indicadores propuestos y la gráfica de la condición de coincidencia de impedancias (ambas gráficas como visualización de información en tiempo real). Con la gráfica de regresión línea del indicador propuesto el operador del sistema puede identificar rápidamente situaciones adversas que se puedan presentar en el futuro con suficiente información para proyectar escenarios operativos.

Con el uso de sincrofasores los métodos de estimación de estados tiende a ser más robustos y redundante con lo que se reproduce un estado más preciso [3].

Un servidor interactúa con los programas de computador y aplicativos de los cuales es llevada información hacia mímicos y pantallas de usuarios, para el análisis por parte del operador de red [3] por medio del indicador propuesto en este trabajo. Si se presenta un cambio topológico se deberá recalcular el indicador para analizar la situación actual y si se identifica como adversa se deben tomar los protocolos definidos por el operador del sistema [3].

8. ANÁLISIS DE LA RED IEEE 9 BARRAS

8.1 INFORMACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA RED IEEE 9 BARRAS

Los siguientes son los parámetros de la red IEEE de 9 barras para los elementos cargas, barras, líneas, transformadores y generadores respectivamente:

Tabla 5. Parámetros de las Cargas

Nombre de la Carga	Punto de conexión	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor de potencia
Carga A	Barra 5	125	50	0,928
Carga B	Barra 6	90	30	0,949
Carga C	Barra 8	100	35	0,944

Tabla 6. Datos de las Barras

Nombre de la Barra	Tensión [kV]
Barra 1	16,5
Barra 2	18,0
Barra 3	13,8
Barra 4	230,0
Barra 5	230,0
Barra 6	230,0
Barra 7	230,0
Barra 8	230,0
Barra 9	230,0

Tabla 7. Parámetros de las Líneas

Nombre de la Línea	Resistencia [Ohm]	Reactancia [Ohm]	Susceptancia [μ S]	Nodo Inicio	Nodo Final
Línea 1	5,290	44,965	332,700	Bus 5	Bus 4
Línea 2	16,928	85,169	578,450	Bus 7	Bus 5
Línea 3	4,497	38,088	281,660	Bus 7	Bus 8
Línea 4	6,295	53,323	395,080	Bus 8	Bus 9

Nombre de la Línea	Resistencia [Ohm]	Reactancia [Ohm]	Susceptancia [μS]	Nodo Inicio	Nodo Final
Línea 5	20,631	89,930	676,750	Bus 9	Bus 6
Línea 6	8,993	48,668	298,690	Bus 6	Bus 4

Tabla 8. Parámetros de los Transformadores

Nombre del Transformador	Potencia Nominal [MVA]	Impedancia de Cortocircuito [%]	Tensión primaria [kV]	Tensión secundaria [kV]
T1	250	14,40	230	16,5
T2	200	12,50	230	18,0
T3	150	8,79	230	13,8

Tabla 9. Parámetros de los Generadores

Nombre del Generador	Potencia Aparente Nominal [MVA]	Potencia Activa Nominal [MW]	Factor de Potencia	Mínimo Límite de Potencia Reactiva [Mvar]	Máximo Límite de Potencia Reactiva [Mvar]	Tensión [kV]
G1	400,0	340,000	0,85	-210,7	210,7	16,5
G2	192,0	163,200	0,85	-101,1	101,1	18,0
G3	128,0	108,800	0,85	-67,4	67,4	13,8

La red IEEE 9 barras fue modelada empleando el programa DlgSILENT Power Factory [53] (Digital Simulation and Electric Network Calculation) el cual es un programa de simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia, utilizando su módulo de flujo de cargas para simular la operación de esta red ante diferentes condiciones

En la Figura 33 se presenta el diagrama unifilar correspondiente a la red IEEE 9 barras con los elementos y parámetros ya descritos. En este caso se presenta un flujo de carga con sus resultados en Operación Normal teniendo en cuenta límites de reactivos en los generadores.

De aquí en adelante los análisis se realizan para la carga B de 90 MW conectada a la barra 6 con factor de potencia 0,949, aumentando constantemente la demanda de potencia de la misma dependiendo de un valor de Umbral y monitoreando las variables eléctricas de tensión y corriente en magnitud y ángulo de la carga y así mismo para los generadores del Sistema de potencia.

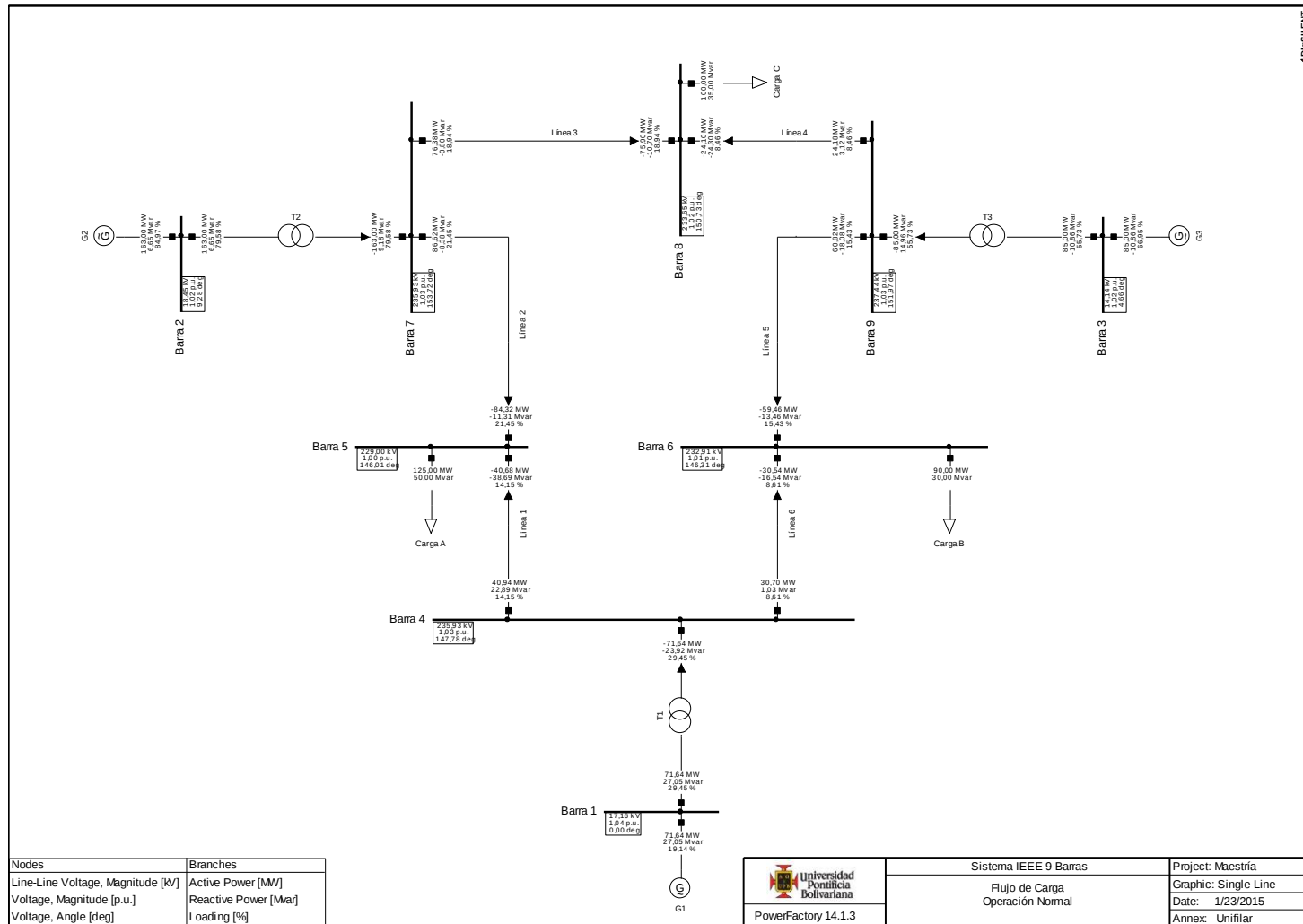


Figura 33. Diagrama Unifilar Red IEEE 9 barras con flujo de carga en Operación Normal

8.2 SENSIBILIDAD DE UMBRAL

Como se explica en el capítulo 7.1 se tiene la necesidad de encontrar un valor adecuado del Umbral, no tan pequeño que incremente el error en los cálculos y no tan grande como para permitir que los parámetros de tensión e impedancia Thévenin no permanezcan constantes ante un cambio en la potencia de la carga.

Para este propósito se calcula un Umbral con un factor multiplicador constante para la carga de 90 MW de 0,1 (9 MW), 0,01 (0,9 MW), 0,001 (0,09 MW), 0,0001 (0,009 MW), 0,00001 (0,0009 MW). Los resultados de esta sensibilidad se obtienen aumentando constantemente la carga B de 90 MW, a partir de su condición inicial, conforme a los deltas de potencia propuestos para los diferentes Umbrales.

A continuación en la Figura 34 y Figura 35 la condición de coincidencia de impedancias Thévenin e impedancia de carga para los diferentes casos con diferentes valores de Umbrales.

