



BENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

BUAP

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON MEDICIÓN SINCROFASORIAL

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

JULIO ROMÁN GÓMEZ CALDERÓN

Asesor de tesis:

MC ISMAEL ALBINO PADILLA

Puebla, Pue.

Septiembre, 2019



BUAP

Oficio No. 1805/2018

C. Julio Román Gómez Calderón
Pasante de la Maestría en Ingeniería
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Análisis de estabilidad de tensión monitoreando cargabilidad de líneas de transmisión con medición sincrofásorial**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Asesor M.C. Ismael Albino Padilla.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Zaragoza, mayo 28 de 2018.


M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director

C.c.p. M.C. Ismael Albino Padilla, Asesor del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco*



MI. Fernando Daniel Lazcano Hernández,
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
Presente

Asunto: Autorización de impresión de tesis.

Los suscritos:

MC. Ismael Albino Padilla Director y Dr. Alejandro Bautista Hernández Codirector del tema de tesis:

**"ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD.
DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON MEDICIÓN SINCROFASORIAL"**

Presentada por el Ing. Julio Román Gómez Calderón, pasante de la Maestría en Ingeniería opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia, nos permitimos informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no se tiene inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

Atentamente

MC. Ismael Albino Padilla

Director tesis

Dr. Alejandro Bautista Hernández

Codirector de tesis

H. Puebla de Zaragoza a 15 de Agosto de 2019

CCP Interesado

CCP Archivo



RESUMEN

En la actualidad los estudios y análisis de potencia se basan en la simulación y el estudio del comportamiento de las máquinas de generación y el modelado de las cargas, considerando que las líneas de transmisión son un elemento que permanece constante ante la transmisión de potencia. Sin embargo el monitoreo del comportamiento dinámico de las líneas de transmisión en disturbios puede ser considerado para la aplicación de esquemas de acción remedial o toma de decisiones de los centros de control. Aprovechando que ya se cuenta con la infraestructura de medición sincrofásorial, red de comunicaciones en fibra óptica y con herramientas de computo que ayudan a analizar el comportamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en tiempo real, en pre falla, falla y post falla, se desarrolló una aplicación en con el software LabView con el estándar C37.118 que permite graficar la curva de cargabilidad de la Líneas de Transmisión PV el cual permite monitorear el comportamiento dinámico.

En este trabajo se muestran los resultados para casos tipo, estudiados y su posible aplicación en los centros de control de la Red Eléctrica Nacional



ABSTRAC

Nowadays, the studies and power analysis are based on the simulation and study of the behavior of generation machines and load modeling, considering that transmission lines are an element that remains constant during transmission of electric power. However, monitoring of the dynamic behavior of transmission lines in disturbances can be considered for application of remedial action or decision-making schemes of control centers. Taking advantage on the fact that the synchrophasorial measurement infrastructure, fiber optic communication network and computer tools are already available to help analyze the behavior of the National Interconnected Electric System in real time, pre fault, failure and post failure, it was developed an application using LabView software based on the C37.118 standard that allows graphing the chargeability curve PV of the Transmission Lines, which allows to monitor their dynamic behavior.

This document shows the results using benchmark cases, and their possible application in control centers of the National Electrical Network



DEDICATORIAS

Este trabajo está dedicado con mucho cariño a las personas importantes que han estado a mi lado en este recorrido por la vida y han sido factor determinante para la toma de decisiones

A Dios por permitirme llegar hasta este día

A Mis padres
Josefina Calderón Bravo
Román Antonio Gómez Ramírez

A mis hijos
Julio Augusto Gómez Olguín
Zoe Abril Gómez Olguín
Elías Gabriel Gómez Olguín

A mi Esposa
Nelly María Hernández Guichard



AGRADECIMIENTOS

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla por ser mi alma mater y a su distinguida plantilla de maestros ingenieros

Al Dr. Alejandro Bautista Hernández Secretario de Investigación y Estudios de Posgrado y al M.I. Genaro Campos Castillo Coordinador de Maestría por haber llevado a la Universidad más allá de las fronteras de Puebla y el conocimiento a ingenieros de la Comisión Federal de Electricidad en la Ciudad de México. Gracias por la confianza.

Al Ing. Javier Ruiz Andrade Gerente Regional de Transmisión Central por motivar a su personal a seguir preparándose, así como por brindar las facilidades al grupo de Maestría. Gracias por el apoyo

Al Ing. Enrique Martínez Martínez por ser pionero y tener la visión en la elaboración del proyecto de la herramienta de la medición fasorial en la CFE Transmisión.

Al Ing. Miguel Rodríguez Peña por la Aportación de sus conocimientos y sus habilidades computacionales para la elaboración del programa

Al. Dr. Ismael Albino Padilla por el apoyo el apoyo en el asesoramiento de este trabajo



ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	ii
ABSTRAC	iii
DEDICATORIAS	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE GENERAL	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	x
NOMENCLATURA	xi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Definición del problema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivo de la Tesis	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivo Específico.....	3
1.4 Alcance del Proyecto.....	3
1.5 Aportaciones.....	4
1.6 Estado del Arte.....	4
1.4.- Contenido del Trabajo	8
CAPÍTULO 2. ESTABILIDAD DE TENSIÓN	9
2.1 Introducción	9
2.1. Fenómeno de estabilidad	9
2.2.- Clasificación de estabilidad.....	9



2.3.- Estabilidad de tensión.....	11
2.3.1.- Estabilidad de Tensión de Gran Perturbación.....	12
2.3.2.- Estabilidad de Tensión de Pequeña Perturbación.....	12
2.4.- Métodos de estudio de la estabilidad de tensión	13
2.4.1- Métodos analíticos	13
2.4.2.- Métodos de monitoreo.....	14
2.5.- Cargabilidad	14
2.6.- Método curvas PV	16
CAPÍTULO 3. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL	21
3.1.- Definición de PMU.....	21
3.2.- Sincrofasores	22
3.3.- Concentrador de datos fasoriales (PDC).....	24
3.4.-Estándar “IEEE Std C37.118”.....	25
3.5.-Sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS)	28
CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE APLICACIÓN DE MONITOREO DE CARGABILIDAD	30
4.1.-Introducción	30
4.2.- Cálculo de curvas PV.....	30
4.3.- Adquisición y procesamiento de datos	32
4.4.- Elaboración de graficas de datos.....	35
CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO	37
5.1.-Introducción	37
5.2.-Primer caso “Moctezuma-Samalayuca”	39
5.2.1.- Cálculo de Curva PV	39
5.2.2.- Aplicación de monitoreo.....	40



5.3.- Caso 2 “Texcoco - La Paz”	41
5.3.1.- Cálculo de curva PV	41
5.3.2.- Aplicación de monitoreo.....	42
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES y TRABAJOS FUTUROS.....	44
6.1.- Conclusiones.....	44
6.2.-Trabajos futuro.....	44
APÉNDICE A.....	45
RESULTADOS DEL CALCULO DE CURVA PV PARA CASO 1	45
RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CURVA PV PARA CASO 2	52
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA. 1.1 Sincrofasores y PDC´s instalados en el Sistema Eléctrico Nacional

FIGURA 1.2.SIMEFAS Nacional (Super PDC)

FIGURA 2.1 Clasificación de estabilidad.

FIGURA 2.2 Definición del margen de cargabilidad.

FIGURA 2.3 Sistema radial simple para obtención de las curvas P-V.

FIGURA 2.4 Curva P-V para el sistema de la fig. 2.3 ($\cos\phi=0.95$).

FIGURA 2.5 Curvas P-V para el sistema de la fig. 2.3, para diferentes factores de potencia.

FIGURA. 2.6 Margen de estabilidad de tensión, caso base.

FIGURA. 2.7 Margen de estabilidad de tensión para contingencias.

FIGURA. 3.1 Red de PMU´s.

FIGURA. 3.2 Conexión de un PMU.

FIGURA. 3.3 Equivalencia entre una onda seno y un vector rotativo.

FIGURA. 3.4 Representación en el plano complejo del fasor X.

FIGURA. 3.5 Diagrama de concentrador de datos fasorial.

FIGURA. 4.1 Diagrama de bloques de la adquisición de datos de una PMU.

FIGURA. 4.2 Panel frontal de la adquisición de datos de una PMU

FIGURA. 4.3. Datos del PMU procesados en la aplicación.

FIGURA. 4.4. Panel frontal principal de la aplicación.

FIGURA. 5.1. Red Asociada al Enlace Moctezuma-Samaluyca

FIGURA. 5.2. Red Asociada al Enlace Texcoco- La Paz

FIGURA. 5.3. Aplicación de Curva PV Moctezuma-Samalayuca.



FIGURA. 5.4. Grafica PV del PSSE del corredor Texcoco-La Paz

FIGURA. 5.5. Aplicación de Curva PV Texcoco-La Paz.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 PMU´s y PDC´s instalados en el Sistema Interconectado Nacional

TABLA. 3.1 Organización de la Trama de Datos del “IEEE Std C37.118™”.

TABLA. 3.2 Definiciones de las palabras de la trama de datos “IEEE Std C37.118™”.

TABLA. A.1 Resultados de cálculo de curva PV en PSSE para primer caso.

TABLA. 5.2 Resultados de cálculo de curva PV en PSSE para segundo caso.



NOMENCLATURA

CFE	Comisión Federal de Electricidad.
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SBCN	Sistema Eléctrico de Baja California Norte.
SBCS	Sistema Eléctrico de Baja California Sur.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
CEV	Compensador Estático de Vars.
PDC	Phasor Data Concentrator o Concentrador de datos fasoriales.
PMU	Phasor Measurement Unit o Unidad de Medición Fasorial.
PSSE	Power system simulator for engineering o Simulador de sistemas de potencia para ingeniería.
WAM	wide area monitoring.
WAMS	Sistemas de Monitoreo de Área Amplia.
WAP	wide area measurement, protection o sistemas de monitoreo de protección de área amplia.
WAC	wide area measurement control o sistemas de monitoreo de control de área amplia.
WAMPAC	wide area measurement, protection and control.
SIMEFAS	Sistema de Medición de Fasores.
HVDC	Higt Voltage Direct Current o Alto Voltaje de Corriente Directa.
I	Corriente.
V	Voltaje.
R	Resistencia.
P	Potencia.
Q	Potencia Reactiva.
A	Amper.
VAR	Volt Ampere Reactivo.
MW	Megawatt.
MVAR	Megavar.
kV	kilo Volt.
Km	Kilmetro.
PU	Por unidad.
λ_0	parámetro de carga como la potencia activa de la línea de transmisión.



$\lambda_{crítico}$	Punto de colapso del sistema.
X_m	Valor de pico de la onda.
φ	Fase en radianes.
$\omega = 2\pi f$	Frecuencia angular.
GPS	Global Position System o Sistema de posicionamiento Global.
UTC	Universal Time Coordinated o Tiempo Universal Coordinado.
PPS	Pulse per Second o Pulso por Segundo.
DFT	Discrete Fourier Transform o Transformada Discreta de Fourier.
TCP/IP	Transmission Control Protocol/ Internet Protocol o Protocolo de Control de Transmisión sobre Protocolo de Internet.
CRC	Comprobación de redundancia cíclica.



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. Definición del problema

Durante los últimos años, el crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, la demanda de energía eléctrica cada vez más alta, la dificultad para instalar nuevas líneas de transmisión por falta de derechos de vía, la necesidad de reducir el tamaño de instalaciones eléctricas en grandes ciudades, la generación distribuida, la competencia económica de compañías eléctricas, entre otras razones, han llevado al sector eléctrico a operar sus equipos cercanos a sus límites de seguridad, lo cual hace su operación más difícil y riesgosa desde el punto de vista de la seguridad, estabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

El creciente tamaño y complejidad de los actuales sistemas de potencia, los hacen susceptibles de colapsos ante situaciones tales como congestión, ajuste de cargas, desviaciones de tensión y de frecuencia, oscilaciones de potencia, entre otros, esto pone en riesgo la estabilidad de los sistemas. Si ante dicho panorama no se actúa rápidamente, el sistema puede caer en pérdida de sincronismo, aislamiento de zonas y consecuentemente en apagones, los cuales impactan de gran manera el desarrollo de actividades productivas y la prestación de servicios básicos a los usuarios.

El continuo crecimiento de la demanda ha obligado a las empresas eléctricas a mejorar sus sistemas de generación, transmisión y distribución, para lo cual es necesario realizar varios estudios del estado actual así como la proyección de expansión conforme al crecimiento de la carga. Uno de estos estudios es el análisis de estabilidad de voltaje, que permite identificar la máxima cargabilidad del sistema eléctrico.

Los centros de control de energía entre muchas otras cosas, buscan monitorear el comportamiento del sistema eléctrico con el fin de evitar escenarios de colapso que pongan en riesgo la estabilidad de la red eléctrica interconectada, para lo cual es necesario implementar diferentes técnicas de monitoreo, en la actualidad una de esas técnicas es por medio de sistemas de medición de área amplia (WAMS) con unidades de medición fasorial (PMU's), con estos se logra monitorear límites de cargabilidad de líneas de transmisión entre otros parámetros del sistema eléctrico.

En la subdirección de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) desde hace más de 10 años se hace uso de la medición sincronizada de fasores, en los 90 se inició el proyecto (SIMEFAS: Sistema de Medición de Fasores Para la Seguridad e Integridad del Sistema Eléctrico Nacional) el cual ha desarrollado concentradores de datos



con un alto grado de confiabilidad y sincronización de información de diferentes PMU´s instalados en todo el territorio nacional, la aplicación que se desarrolla en este trabajo nace como un módulo del proyecto SIMEFAS.

1.2. Justificación

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están sometidos a perturbaciones ya sean de corta o larga duración y ante estos se debe mantener el balance entre carga y generación a fin de operar la red en condiciones seguras, cuando esto no se logra se originan condiciones de inestabilidad y esto pueda dar origen a un colapso de tensión en la red.

La estabilidad de voltaje ha sido un tema de gran importancia debido a los colapsos de voltaje que se han presentado a nivel mundial desde los años 60, algunos de los colapsos de voltaje han ocasionado los siguientes apagones:

- Apagón en Norteamérica de 1965.
- Apagón del sur de Brasil de 1999.
- Apagón de Italia de 2003.
- Apagón de Norteamérica de 2003.
- Apagón de Java y Bali de 2005.
- Apagón de Brasil y Paraguay de 2009.

Todos estos colapsos de voltaje dieron origen a investigaciones y propuestas de métodos para el estudio de la estabilidad de voltaje. La realización de estos estudios muestra los estados del sistema, márgenes y límites de operación, con los cuales se definen las acciones de prevención y corrección del problema. Varios métodos de estudio han sido desarrollados y algunos de ellos clasificados en varios artículos.

Cuando una línea de transmisión rebasa sus límites de cargabilidad deben operar sus protecciones y sacar a esta línea de servicio, si esto pasa existe una redistribución de los flujos de potencia que pueden llevar a rebasar los límites de cargabilidad de otra u otras líneas del sistema y provocar que también salgan de servicio, una nueva redistribución de los flujos de potencia provocarían que otras líneas del sistema tuvieran el mismo problema y así sucesivamente hasta llegar a un colapso del sistema.

La necesidad de contar con indicadores en tiempo real que alerten sobre la posible presencia de inestabilidad de voltaje en un sistema eléctrico, con el propósito de evitar eventos que conduzcan a la indisponibilidad del servicio por algún colapso, es necesaria mediante el uso de las nuevas tecnologías.



Por estas razones el análisis de estabilidad en los sistemas de potencia es de suma importancia para la planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

1.3. Objetivo de la Tesis

1.3.1 Objetivo General

El objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta computacional para monitorear la cargabilidad de una o varias líneas de transmisión en tiempo real (con retraso de máximo 20 milisegundos), con mediciones sincronizadas de fasores de tensión y corriente de estas líneas de transmisión.

Esta herramienta tiene el fin de evaluar la posibilidad de una inestabilidad de voltaje en una línea de transmisión, esto se logra monitoreando que la cargabilidad de una línea de transmisión se encuentre dentro de sus límites calculados, estos límites se presentan en un grafica de la variación de la magnitud de voltaje en esta línea, con respecto a cambios en la potencia activa de la carga del sistema, a esta grafica le llamamos “curva PV”.

Para esto se desarrolló una aplicación programada en LabView, la cual grafica en tiempo real la curva PV, la potencia y el voltaje de la línea de Transmisión.

1.3.2 Objetivo Específico.

Con esta aplicación los operadores del sistema podrán ver gráficamente y en tiempo real qué tan cerca se encuentra una línea de transmisión de sus límites de cargabilidad y con esto poder tomar decisiones de la operación de la Red eléctrica de potencia.

Se busca finalmente que esta aplicación pueda ser utilizada por los operadores de sistemas eléctricos como herramienta eficiente para el monitoreo constante y en línea del sistema de potencia, en la búsqueda por garantizar un suministro eléctrico seguro, continuo y confiable

1.4 Alcance del Proyecto

Es dar a conocer la herramienta de monitoreo de cargabilidad de una línea de transmisión con medición fasorial en tiempo real realizada en la Comisión federal de



Electricidad con el objetivo de instalarlo en el CENACE y los centros de control y operación de redes locales.

1.5 Aportaciones

El desarrollo de este trabajo tiene como aportación una forma de ver la cargabilidad de las líneas de transmisión en el sistema eléctrico de una forma dinámica en tiempo real con los PMU's a través de una herramienta computacional desarrollada por la CFE Transmisión, y que pueda ser utilizada por los operadores de red en cualquier parte del mundo

1.6 Estado del Arte

Durante las últimas 2 décadas en la Subgerencia de Análisis de Redes de la dirección de Transmisión de la CFE se ha impulsado el proyecto SIMEFAS RT (Sistema de Medición Sincronizada de Fasores en Tiempo Real) que, entre otros servicios, permite la visualización y el análisis en tiempo real de los parámetros eléctricos que envían los dispositivos PMU (Phasor Measurement Unit) conectados en la red de la CFE [16]. El correcto procesamiento de los paquetes de información recibidos por los PMU's, ubicados en diversos puntos estratégicos a lo largo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), ha permitido realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de manera eficiente.

La estructura de SIMEFAS esta intrínsecamente ligada a la del Sistema Eléctrico Nacional, el cual está formado por tres sistemas eléctricos que operan de manera independiente

1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)
2. Sistema Eléctrico de Baja California Norte (SBCN)
3. Sistema Eléctrico de Baja California Sur (SBCS)

Basados en la topología del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), fueron instalados los concentradores de datos fasoriales, PDC por sus siglas en inglés, en cada uno de los sistemas independientes. En el caso particular del SIN, existe instalado un PDC por cada gerencia regional, además de otros instalados para cumplir funciones específicas, como pueden ser, el monitoreo de algunas plantas, puntos estratégicos de interconexión, entre



otros. Es preciso mencionar que el número de PMU's conectados a cada concentrador dependerá de los requerimientos de información para cada subestación y sistema [17].

En este Trabajo se presenta un desarrollo que, de manera paralela a los avances del SIMEFAS RT, ha permitido visualizar la cargabilidad de líneas de transmisión de la Red Nacional de Transmisión (RNT).

Las 9 regiones de la CFE Transmisión están equipadas con unidades de medición fasorial PMU's, las cuales envían los datos de los sincrofasores a concentradores de datos regionales PDC (Figura 1.1). Todas las regiones alinean el PDC con el tiempo y se envía al PDC Nacional, también llamado un Super PDC, que se encuentra en el centro de México (Figura 1.2).

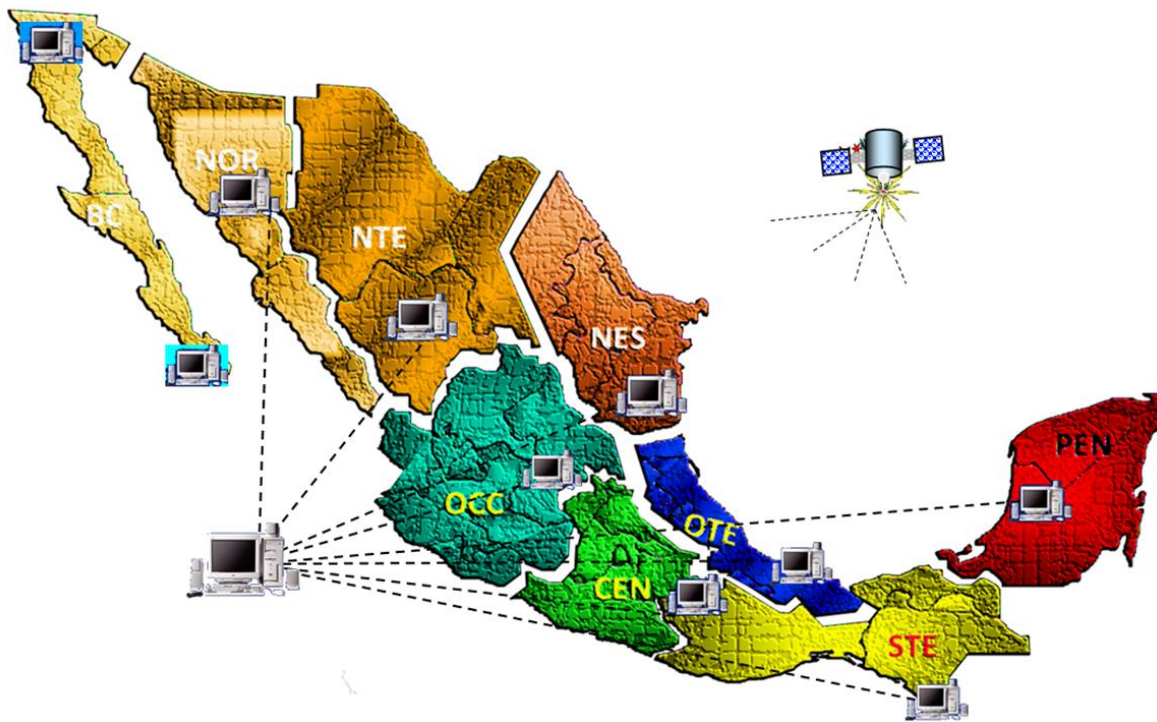


Figura 1.1 SINCRUFASORES Y PDC'S Instalados en El Sistema Eléctrico Nacional



“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON MEDICIÓN SINCRÓFASORIAL”

Region	PMUs	Phasors	PDCs
NOR	6	36	1
NTE	6	36	1
NES	6	36	1
OCC	9	54	1
CEN	12	72	2
OTE	6	36	1
SE	6	36	1
PEN	10	60	1
SDT	0	366	1
TOTAL	61	366	10

TABLA 1.1 PMU'S Y PDC'S Instalados en el Sistema Interconectado Nacional



Figura 1.2.SIMEFAS Nacional (Super PDC)

Los dispositivos PMU's han representado un beneficio importante en las redes de los sistemas de potencia y son la parte medular de las redes WAMS (Wide Area Measurement



Systems), que actualmente son utilizadas en la mayoría de los países alrededor del mundo, ya que representan una excelente herramienta para mejorar el monitoreo, protección, y control de los sistemas de potencia. Un sistema WAM es el equivalente a una red WAN (Wide Area Network) de Internet, con seguridad adicional y capacidad de redundancia, aplicada a la medición de un sistema eléctrico de potencia. WAMS se ha establecido ampliamente en los modernos sistemas de potencia y se ha convertido en una pieza clave para centros de control e investigación de las compañías eléctricas, gracias a que proporciona una eficaz plataforma para la adquisición de datos sincronizados, actualizados cada 33, 50 o 100 ms, que permite el análisis de los eventos eléctricos en tiempo real y fuera de línea [18].

Lo anterior, ha dado lugar a una serie de trabajos de investigación, algunos de ellos con aplicación en sistemas eléctricos de potencia reales, proponiendo modelos de análisis de la estabilidad de voltaje basados en mediciones. En general, estos modelos toman como referencia el Teorema de Máxima Potencia Transmitida que conduce al cálculo de equivalentes de Thévenin del sistema en nodos de carga, los cuales son comparados con la impedancia de carga correspondiente, indicando el límite de estabilidad cuando el valor en el cual ambas impedancias son iguales [19].

Desde entonces, se han desarrollado modelos basados en el concepto del Teorema de Thévenin y de Máxima Potencia Transmitida, con el objeto de observar su comportamiento en aplicaciones con sistemas reales o de prueba. En [20], sus autores desarrollan un modelo para obtener un índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje basado en un sistema de mediciones fasoriales de área amplia; adicionalmente, el análisis se extiende a la inclusión de: (i) modelos de carga incluyendo porciones de impedancia, corriente y potencia constantes—modelo de carga ZIP—, puesto que en la proximidad al límite de estabilidad de voltaje, los modelos de carga de potencia constante no son adecuados, y (ii) modelos del limitador de sobre-excitación (OEL, por sus siglas en inglés) en generadores y la acción de los cambiadores de derivación bajo carga (OLTC por sus siglas en inglés). En [21] es desarrollado un índice con base a estas mediciones y utilizan técnicas de regresión múltiple. Posteriormente, los índices de [20] y [21] son utilizados en [22] para ser aplicados en un modelo de área de carga, en lugar de observar nodos en forma local.



1.4.- Contenido del Trabajo

En el Capítulo 2 se presentan los aspectos teóricos y definiciones referentes a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia, profundizando en la teoría y en especial en el método de curvas PV que es el que se utiliza en este trabajo.

En el Capítulo 3 se presentan los aspectos teóricos y definiciones referentes a las Unidades de Medición Fasorial (PMU´s), sincrofasores, concentradores de datos fasoriales (PDC), así como a los sistemas de monitoreo de área amplia.

En el Capítulo 4 se presenta el desarrollo de una aplicación programada en LabView en la cual se grafica una curva PV y sobre esta se indica en tiempo real la cargabilidad en de un corredor de energía.

En el Capítulo 5 se presentan dos casos reales en los cuales se utilizaron las técnicas mencionadas en este trabajo para el monitoreo de cargabilidad de una o varias líneas de transmisión.

Por ultimo en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones de este trabajo y los trabajos a futuro que deben realizarse en este tema.



CAPÍTULO 2. ESTABILIDAD DE TENSIÓN

2.1 Introducción

En el Capítulo 2 se presentan los aspectos teóricos y definiciones referentes a la estabilidad de tensión en sistemas eléctricos de potencia, profundizando en la teoría y en especial en el método de curvas PV que es el que se utiliza en este trabajo.

2.1. Fenómeno de estabilidad

La estabilidad de sistemas de potencia es la habilidad que tiene un sistema eléctrico de potencia, dada una condición de operación inicial, para regresar a un estado de operación en equilibrio después de ser sometido a un disturbio, con la mayor parte de las variables del sistema delimitadas de tal forma que prácticamente todo el sistema permanece intacto [2].

Dado que los sistemas eléctricos de potencia se basan en máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, una condición necesaria para mantener estabilidad en un sistema es que todas las máquinas permanezcan en sincronismo.

La estabilidad de un sistema puede perderse, cuando el sistema se somete a una perturbación transitoria, como un cortocircuito en una línea de transmisión, la pérdida de un generador o una carga, caída de tensión en las cargas del sistema, pérdida de un enlace entre sistemas, fallas en equipo eléctrico primario, entre otras.

La comprensión de los problemas de estabilidad se puede facilitar por la clasificación de estabilidad.

2.2.- Clasificación de estabilidad

Dependiendo de la topología de la red, la condición de operación del sistema y del tipo de perturbación, los diferentes conjuntos de fuerzas opuestas pueden experimentar desequilibrio sostenido conducente a diferentes formas de inestabilidad. Por lo anterior la IEEE y CIGRE proporciona una base sistemática para la clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [2].



La clasificación de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia se basa en las consideraciones siguientes:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad según lo indicado por la variable del sistema principal en el que se puede observar la inestabilidad. (Estabilidad de ángulo, frecuencia o tensión).
- La magnitud de la perturbación, lo que influye en el método de cálculo y la predicción de la estabilidad (Estabilidad de gran perturbación y pequeña perturbación).
- Los equipos, procesos, y el lapso de tiempo que se debe tomar en cuenta con el fin de evaluar la estabilidad (Estabilidad de corto y largo plazo).

En la Figura 2.1 se presenta la clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, la identificación de sus categorías y subcategorías.

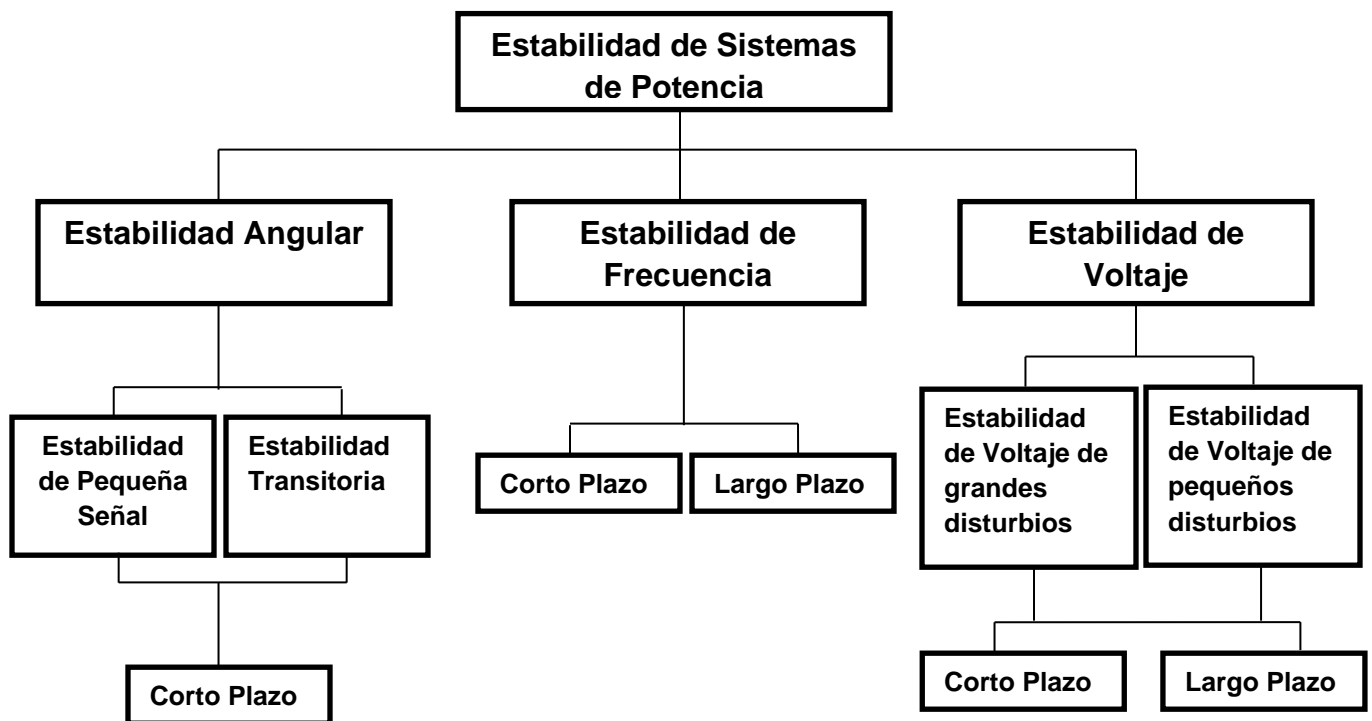


Figura 2.1 Clasificación de estabilidad [2]



2.3.- Estabilidad de tensión

En particular, el análisis de estabilidad de tensión permite determinar la capacidad del sistema de mantener niveles aceptables de tensión en todos los buses ante cualquier condición de operación.

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener estable la tensión en todos los buses del sistema después de ser sometido a una perturbación, dada una condición inicial de funcionamiento. Depende de la capacidad del sistema de mantener o restaurar el equilibrio entre la generación y la carga del sistema de potencia. La inestabilidad se puede producir en forma de una caída progresiva o aumento de tensión en algunos buses. Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área, o disparo de líneas de transmisión y otros elementos de sus sistemas de protección que conducen a interrupciones en cascada. También la inestabilidad de tensión se puede traducir en pérdida de sincronismo de algunos generadores [4].

El colapso de voltaje se refiere la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de la tensión que pueden conducir a un apagón o tensiones bajas en una parte significativa del sistema de potencia [2].

La causa de la inestabilidad de tensión son usualmente las cargas, en respuesta a una perturbación, la energía consumida por las cargas tiende a ser restaurada por la acción de ajuste de deslizamiento del motor, los reguladores de tensión, cambiadores de derivación de transformadores y termostatos

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de tensión es cuando la caída de tensión afecta el flujo de potencia activa y reactiva a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión, lo que limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y de soporte de tensión. La estabilidad de tensión se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de potencia reactiva disponibles.

La forma más común de inestabilidad de tensión es la caída progresiva de voltaje en los buses, pero también existe el riesgo de inestabilidad de sobre tensión.

Una forma de inestabilidad de la tensión que provoca sobretensiones no controladas es la auto-excitación de máquinas síncronas. Esto puede surgir si la carga



capacitiva de una máquina sincrónica es demasiado grande. Los ejemplos de cargas capacitivas excesivas que pueden iniciar la auto-excitación son líneas de alta tensión abiertas y capacitores en derivación y bancos de filtros de subestaciones HVDC.

2.3.1.- Estabilidad de Tensión de Gran Perturbación

Corresponde a la capacidad del sistema para mantener y controlar las tensiones en presencia de grandes perturbaciones, tales como: fallas, pérdidas de generadores o contingencias de líneas importantes. Esta capacidad es determinada por las características de las cargas del sistema y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección.

La determinación de la estabilidad de tensión para una gran perturbación, requiere de la evaluación del sistema desde el punto de vista dinámico no-lineal y modelamiento detallado de éste. El comportamiento del sistema debe ser analizado por un período de tiempo lo suficientemente grande como para permitir la identificación de las interacciones entre los dispositivos de control y protección.

Una definición para determinar la estabilidad de tensión de gran perturbación de un sistema de potencia indica que, después de haberse producido una perturbación y de haberse realizado las acciones de control correspondientes, si la tensión en todas las barras alcanza niveles aceptables, entonces el sistema es considerado estable [1].

2.3.2.- Estabilidad de Tensión de Pequeña Perturbación

Corresponde a la capacidad de un sistema de potencia para mantener las tensiones cuando el sistema es sometido a pequeñas perturbaciones, tales como pequeñas variaciones en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de las cargas y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección en un cierto instante de tiempo. Básicamente este concepto es usado para determinar, en cualquier instante, como responde la tensión del sistema ante pequeños cambios en algún nodo [1].

Los procesos básicos que contribuyen a la inestabilidad de tensión de pequeña perturbación son esencialmente de naturaleza correspondientes al régimen de estado estable; por lo tanto, los análisis estáticos pueden ser usados efectivamente en la determinación de los márgenes de estabilidad, identificando los factores determinantes del fenómeno y estudiando una amplia variedad de condiciones de operación del sistema, incluyendo un considerable número de escenarios post-contingencia.