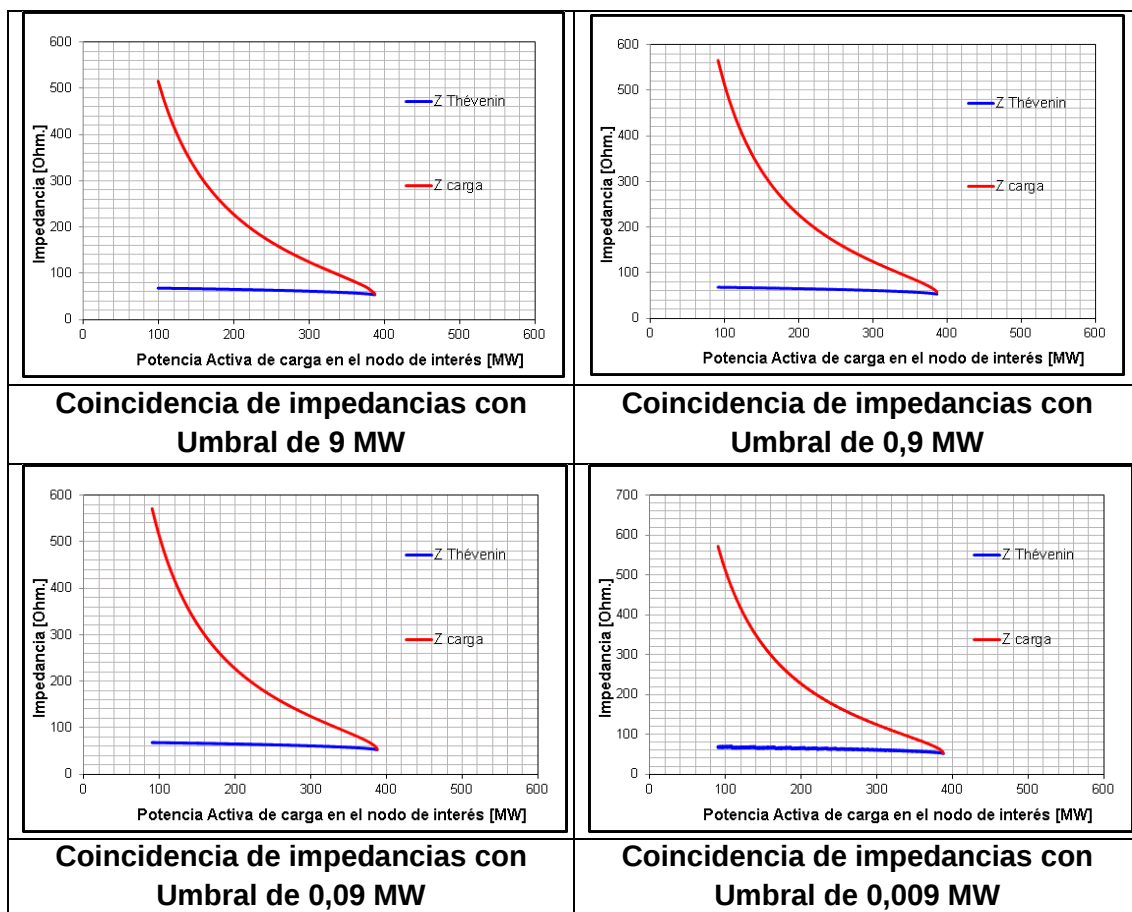


Figura 34. Coincidencia de impedancias con diferentes valores de Umbral

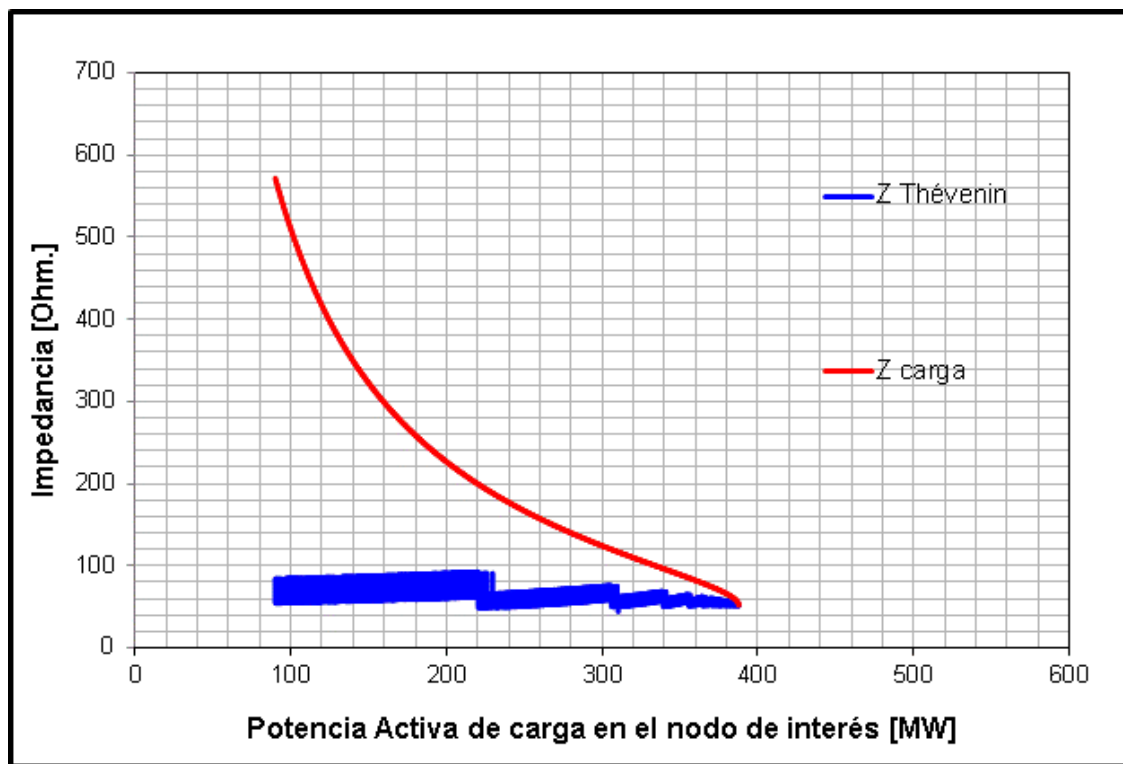


Figura 35. Coincidencia de impedancias con Umbral de 0,0009 MW

Como se observa en los resultados anteriores, un valor de Umbral muy pequeño (del orden de 0,009 MW a 0,0009 MW) resulta en un error alto en el cálculo de la impedancia Thévenin en tiempo real, teniendo oscilaciones que no son verdaderas (Figura 34 y Figura 35) y para los casos con Umbral de 9 MW 0,9 MW y 0,09 MW se estima de manera correcta la impedancia Thévenin en tiempo real sin oscilaciones o grandes errores.

A continuación se presentan en la Figura 36 y Figura 37, la evolución de los indicadores para los diferentes casos con diferentes valores de Umbrales.

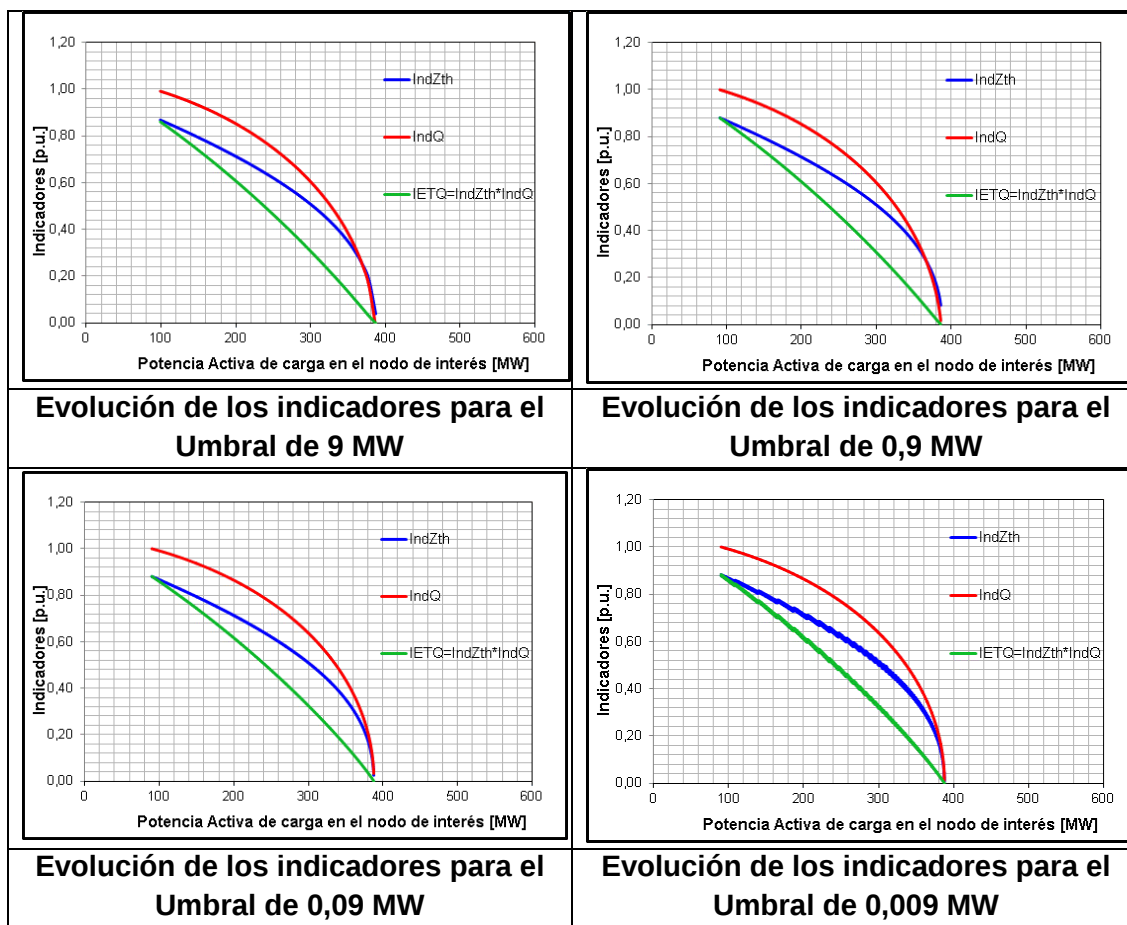


Figura 36. Evolución de los indicadores con diferentes valores de Umbral

Para el Umbral de 0,009 MW se presenta una pequeña oscilación la cual trae consecuencias al momento de estimar los indicadores, ya que se traslada esta oscilación (Figura 36). Para el Umbral de 0,0009 MW se presenta una mayor oscilación en la impedancia Thévenin, la cual trae vastas consecuencias al momento de estimar los indicadores, en este caso los resultados no permiten realizar el análisis requerido (Figura 37).

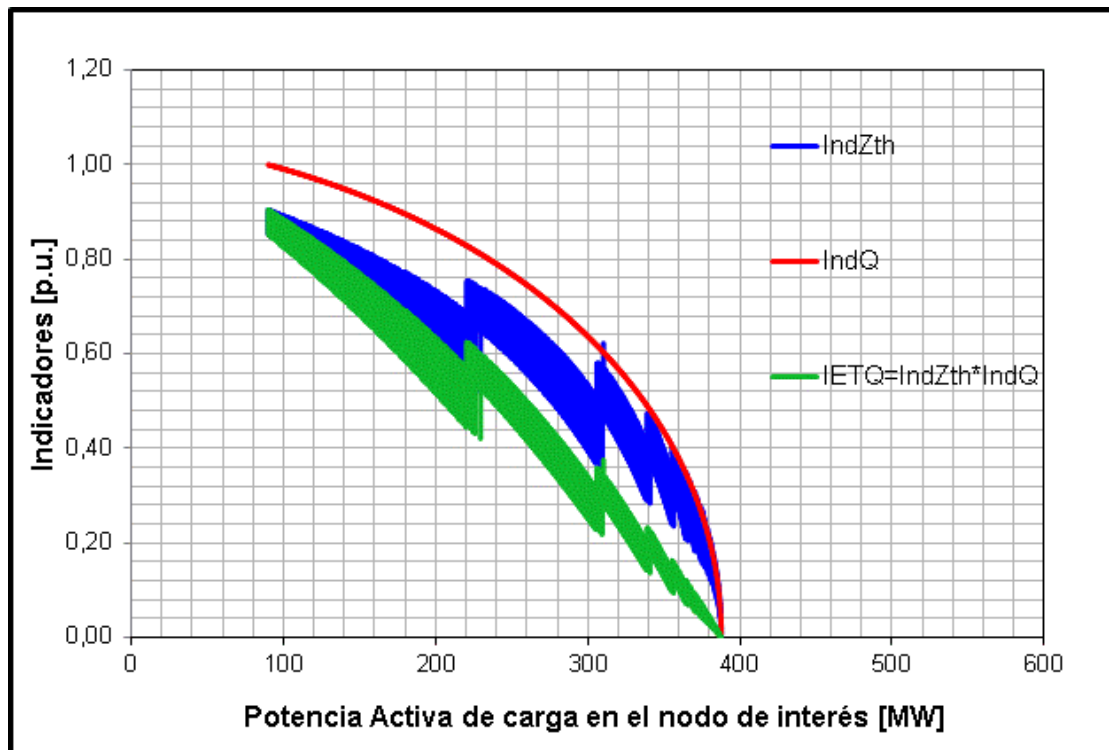


Figura 37. Evolución de los indicadores para el Umbral de 0,0009 MW

Los Umbrales de 9 MW y 0,9 MW se descartan por tener un cambio de potencia muy grande, esto ocasiona que el principio de los métodos explicados previamente no se cumpla, como lo es la condición constante de los parámetros de los Equivalentes Thévenin ante un aumento en la demanda de potencia de la carga (ver sección 4.3.2). No se encuentra en la literatura internacional un valor teórico límite del Umbral, por lo que debe ajustarse este parámetro de acuerdo a medidas reales tomadas por las PMU. De aquí en adelante se utiliza un Umbral de 0,09 MW (factor multiplicador de la carga de 0,001) por motivos solo de análisis de los indicadores.

Un Umbral muy grande también podría acarrear tiempos en los cuales no se estaría monitoreando la impedancia Thévenin en tiempo real, ya que normalmente los cambios que se presentan en los Sistemas Eléctricos de Potencia son graduales y el algoritmo propuesto no los detectaría por ser menores al Umbral, en este caso se estaría presentando la última impedancia Thévenin calculada y podría estar lejos de la impedancia real.

En la Figura 38 se presenta en los indicadores propuestos, la condición de coincidencia de impedancias, en la cual se puede apreciar el comportamiento punto a punto de estos tres valores y adicionalmente se observa que el punto de colapso de tensión efectivamente se encuentra en el punto máximo de la curva PV.

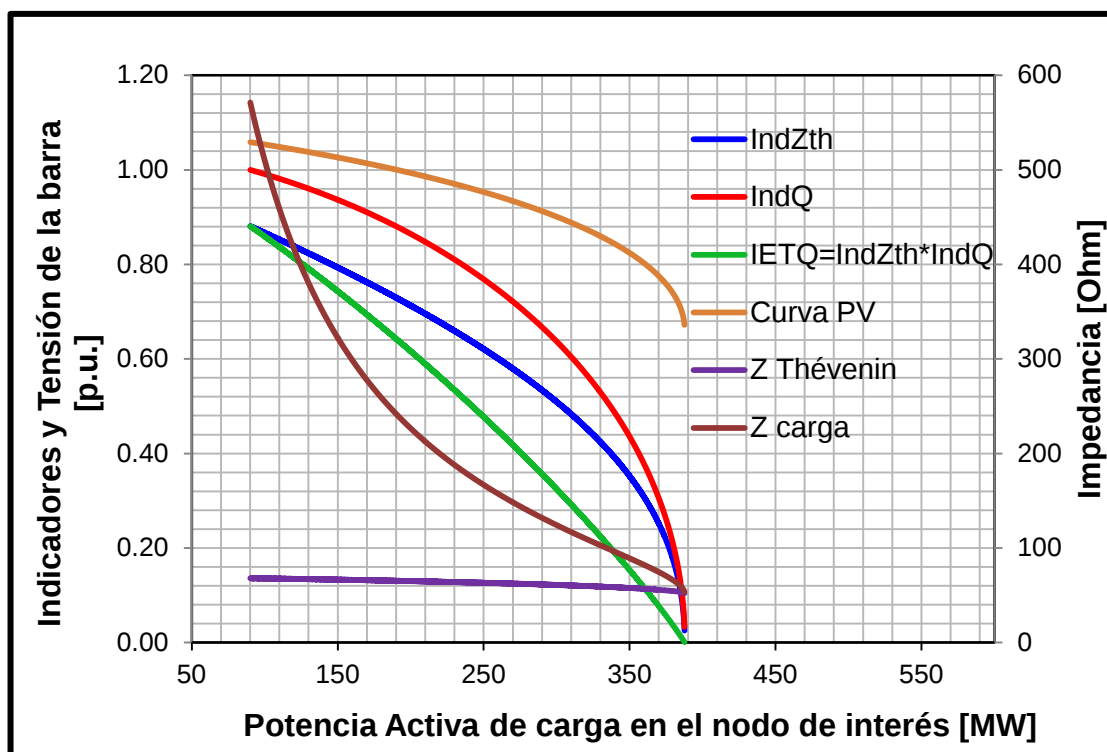


Figura 38. Indicadores, Curva PV y Coincidencia de impedancias

8.3 ANÁLISIS SIN LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES

Para este análisis no se tiene en cuenta los límites de potencia reactiva de los generadores, esta condición con el fin de presentar el comportamiento del método para obtener la impedancia Thévenin del Sistema de Potencia sin ninguna restricción. Cabe anotar que este análisis no es real y sirve como primer acercamiento para el estudio de los métodos, algoritmo e indicadores propuestos en este trabajo de grado, en el siguiente capítulo se presentan los resultados con límites de reactivos, condición que es real en los Sistemas de Potencia.

A continuación se presentan los resultados de la condición de coincidencia de impedancias Thévenin e impedancia de carga y la evolución de los indicadores para este caso sin límites de reactivos.