Un criterio para evaluar la estabilidad de tensión de pequeña perturbación está basado en la sensibilidad entre la magnitud de las tensiones y la inyección de potencia reactiva en las barras, es decir, un sistema es estable respecto a la tensión si la sensibilidad $V-Q$ es positiva para todas las barras y, es inestable si la sensibilidad $V-Q$ es negativa para al menos una de las barras del sistema [1].

2.4.- Métodos de estudio de la estabilidad de tensión

Los métodos de estudio de la estabilidad de tensión se basan en técnicas de detección y predicción de la estabilidad de voltaje. La detección se utiliza para obtener el estado de operación de los nodos y la predicción encuentran los márgenes y límites de voltaje para la operación segura de los nodos. Estos estudios se realizan por medio de métodos analíticos y de monitoreo.

2.4.1- Métodos analíticos

Se utilizan para estudiar en detalle las causas y los efectos de la estabilidad de voltaje, así como el comportamiento de las variables y los elementos del sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan para definir soluciones preventivas y correctivas de la inestabilidad de voltaje. Cada uno de estos métodos utiliza técnicas matemáticas que requieren de herramientas computacionales eficientes para el análisis en grandes sistemas de potencia. Los estudios analíticos se pueden realizar en forma estática, como los métodos basados en flujos de carga convencionales y los flujos de carga progresivos. También se pueden realizar análisis dinámicos de los estados del sistema como los transitorios, de pequeña señal y casi estacionarios [14].

2.4.1.1.-Métodos basados en flujos de potencia convencionales

Son flujos de potencia estáticos que representan la variación de los voltajes en los nodos del sistema con respecto al cambio de la potencia de la carga. Estas técnicas calculan los estados, límites y márgenes de estabilidad de voltaje en el sistema de potencia, para el estado normal de operación y después de contingencias. Sus resultados se utilizan para graficar el voltaje versus la potencia y calcular los límites, márgenes, índices de proximidad a la inestabilidad e identificación de las áreas, nodos o elementos débiles del sistema. Las técnicas desarrolladas para los métodos de flujos convencionales son: análisis de sensibilidad, análisis por equivalentes de red, singularidad de la matriz Jacobiana, diferencia vectorial y técnicas basadas en energía.



Para este trabajo se utiliza un método basado en flujos de potencia convencionales como se describe en la sección 2.6.

2.4.1.2.- Métodos basados en flujos de potencia progresivos

Son métodos de análisis estáticos basados en flujos de potencia continuos que buscan con precisión los límites de estabilidad de voltaje; estos métodos pertenecen a una clase general de ecuaciones algebraicas no lineales.

2.4.1.3.- Técnicas de análisis dinámico

Estas técnicas se basan en soluciones de ecuaciones algebraicas en el dominio del tiempo y se utilizan para el análisis de transitorios y estabilidad de pequeña señal. Estas técnicas permiten crear diferentes escenarios que incluye el estado de operación normal y contingencias, y se utilizan para determinar los tiempos de respuestas y comportamientos de los elementos ante los diferentes eventos.

2.4.2.- Métodos de monitoreo

Son técnicas basadas en la toma de datos reales que permiten definir estados de operación, zonas críticas de la red, límites y márgenes de estabilidad de voltaje; ellos se utilizan como herramienta para la detección y predicción de la estabilidad de voltaje en línea o fuera de línea.

2.5.- Cargabilidad

Para este trabajo se utilizará la cargabilidad en líneas de transmisión, esta se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una o de un conjunto de líneas de transmisión manteniendo las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia.

Si se escoge al nivel de carga del sistema como parámetro de variación, se puede obtener gráficamente las curvas P-V, para lo cual, el margen de cargabilidad al colapso de tensión se define como la diferencia, en función de la carga, entre el punto de operación actual caracterizado por $\lambda_0=1$ y el punto de colapso del sistema identificado como $\lambda_{\text{crítico}}$, tal como se puede apreciar en la Figura 2.2. Para este trabajo se considera la λ_0 el parámetro de carga como la potencia activa de la línea de transmisión.

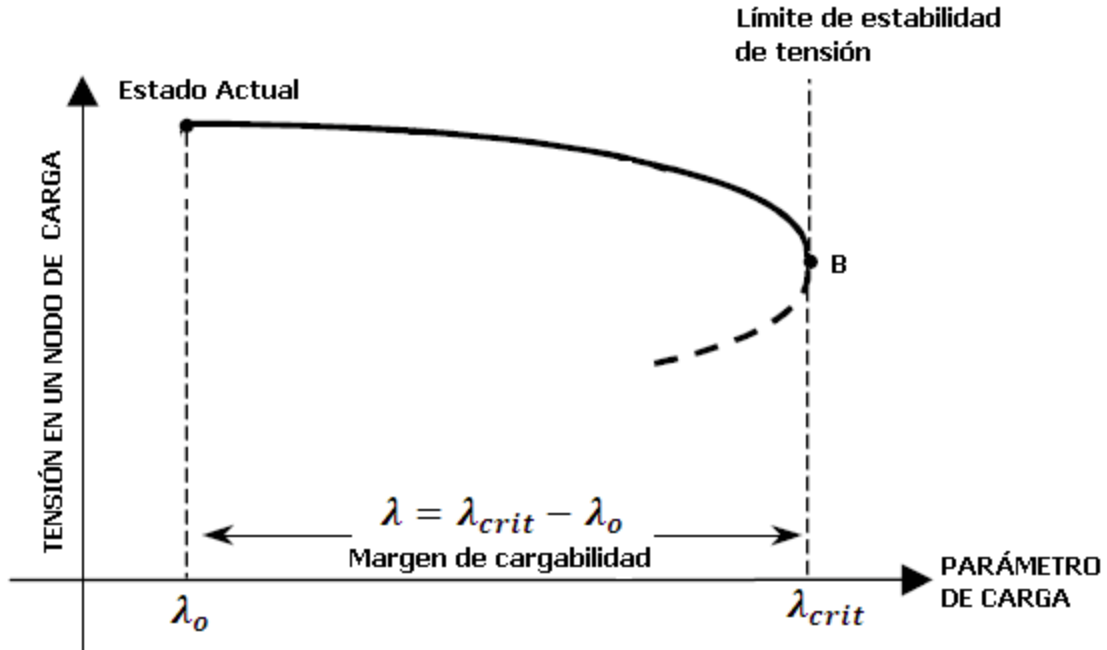


FIGURA 2.2. Definición del margen de cargabilidad

Las ventajas que presenta el margen de cargabilidad, en su uso como índice de estabilidad de tensión [5]:

- El margen de cargabilidad es sencillo, bien aceptado y fácilmente entendido.
- Este índice no se basa en un modelamiento particular del sistema, sino más bien, requiere solamente de un modelo estático del sistema de potencia. Puede ser calculado con modelos dinámicos, sin embargo, su valor es independiente de ellos.
- Es un índice preciso que toma muy en cuenta las no linealidades del sistema y los límites de potencia reactiva que se puedan encontrar con el incremento de carga; ya que su comportamiento no demuestra que tales límites han sido alcanzados, lo cual permite que no se presenten cambios bruscos en el cálculo del margen de cargabilidad.
- Una vez que el margen de cargabilidad se ha calculado, es fácil y rápido calcular sus sensibilidades con respecto a cualquier parámetro o variable de control del sistema.

Las desventajas que presenta el margen de cargabilidad como índice de estabilidad de tensión son las siguientes [5]:

- El margen de cargabilidad requiere cálculos en puntos alejados del punto de operación actual, lo cual se refleja en mayores esfuerzos computacionales que otros índices los cuales usan solamente la información del punto actual de operación. Esta es una limitante



muy importante para su uso en la operación en tiempo real de los sistemas de potencia, ya que el cálculo de este índice para grandes sistemas conllevaría tiempos muy altos, lo cual impide tomar las acciones necesarias y oportunas para garantizar la operación segura del sistema eléctrico.

-El margen de cargabilidad requiere asumir una dirección para el incremento de carga, información que a menudo no está fácilmente disponible.

2.6.- Método curvas PV

El método de curvas PV también llamadas curvas de nariz, es un método gráfico que es útil en el análisis conceptual de la estabilidad de voltaje, es el método más aceptado y conocido. Este método grafica la variación de la magnitud del voltaje en el nodo crítico con respecto a cambios de potencia activa de la carga del sistema. Es útil para analizar tanto redes radiales como malladas donde P es la potencia activa puede ser la carga total en un área, o bien, puede ser la transferencia de potencia a través de un enlace de transmisión o interconexión, y V es el voltaje en el nodo crítico o representativo del sistema [10].

La formulación matemática para la obtención de dichas curvas es la siguiente; para ello, se hará referencia al sistema radial simple descrito en la Figura 2.3.

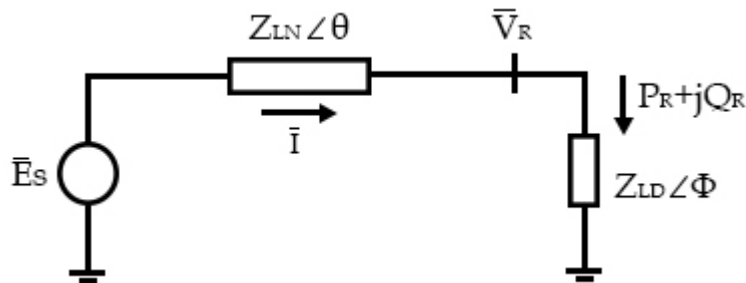


Figura 2.3 Sistema radial simple para obtención de las curvas P-V [1]

En este esquema, podemos calcular la corriente I de la siguiente manera:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{(Z_{LN} \cos(\theta) + Z_{LD} \cos(\Phi))^2 + (Z_{LN} \sin(\theta) + Z_{LD} \sin(\Phi))^2}} \quad (2.1)$$

O lo que es lo mismo:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_s}{Z_{LN}} \quad (2.2)$$



Dónde:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) \cos(\theta - \Phi) \quad (2.3)$$

La magnitud de la tensión en la barra R está dado por:

$$V_R = Z_{LD} I \quad (2.4)$$

$$V_R = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} E_S \quad (2.5)$$

La potencia activa suministrada a la carga es:

$$P_R = V_R I \cos(\Phi) \quad (2.6)$$

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_S}{Z_{LN}} \right)^2 \cos(\Phi) \quad (2.7)$$

La relación entre la potencia activa y el voltaje desde el punto de vista de la estabilidad de tensión es muy sugestiva, pues nos permite determinar el punto para el cual se produce el colapso de tensión y también la máxima transferencia de potencia. La curva P-V para un factor de potencia de 0.95 en retraso es mostrado en la Figura 2.4.

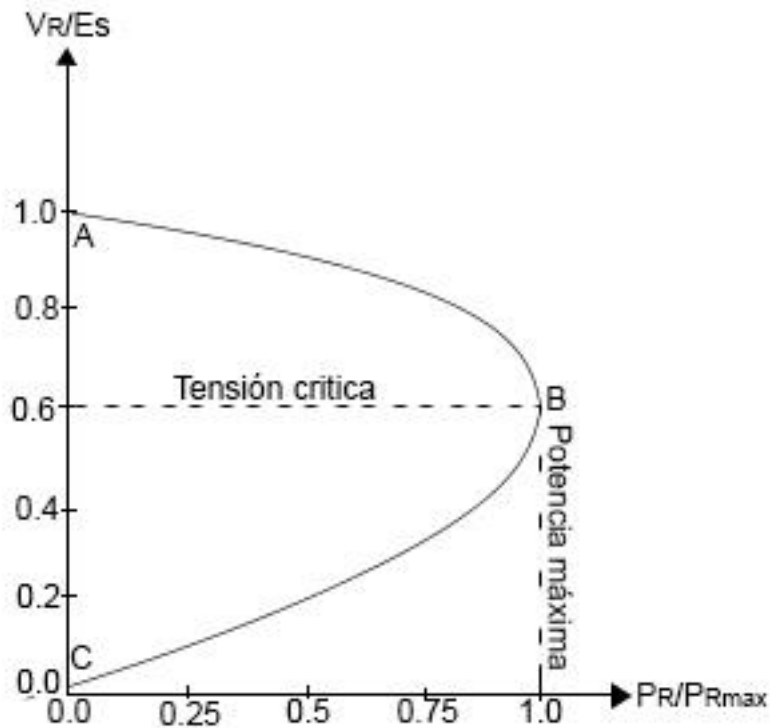


Fig. 2.4 Curva P-V para el sistema de la fig. 2.3 $\cos(\Phi)=0.95$ [5]

Otra característica muy importante de las curvas P-V es que a través de ellas se puede determinar las regiones estables e inestables, en este caso, la región AB se considera estable y la región BC inestable, por tanto, el punto B representa el punto de máxima cargabilidad o punto de colapso de tensión.

Para cada valor de P existen dos valores de tensión posibles, denominadas soluciones de alto voltaje con baja corriente y de bajo voltaje con alta corriente, sin embargo, tomando como base las regiones de estabilidad descritas, solo es posible la solución de alto voltaje ya que esta solución se encuentra en la zona de operación factible desde el punto de vista de la estabilidad.

La estabilidad de tensión depende de las relaciones entre la potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y la tensión (V), es por esta razón que las curvas PV varían conforme cambia el factor de potencia, tal como se observa en la Figura 2.5.

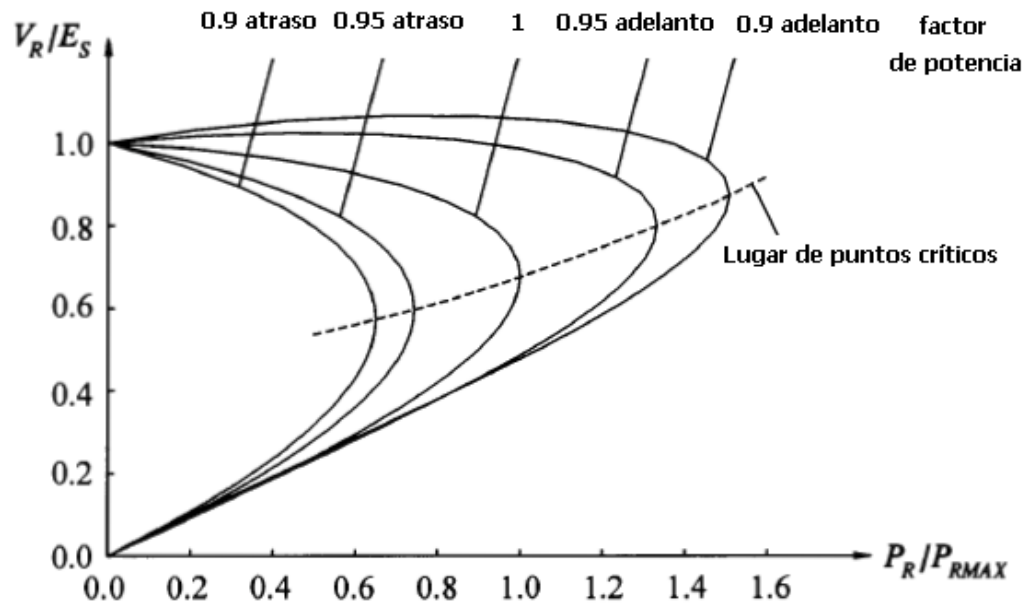


Fig. 2.5 Curvas P-V para el sistema de la fig. 2.3, para diferentes factores de potencia [5]

El lugar de los puntos críticos de operación se muestra para distintos factores de potencia en la Figura 2.5, esto nos indica que, cuando se tiene compensación de tipo capacitiva (factor de potencia en adelanto), la máxima potencia de transferencia incrementa, sin embargo, al mismo tiempo las tensiones críticas correspondientes también son incrementadas; por lo tanto, se puede concluir que, en una línea de transmisión que disponga de un elevado nivel de compensación capacitiva, las tensiones que inicialmente eran normales llegan a ser tensiones críticas.

El proceso de cálculo de los márgenes de estabilidad de tensión para el caso base y para la ocurrencia de contingencias se describe a continuación [9]:

Cálculo de margen de estabilidad para caso base a través de análisis estático. Como se describió anteriormente, para el cálculo de una curva P-V, la carga del sistema es incrementada paso a paso y para cada nivel de carga se resuelve un flujo de potencia. El punto crítico de estabilidad de tensión se alcanza para el nivel de carga más allá del cual no existe una solución del flujo de potencia. El incremento de la carga del sistema desde un punto de operación inicial (A) hasta el punto crítico (B) representa el margen de estabilidad de tensión para el caso base. Esto se puede apreciar en la Figura 2.6.

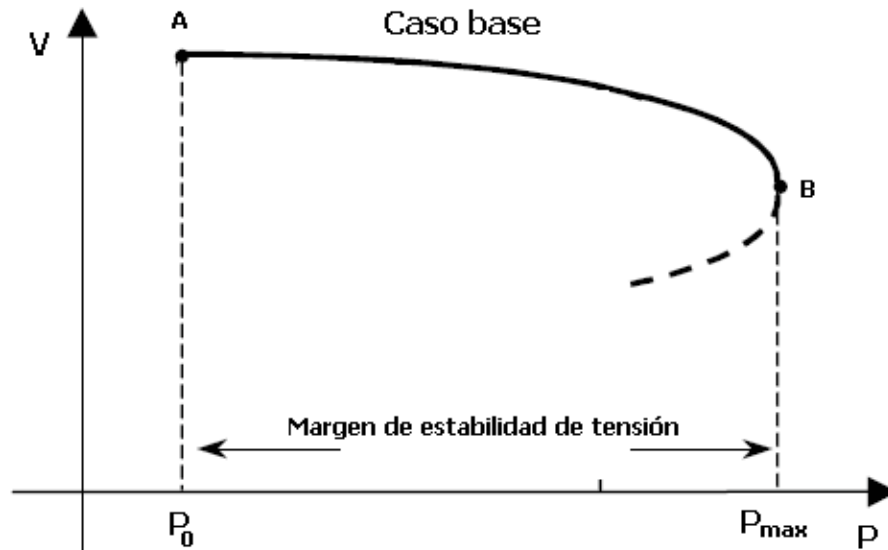


Fig. 2.6 Margen de estabilidad de tensión, caso base

Cálculo de márgenes de estabilidad de tensión para todas las contingencias a través de análisis estático. A diferencia del caso anterior, en este método se aplican contingencias al sistema antes de resolver los flujos de potencia. El último nivel de carga donde la solución del flujo de potencia existe en el estado post-contingencia es el punto crítico de este estado (C) y por tanto, el incremento de carga en el sistema pre-contingencia desde el punto inicial de operación (A) hasta este punto corresponde al margen de estabilidad de tensión para cada contingencia. Esto se puede apreciar en la Figura 2.7 [8].

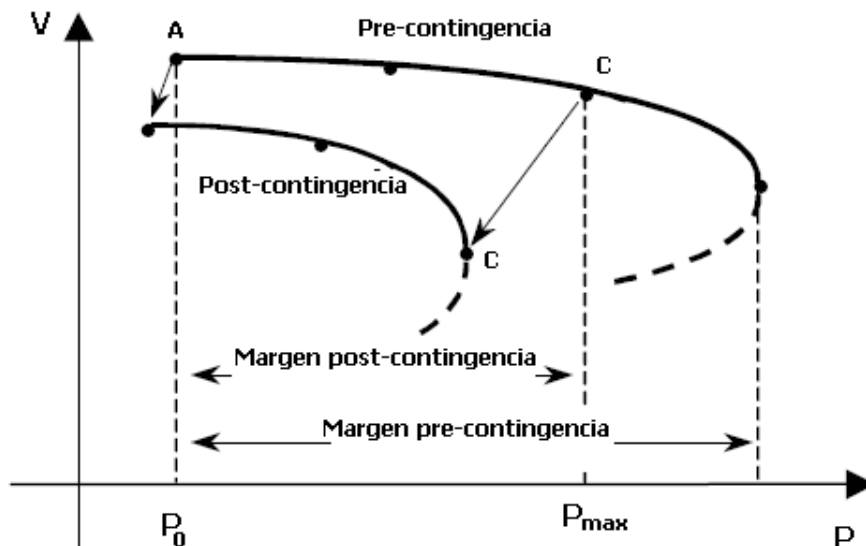


Fig. 2.7 Margen de estabilidad de tensión para contingencias [8]



CAPÍTULO 3. UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL

3.1.- Definición de PMU

Un PMU (Phasor measurement unit) o unidad de medición fasorial es un dispositivo que proporciona la frecuencia y sincrofasores estimados de un sistema eléctrico, así como también puede proporcionar información calculada como megawatts (MW) y megavars (MVAR), y también tiene la capacidad de proporcionar palabras digitales como el estado del GPS por ejemplo.

El PMU puede proporcionar estimaciones de fasores sincronizados de una o más formas de onda de tensión o de corriente. El PMU puede ser un dispositivo físico independiente o puede formar parte de un dispositivo multifunción tal como un relevador de protección. La información proporcionada de un PMU puede ser grabada localmente o transmitida en tiempo real a otra ubicación, como se ilustra en la Figura 3.1 [7].

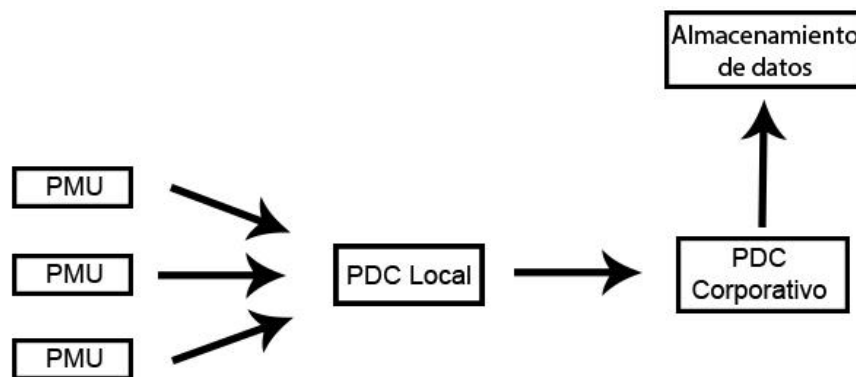


Figura 3.1 Red de PMUs

En la Figura 3.2 se muestra un esquema simple de la conexión básica de un PMU.

Un PMU debe contar con un GPS para su sincronización, las señales analógicas de corrientes y voltaje, y un dispositivo que reciba los datos de la PMU.

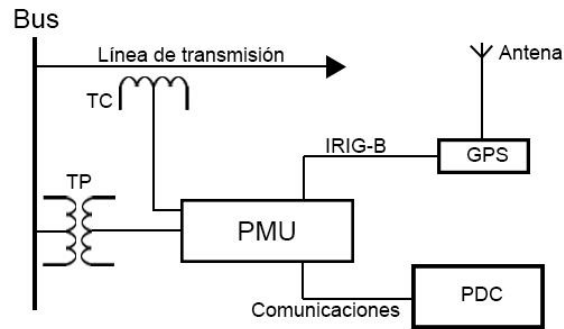


Figura 3.2 Conexión de una PMU

3.2.- Sincrofasores

Un fasor es la representación compleja de una señal sinusoidal que varía en el tiempo, y es expresado en función de una magnitud del valor eficaz de la señal y un ángulo de desfase respecto a una referencia dada.

Las tensiones e intensidades de la red eléctrica son ondas senoidales que vienen representadas, de forma genérica, por la ecuación:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.1)$$

Dónde:

X_m : Representa el valor de pico de la onda

φ : Fase en radianes, en el instante $t=0$

$\omega = 2\pi f$: Frecuencia angular en rad/seg. f =frecuencia.

Dicha onda coseno puede ser representada por la proyección en el eje de abscisas, o parte real, de un vector (representado en el plano complejo Re-Im), que rota a una velocidad ω , y que forma, un ángulo φ con respecto al eje real, dicha equivalencia se puede observar en la Figura 3.3:

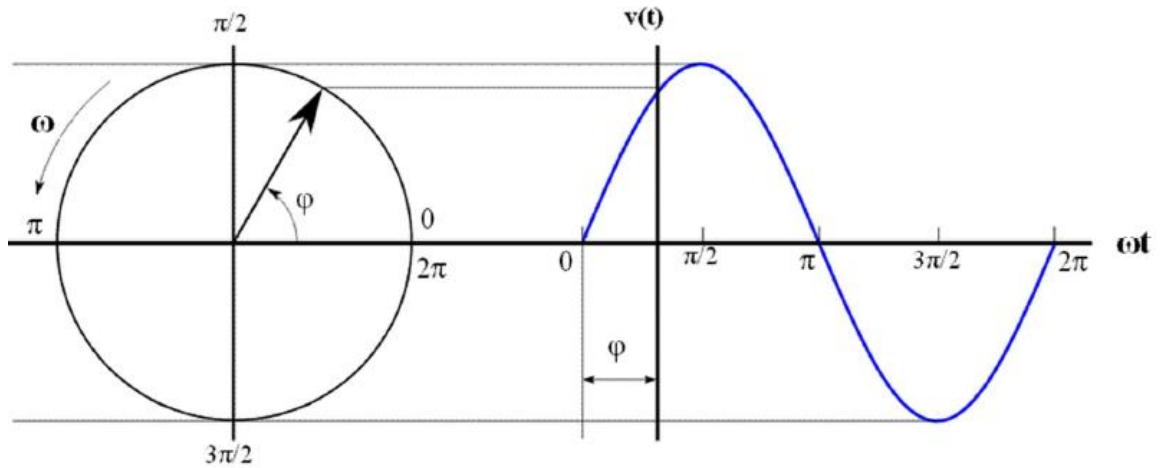


Figura 3.3 Equivalencia entre una onda seno y un vector rotativo

Por ello la ecuación (3.1) se puede expresar como:

$$x(t) = \text{Re}[X_m \cdot e^{j(\omega t + \varphi)}] = \text{Re}[X_m \cdot e^{j\varphi} \cdot e^{j(\omega t)}] \quad (3.2)$$

Dada la dificultad de representación de un vector rotativo girando a una velocidad ω en el plano complejo, éste se representa únicamente en determinados instantes de tiempo, obteniendo un vector estático como el representado en la Figura 3.4, denominado fasor:

$$\tilde{X} = X_m \cdot e^{j\varphi} = X_m \cdot (\cos\varphi + j\sin\varphi) = X_m \angle \varphi \quad (3.3)$$

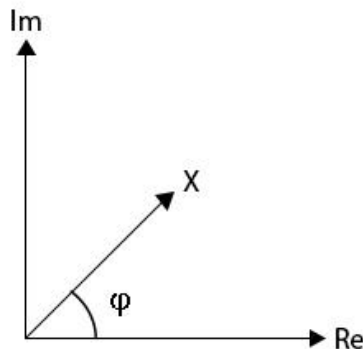


Figura 3.4 Representación en el plano complejo del fasor X



Un sincrofasor es un fasor referido a una onda coseno de frecuencia nominal (50 / 60 Hz), sincronizada con la hora UTC (Universal Time Coordinated), es decir con su valor máximo en el cambio del segundo UTC. Para calcular un sincrofasor X asociado a una onda coseno $x(t)$, una PMU necesitará leer tanto la onda $x(t)$ como la onda coseno de referencia sincronizada con la hora UTC (a la cual se le llama “onda coseno universal”) [8].

Para que una PMU construya la onda coseno universal, debe conocer con gran exactitud el momento del cambio del segundo UTC (máximo de dicha onda), a través de una señal de sincronización de Pulso por Segundo (PPS – Pulse per Second: tren de pulsos cuadrados de 1 Hz con el flanco de subida coincidiendo con el cambio del segundo). Por otra parte deberá saber la hora UTC asociada a dicho segundo. La mejor fuente de sincronización que puede proporcionar la información anterior es un GPS. A partir de dicha señal, la propia PMU obtendrá la señal de PPS y la hora UTC.

Una vez que la PMU ha definido la onda coseno universal ya puede calcular el sincrofasor asociado a una onda coseno $x(t)$.

Para calcular un sincrofasor se utiliza un algoritmo de estimación fasorial, como los empleados hoy en día en los equipos de protección, control y medición. Normalmente, dichos algoritmos consideran, una vez muestreada la onda observada, un número N de muestras en el tiempo para efectuar la estimación del fasor. El algoritmo más comúnmente empleado es la transformada discreta de Fourier (DFT – Discrete Fourier Transform), por su capacidad para eliminar armónicos, velocidad y forma recursiva de cálculo.

3.3.- Concentrador de datos fasoriales (PDC)

La función de un concentrador de datos de fasores (PDC: Phasor Data Concentrator) es recibir la información proveniente de una o más unidades de medición fasorial o de otros concentradores de datos, organizados de acuerdo a su estampa de tiempo, obteniendo como resultado medidas de toda la red de PMU's disponible para enviarla en un solo paquete de información hacia los históricos, otros PDC's o aplicaciones de análisis de datos. Otra función del concentrador de datos es informar el estado del sistema de monitoreo general, creando registros del rendimiento tales como informes de pérdida de conexión, pérdida de datos y datos erróneos.

El PDC también realiza análisis de calidad de los datos de entrada e inserta banderas que indican la calidad de los datos en los productos de salida del concentrador, ya sea paquetes en formato IEEE C37.118, datos hacia históricos o software de análisis de datos. Figura 3.5.

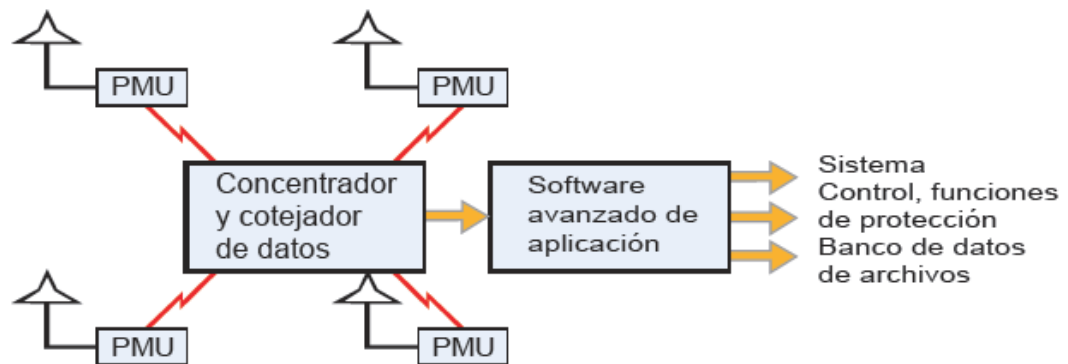


Figura 3.5 Diagrama de concentrador de datos fasorial

La función de un PDC varía de acuerdo a su utilización y localización, las capacidades de procesamiento también se verán afectadas de acuerdo a estos factores. El concentrador de datos puede ser utilizado de forma local, regional o como PDC central también llamado SuperPDC.

3.4.-Estándar “IEEE Std C37.118”

Este estándar define conceptos como fasor, sincrofasor, PDC, PMU entre otros, también describe los requerimientos de tiempo para la sincronización de una PMU, describe los requisitos para la verificación de las mediciones. Se describe la forma de comunicación para la transferencia de datos confiables y todo lo relacionado con los sincrofasores.

El estándar “IEEE Std C37.118™” define los formatos de archivos de salida suministrados por las unidades PMU de medición de fasores. Se definen dos archivos (Encabezamiento y Configuración) para la configuración y la asistencia a la interpretación de los datos de los fasores, así como el formato del archivo de salida binario en tiempo real, que consta de fasores y de la marca de tiempo e incluye la salida principal de las unidades PMU. El estándar ha sido de gran ayuda para garantizar que las futuras aplicaciones de la medición sincronizada de fasores puedan acceder a los datos de fasores suministrados por las unidades PMU de los distintos fabricantes.

El Std C37.118 define 4 tipos de mensajes: datos, configuración, cabecera y comandos.



En el caso de este trabajo se utiliza el mensaje de configuración para obtener los factores de conversión que deben multiplicar a los datos análogos y obtener el valor real de la medición.

El mensaje de datos el cual contiene los valores medidos, la estampa de tiempo, entre otros datos. Este mensaje consta de datos binarios ordenados como se muestra en la Tabla 3.1 (tabla 5 del estándar C37.118) y se describe a detalle en la tabla 3.2 (tabla 6 del estándar C37.118). El mensaje siempre comienza con SYNC, Framesize, IDCODE y SOC y termina con CRCCITT. Estas tablas se muestran a continuación.

No.	Field	Size (bytes)	Comment
1	SYNC	2	Sync byte followed by frame type and version number.
2	FRAMESIZE	2	Number of bytes in frame, defined in 6.2.
3	IDCODE	2	PMU/DC ID number, 16-bit integer, defined in 6.2.
4	SOC	4	SOC time stamp, defined in 6.2, for all measurements in frame.
5	FRACSEC	4	Fraction of Second and Time Quality, defined in 6.2, for all measurements in frame.
6	STAT	2	Bitmapped flags.
7	PHASORS	4 × PHNMR or 8 × PHNMR	Phasor estimates as defined in Clause 5. May be single-phase or 3-phase positive, negative, or zero sequence. Values are 4 or 8 bytes each depending on the fixed 16-bit or floating-point format used, as indicated by the configuration frame.
8	FREQ	2 / 4	Frequency (fixed or floating point).
9	DFREQ	2 / 4	Rate of change of frequency (fixed or floating point).
10	ANALOG	2 × ANNMR or 4 × ANNMR	Analog data, 2 or 4 bytes per value depending on fixed- or floating-point format used, as indicated by the configuration frame.
11	DIGITAL	2 × DGNMR	Digital data, usually representing 16 digital status points (channels).
	Repeat 6–11		Fields 6–11 are repeated for as many PMUs as in NUM_PMU field in configuration frame.
12+	CHK	2	CRC-CC

Tabla 3.1 Organización de la Trama de Datos del “IEEE Std C37.118™” [7]



“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”

Field	Size (bytes)	Comments										
STAT	2	<p>Bitmapped flags.</p> <p>Bit 15: Data valid, 0 when PMU data is valid, 1 when invalid or PMU is in test mode.</p> <p>Bit 14: PMU error including configuration error, 0 when no error.</p> <p>Bit 13: PMU sync, 0 when in sync.</p> <p>Bit 12: Data sorting, 0 by time stamp, 1 by arrival.</p> <p>Bit 11: PMU trigger detected, 0 when no trigger.</p> <p>Bit 10: Configuration changed, set to 1 for 1 min when configuration changed.</p> <p>Bits 09–06: Reserved for security, presently set to 0.</p> <p>Bits 05–04: Unlocked time: 00 = sync locked, best quality 01 = Unlocked for 10 s 10 = Unlocked for 100 s 11 = Unlocked over 1000 s</p> <p>Bits 03–00: Trigger reason:</p> <table border="0"> <tr> <td>1111–1000:</td> <td>Available for user definition</td> </tr> <tr> <td>0111: Digital</td> <td>0110: Reserved</td> </tr> <tr> <td>0101: df/dt high</td> <td>0100: Frequency high/low</td> </tr> <tr> <td>0011: Phase-angle diff</td> <td>0010: Magnitude high</td> </tr> <tr> <td>0001: Magnitude low</td> <td>0000: Manual</td> </tr> </table>	1111–1000:	Available for user definition	0111: Digital	0110: Reserved	0101: df/dt high	0100: Frequency high/low	0011: Phase-angle diff	0010: Magnitude high	0001: Magnitude low	0000: Manual
1111–1000:	Available for user definition											
0111: Digital	0110: Reserved											
0101: df/dt high	0100: Frequency high/low											
0011: Phase-angle diff	0010: Magnitude high											
0001: Magnitude low	0000: Manual											
PHASORS	4 / 8	<p>16-bit integer values:</p> <p>Rectangular format:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Real and imaginary, real value first — 16-bit signed integers, range $-32\,767$ to $+32\,767$ <p>Polar format:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Magnitude and angle, magnitude first — Magnitude 16-bit unsigned integer range 0 to 65 535 — Angle 16-bit signed integer, in radians $\times 10^4$, range $-31\,416$ to $+31\,416$ <p>32-bit values in IEEE floating-point format:</p> <p>Rectangular format:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Real and imaginary, in engineering units, real value first <p>Polar format:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Magnitude and angle, magnitude first and in engineering units — Angle in radians, range $-\pi$ to $+\pi$ 										
FREQ	2 / 4	<p>Frequency deviation from nominal, in millihertz (mHz)</p> <p>Range—nominal (50 Hz or 60 Hz) -32.767 to $+32.767$ Hz</p> <p>16-bit integer or 32-bit floating point.</p> <p>16-bit integer: 16-bit signed integers, range $-32\,767$ to $+32\,767$.</p> <p>32-bit floating point: actual frequency value in IEEE floating-point format.</p>										
DFREQ	2 / 4	<p>Rate-of-change of frequency, in Hz per second times 100</p> <p>Range -327.67 to $+327.67$ Hz per second</p> <p>Can be 16-bit integer or IEEE floating point, same as FREQ above.</p>										
ANALOG	2 / 4	<p>Analog word. 16-bit integer. It could be sampled data such as control signal or transducer value. Values and ranges defined by user.</p> <p>Can be 16-bit integer or IEEE floating point.</p>										
DIGITAL	2	<p>Digital status word. It could be bitmapped status or flag. Values and ranges defined by user.</p>										

Tabla 3.2 Definiciones de las palabras de la trama de datos. “IEEE Std C37.118™” [7]

Siguiendo estas tablas se logra decodificar las tramas de datos que envía la PMU para poder monitorear en tiempo real la cargabilidad de las líneas de transmisión de interés para este trabajo.