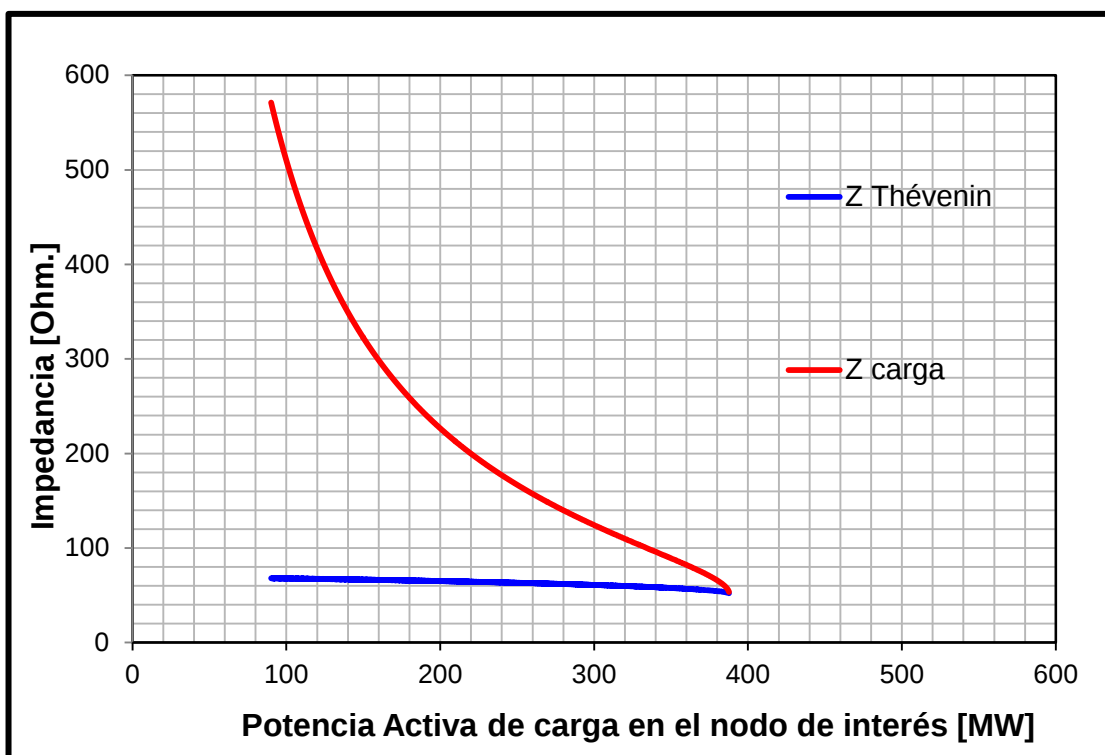


Figura 39. Coincidencia de impedancias sin límites de reactivos

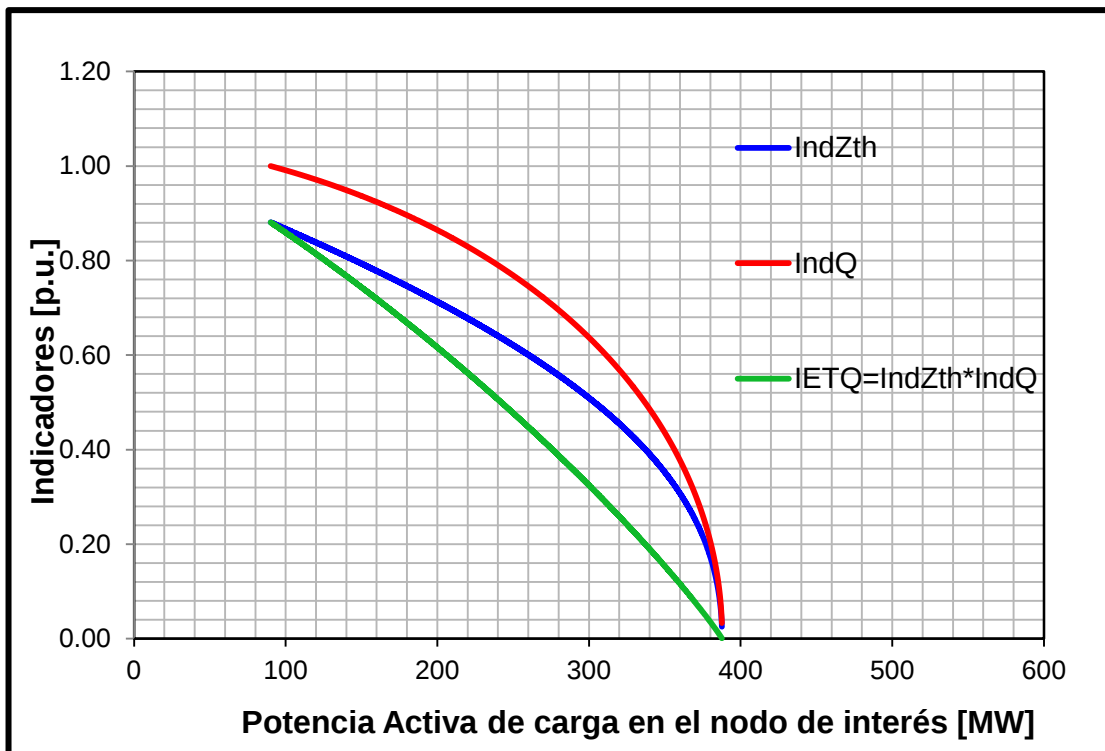


Figura 40. Evolución de los indicadores sin límites de reactivos

Como se observa en la Figura 39 la condición de máxima transferencia de potencia se presenta cuando la magnitud de la impedancia de la carga se iguala a la magnitud de la impedancia Thévenin calculada en tiempo real mediante mediciones fasoriales, esta condición de máxima transferencia de potencia se presenta en el punto del colapso de tensión del Sistema de Potencia, ya que la red no puede entregarle mayor potencia a la carga ante un aumento adicional de la demanda en la misma.

Como se observa en la Figura 40 el Indicador propuesto de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos ($IETQ_t^j$) tiene un valor inicial de 0,88 p.u., ya que desde un principio la carga tiene un valor de 90 MW, si considerara una carga inicial de 0 MW, este indicador iniciaría desde 1 p.u. por estar normalizado. El valor de este indicador al final de la simulación y en el punto de colapso de tensión y máxima transferencia de potencia toma un valor de 0 p.u., por lo que se comporta siempre entre el rango de 1 p.u. a 0 p.u. permitiendo garantizar un sistema seguro cuando el indicador tenga valores cercano a 1 p.u. y un sistema con tendencias a la inestabilidad cuando el indicador tome valores cercanos a 0 p.u. Una característica adicional que presenta este indicador es su comportamiento lineal ante todo el rango de la simulación, esta condición es ideal en el momento que se quiera predecir el estado del indicador y del Sistema de Potencia ante un aumento de la demanda de la carga.

8.4 ANÁLISIS CON LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES

Para este análisis sí se tiene en cuenta los límites de potencia reactiva de los generadores, esta condición es la realmente esperada en los Sistemas de Potencia, ya que los generadores no pueden inyectar o absorber infinitamente la potencia reactiva que la red demande sino la que su curva de capacidad le permita manejar según lo explicado en el numeral 5.4.

A continuación se presentan los resultados de la condición de coincidencia de impedancias Thévenin e impedancia de carga, la evolución de los indicadores para este caso con límites de reactivos y una figura comparativa de la condición de coincidencia de impedancias Thévenin e impedancia de carga para el caso con y sin límites de reactivos.

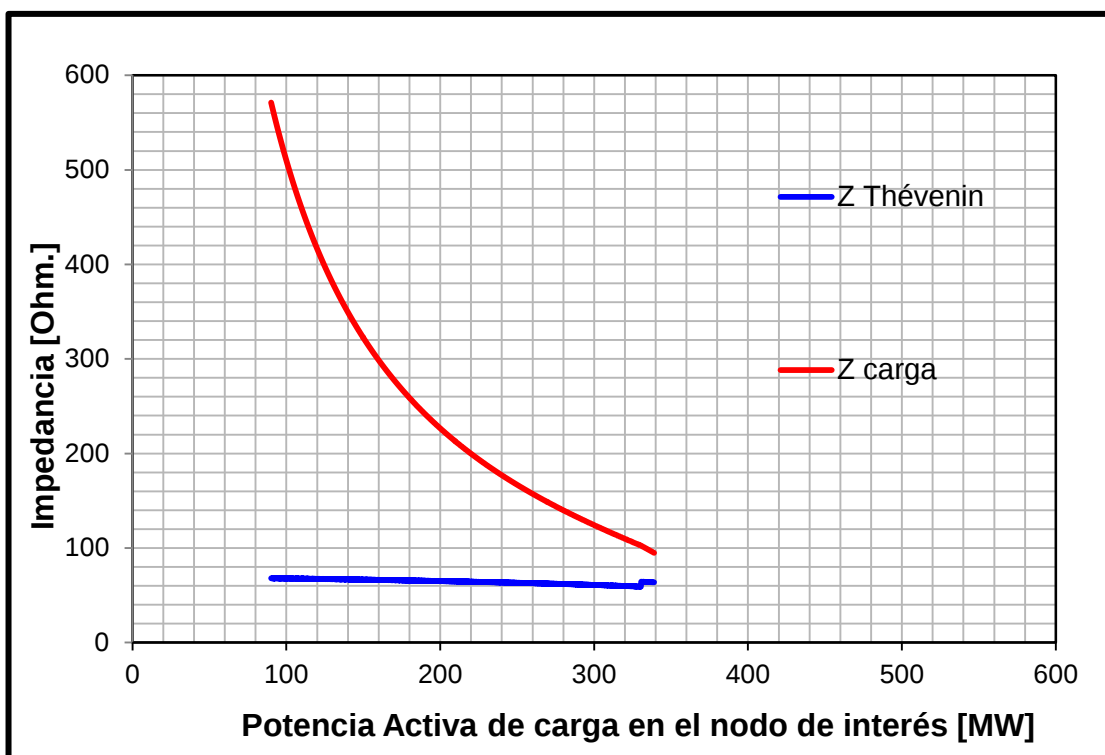


Figura 41. Coincidencia de impedancias con límites de reactivos

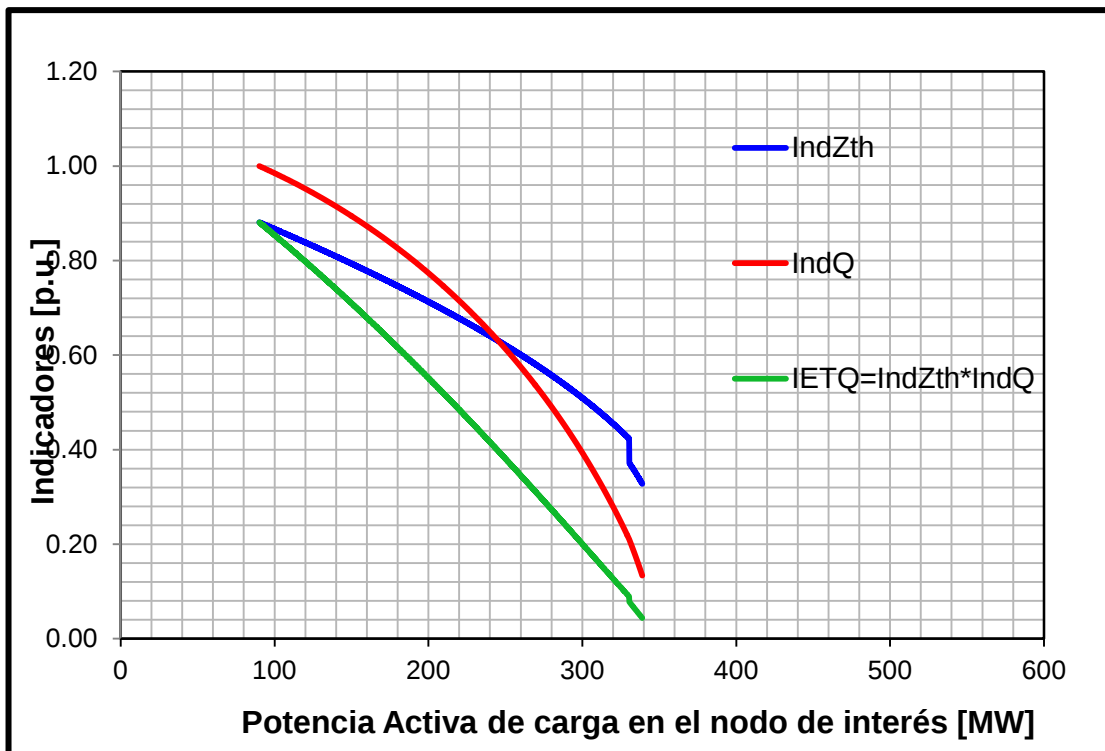


Figura 42. Evolución de los indicadores con límites de reactivos

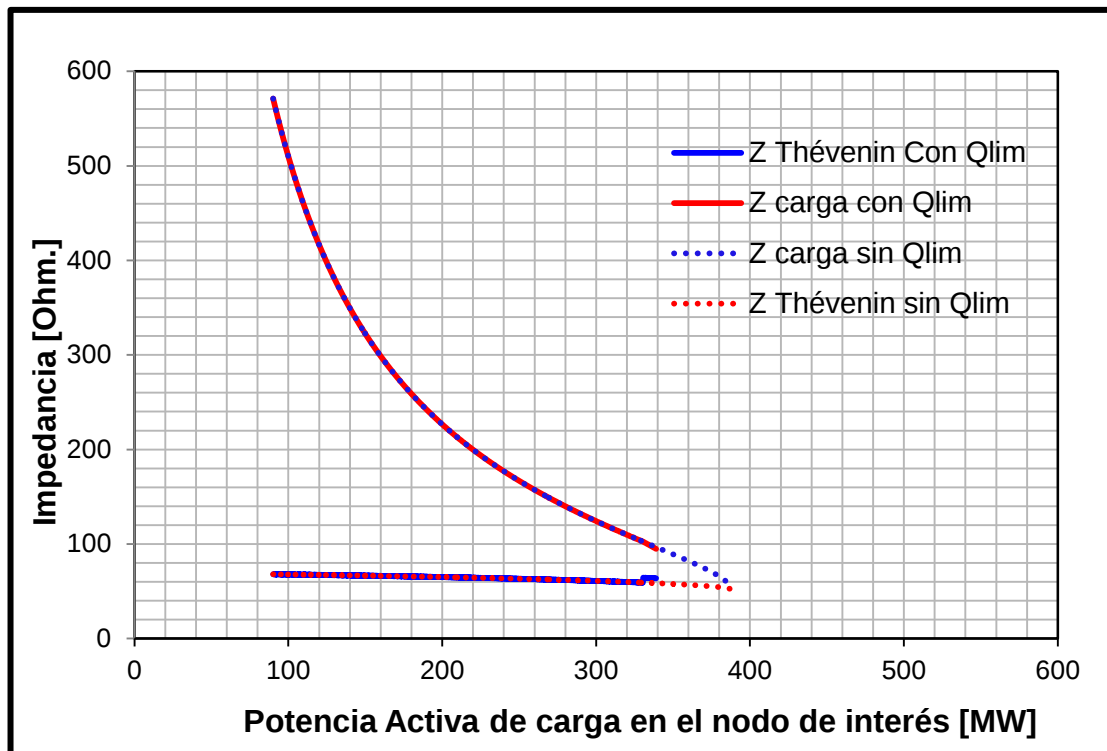


Figura 43. Comparación de la coincidencia de impedancias con y sin límites de reactivos

Como se observa en la Figura 41 la condición de máxima transferencia de potencia no se presenta cuando la magnitud de la impedancia de la carga se iguala a la magnitud de la impedancia Thévenin calculada en tiempo real mediante mediciones fasoriales. La condición de máxima transferencia de potencia y el punto de colapso de tensión se presentan antes de que las magnitudes de la impedancia Thévenin y de carga sean iguales, ya que la red no es capaz de transportar o generar más potencia reactiva por encima de los límites así la carga y el sistema la requieran.

En la Figura 43 se observa la comparación entre las magnitudes de la impedancia Thévenin y de carga con y sin límites de reactivos, al final de la gráfica se observa la diferencia que tienen estas dos condiciones. Sin límites de reactivos se tiene una máxima transferencia de potencia de 387 MW y con límites de reactivos de 338 MW para una diferencia de 49 MW (14%).

En la Figura 43 se observa al final de la simulación, en la impedancia Thévenin, un pequeño salto en su valor y en la Figura 42 se observa un cambio en el indicador de la impedancia Thévenin en el mismo valor de potencia activa que el cambio presentado en la Figura 43, estos dos cambios son debidos a que se generó una variación en las condiciones del Sistema de Potencia, en este caso el generador 3 llegó a su límite de reactivos en la curva de capacidad por lo que no pudo continuar inyectando más potencia reactiva hacia la red. Este cambio en las condiciones del

Sistema de Potencia genera una pequeña variación en la impedancia Thévenin monitoreada con las mediciones fasoriales, cuyo valor es corregido en la siguiente lectura de las mediciones.

Pese a este cambio en la magnitud de la impedancia Thévenin, el Indicador propuesto de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos ($IETQ_i^j$) no sufre mayor variación como se observa en la Figura 42.

En la Figura 42 se observa como el Indicador de agotamiento de reactivos ($I_{Q_i}^j$) no se hace cero. Según las referencias [31] y [3] se tiene un grupo de generadores llamados “cuenca” a los cuales si aumenta su potencia reactiva generada y disminuye su potencia reactiva de reserva entrará el sistema en un colapso de tensión sin necesidad de haberse agotado toda la reserva de potencia reactiva de otros generadores, esta potencia no será aprovechable ya que no podrá ser transportada a lo largo de la red.

8.5 ANÁLISIS CON LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES Y AUMENTANDO SU CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Como se observa en la Figura 41, Figura 42 y Figura 43, al final de la simulación, se tiene un pequeño cambio en las tendencias de las figuras, el cual se explica en el numeral anterior debido a que el generador 3 llega a su límite de reactivos en la curva de capacidad, por lo que no pudo continuar inyectando más potencia reactiva hacia la red. A modo de sensibilidad, se supondrá un aumento en la potencia nominal de esta máquina pasando de 128 MVA a 265 MVA, para observar su comportamiento. Cabe anotar que al modificar su potencia aparente nominal también cambiarán sus límites de reactivos ante un factor de potencia constante. En la Tabla 10 se observa los nuevos parámetros del generador 3 y a continuación los resultados para este caso.

Tabla 10. Nuevos Parámetros del generador 3

Nombre del Generador	Potencia Aparente Nominal [MVA]	Potencia Activa Nominal [MW]	Factor de Potencia	Mínimo Límite de Potencia Reactiva [Mvar]	Máximo Límite de Potencia Reactiva [Mvar]	Tensión [kV]
G3	265,0	225,250	0,85	-139,6	139,6	13,8

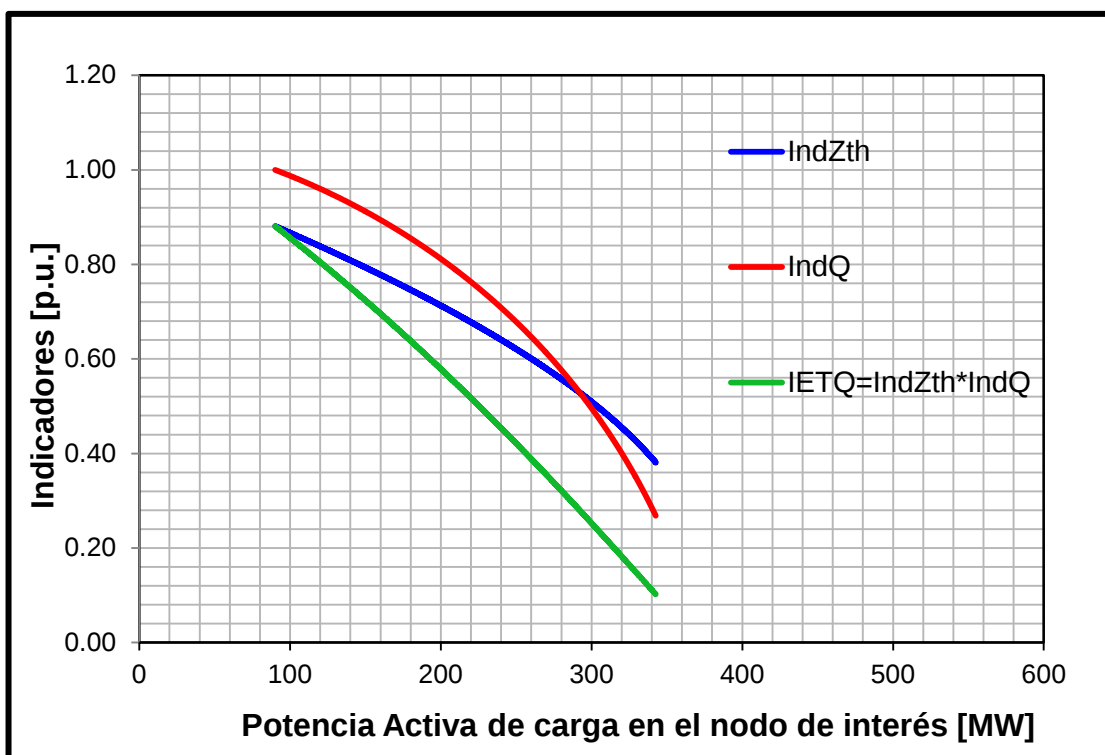


Figura 44. Indicadores con el cambio en la capacidad del generador 3

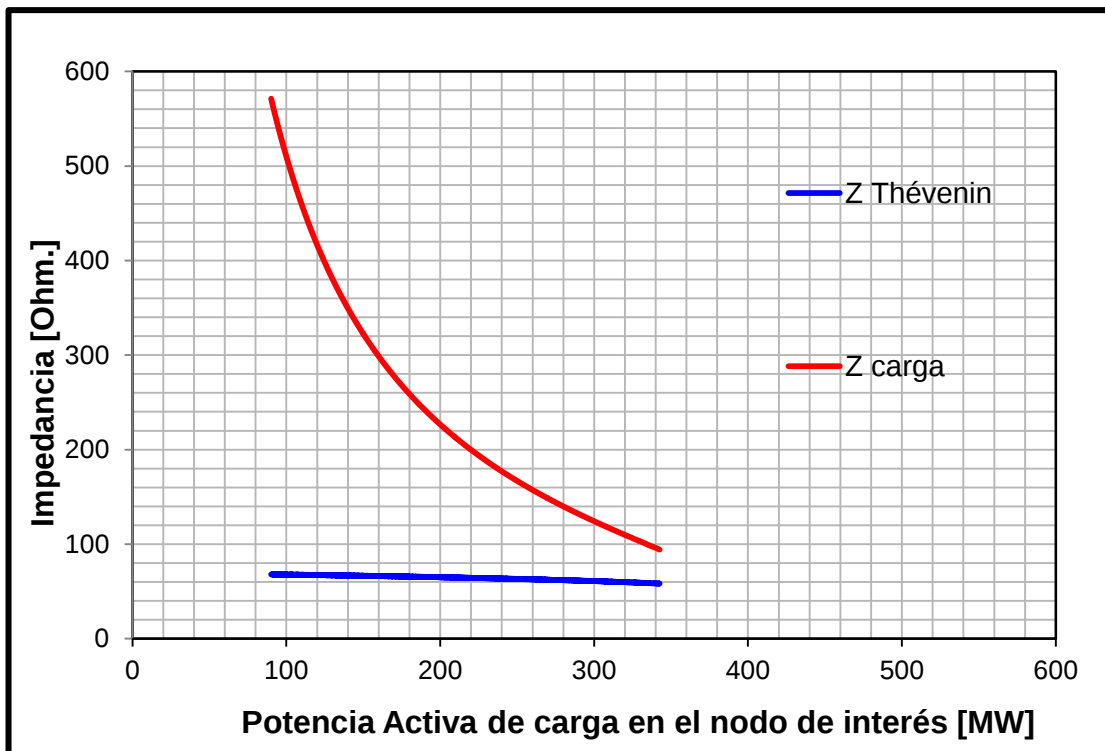


Figura 45. Coincidencia de impedancias con el cambio en el generador 3

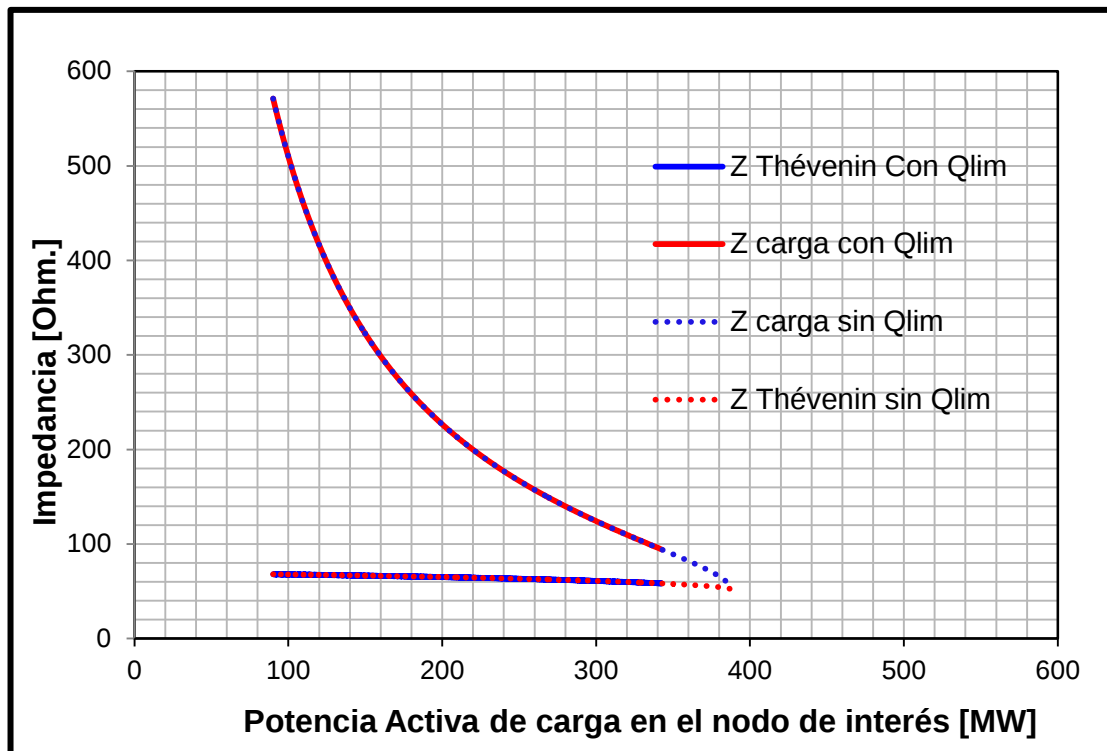


Figura 46. Comparación de la coincidencia de impedancias con y sin límites de reactivos con el cambio en el generador 3

Como era de esperarse, al aumentar la capacidad del generador 3 (generador que alcanzó su límite de reactivos en la simulación del numeral 8.4) no presenta un cambio abrupto en la tendencia de las gráficas (indicadores e impedancias en tiempo real), con lo cual se confirma que el método de cálculo de la impedancia Thévenin para cálculos en tiempo real es adecuado para su uso cuando no se presentan cambios en el Sistema de Potencia. Sin embargo, cuando se presenta un cambio como lo es llegar a un límite de capacidad de generación de potencia reactiva de un generador, lo que implica un cambio de dirección el indicador IETQ (como se observa en la Figura 42), solo tomaría una nueva medición mediante las PMU para volver a tomar la nueva tendencia del indicador, teniendo así 2 pares de mediciones (tensión y corriente en los tiempos 1 y 2) que se puedan utilizar para calcular la nueva impedancia Thévenin.