3.5.-Sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS)

WAMS (Wide area measurement systems o Sistemas de monitoreo de área amplia), son sistemas de medición basados en la transmisión de señales analógicas y / o información digital utilizando los sistemas de telecomunicaciones y permitiendo la sincronización (fecha y hora) de las mediciones usando una referencia de tiempo común [3].

Los equipos de medición utilizados por los sistemas de monitoreo de área amplia, tienen sus propios medios para estar sincronizados a la referencia común que es el tiempo universal coordinado (UTC), estos medios pueden ser por medio de señales de radio, por GPS, entre otras.

El sistema de posicionamiento global (GPS) es el resultado de muchos años de investigaciones llevadas a cabo por las instituciones civiles y militares de Estados Unidos con el objetivo de desarrollar un sistema de navegación muy precisa. El sistema ha sido puesto a disposición de los usuarios civiles de todo el mundo. La precisión del sistema GPS es aproximadamente $1\mu\text{s}$ que es suficiente para medir fasores de corriente alterna con frecuencias de 50 o 60 Hz. Esta señal es muy importante para los sistemas de monitoreo de área amplia ya que se utiliza para la sincronización de los dispositivos de WAMS.

Las posibilidades de medir fasores de tensión y corriente en un sistema eléctrico por medio de sistemas de monitoreo de área amplia ha creado nuevas posibilidades de control:

- Monitoreo de las operaciones de un sistema de potencia desde el punto de vista de ángulos, magnitudes y frecuencia. Esto se conoce como monitoreo de área amplia (wide area monitoring “WAM”).
- Aplicaciones especiales de protección de sistema de potencia basado en la medición de fasores en una gran área de un sistema de potencia. Esta protección se conoce como protección de área amplia (wide área protection “WAP”).
- Aplicación de sistemas de control basados en la medición de fasores en grandes áreas de un sistema de potencia. Tal control se conoce como control de área amplia (wide area control “WAC”).



Los WAMS integrados con WAM, WAP y WAC se denominan sistemas de monitoreo, protección y control de área amplia, (wide area measurement, protection and control “WAMPAC”).



CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE APLICACIÓN DE MONITOREO DE CARGABILIDAD

4.1.-Introducción

El desarrollo de este software para monitoreo de curvas PV en tiempo real se puede dividir en tres partes que se mencionan a continuación:

- Cálculo de curvas PV.
- Adquisición y procesamiento de datos en tiempo real.
- Graficación de curva PV y datos en tiempo real.

Una vez teniendo las tres partes del software se conjuntan de forma que se presenta la curva de nariz para sus diferentes contingencias en un plano P vs V, en el cual también se grafica un punto que se forma por el valor actual de voltaje en el bus de interés (eje X) y la suma de potencia de las líneas que forman el corredor de interés (eje Y).

A continuación se explica a detalle las tres partes del software para monitoreo de curvas PV.

4.2.- Cálculo de curvas PV

En este trabajo se calculan las curvas PV de las líneas de transmisión de interés con el software PSSE (Power system simulator for engineering o Simulador de sistemas de potencia para ingeniería), el cual fue proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad junto con el Sistema Interconectado Nacional modelado en el software.

Para calcular estas curvas en el PSSE, en general se corren flujos de potencia iterativamente, incrementando la carga y ajustando la generación de la red como se detalla a continuación:

1.- Se elige un nodo del área de estudio, en el cual se observará la variación de voltaje, conforme la transferencia de potencia hacia el área mencionada se incrementa.

Los voltajes monitoreados son los datos del eje “Y” de la curva PV.



2.- Se debe identificar el corredor de potencia el cual puede estar formado por una o más líneas de transmisión, en el cual se observará el flujo de potencia de acuerdo al incremento de carga en el área de interés.

Esta potencia activa monitoreada es el dato del eje “X” de la curva PV.

3.- Se elige una región de estudio en la cual se incrementará gradualmente la carga. Esta región es generalmente una parte del sistema que se espera puede ser susceptible a presentar problemas de colapso de voltaje y puede ser tan pequeña o grande como sea necesario.

Las variables que se irán modificando son, la carga interna de la región de estudio a un factor de potencia constante y, la generación externa.

4.- Se configura el modelo de las cargas del área de estudio inicialmente en un nivel de aproximadamente un 20% de la demanda máxima esperada. El hecho de desarrollar la curva PV desde niveles de carga inferiores, brinda el beneficio de identificar los puntos de operación para los cuales pueden ser anticipados los problemas.

La generación externa debe ser disminuida para igualar el nivel reducido de carga en el área de estudio.

5.- Ajustar la generación interna del área de estudio a un nivel constante (sin variación) de las unidades en línea. Dicho de otra manera, la salida de potencia activa de los generadores internos debe permanecer sin cambios durante el análisis PV.

Se permite que la salida de potencia reactiva Q de las unidades generadoras se vaya ajustando conforme se va formando la curva PV. De esta forma, el colapso de voltaje ocurrirá en la región de estudio después de que la capacidad de potencia reactiva de sus generadores sea rebasada.

6.- Elegir la condición operativa del sistema que será simulada. Esta condición del sistema debe ser representada antes de que las cargas internas y la generación externa sean escaladas para desarrollar la curva PV.

Un análisis PV de pre-contingencia indica la máxima capacidad de la región de estudio para alimentar la carga.

Posteriormente, se realiza la simulación de las probables contingencias más críticas para asegurarse de que se cumpla con los márgenes de estabilidad de voltaje y, para obtener información respecto a las condiciones de operación en estado estable que se presentarán después de cada contingencia.



7.- Resolver el caso inicial de flujos de potencia partiendo de un nivel bajo de carga o de un flujo en el enlace.

8.- Grabar los voltajes de los nodos monitoreados y el nivel de carga o de la transferencia de potencia por el enlace para los cuales se resolvió el caso de flujos.

9.- Escalar las cargas y la generación externa para satisfacer el incremento de carga.

Los incrementos de carga pueden ser más grandes en bajos niveles de carga que los incrementos realizados para los altos niveles los cuales se encuentran muy cerca de la nariz de la curva PV.

Cuando el caso de flujos no tenga convergencia después de un incremento de carga, es necesario volver al último caso resuelto y escalar las cargas en un 25% o 50% de la cantidad que anteriormente se habían escalado.

10.- Los resultados del análisis PV pueden indicar que, en el punto de colapso, el perfil de voltaje de una región es significativamente más bajo que el mínimo permitido para condiciones operativas aceptables.

En estos casos, el límite del sistema debe ser determinado mediante otro criterio de voltaje, por ejemplo, el mínimo nivel de voltaje permisible operativamente.

Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que, en algunas regiones con alto grado de compensación capacitiva en derivación, el punto de colapso ocurrirá ante voltajes de nodo que aparentemente son aceptables. En estos casos, se le debe asignar al sistema un punto de operación con un margen de seguridad respecto al punto de colapso de voltaje.

Todos los pasos anteriores deben de repetirse para cada una de las contingencias que se deben tener en cuenta para cada corredor de energía que se realice el estudio.

4.3.- Adquisición y procesamiento de datos

Este módulo del software tiene como objetivo conectarse a una PMU por medio de una red de monitoreo de área amplia con el protocolo TCP/IP y por este medio adquirir la trama de datos que envía la PMU, la trama esta codificada con el estándar C37.118.

Una vez que la aplicación, tiene la trama de datos en hexadecimal se procede a decodificarla para tener los datos de interés.



La conexión por medio de TCP/IP con la unidad de medición fasorial se logra con la aplicación programada con LabView, esta se muestra en la Figura 4.1, la cual con ayuda del toolkit “data communication” se abre la comunicación con la PMU dando la IP, el puerto y el tamaño en bytes de la trama de datos y en seguida se envía a este una petición de datos con el mensaje hexadecimal codificado de acuerdo a el estándar C37.118, después de esto la PMU contesta con el envío de la trama de datos a nuestro PDC cada 50 milisegundos en nuestro caso.

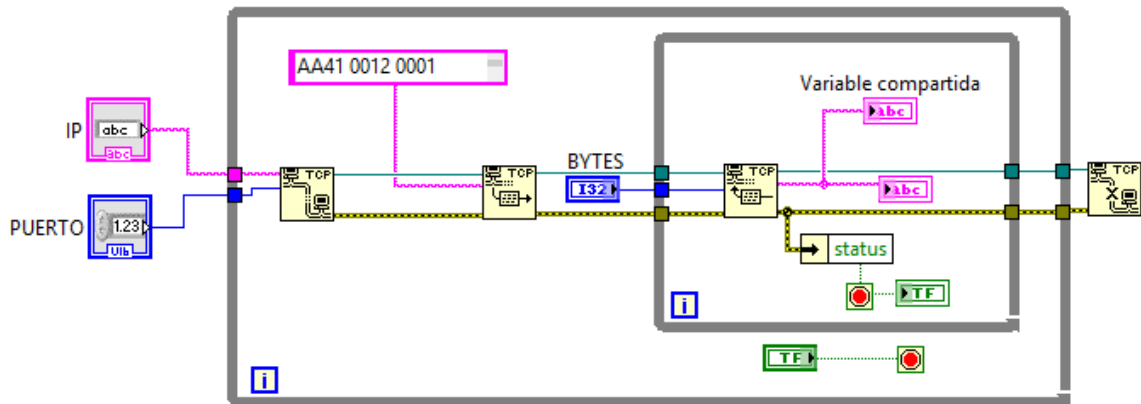


Figura 4.1 Diagrama de bloques de la adquisición de datos de una PMU

Cabe mencionar que esta aplicación de conexión ya está preparada para que en caso de que la PMU pierda la comunicación temporalmente, el software se reconecta automáticamente cuando la PMU esté disponible.

Ya que tenemos la trama de datos en hexadecimal como se muestra en la Figura 4.2, se debe decodificar esta para poder extraer los fasores de voltaje y corriente necesarios para calcular la potencia.



“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”

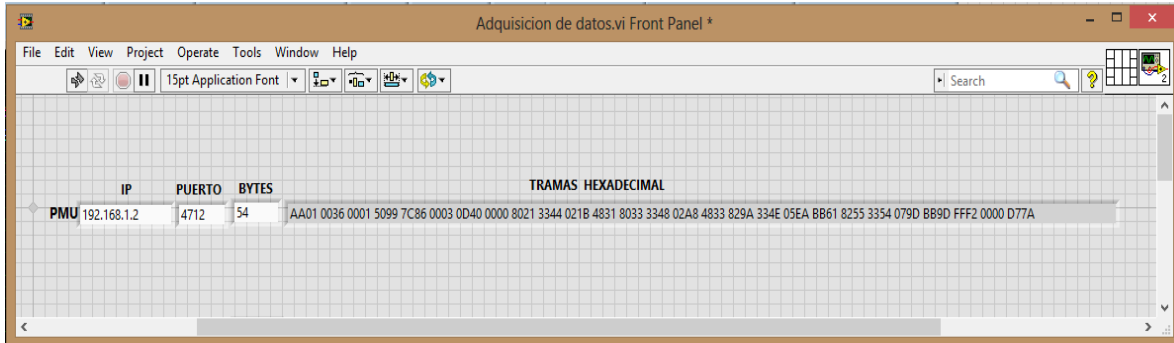


Figura 4.2 Panel frontal de la adquisición de datos de una PMU

La trama se decodifica siguiendo lo especificado en las tablas 5 y 6 del estándar C37.118, de esta trama en hexadecimal en nuestro caso utilizamos la estampa de tiempo, los fasores de corriente y voltaje, la calidad del tiempo la comprobación de redundancia cíclica (CRC) [7].

Para poder procesar los fasores de voltaje y corriente tenemos que leer de la trama de configuración o “configuration frame” los factores de conversión, ya teniendo estos podemos tener los fasores de voltaje y corriente y con estos calcular la potencia que tenemos en nuestras líneas de transmisión.

También la aplicación tiene un indicador para saber que el GPS este trabajando correctamente y con esto nos aseguremos que la estampa del tiempo sea la correcta.

La aplicación realiza la comprobación de redundancia cíclica (CRC) para comprobar que la trama de datos haya llegado sin errores a nuestro PDC.

En la Figura 4.3 se muestra el panel frontal del módulo de la aplicación en el que se procesan los datos de una PMU. En este módulo se insertan en un arreglo con todos los datos procesados para que estos estén disponibles para el uso en el módulo de graficación de datos.

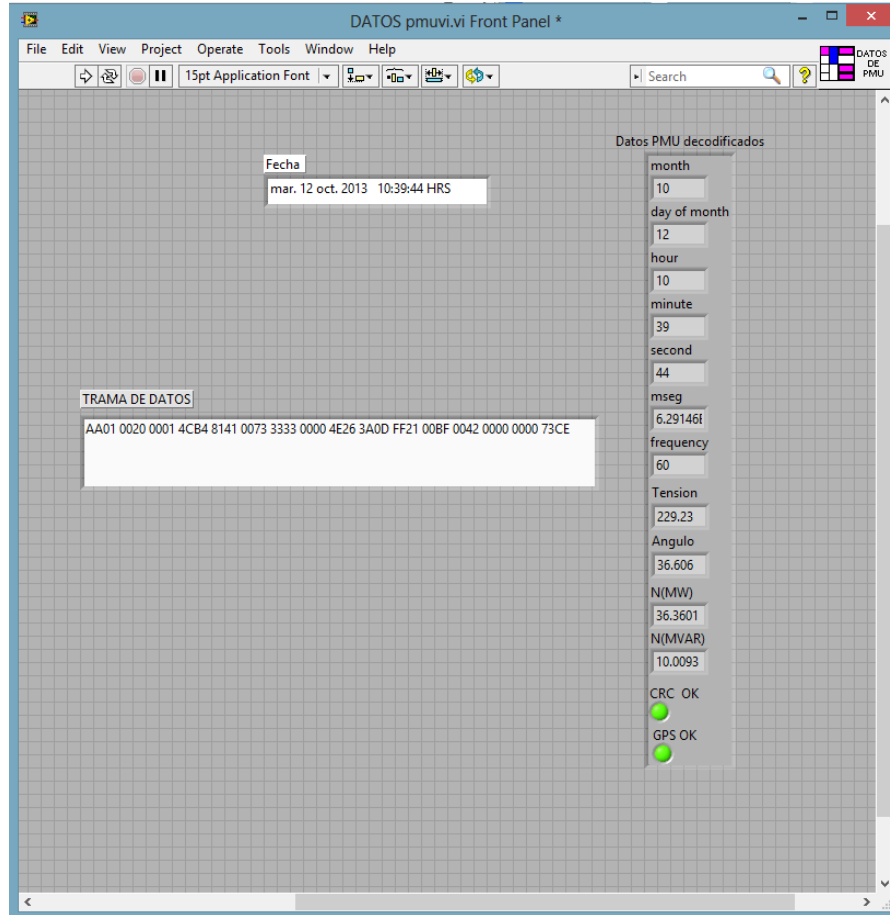


Figura 4.3. Datos de la PMU procesados en la aplicación

4.4.- Elaboración de graficas de datos

Una vez que se tienen los datos para graficar las Curvas PV para las diferentes contingencias y se tienen los datos del PMU procesados se pueden conjuntar estos datos en una sola grafica para su fácil interpretación.