8.6 ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON CONTINGENCIAS

En este numeral se presenta el análisis de la estabilidad de tensión con equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos para las siguientes contingencias de la red IEEE 9 barras:

1. Contingencia 1: línea 5 (entre los nodos 6 y 9) fuera de servicio.
2. Contingencia 2: línea 6 (entre los nodos 6 y 4) fuera de servicio.
3. Contingencia 3: generador 2 fuera de servicio.
4. Contingencia 4: generador 3 fuera de servicio.

A continuación se presenta el mismo análisis de los indicadores de estabilidad de tensión propuestos para la carga B de la barra 6 de la Red IEEE 9 barras, para las contingencias ya enunciadas.

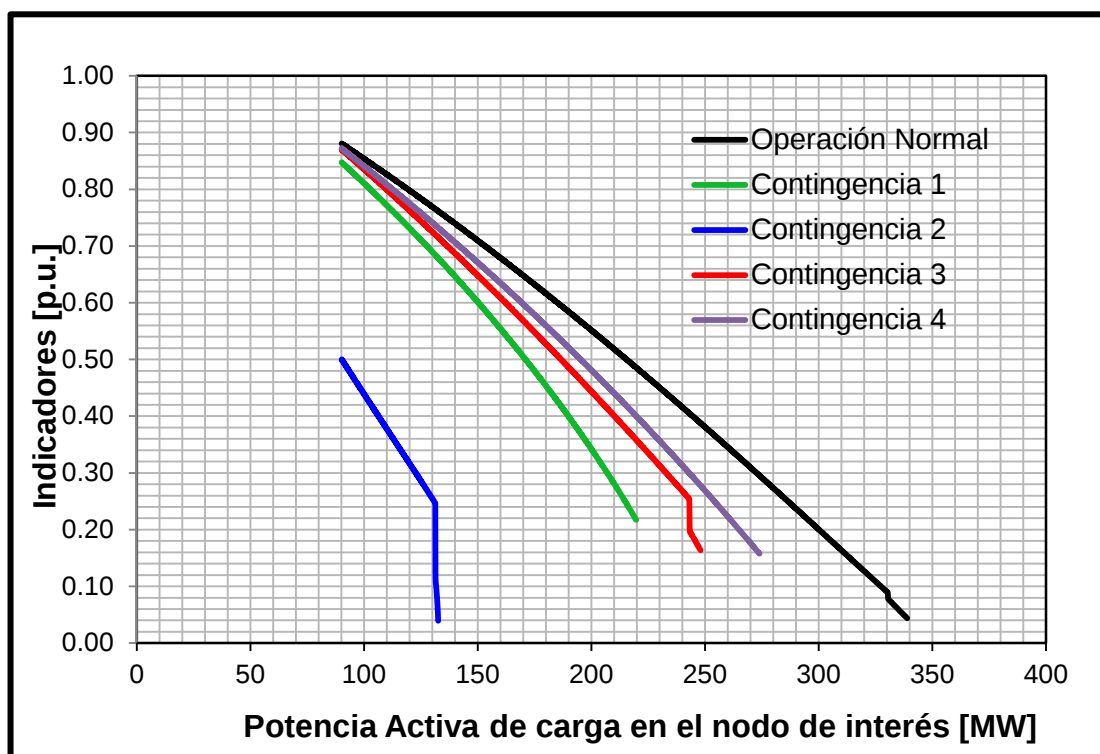


Figura 47. Evolución del indicador IETQ ante diferentes contingencias

La salida de la línea 6 (entre los nodos 6 y 4) es la contingencia más crítica para la carga B (nodo 6) ya que esta línea transporta más potencia a esta carga por tener menos impedancia (49 Ohm) que la otra línea que se conecta al nodo 6 (línea 5 con 92 Ohm). La línea 6 también transporta más potencia ya que se encuentra conectada al nodo del generador 1 de 400 MVA y al quedar fuera de operación, la potencia se ve forzada a tomar otro camino por la línea 5 (ver Figura 33). El indicador IETQ tiene un comportamiento muy pendiente gracias a la naturaleza de la criticidad de esta contingencia en cuanto a la estabilidad de tensión. Esta contingencia 2 presenta un cambio de tendencia debido a que se generó una variación en las condiciones del Sistema de Potencia, en este caso el generador 3

llegó a su límite de reactivos en la curva de capacidad por lo que no pudo continuar inyectando más potencia reactiva hacia la red. Este cambio en las condiciones del Sistema de Potencia genera una pequeña variación en la impedancia Thévenin monitoreada con las mediciones fasoriales y por consiguiente un cambio en el indicador IETQ. Luego de obtener dos medidas consecutivas después de este cambio en las condiciones del sistema, el indicador toma una nueva tendencia hasta llegar al punto de su colapso.

La contingencia 1 (línea 5 fuera de servicio) no es una contingencia crítica ya que la potencia demandada por la carga se suministra desde una gran fuente como lo es el generador 1 a través de la línea 6.

Las contingencias 3 (generador 2 fuera de servicio.) y 4 (generador 3 fuera de servicio.) tampoco son tan críticas para el sistema de potencia por estar “lejos” eléctricamente de la carga. Estas contingencias tienen un comportamiento del indicador IETQ como los presentados en los numerales anteriores, los cuales son adecuados para la evaluación de la estabilidad de tensión.

8.7 ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON FACTOR DE PESO

Hasta el momento y según los indicadores propuestos en el capítulo 6 se han realizado los análisis con un factor de peso (α_{ki}) igual a uno, siendo para este caso la potencia reactiva de reserva total efectiva del sistema igual a la potencia reactiva de reserva total del mismo, condición que establece este caso como el ideal, el cual permite que para una potencia reactiva inyectada al sistema de potencia por un generador en cualquier nodo, ésta la absorberá una carga en otro nodo lejano de la red; este escenario operativo no representa una condición real según lo descrito en el numeral 5.4 y la Figura 23. Por este motivo se propone un factor de peso para cada nodo del Sistema de Potencia según el numeral 5.4.1.

Para la Red IEEE 9 barras se relacionan a continuación los factores de peso para sus tres generadores, calculados mediante el procedimiento descrito en el numeral 5.4.1 y visto para el nodo 6 (nodo donde se encuentra conectada la Carga de interés B):

Tabla 11. Factores de peso de la Red IEEE 9 barras

Número del Generador	Límite de Generación Q[Mvar]	Factor de Peso α [entre 0-1]
G1	210,70	0,8456
G2	101,10	0,3396
G3	67,40	0,5067

Como se observa en la Tabla 11, el mayor factor de peso se presenta en el generador G1, ya que se encuentra más “cerca” eléctricamente de la carga de interés, luego le sigue el generador G3 con un valor de 0,5 y por último se encuentra el generador G2 con un valor de 0,33, ya que éste es el generador que se encuentra más lejos eléctricamente de esta carga. En síntesis, la potencia reactiva del generador G1 le será más fácil transportarse hacia la Carga B que la potencia reactiva del generador G2.

A continuación se presenta una figura comparativa con los indicadores propuestos sin factor de peso (factor igual a 1) y teniendo en cuenta el factor de peso de la Tabla 11.

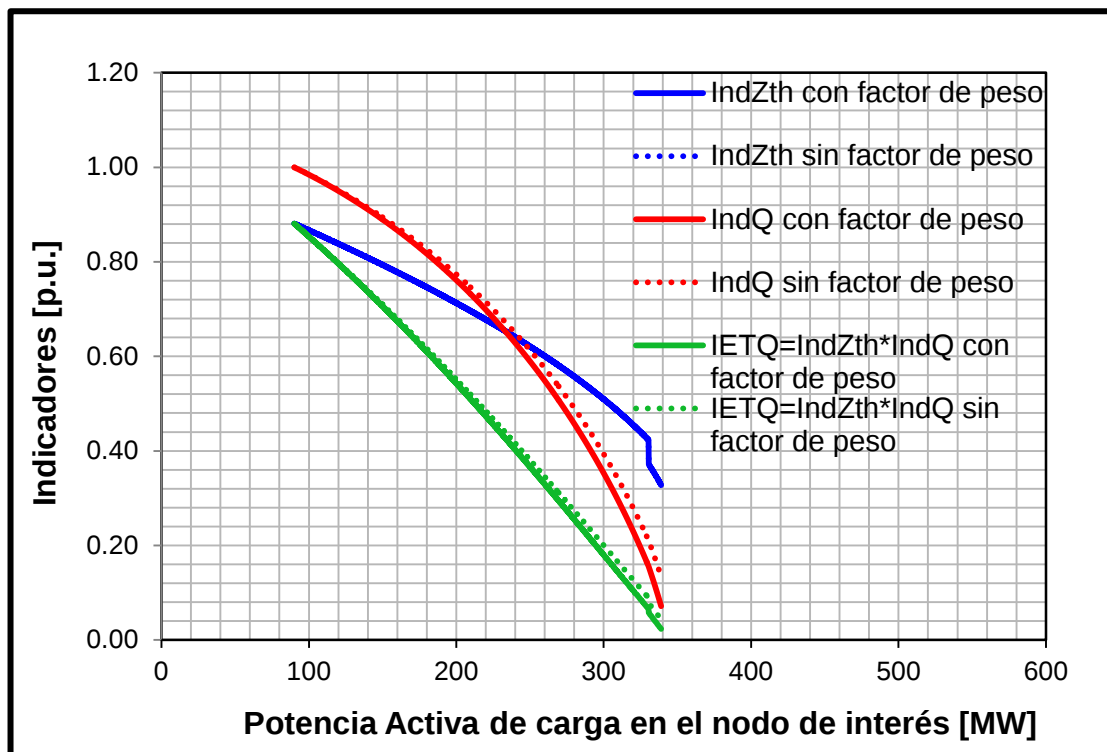


Figura 48. Evolución de los indicadores con y sin factor de peso

De la Figura 48 se observa que el indicador de la impedancia Thévenin se comporta igual con o sin factor de peso; el indicador de agotamiento de reactivos y por ende el de estabilidad de tensión con equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos cambian, siendo afectados en mayor proporción los indicadores con factor de peso. Aunque en este caso no se aprecia mucha diferencia en los indicadores con o sin factor de peso por ser una red de solo 3 generadores conectados por líneas de transmisión de corta distancia, su diferencia se evidencia en grandes Sistemas de Potencia, en los cuales los generadores que se encuentran lejos del nodo de interés

se ven castigados con este factor de peso teniendo valores cercanos o que tienden a cero en cuanto a su potencia reactiva de reserva efectiva.

8.8 ANÁLISIS DEL INDICADOR PROPUESTO CON CONTINGENCIAS Y FACTOR DE PESO

En este numeral se presenta el análisis de la estabilidad de tensión con equivalentes Thévenin y agotamiento de reactivos para las siguientes contingencias de la red IEEE 9 barras, en este caso teniendo en cuenta el factor de peso de la Tabla 11 para los generadores:

1. Contingencia 1: línea 5 (entre los nodos 6 y 9) fuera de servicio.
2. Contingencia 2: línea 6 (entre los nodos 6 y 4) fuera de servicio.
3. Contingencia 3: generador 2 fuera de servicio.
4. Contingencia 4: generador 3 fuera de servicio.

A continuación se presenta los mismos análisis realizados para los indicadores de estabilidad de tensión propuestos para la carga B de la barra 6 de la Red IEEE 9 barras, para las contingencias ya enunciadas comparando los resultados con y sin el factor de peso de los generadores.

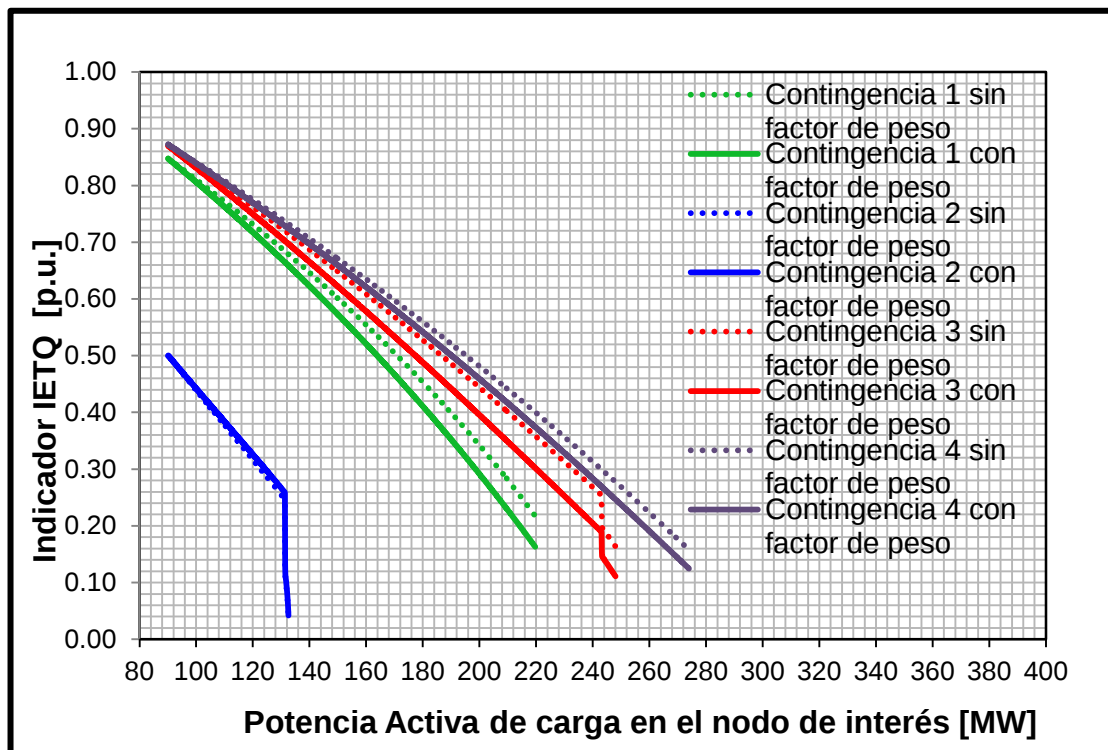


Figura 49. Evolución del indicador IETQ ante diferentes contingencias con y sin factor de peso

Para las diferentes contingencias se presenta el mismo comportamiento del numeral anterior, no se nota mucha diferencia en los indicadores con o sin factor de peso por ser una red de solo 3 generadores conectados por líneas de transmisión de corta distancia, siendo más crítico el indicador con el factor de peso.