Este módulo de la aplicación es el que se muestra al usuario y con el cual se trató de presentar de la forma más sencilla posible un indicador de la estabilidad de tensión, en este caso monitoreando la cargabilidad de un corredor de transmisión de energía de un sistema eléctrico de potencia y graficándolo sobre su curva PV como se muestra en la Figura 4.4.

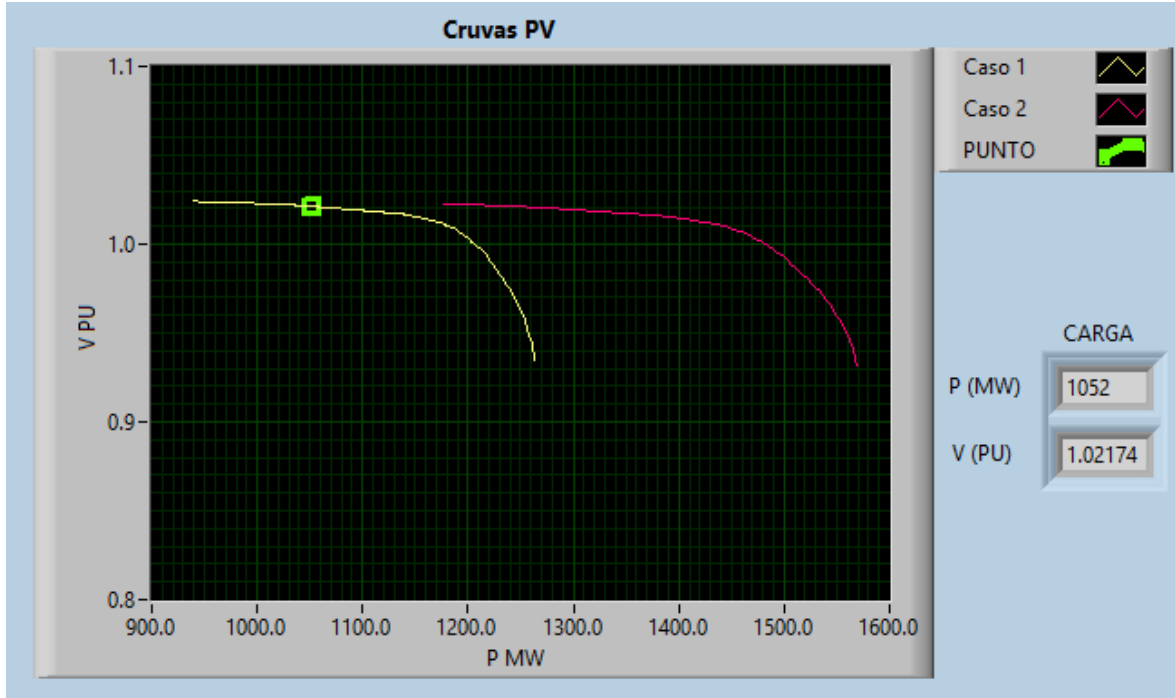


Figura 4.4. Panel frontal principal de la aplicación

En la Figura 4.4 podemos observar que en la misma grafica se presentan las curvas PV de los diferentes casos que su pueden presentar para un corredor de energía eléctrica, por ejemplo, si el corredor se forma por dos líneas de transmisión paralelas se debe considerar un caso cuando solo está en servicio una de las líneas y otro caso cuando están en servicio las dos líneas.

También se grafica en este caso un punto verde en la gráfica la coordenada que forma el voltaje y la potencia del corredor de transmisión de energía que se está midiendo en tiempo real con la unidad de medición fasorial.

Esta pantalla final es de muy fácil interpretación para identificar riesgos de estabilidad de tensión por una sobrecarga en las líneas de transmisión.



CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO

5.1.-Introducción

Para este trabajo se consideraron dos casos de estudio, los cuales son corredores de energía de gran importantes en el Sistema Interconectado Nacional Mexicano, para los centros de control es importante tener monitoreados estos corredores con fin de tener idea de la estabilidad de voltaje en esa zona, la información necesaria para poder realizar estos casos de estudio fue proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad.

El primer caso es el corredor de energía entre las subestaciones Moctezuma y Samalayuca, por el lado de Samalayuca se encuentra conectado a Ciudad Juárez y del lado de Moctezuma a la ciudad de Chihuahua, este corredor es de gran importancia para el abastecimiento de energía eléctrica de esa zona por lo cual es importante el monitoreo de éste.

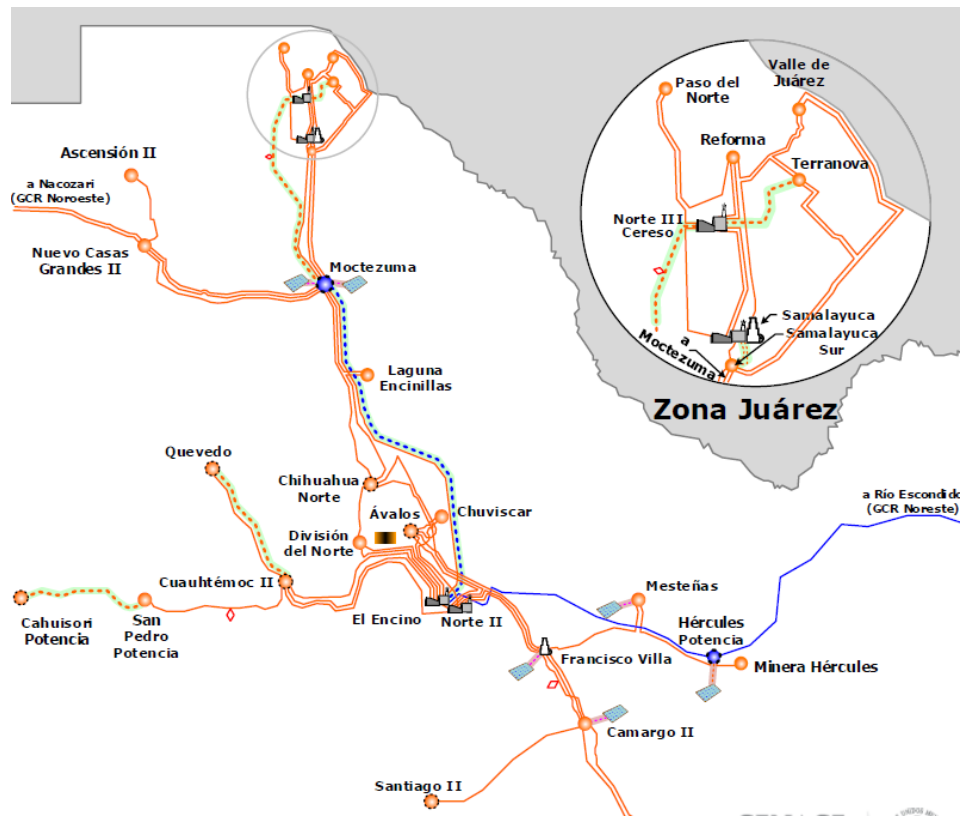


Figura 5.1. Red Asociada al Enlace Moctezuma-Samaluyca



El segundo caso es el corredor de energía entre las subestaciones Texcoco y La Paz, este es un corredor de transmisión de gran importancia ya que la subestación Texcoco es receptora de gran parte de generación del sureste del país, y junto con la subestación La Paz forman parte del anillo de 400kV que suministra energía eléctrica al Valle de México, por lo anterior es importante tener monitoreado este corredor.

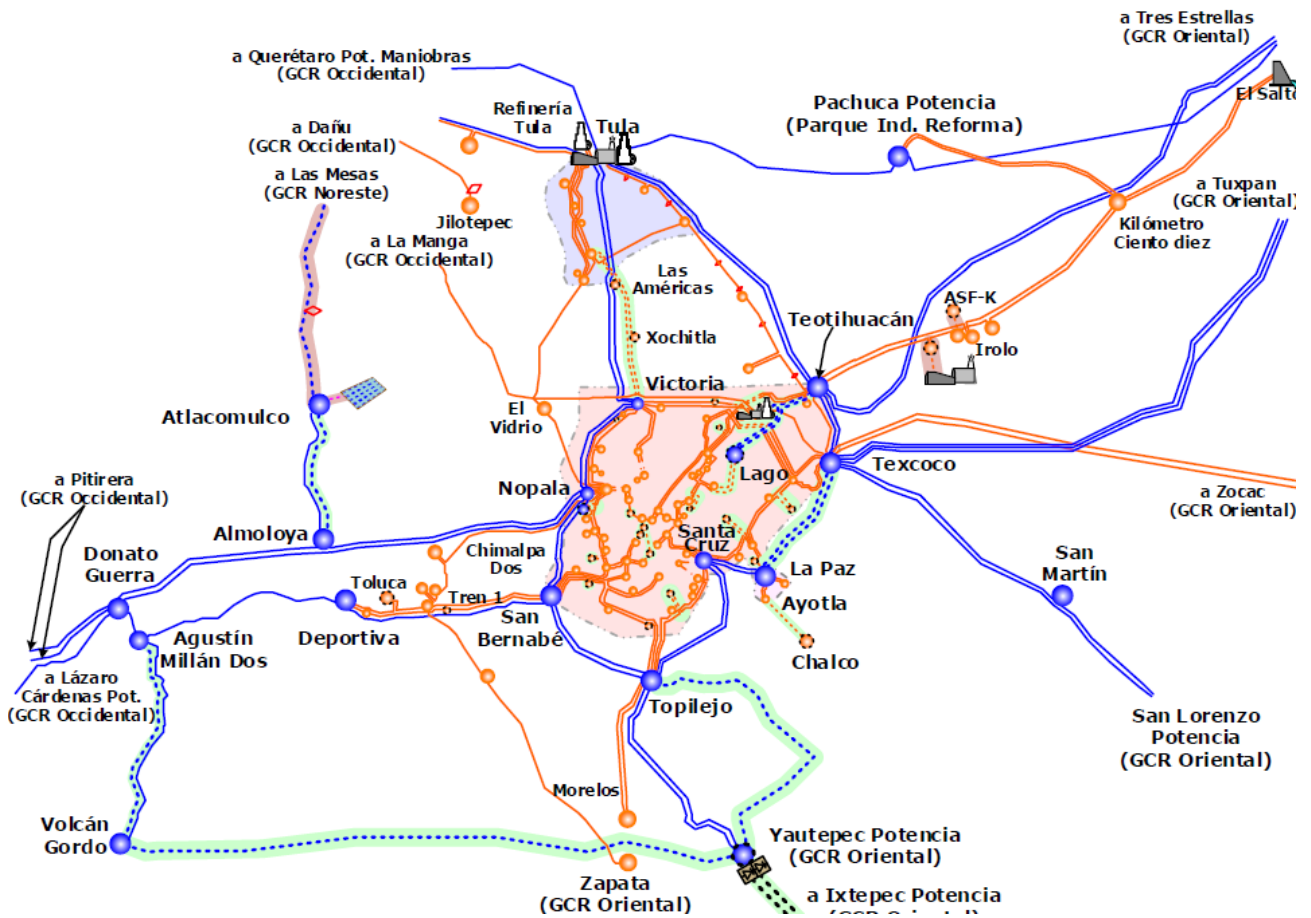


Figura 5.2. Red Asociada al Enlace Texcoco-La Paz



A continuación, se presentan a detalle cada uno de estos casos.

5.2.-Primer caso “Moctezuma-Samalayuca”

El corredor de transmisión que va de la subestación Moctezuma a la subestación Samalayuca consta de 3 líneas de transmisión en un nivel de tensión de 230kV, las cuales tienen 128 Km de longitud aproximadamente, es importante considerar que la subestación Moctezuma tiene un compensador estático de VARs (CEV). La subestación Samalayuca cuenta con generación.

5.2.1.- Cálculo de Curva PV

Para calcular las curvas del corredor Moctezuma-Samalayuca se corrieron flujos de potencia iterativamente, con el método de Newton Raphson, en el simulador de sistemas eléctricos de potencia PSSE, variando la generación y la carga en la zona de interés del Sistema Eléctrico Nacional modelado en este software, para este corredor de energía se consideraron los siguientes 6 casos:

- 1.- Cuando las 3 líneas de transmisión y el CEV están en servicio.
- 2.- Cuando 2 líneas de transmisión y el CEV están en servicio.
- 3.- Cuando solo una línea de transmisión y el CEV están en servicio.
- 4.- Cuando las 3 líneas de transmisión están en servicio, pero el CEV no.
- 5.- Cuando 2 líneas de transmisión están en servicio, pero el CEV no.
- 6.- Cuando solo 1 línea de transmisión están en servicio, pero el CEV no.

Los resultados se presentan en el Apéndice A en la Tabla A.1.

Teniendo estos resultados podemos trazar las curvas PV para cada uno de los casos mencionados, en el caso de este trabajo se trazan las gráficas en un grafica de LabView la cual permite graficar al mismo tiempo el valor del voltaje y potencia actual del sistema.



5.2.2.- Aplicación de monitoreo

La aplicación debe adquirir el fasor de voltaje de un bus de 230kV de la subestación Moctezuma, lo procesa para tener su valor en por unidad y poder graficarlo en la curva PV.

La aplicación también debe adquirir los fasores de corriente de las tres líneas de transmisión que pertenecen al corredor Moctezuma-Samalayuca, y se suman para poder calcular la potencia activa total tiene este corredor y graficarla en la curva PV.

Una vez que se tiene todos los datos necesarios, se grafican los 6 casos de las curvas PV y el punto de carga que proporciona el PMU en tiempo real, la potencia en el eje X y el voltaje en el eje Y, esto se muestra en la Figura 5.3.

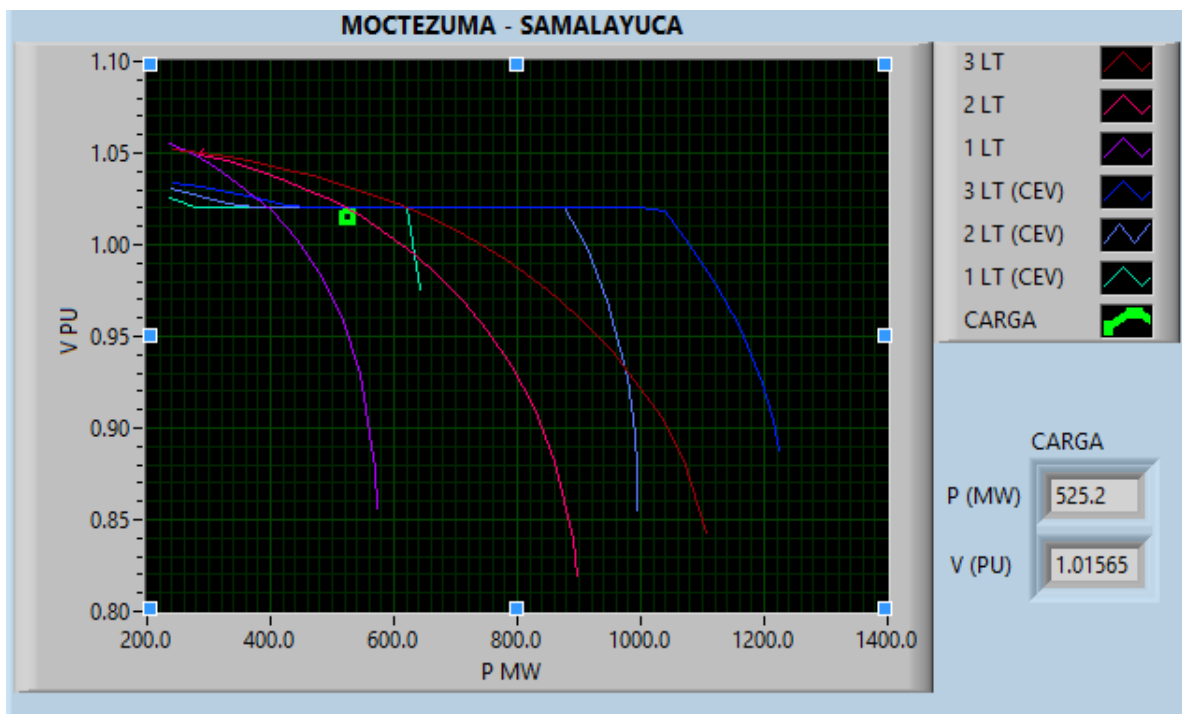


FIGURA. 5.3. Aplicación de Curva PV Moctezuma-Samalayuca

En la Figura 5.3 se grafican los 6 casos mencionados antes, podemos observar que las 3 curvas en tono azul para las cuales se considera que el CEV está en servicio, se mantienen con un voltaje constante hasta llegar a la punta de la curva, al llegar a este punto el aumento de flujo de potencia en el corredor ocasiona que el voltaje disminuya



rápidamente, en el caso de las 3 curvas en tonos rojos se observa que el voltaje disminuye considerablemente más rápido a medida que la potencia aumenta en comparación con el caso anterior.

El punto verde nos indica que en este instante la potencia que lleva el corredor de energía es de 525.2 [MW] y tiene un voltaje de 1.01 [pu].

5.3.- Caso 2 “Texcoco - La Paz”

El corredor de transmisión que va de la subestación Texcoco a la subestación La Paz está formado por 2 líneas de transmisión que tienen 26 [km] de longitud aproximadamente, en un nivel de tensión de 400kV, es importante considerar que la subestación Texcoco tiene un compensador estático de VARs (CEV) y también es importante mencionar que la subestación Texcoco cuenta con generación distribuida.

5.3.1.- Cálculo de curva PV

Para calcular las curvas del corredor Texcoco-La Paz se corrieron flujos de potencia iterativamente, con el método de Newton Raphson [as] en el simulador de sistemas eléctricos de potencia PSSE, variando la generación y la carga en la zona de interés del Sistema Eléctrico Nacional modelado en este software, para este corredor de energía se consideraron los siguientes 4 casos

- 1.- Cuando las 2 líneas de transmisión y el CEV están en servicio.
- 2.- Cuando solo una línea de transmisión y el CEV están en servicio.
- 3.- Cuando las 2 líneas de transmisión están en servicio, pero el CEV no.
- 4.- Cuando solo 1 línea de transmisión están en servicio, pero el CEV no.

Los resultados se presentan en el Apéndice A en la Tabla A.2.

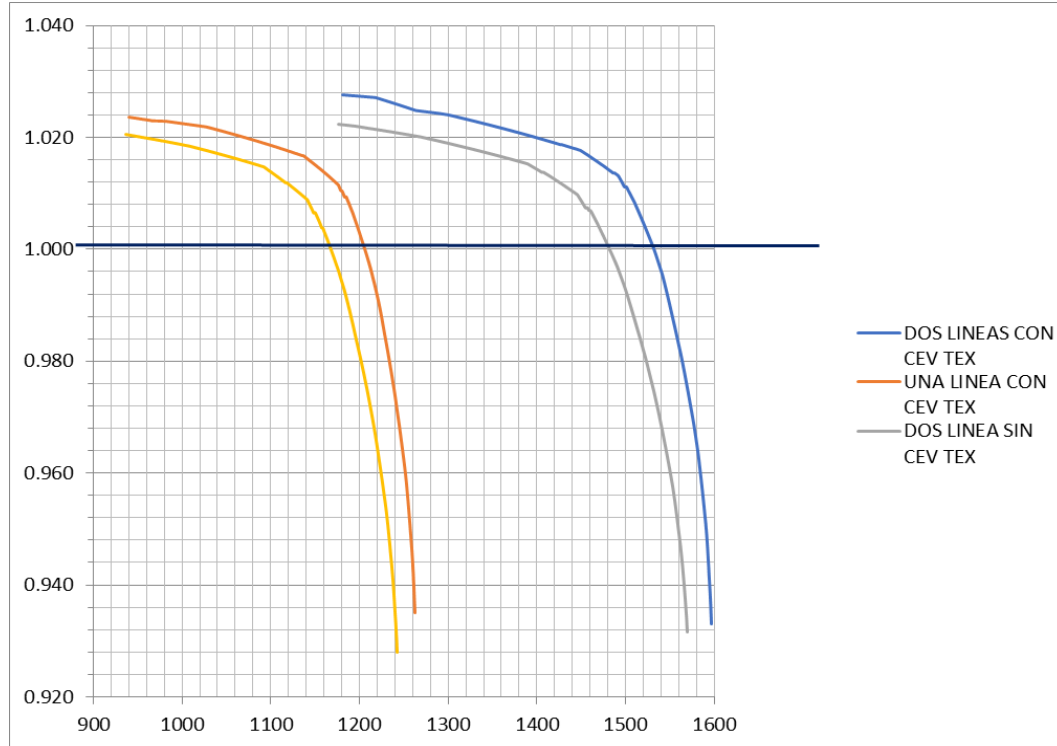


FIGURA. 5.4. Grafica PV del PSSE del corredor Texcoco-La Paz

5.3.2.- Aplicación de monitoreo

La aplicación debe adquirir el fasor de voltaje de un bus de 400kV de la subestación Texcoco, lo procesa para tener su valor en por unidad y poder graficarlo en la curva PV.

La aplicación también debe adquirir los fasores de corriente de las dos líneas de transmisión que pertenecen al corredor Texcoco-La Paz, y se suman para poder calcular la potencia activa total del corredor y graficarla en la curva PV.

Una vez que se tiene todos los datos necesarios, se grafican los 4 casos de las curvas PV y el punto de carga que proporciona la PMU en tiempo real, la potencia en el eje X y el voltaje en el eje Y, esto se muestra en la Figura 5.5.

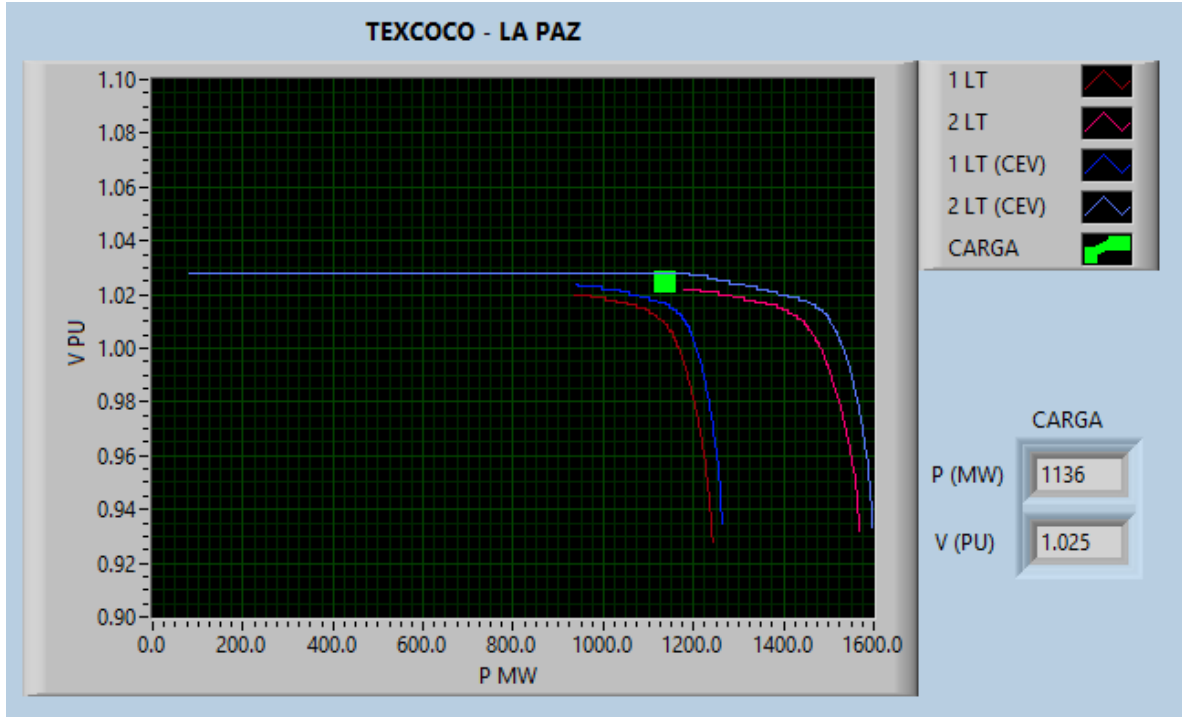


FIGURA. 5.5. Aplicación de Curva PV Texcoco-La Paz

En la Figura 5.5 se grafican los 4 casos antes mencionados, las curvas graficadas en tonos azules, corresponden a el caso cuando el CEV está en servicio y las curvas con tonos rojos corresponden a el caso cuando el CEV está fuera de servicio. Podemos observar que cuando el CEV está en servicio el corredor de energía aumenta su límite de transferencia de potencia.

El punto verde nos indica la potencia y voltaje actual del corredor de energía, esto es muy gráfico y fácil de interpretar, por esta razón esta aplicación puede representar una herramienta útil para los centros de control de energía.



CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES y TRABAJOS FUTUROS

6.1.- Conclusiones

En este trabajo se desarrolló una aplicación la cual logra presentar de forma gráfica y fácil de interpretar por medio de una Curva PV los límites de cargabilidad de una o varias líneas de transmisión, con esta herramienta computacional se logra monitorear en tiempo real que una o varias líneas de transmisión se encuentren dentro de los límites de transferencia de potencia calculados.

Si esta herramienta computacional es monitoreada constantemente en centros de control, puede ser un útil indicador de inestabilidad de tensión y con este tomar decisiones con el fin de evitar un colapso de tensión en una línea de transmisión que podría llevar a desencadenar eventos que lleven a la interrupción del servicio eléctrico.

Esta aplicación computacional satisface la creciente necesidad de tener herramientas que faciliten el monitoreo de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia y el planeamiento de acciones preventivas y correctivas ante la posibilidad de colapsos de tensión

6.2.-Trabajos futuro

En la actualidad a nivel mundial, los sistemas de medición de área amplia con unidades de medición fasorial están creciendo, esto permite desarrollar herramientas computacionales con las cuales se pueda monitorear la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

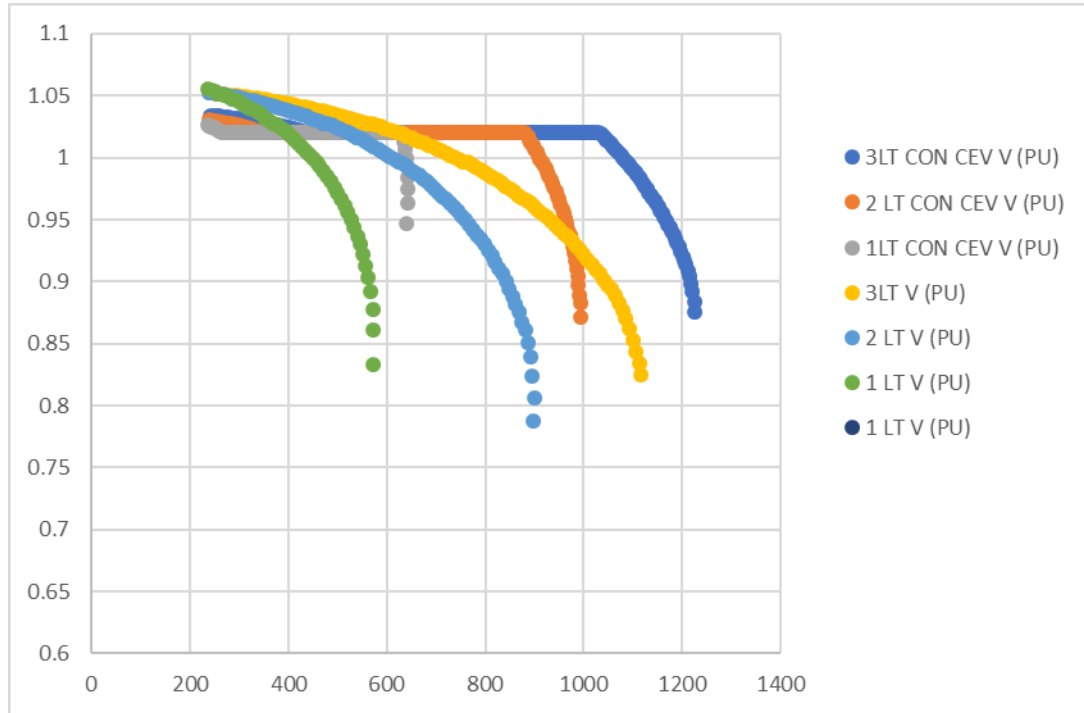
En este trabajo se presentó una aplicación para monitorear en tiempo real curvas PV, considerando que se tiene una PMU en un extremo de la línea de transmisión, pero si se tienen PMUs en ambos lados de la línea de transmisión se pueden calcular las curvas PV en tiempo real, este es un trabajo que se considera realizar.

Las curvas QV representan la relación existente entre la potencia reactiva de carga Q y la magnitud de voltaje V en un nodo, la forma de la curva son similares a las de las curvas PV, se pretende adaptar esta aplicación para monitorear curvas QV en tiempo real con unidades de medición fasorial.



APÉNDICE A

RESULTADOS DEL CALCULO DE CURVA PV PARA CASO 1



3LT CON CEV		2 LT CON CEV		1LT CON CEV		3LT		2 LT		1 LT	
P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)
242.364	1.034	240.152	1.031	235.259	1.026	242.125	1.052	239.895	1.052	235.132	1.055
246.977	1.034	244.677	1.030	239.586	1.025	251.350	1.051	248.944	1.052	243.793	1.054
251.589	1.034	249.202	1.030	243.912	1.024	260.570	1.051	257.988	1.051	252.440	1.053
256.200	1.034	253.723	1.030	248.230	1.024	269.784	1.051	267.017	1.051	261.057	1.051
260.809	1.034	258.240	1.029	252.539	1.023	278.989	1.050	276.032	1.050	269.642	1.050
265.416	1.033	262.754	1.029	256.839	1.022	288.187	1.050	285.033	1.049	278.196	1.049
270.020	1.033	267.265	1.029	261.132	1.021	297.378	1.050	294.021	1.049	286.717	1.047
274.623	1.033	271.771	1.028	265.424	1.020	306.560	1.049	302.993	1.048	295.205	1.046
279.224	1.033	276.274	1.028	269.699	1.020	315.735	1.049	311.951	1.047	303.659	1.044
283.823	1.032	280.773	1.027	273.969	1.020	324.904	1.048	320.895	1.046	312.080	1.042
288.420	1.032	285.268	1.027	278.231	1.020	334.064	1.048	329.824	1.046	320.464	1.040
293.015	1.032	289.760	1.026	282.486	1.020	343.216	1.047	338.738	1.045	328.814	1.039
297.608	1.032	294.248	1.026	286.732	1.020	352.360	1.047	347.638	1.044	337.160	1.037
302.199	1.031	298.732	1.026	290.971	1.020	361.498	1.046	356.523	1.043	345.403	1.035
306.788	1.031	303.212	1.025	295.201	1.020	370.627	1.045	365.394	1.042	353.639	1.032
311.375	1.031	307.689	1.025	299.424	1.020	379.748	1.045	374.248	1.041	361.836	1.030
315.960	1.030	312.162	1.024	303.638	1.020	388.862	1.044	383.088	1.040	369.991	1.028
320.544	1.030	316.631	1.024	307.845	1.020	397.968	1.044	391.912	1.039	378.106	1.026
325.125	1.030	321.096	1.023	312.043	1.020	407.065	1.043	400.734	1.038	386.175	1.023
329.704	1.030	325.557	1.023	316.234	1.020	416.155	1.042	409.514	1.037	394.247	1.021
334.281	1.029	330.014	1.022	320.415	1.020	425.237	1.041	418.290	1.036	402.228	1.018
338.856	1.029	334.468	1.021	324.589	1.020	434.310	1.041	427.051	1.035	410.160	1.015
343.430	1.029	338.917	1.021	328.754	1.020	443.384	1.040	435.795	1.034	418.043	1.012
348.001	1.028	343.363	1.020	332.912	1.020	452.432	1.039	444.524	1.032	425.873	1.009
352.570	1.028	347.808	1.020	337.060	1.020	461.481	1.038	453.235	1.031	433.648	1.006
357.137	1.028	352.244	1.020	341.201	1.020	470.522	1.038	461.931	1.030	441.366	1.003
361.702	1.027	356.677	1.020	345.333	1.020	479.554	1.037	470.608	1.028	449.024	1.000



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

366.265	1.027	361.107	1.020	349.456	1.020	488.578	1.036	479.268	1.027	456.618	0.996
370.826	1.026	365.533	1.020	353.571	1.020	497.593	1.035	487.911	1.026	464.145	0.993
375.385	1.026	369.955	1.020	357.676	1.020	506.599	1.034	496.536	1.024	471.601	0.989
379.942	1.026	374.373	1.020	361.774	1.020	515.597	1.033	505.143	1.023	478.982	0.985
384.497	1.025	378.787	1.020	365.862	1.020	524.586	1.032	513.731	1.021	486.281	0.981
389.050	1.025	383.198	1.020	369.942	1.020	533.567	1.031	522.301	1.020	493.493	0.976
393.600	1.024	387.604	1.020	374.013	1.020	542.537	1.030	530.852	1.018	500.602	0.972
398.149	1.024	392.008	1.020	378.075	1.020	551.500	1.029	539.383	1.016	507.592	0.967
402.696	1.024	396.407	1.020	382.128	1.020	560.453	1.028	547.895	1.015	514.465	0.961
407.240	1.023	400.803	1.020	386.172	1.020	569.397	1.027	556.387	1.013	521.209	0.956
411.782	1.023	405.195	1.020	390.207	1.020	578.331	1.026	564.858	1.011	527.809	0.950
416.323	1.022	409.583	1.020	394.232	1.020	587.257	1.025	573.308	1.009	534.244	0.944
420.861	1.022	413.967	1.020	398.249	1.020	596.172	1.023	581.737	1.007	540.492	0.937
425.397	1.021	418.347	1.020	402.255	1.020	605.078	1.022	590.145	1.005	546.530	0.930
429.930	1.021	422.724	1.020	406.253	1.020	613.973	1.021	598.531	1.003	552.308	0.922
434.462	1.020	427.097	1.020	410.241	1.020	622.860	1.020	606.893	1.001	557.766	0.913
438.991	1.020	431.466	1.020	414.220	1.020	631.735	1.019	615.262	0.999	562.817	0.903
443.520	1.020	435.831	1.020	418.188	1.020	640.602	1.017	623.579	0.997	567.319	0.892
448.044	1.020	440.193	1.020	422.147	1.020	649.457	1.016	631.871	0.995	571.015	0.878
452.565	1.020	444.550	1.020	426.096	1.020	658.302	1.014	640.137	0.993	573.302	0.861
457.085	1.020	448.904	1.020	430.035	1.020	667.136	1.013	648.379	0.990	571.806	0.833
461.603	1.020	453.254	1.020	433.964	1.020	675.960	1.012	656.593	0.988		
466.119	1.020	457.600	1.020	437.883	1.020	684.772	1.010	664.780	0.986		
470.633	1.020	461.942	1.020	441.792	1.020	693.574	1.009	672.939	0.983		
475.144	1.020	466.281	1.020	445.690	1.020	702.364	1.007	681.070	0.981		
479.654	1.020	470.615	1.020	449.578	1.020	711.142	1.006	689.170	0.978		
484.162	1.020	474.946	1.020	453.456	1.020	719.909	1.004	697.239	0.975		
488.667	1.020	479.272	1.020	457.322	1.020	728.664	1.002	705.265	0.972		
493.171	1.020	483.595	1.020	461.178	1.020	737.407	1.001	713.252	0.969		
497.672	1.020	487.914	1.020	465.023	1.020	746.137	0.999	721.203	0.966		
502.172	1.020	492.229	1.020	468.858	1.020	754.854	0.997	729.116	0.963		
506.669	1.020	496.540	1.020	472.681	1.020	763.582	0.996	736.990	0.960		
511.165	1.020	500.847	1.020	476.492	1.020	772.274	0.994	744.823	0.957		
515.658	1.020	505.150	1.020	480.293	1.020	780.953	0.992	752.613	0.953		
520.149	1.020	509.450	1.020	484.082	1.020	789.617	0.990	760.357	0.950		
524.639	1.020	513.745	1.020	487.859	1.020	798.268	0.988	768.054	0.946		
529.126	1.020	518.037	1.020	491.624	1.020	806.905	0.986	775.699	0.942		
533.611	1.020	522.324	1.020	495.377	1.020	815.527	0.984	783.294	0.938		
538.094	1.020	526.607	1.020	499.119	1.020	824.125	0.982	790.835	0.934		
542.575	1.020	530.887	1.020	502.847	1.020	832.706	0.980	798.317	0.930		
547.054	1.020	535.162	1.020	506.564	1.020	841.269	0.977	805.734	0.925		
551.530	1.020	539.434	1.020	510.268	1.020	849.816	0.975	813.082	0.921		
556.005	1.020	543.701	1.020	513.959	1.020	858.345	0.973	820.356	0.916		