8.9 ANÁLISIS COM LÍMITE DE POTENCIA REACTIVA EN LOS GENERADORES Y UNA COMPENSACIÓN DE 75 MVAR EN LA BARRA 6

En este numeral se realiza una sensibilidad conectando una compensación shunt capacitiva de 75 Mvar en la barra 6 (barra donde se encuentra conectada la carga de estudio) en el momento en que la tensión alcanza el valor de 0,9 p.u. (en base de 230 kV) considerando el límite de Potencia Reactiva de los generadores.

En la Figura 50 se presenta la evolución de los indicadores con la conexión de la compensación capacitiva.

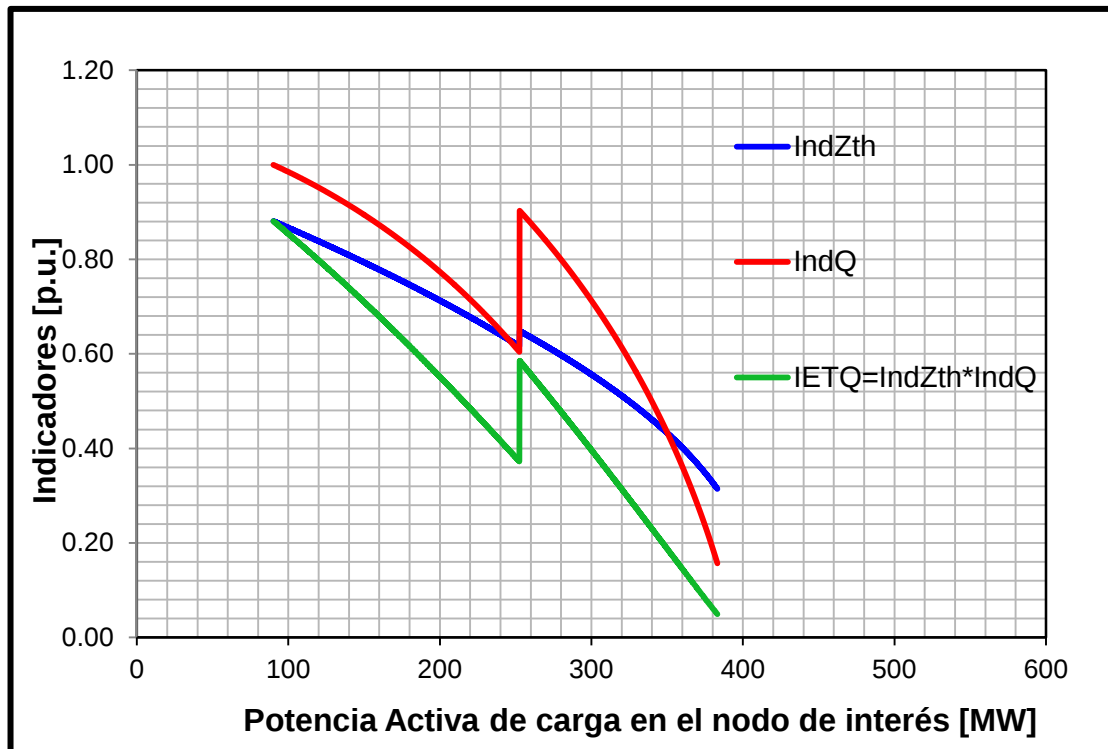


Figura 50. Evolución de los indicadores con la conexión de la compensación capacitiva

Como se observa en los indicadores, se presenta un cambio abrupto en el momento de la conexión de la compensación capacitiva debido a que se inyectan 75 Mvar, los cuales ayudan a mejorar el indicador de agotamiento de reactivos subiéndolo de valor ante una misma Potencia Activa, el cambio en el indicador de la magnitud de

la impedancia Thévenin es mínimo y se presenta ya que cambian las condiciones de la tensión en la barra y las medidas de las PMU detecta esta condición.

En la Figura 51 se presenta la condición de coincidencia de impedancias ante la conexión de una compensación shunt capacitiva de 75 Mvar.

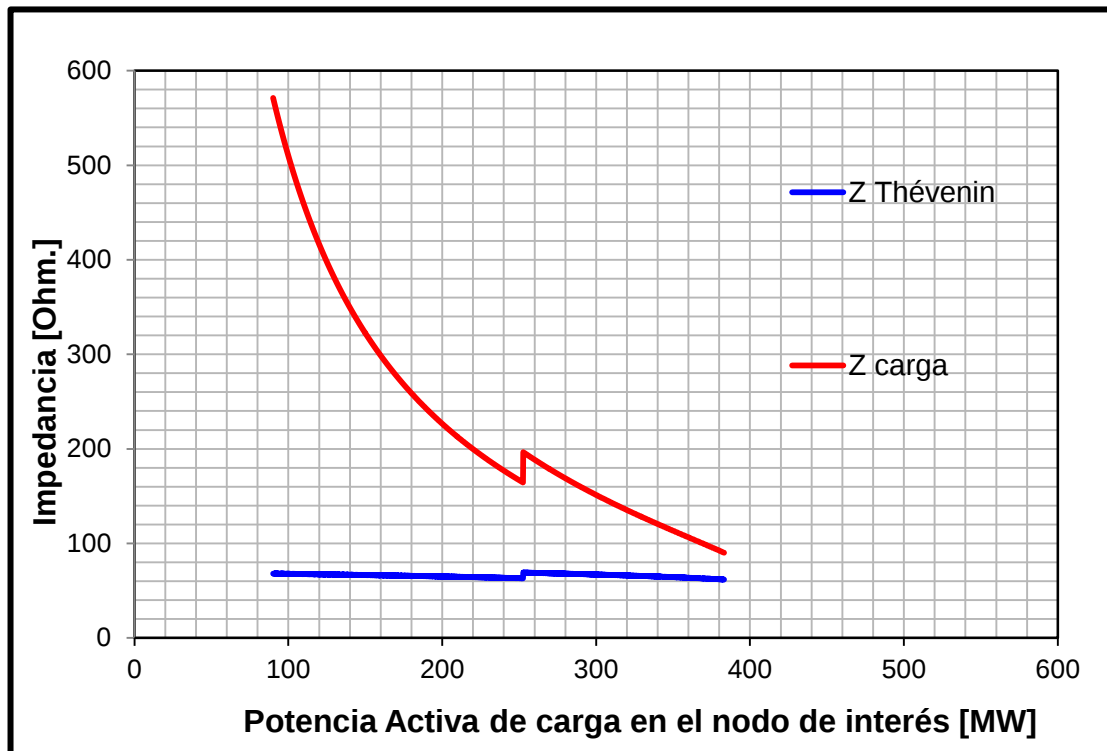


Figura 51. Coincidencia de impedancias con la conexión de la compensación capacitiva

El cambio en la magnitud de la impedancia Thévenin ante la conexión de la compensación capacitiva es mínimo y se presenta debido a que las condiciones de la tensión en la barra cambian. En este caso se necesitan dos medidas consecutivas de las PMU para calcular nuevamente el valor de la magnitud de la impedancia Thévenin sin errores, luego de la conexión de la compensación capacitiva.

A continuación y a modo de comparación, se presentan en una misma gráfica los indicadores propuestos con y sin la compensación capacitiva y en la siguiente figura la magnitud de las impedancias de carga y Thévenin con y sin la compensación capacitiva.

Como se observa en la Figura 52, el punto de colapso de tensión se mueve de 339 MW para el caso sin compensación hacia 383 MW con la compensación capacitiva de 75 Mvar, ayudando esta compensación a mejorar la estabilidad de tensión en esta barra. Por su parte, en la Figura 55 se aprecia que la magnitud de la

impedancia Thévenin es aproximadamente 62 Ohm en su trayecto inicial, acercándose en el punto de colapso sin compensación a una magnitud de la impedancia de la carga de 95 Ohm y con la compensación capacitiva se acerca más la magnitud de la impedancia de la carga a un valor de 90 Ohm. La no coincidencia total de las magnitudes de las impedancias de presenta por el agotamiento de reactivos de la zona.

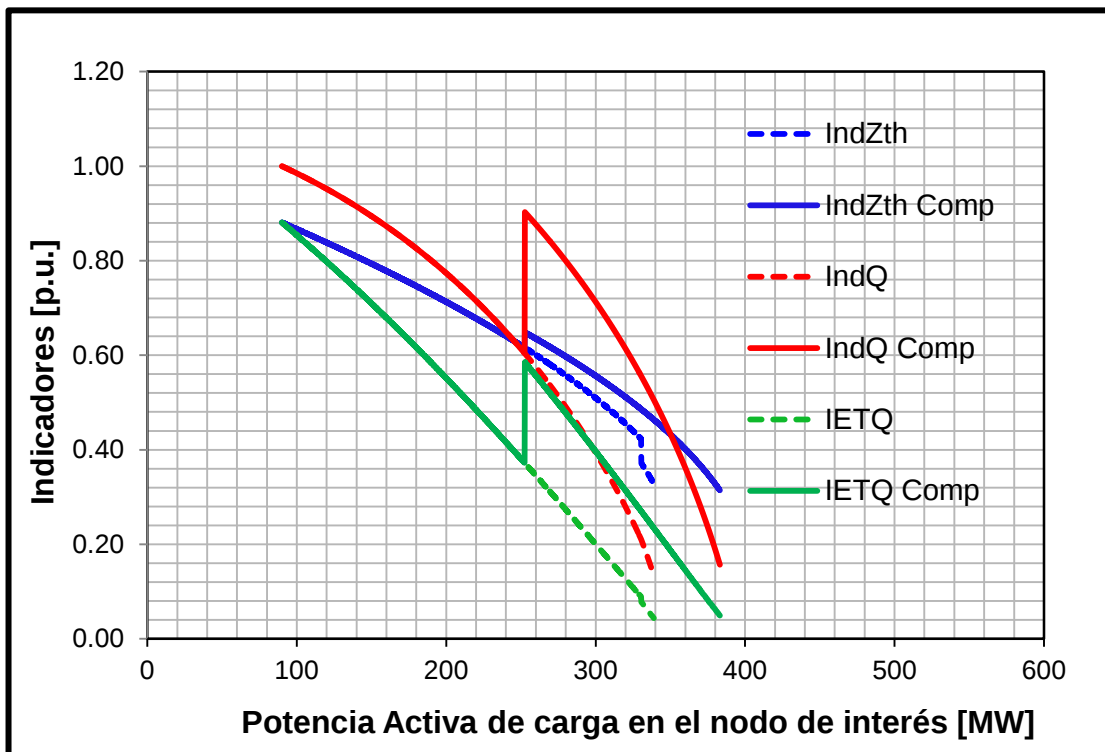


Figura 52. Indicadores propuestos con y sin compensación capacitiva

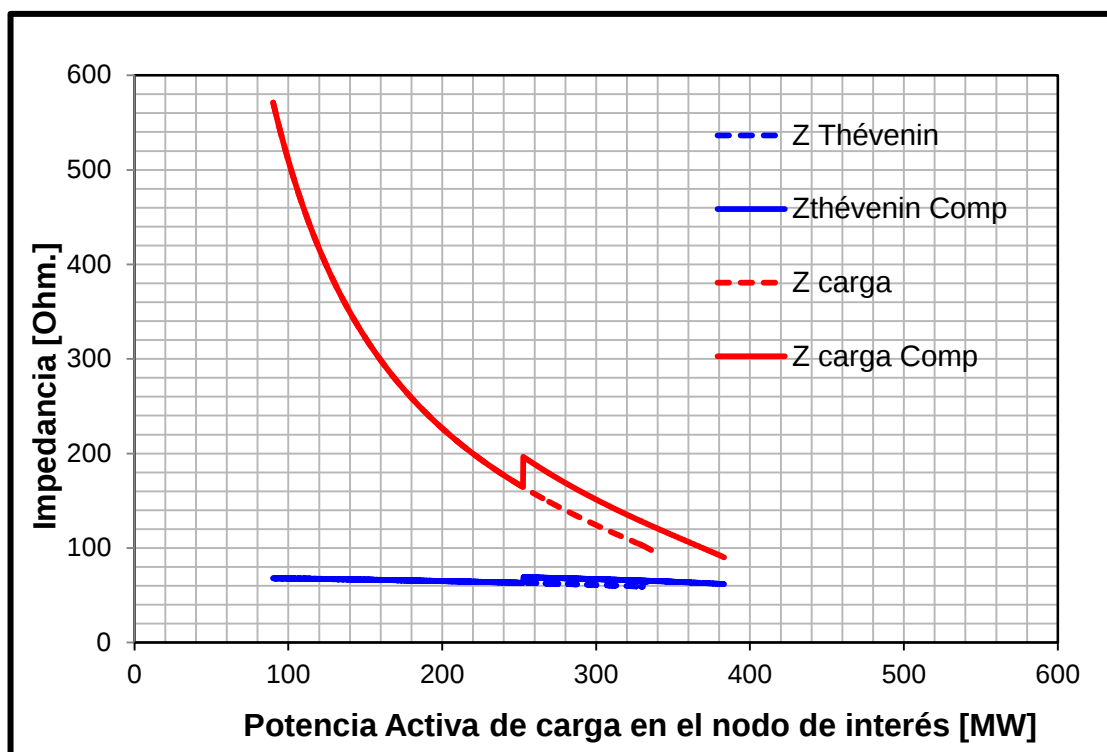


Figura 53. Magnitud de impedancias con y sin compensación capacitiva

8.10 ANÁLISIS DE LA IMPEDANCIA THÉVENIN EN TIEMPO REAL

Hasta ahora la condición de coincidencia de impedancias Thévenin y de carga y el monitoreo de la impedancia Thévenin en tiempo real ha calculado resultados como los obtenidos en la Figura 54:

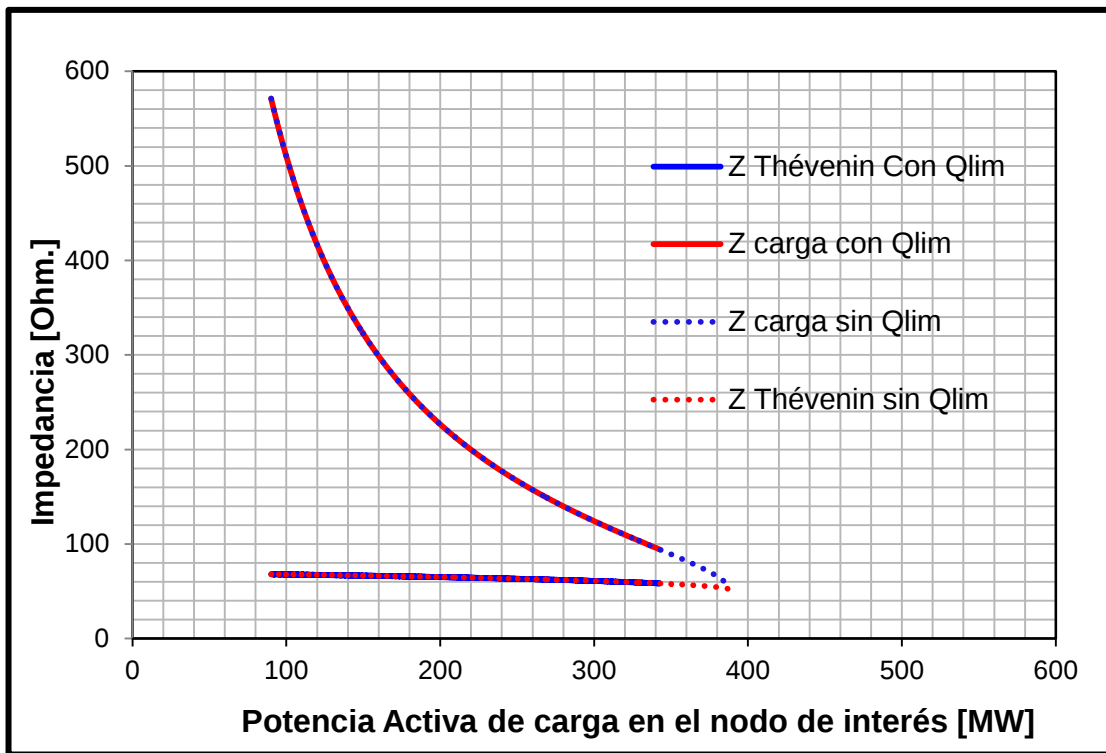


Figura 54. Coincidencia de impedancias Thévenin y de carga

Realizando un acercamiento como se presenta en la Figura 55, se logra obtener una variación de la impedancia Thévenin calculada mediante las mediciones de las PMU desde un valor de 68 Ohm hasta 58 Ohm, siendo no tan constante el cálculo de la magnitud de la impedancia Thévenin en tiempo real, no se presentan cambios significativos ante una pequeña variación de la carga [2], pero sí a comparación de valores de impedancia de carga, los cuales están alrededor de kilo Ohmios.

Esta variación en la impedancia Thévenin calculada mediante mediciones es presentada también en las referencias [2] [16] [17] [25] [27]. Esta condición es debido a que en instancias más cercanas al colapso los equivalentes Thévenin no son constantes.

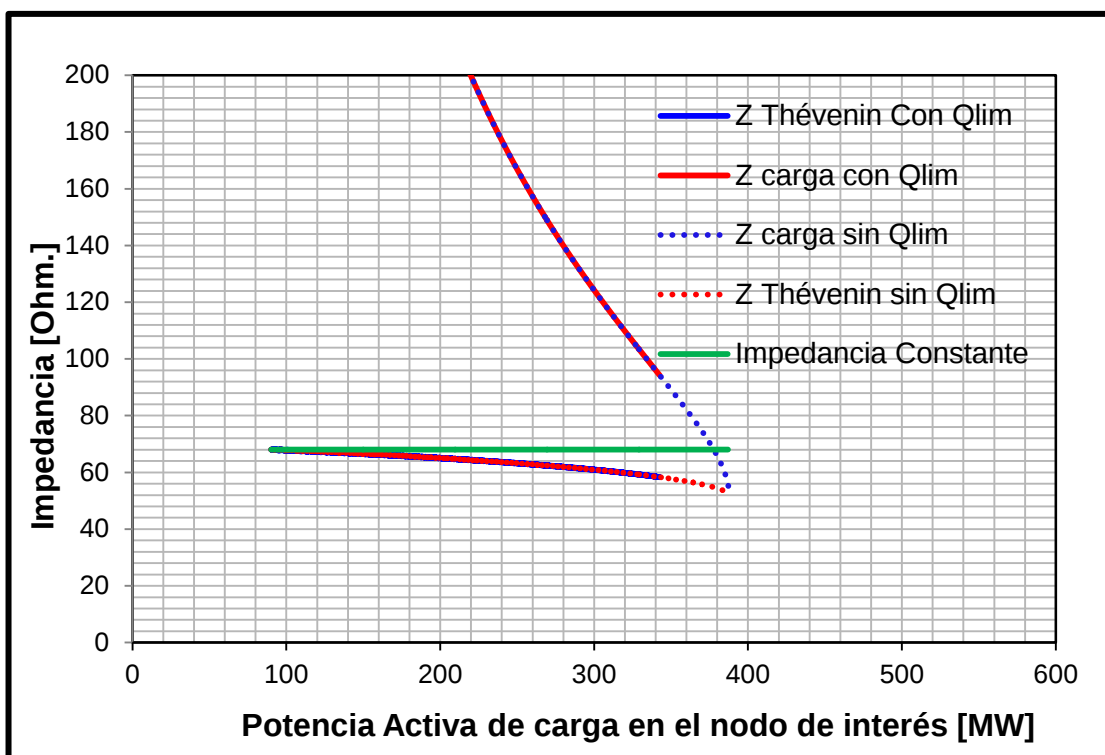


Figura 55. Acercamiento de la coincidencia de impedancias

9. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

9.1 CONCLUSIONES

Este trabajo de grado presenta varios métodos de monitoreo de la impedancia del equivalente Thévenin en tiempo real mediante mediciones sincrofasoriales y mediciones de la potencia reactiva de reserva de los generadores sincrónicos.

Una de las ventajas de los dos métodos para el cálculo de la impedancia Thévenin, es su simplicidad, ya que no se requiere información del sistema de potencia como: topología, demanda, o generación, son dos métodos sencillos de implementar, los cuales no requieren además de simulaciones fuera de línea o entrenamiento de un sistema inteligente.

El método 2 tiene una ventaja sobre el método 1 y es la simplicidad en los cálculos de la magnitud de la impedancia Thévenin, ya que solo por medio de una función alimentada con información de dos mediciones consecutivas permite el cálculo de la impedancia, por su parte, con el método 1 se requiere el cálculo de las magnitudes y ángulos de la impedancia y fuente Thévenin del equivalente.

Dado que las medidas se adquieren mediante PMU existe la posibilidad de presentarse ruido en las mismas. Las medidas deben ser consecutivas y deben presentar un cambio de valor entre ellas para que el método funcione correctamente, en este trabajo de grado se utiliza un crecimiento de la demanda de la carga monitoreada con un factor constante para los cálculos.

Las variables medidas por las PMU (tensión y corriente, magnitud y ángulo) son variables dependientes del tiempo y son capturadas sobre una ventana deslizante, preferiblemente angosta, de muestras de datos discretos, en las cuales se pueden presentar valores de datos oscilatorios y hasta valores erróneos, en este caso se propone utilizar el esquema de mínimos cuadrados recursivos para el filtro de datos y así suavizar la tendencia de los datos medidos.

En gran parte de la literatura internacional definen la reserva de potencia reactiva total de un sistema de potencia como la suma de cada una de las reservas de potencia reactiva de cada generador, siendo la potencia reactiva de reserva de un generador, la diferencia entre la capacidad de potencia reactiva y la potencia reactiva inyectada a la red en un instante determinado.

La potencia reactiva de reserva total del sistema de potencia no es del todo aprovechable, cada generador no puede entregar la totalidad de su potencia reactiva de reserva hacia una barra específica, ya que la potencia reactiva no puede

ser transportada por grandes distancias, por lo que no se puede sumar cada potencia reactiva de reserva de cada generador para un gran sistema de potencia.

En muy pocas referencias proponen una representación más precisa llamada “potencia reactiva de reserva efectiva”, la cual está definida como la diferencia entre la capacidad de potencia reactiva y la potencia reactiva inyectada a la red en un instante determinado, multiplicada por un factor de peso.

El factor de peso se utiliza para calificar la potencia reactiva de reserva total y convertirla a potencia reactiva de reserva total efectiva y se determina mediante un análisis de sensibilidad V-Q, su valor está normalizado entre 0 y 1.

Con los cálculos de la impedancia del equivalente Thévenin y potencia reactiva de reserva efectiva se propone un indicador para la evaluación de la estabilidad de tensión en tiempo real, para una carga conectada a un nodo de un sistema de potencia.

Cuando se presenta una variación en las condiciones del Sistema de Potencia, en el momento que se presenta el monitoreo con las mediciones de los PMU, se presenta un pequeño cambio en la impedancia Thévenin calculada en tiempo real y por ende un cambio en el índice IETQ y se requiere una nueva medición para seguir con su camino previo.

Se desarrolla un aplicativo computacional y un algoritmo como herramienta de los indicadores propuestos, utilizando mediciones fasoriales, las cuales en este caso, son simuladas con redes eléctricas en DIgSILENT, aumentando constantemente la demanda de una carga y obteniendo las mediciones de magnitud y ángulo de la corriente y tensión a través y sobre la carga.

Se define un concepto llamado “Umbral” y se define como la diferencia de la demanda de potencia de la carga en el estado $j+1$ y j . Este Umbral es necesario definirlo desde un inicio ya que se requieren dos mediciones en dos instantes de tiempo diferentes para el cálculo de la magnitud de la impedancia Thévenin. Entre mayor sea el Umbral mayor sensibilidad tendrá la ecuación de solución de la impedancia Thévenin y por lo tanto más confiable será su resultado; aunque así mismo, entre más grande sea el cambio de la potencia entre el estado $j+1$ y j se corre el riesgo de no cumplir la condición que se asume inicialmente: los parámetros de tensión e impedancia Thévenin permanecen constantes ante un cambio en la potencia de la carga. Si el valor del Umbral es muy pequeño se amplifica el error en los cálculos de la impedancia Thévenin.

Se realiza un análisis exhaustivo a la Red IEEE de 9 barras encontrando las siguientes conclusiones:

- Se realiza sensibilidad al valor a considerar para el Umbral con un factor multiplicativo constante para la carga de 90 MW: de 0,1 (9 MW), 0,01 (0.9 MW), 0,001 (0.09 MW), 0,0001 (0.009 MW), 0,00001 (0.0009 MW), obteniendo, ante un valor de umbral pequeño, del orden de 0,009 MW a 0,0009 MW, un error alto en el cálculo de la impedancia Thévenin en tiempo real, presentándose oscilaciones que no son reales.
- Para los casos con Umbral de 9 MW, 0,9 MW y 0,09 MW se estima de manera correcta la impedancia Thévenin en tiempo real sin oscilaciones o grandes errores. Los Umbrales de 9 MW y 0,9 MW se descartan por tener un cambio de potencia muy grande, esto ocasiona que el principio de los métodos explicados previamente no se cumpla, como lo es la condición constante de los parámetros de los Equivalentes Thévenin ante un aumento de potencia de la carga. Finalmente, se sigue utilizando un valor de Umbral de 0,09 MW (factor multiplicador de la carga de 0,001) por ser el más indicado. No se encuentra en la literatura internacional un valor teórico límite del Umbral, por lo que debe ajustarse este parámetro de acuerdo a medidas reales tomadas por las PMU.
- Un valor de Umbral muy grande también podría traer tiempos en los cuales no se estaría monitoreando la impedancia Thévenin en tiempo real, ya que normalmente los cambios que se presentan en los Sistemas Eléctricos de Potencia son graduales y el algoritmo propuesto no los detectaría por ser mayores al Umbral, en este caso se estaría presentando la última impedancia Thévenin calculada y podría estar lejos de la impedancia real.
- Teniendo una condición sin límite de potencia reactiva en los generadores sincrónicos, se alcanza el estado de máxima transferencia de potencia cuando la magnitud de la impedancia de la carga se iguala a la magnitud de la impedancia Thévenin calculada en tiempo real mediante mediciones fasoriales, esta condición de máxima transferencia de potencia se presenta en el punto del colapso de tensión del sistema de potencia ya que la red no puede entregar la potencia a la carga ante un aumento adicional de la misma. Esta condición se toma teórica, como referencia, ya que no representa una condición real.
- Teniendo una condición con límite de potencia reactiva en los generadores sincrónicos, el estado de máxima transferencia de potencia no se presenta cuando la magnitud de la impedancia de la carga se iguala a la magnitud de la impedancia Thévenin calculada en tiempo real mediante mediciones fasoriales. La condición de máxima transferencia de potencia y el punto de colapso de tensión se presentan antes de que las magnitudes de la

impedancia Thévenin y de carga sean iguales, ya que la red no es capaz de transportar o generar más potencia reactiva conforme a la que se necesita.

- El valor del indicador propuesto de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos (IETQ) presenta al final de la simulación, en el punto de colapso de tensión y máxima transferencia de potencia un valor de 0 p.u. por lo que este indicador se comporta siempre entre el rango de 1 p.u. a 0 p.u., teniendo un sistema seguro cuando el indicador presente valores cercanos a 1 p.u. y un sistema con tendencias a la inestabilidad, cuando el indicador tome valores cercanos a 0 p.u. Otra característica muy importante que presenta este indicador es su comportamiento lineal en todo el rango de la simulación, esta condición es ideal en el momento que se quiera predecir el estado del indicador y del sistema de potencia ante un aumento de la demanda de la carga, lo cual no sería posible realizar con tanta exactitud con los indicadores I_{ZTH} e I_Q , ya que presentan comportamientos con cambios de pendiente muy pronunciados en algunos trayectos.
- Al realizar varias contingencias en la Red IEEE de 9 barras y compararlas entre sí, se observa que entre más crítica sea la contingencia mayor pendiente presenta el indicador propuesto de estabilidad de tensión con equivalente Thévenin en tiempo real y agotamiento de reactivos (IETQ), lo que se traduce en un comportamiento desfavorable para el desempeño de la estabilidad de tensión
- Para la Red IEEE de 9 barras no se aprecia mucha diferencia en el comportamiento de los indicadores con o sin factor de peso al ser una red conformada solo por 3 generadores, los cuales se encuentran conectados por líneas de transmisión de corta distancia, su diferencia es notable en grandes sistemas de potencia, en los cuales los generadores que se encuentran lejos del nodo de interés se ven castigados con este factor de peso con valores cercanos o que tienden a cero.

9.2 TRABAJO FUTURO

La caracterización futura de cada red (IEEE 9 barras y Sistema Interconectado Nacional Colombiano) para permitir definir los límites o valores para los niveles de alarma es un reto para trabajos futuros, ya que no todos los sistemas de potencia se comportan igual y para cada zona de los mismos la potencia reactiva de reserva es diferente y nunca llegará a cero, por lo que sería pertinente el estudio de esta variable.

Es posible una validación de los métodos propuestos tomando medidas reales de PMU para hallar la magnitud de la impedancia Thévenin y comparar estos valores con modelos de simulación a si mismo podría observarse el comportamiento de los indicadores propuestos ante las medidas reales tomadas por estos PMU.

Nuevos métodos de cálculo de la magnitud de la impedancia Thévenin en tiempo real pueden ser analizados y contrastados con los propuestos en este trabajo, así mismo en [8] presentan métodos de monitoreo de área amplia usando medidas de fasores sincronizados desde varias locaciones. Algunos de estos métodos son “Extensiones de la coincidencia de la impedancia Thévenin” y “Equivalente Thévenin multipuerto” que podrían ser aplicados a los indicadores propuestos en este trabajo.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] I. P. E. Society, *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems - IEEE Std C37.118™*, New York: IEEE, 2005.
- [2] M. Begovic, D. Novosel y M. Saha, «Use of local measurements to estimate voltage-stability margin,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, nº 3, pp. 1029 - 1035, 1999.
- [3] González, Cardona, Isaac y López, «Indicadores estáticos normalizados para la estabilidad de tensión basados en reserva de potencia reactiva y en márgenes de cargabilidad,» *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 2015.
- [4] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, New York: McGraw-Hill Ryerson, 1994, p. 273.
- [5] J. W. Nilsson, «Circuitos Eléctricos,» nº 7, p. 1015, 2005.
- [6] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, «Definition and Classification of Power System Stability,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, nº 3, pp. 1387 - 1401, 2 Agosto 2004.
- [7] J. A. Momoh y M. E. El-Harwary, *Electric Systems, Dynamics, and Stability with Artificial Intelligent Applications*, Washington; Halifax, Canada: Marcel Dekker, Inc., 2000.
- [8] C. V. Thierry Van Cutsem, *Voltage Stability Of Electric Power Systems*, Athens, Greece: SPRINGER SCIENCE, 1998.
- [9] P. Kundur, «Power System Stability And Control,» *EPRI Power System Engineering*, p. 1176, 1994.
- [10] M. Glavic y T. Van Cutsem, «A short survey of methods for voltage instability detection,» *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pp. 1,8, 24-29 July 2011.
- [11] S. Soliman, H. Temraz y S. El-Khodary, «Power system voltage stability margin identification using local measurements,» *Power Engineering, 2003 Large*

Engineering Systems Conference on, pp. 100 - 104, 2003.

- [12] M. Begovic, B. Milošević y D. Novosel, «A novel method for voltage instability protection,» *System Sciences, 2002. HICSS. Proceedings of the 35th Annual Hawaii International Conference on*, pp. 802 - 811, 2002.
- [13] B. Milosevic y M. Begovic, «Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 18, nº 1, pp. 121 - 127, 2003.
- [14] T. An, S. Zhou, J. Yu y Y. Zhang, «Tracking of Thevenin Equivalent Parameters on Weak Voltage Load Bus Groups,» *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 1570 - 1576, 2006.
- [15] T. An, S. Zhou, J. Yu y W. Lu, «Research on Ill-Conditioned Equations in Tracking Thevenin Equivalent Parameters with Local Measurements,» *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, pp. 1 - 4, 2006.
- [16] S.-J. Tsai y K.-H. Wong, «On-line estimation of thevenin equivalent with varying system states,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1 - 7, 2008.
- [17] S. Tsai y K.-H. Wong, «Adaptive undervoltage load shedding relay design using Thevenin equivalent estimation,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1 - 8, 2008.
- [18] X. Wang, H. Sun, B. Zhang y W. Wu, «Real-time local voltage stability monitoring based on PMU and recursive least square method with variable forgetting factors,» *Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, pp. 1 - 5, 2012.
- [19] J. Zhang y D. Chen, «On the application of Phasor Measurement Units to power system stability monitoring and analysis,» *Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, pp. 1 - 6, 2012.
- [20] K. E. Reinhard, P. W. Sauer y A. D. Dominguez-Garcia, «On Computing Power System Steady-State Stability Using Synchrophasor Data,» *System Sciences (HICSS), 2013 46th Hawaii International Conference on*, pp. 2312 - 2318, 2013.
- [21] H. Goh, C. Tai, Q. Chua y S. Lee, «Dynamic estimation of power system stability in different Kalman filter implementations,» *Electrical and Electronic Engineering Conference (EIConRusNW), Proceedings of the 2014 IEEE NW Russia Young*

Researchers in, pp. 41 - 46, 2014.

- [22] H.-Y. Su, Y.-T. Chou y C.-W. Liu, «Estimation of voltage stability margin using synchrophasors,» *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 7, 2012.
- [23] S. Arefifar y W. Xu, «Online Tracking of Power System Impedance Parameters and Field Experiences,» *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, nº 4, pp. 1781 - 1788, 2009.
- [24] S. Abdelkader y D. Morrow, «Online Tracking of Thévenin Equivalent Parameters Using PMU Measurements,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, nº 2, pp. 975 - 983, 2012.
- [25] Y. Wang, I. Pordanjani, W. Li y W. Xu, «Voltage Stability Monitoring Based on the Concept of Coupled Single-Port Circuit,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, nº 4, pp. 2154 - 2163, 2011.
- [26] B. Eidson, D. Geiger y M. Halpin, «Equivalent power system impedance estimation using voltage and current measurements,» *Power Systems Conference (PSC), 2014 Clemson University*, pp. 1 - 6, 2014.
- [27] C. Bai, M. Begovic, R. Nuqui y D. Sobajic, «On voltage stability monitoring with voltage instability predictors,» *Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP), 2013 IREP Symposium*, pp. 1 - 8, 2013.
- [28] M. Bahadornejad y N.-K. Nair, «Intelligent Control of On-Load Tap Changing Transformer,» *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, nº 5, 2014.
- [29] O. Nelles, *Nonlinear System Identification*, Springer-Verlag, 2001.
- [30] C. D. Vournas y N. G. Sakellaris, «Tracking Maximum Loadability Conditions in Power Systems,» *iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control – VII Revitalizing Operational Reliability*, 2007.
- [31] R. Schlueter, «A voltage stability security assessment method,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 13, nº 4, pp. 1423 - 1438, 1998.
- [32] T. Van Cutsem, L. Wehenkel, M. Pavella y B. Heilbronn, «Decision tree approaches to voltage security assessment,» *IEE PROCEEDINGS-C*, vol. 140, nº 3, pp. 189-198, 1993.
- [33] R. Nuqui, A. Phadke, R. P. Schulz y N. Bhatt, «Fast on-line voltage security monitoring using synchronized phasor measurements and decision trees,»

Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE, vol. 3, pp. 1347 - 1352, 2001.

- [34] R. Diao, K. Sun, V. Vittal y R. O'Keefe, «Decision Tree-Based Online Voltage Security Assessment Using PMU Measurements,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, nº 2, pp. 832 - 839, 2009.
- [35] K. Morison, X. Wang, A. Moshref y A. Edris, «Identification of voltage control areas and reactive power reserve; An advancement in on-line voltage security assessment,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1 - 7, 2008.
- [36] R. Zalapa y B. Cory, «Reactive reserve management,» *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 142, nº 1, pp. 1350-2360, 1995.
- [37] C. Affonso, L. da Silva, F. Lima y S. Soares, «MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, nº 3, pp. 1538 - 1545, 2004.
- [38] C. Affonso, L. da Silva, F. Lima y S. Soares, « Optimal MWMVAR Dispatch and Minimal Load Shedding Strategy for Improving Voltage Stability Margin,» *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*, vol. 2, 2003.
- [39] A. Rabiee y M. Parniani, «Optimal Reactive Power Dispatch Using the Concept of Dynamic VAR Source Value,» *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, pp. 1-5, 2009.
- [40] Y. Su, S. Cheng, J. Wen y Y. Zhang, «Reactive Power Generation Management for the Improvement of Power System Voltage Stability Margin,» *Intelligent Control and Automation, 2006. WCICA 2006. The Sixth World Congress on*, vol. 2, pp. 7466 - 7469, 2006.
- [41] M. De y S. Goswami, «Optimal Reactive Power Procurement With Voltage Stability Consideration in Deregulated Power System,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, nº 5, pp. 2078 - 2086, 2014.
- [42] B. Leonardi, I. Ames y V. Ajarapu, «Investigation of Various Generator Reactive Power Reserve (GRPR) Definitions for Online Voltage Security Assessment,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-7, 2008.
- [43] P. Ruiz y P. Sauer, «Reactive Power Reserve Issues,» *Power Symposium*,

2006. *NAPS 2006. 38th North American*, pp. 439 - 445, 2006.

- [44] O. Mousavi, M. Bozorg, A. Ahmadi-Khatir y R. Cherkaoui, «Reactive Power Reserve Management Preventive Countermeasure for Improving Voltage Stability Margin,» *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2012.
- [45] S. Seo, S. Kang, Y. Choi y D. Kim, «Verification of effective reactive power reserve with respect to reactive power load demands in the power system,» *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2010.
- [46] B. A. Leonardi y V. Ajjarapu, «An approach for real time voltage stability margin control via reactive power reserve sensitivities,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, nº 2, pp. 615 - 625, 2013.
- [47] B. Leonardi y V. Ajjarapu, «Development of Multilinear Regression Models for Online Voltage Stability Margin Estimation,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, nº 1, pp. 374 - 383, 2011.
- [48] F. Dong, B. Chowdhury, M. Crow y L. Acar, «Improving Voltage Stability by Reactive Power Reserve Management Power Reserve Management,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 20, nº 1, p. 2005, 338 - 345.
- [49] S. Sterpu, Y. Besanger y N. Hadjsaid, «Reactive Power Reserve Performance Control with Respect to the Transmission Grid Security,» *Power Engineering Society General Meeting*, 2006.
- [50] E. F. Ian H. Witten, *Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques with Java Implementations*, Morgan Kaufman Publishers, 2000.
- [51] J. Giri, M. Parashar, J. Trehern y V. Madani, «The Situation Room: Control Center Analytics for Enhanced Situational Awareness,» *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 10, nº 5, pp. 24 - 39, 2012.
- [52] T. Gentile, V. Balasubramaniam, L. Beard y J. Chow, «NASPI process applied to locate Phasor Measurement Units (PMUs) within the New York Control Area (NYCA),» *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 7, 2012.
- [53] DlgSILENT GmbH, «DlgSILENT Power Factory Version 14.1 Manual,» *DlgSILENT GmbH. Gomaringen, Germany*, vol. 2, 2011.
- [54] Ministerio de Minas, Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 - 2028, Bogotá.