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

560.478	1.020	547.965	1.020	517.636	1.020	866.856	0.970	827.549	0.911
564.948	1.020	552.224	1.020	521.301	1.020	875.348	0.968	834.653	0.906
569.417	1.020	556.479	1.020	524.953	1.020	883.821	0.965	841.656	0.900
573.883	1.020	560.731	1.020	528.591	1.020	892.274	0.963	848.549	0.894
578.347	1.020	564.978	1.020	532.215	1.020	900.706	0.960	855.320	0.888
582.810	1.020	569.221	1.020	535.825	1.020	909.117	0.957	861.952	0.882
587.270	1.020	573.461	1.020	539.421	1.020	917.505	0.954	868.420	0.875
591.728	1.020	577.696	1.020	543.002	1.020	925.870	0.952	874.707	0.867
596.184	1.020	581.926	1.020	546.555	1.020	934.215	0.949	881.087	0.861
600.637	1.020	586.153	1.020	550.098	1.020	942.535	0.946	886.728	0.851
605.089	1.020	590.376	1.020	553.625	1.020	950.829	0.943	891.791	0.839
609.539	1.020	594.594	1.020	557.137	1.020	959.096	0.939	895.868	0.824
613.986	1.020	598.809	1.020	560.633	1.020	967.335	0.936	899.135	0.806
618.432	1.020	603.018	1.020	564.111	1.020	975.543	0.933	898.180	0.788
622.875	1.020	607.225	1.020	567.573	1.020	983.720	0.929		
627.316	1.020	611.427	1.020	571.018	1.020	991.864	0.926		
631.755	1.020	615.624	1.020	574.444	1.020	999.971	0.922		
636.192	1.020	619.818	1.020	577.853	1.020	1008.040	0.918		
640.627	1.020	624.007	1.020	581.243	1.020	1016.069	0.914		
645.060	1.020	628.191	1.020	584.615	1.020	1024.063	0.910		
649.490	1.020	632.372	1.020	587.967	1.020	1032.013	0.906		
653.919	1.020	636.549	1.020	591.300	1.020	1039.914	0.901		
658.345	1.020	640.721	1.020	594.612	1.020	1047.763	0.897		
662.769	1.020	644.888	1.020	597.903	1.020	1055.690	0.894		
667.191	1.020	649.052	1.020	601.173	1.020	1063.422	0.889		
671.611	1.020	653.211	1.020	604.422	1.020	1071.033	0.883		
676.029	1.020	657.366	1.020	607.648	1.020	1078.500	0.877		
680.445	1.020	661.517	1.020	610.867	1.020	1085.849	0.870		
684.858	1.020	665.663	1.020	614.035	1.020	1093.019	0.862		
689.269	1.020	669.804	1.020	617.193	1.020	1099.950	0.853		
693.678	1.020	673.942	1.020	620.326	1.020	1106.613	0.843		
698.085	1.020	678.075	1.020	623.433	1.020	1113.379	0.834		



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

702.490	1.020	682.203	1.020	626.514	1.020	1115.944	0.825
706.893	1.020	686.327	1.020	629.568	1.020		
711.293	1.020	690.447	1.020	632.439	1.019		
715.691	1.020	694.562	1.020	634.704	1.013		
720.088	1.020	698.673	1.020	636.803	1.007		
724.482	1.020	702.779	1.020	638.700	1.000		
728.873	1.020	706.880	1.020	640.343	0.993		
733.263	1.020	710.977	1.020	641.649	0.984		
737.650	1.020	715.070	1.020	642.476	0.975		
742.035	1.020	719.158	1.020	642.539	0.963		
746.418	1.020	723.241	1.020	641.008	0.947		
750.799	1.020	727.320	1.020				
755.178	1.020	731.394	1.020				
759.554	1.020	735.463	1.020				
763.928	1.020	739.528	1.020				
768.300	1.020	743.587	1.020				
772.670	1.020	747.643	1.020				
777.037	1.020	751.693	1.020				
781.402	1.020	755.739	1.020				
785.765	1.020	759.780	1.020				
790.126	1.020	763.816	1.020				
794.484	1.020	767.848	1.020				
798.841	1.020	771.874	1.020				
803.195	1.020	775.895	1.020				
807.546	1.020	779.912	1.020				
811.896	1.020	783.924	1.020				
816.243	1.020	787.931	1.020				
820.588	1.020	791.933	1.020				
824.930	1.020	795.929	1.020				
829.271	1.020	799.921	1.020				
833.609	1.020	803.908	1.020				
837.945	1.020	807.890	1.020				



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

842.278	1.020	811.858	1.020
846.610	1.020	815.825	1.020
850.938	1.020	819.785	1.020
855.265	1.020	823.741	1.020
859.589	1.020	827.691	1.020
863.911	1.020	831.635	1.020
868.230	1.020	835.575	1.020
872.548	1.020	839.509	1.020
876.863	1.020	843.437	1.020
881.175	1.020	847.360	1.020
885.485	1.020	851.277	1.020
889.793	1.020	855.189	1.020
894.099	1.020	859.095	1.020
898.402	1.020	862.995	1.020
902.703	1.020	866.890	1.020
907.001	1.020	870.779	1.020
911.297	1.020	874.662	1.020
915.591	1.020	878.539	1.020
919.882	1.020	882.356	1.019
924.171	1.020	886.086	1.017
928.457	1.020	889.800	1.014
932.741	1.020	893.497	1.012
937.023	1.020	897.177	1.010
941.302	1.020	900.840	1.007
945.579	1.020	904.484	1.005
949.853	1.020	908.109	1.002
954.125	1.020	911.714	0.999
958.394	1.020	915.299	0.997
962.661	1.020	918.867	0.994
966.926	1.020	922.413	0.991
971.185	1.020	925.935	0.988
975.440	1.020	929.432	0.985



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRÓFASORIAL”**

979.694	1.020	932.902	0.982
983.945	1.020	936.345	0.979
988.193	1.020	939.759	0.976
992.439	1.020	943.141	0.973
996.682	1.020	946.491	0.969
1000.923	1.020	949.806	0.966
1005.161	1.020	953.082	0.962
1009.397	1.020	956.318	0.958
1013.630	1.020	959.509	0.955
1017.860	1.020	962.652	0.951
1022.087	1.020	965.743	0.947
1026.312	1.020	968.777	0.942
1030.535	1.020	971.746	0.938
1034.733	1.019	974.645	0.933
1038.882	1.018	977.457	0.928
1043.036	1.016	980.169	0.923
1047.183	1.014	982.769	0.917
1051.337	1.013	985.241	0.911
1055.458	1.011	987.481	0.904
1059.599	1.009	989.534	0.897
1063.719	1.007	991.315	0.889
1067.818	1.006	993.548	0.883
1071.923	1.004	994.145	0.871
1076.021	1.002		
1080.110	1.000		
1084.192	0.998		
1088.265	0.996		
1092.330	0.994		
1096.402	0.992		
1100.448	0.990		
1104.490	0.988		
1108.521	0.986		



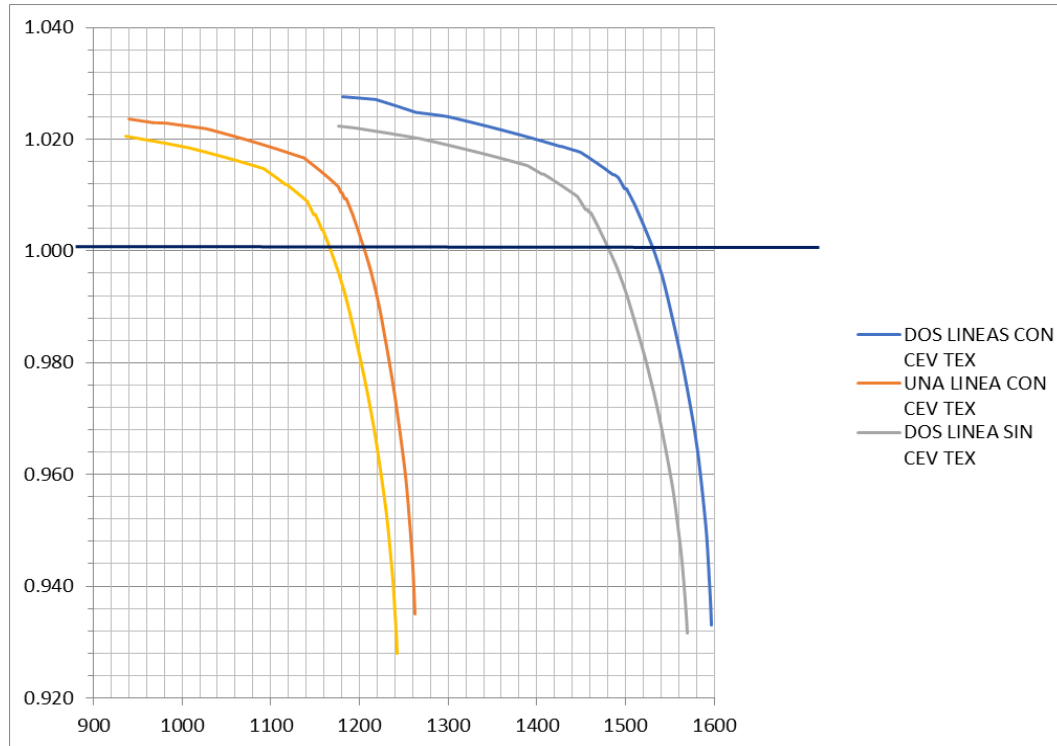
**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

1112.543	0.984
1116.554	0.982
1120.555	0.979
1124.544	0.977
1128.522	0.975
1132.489	0.972
1136.443	0.970
1140.384	0.968
1144.311	0.965
1148.225	0.963
1152.127	0.960
1156.016	0.957
1159.889	0.955
1163.745	0.952
1167.583	0.949
1171.403	0.946
1175.204	0.944
1178.984	0.941
1182.743	0.938
1186.478	0.934
1190.182	0.931
1193.860	0.928
1197.509	0.924
1201.117	0.920
1204.662	0.917
1208.413	0.914
1211.789	0.909
1215.083	0.904
1218.293	0.898
1221.403	0.892
1224.221	0.884
1226.756	0.875



Tabla A.1 Resultados de cálculo de curva PV en PSSE para primer caso

RESULTADOS DEL CÁLCULO DE CURVA PV PARA CASO 2



2 LT CON CEV		1 LT CON CEV		2 LT		1LT	
P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)	P(MW)	V (PU)
1180.787	1.028	940.087	1.024	1176.736	1.022	936.849	1.020
1182.466	1.028	941.427	1.024	1178.384	1.022	938.166	1.020
1184.148	1.028	942.770	1.024	1180.036	1.022	939.484	1.020
1185.832	1.028	944.112	1.023	1181.684	1.022	940.801	1.020
1187.516	1.028	945.456	1.023	1183.336	1.022	942.123	1.020
1189.202	1.028	946.800	1.023	1184.989	1.022	943.443	1.020
1190.885	1.027	948.146	1.023	1186.642	1.022	944.763	1.020
1192.577	1.027	949.493	1.023	1188.299	1.022	946.086	1.020
1194.263	1.027	950.841	1.023	1189.952	1.022	947.408	1.020
1195.954	1.027	952.188	1.023	1191.610	1.022	948.732	1.020
1197.645	1.027	953.540	1.023	1193.267	1.022	950.058	1.020
1199.337	1.027	954.890	1.023	1194.927	1.022	951.382	1.020
1201.032	1.027	956.241	1.023	1196.584	1.022	952.710	1.020
1202.727	1.027	957.594	1.023	1198.253	1.022	954.037	1.020
1204.424	1.027	958.949	1.023	1199.918	1.022	955.361	1.020
1206.120	1.027	960.303	1.023	1201.585	1.022	956.686	1.020
1207.819	1.027	961.659	1.023	1203.254	1.022	958.012	1.020
1209.520	1.027	963.015	1.023	1204.923	1.022	959.340	1.020
1211.221	1.027	964.372	1.023	1206.594	1.022	960.670	1.020
1212.923	1.027	965.731	1.023	1208.265	1.022	961.999	1.020
1214.629	1.027	967.091	1.023	1209.937	1.022	963.329	1.020
1216.333	1.027	968.448	1.023	1211.606	1.022	964.659	1.020



“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”

1218.029	1.027	969.810	1.023	1213.278	1.022	965.992	1.020
1219.690	1.027	971.171	1.023	1214.950	1.022	967.325	1.020
1221.356	1.027	972.535	1.023	1216.624	1.021	968.659	1.020
1223.020	1.027	973.895	1.023	1218.295	1.021	969.992	1.020
1224.686	1.027	975.261	1.023	1219.975	1.021	971.329	1.020
1226.352	1.027	976.627	1.023	1221.651	1.021	972.666	1.019
1228.018	1.027	977.991	1.023	1223.329	1.021	974.002	1.019
1229.688	1.027	979.357	1.023	1225.007	1.021	975.340	1.019
1231.359	1.026	980.728	1.023	1226.687	1.021	976.678	1.019
1233.030	1.026	982.095	1.023	1228.366	1.021	978.018	1.019
1234.700	1.026	983.435	1.023	1230.051	1.021	979.356	1.019
1236.371	1.026	984.778	1.023	1231.732	1.021	980.698	1.019
1238.045	1.026	986.124	1.023	1233.416	1.021	982.041	1.019
1239.720	1.026	987.469	1.023	1235.101	1.021	983.384	1.019
1241.396	1.026	988.816	1.023	1236.790	1.021	984.728	1.019
1243.072	1.026	990.163	1.023	1238.475	1.021	986.074	1.019
1244.752	1.026	991.512	1.023	1240.164	1.021	987.418	1.019
1246.427	1.026	992.860	1.023	1241.852	1.021	988.764	1.019
1248.107	1.026	994.210	1.023	1243.544	1.021	990.112	1.019
1249.787	1.026	995.561	1.023	1245.236	1.021	991.461	1.019
1251.470	1.025	996.912	1.023	1246.928	1.021	992.810	1.019
1253.149	1.025	998.265	1.022	1248.622	1.021	994.160	1.019
1254.835	1.025	999.617	1.022	1250.317	1.021	995.510	1.019
1256.521	1.025	1000.971	1.022	1252.011	1.021	996.863	1.019
1258.202	1.025	1002.327	1.022	1253.710	1.021	998.216	1.019
1259.887	1.025	1003.683	1.022	1255.405	1.020	999.570	1.019
1261.577	1.025	1005.036	1.022	1257.108	1.020	1000.928	1.019
1263.267	1.025	1006.391	1.022	1258.808	1.020	1002.285	1.019
1264.969	1.025	1007.745	1.022	1260.513	1.020	1003.645	1.019
1266.669	1.025	1009.102	1.022	1262.219	1.020	1005.003	1.018
1268.371	1.025	1010.461	1.022	1263.927	1.020	1006.362	1.018
1270.076	1.025	1011.820	1.022	1265.634	1.020	1007.723	1.018
1271.785	1.025	1013.181	1.022	1267.339	1.020	1009.087	1.018
1273.494	1.025	1014.543	1.022	1269.049	1.020	1010.457	1.018
1275.205	1.025	1015.905	1.022	1270.779	1.020	1011.835	1.018
1276.915	1.025	1017.270	1.022	1272.508	1.020	1013.215	1.018
1278.627	1.025	1018.633	1.022	1274.238	1.020	1014.597	1.018
1280.339	1.024	1019.997	1.022	1275.973	1.020	1015.979	1.018
1282.051	1.024	1021.365	1.022	1277.707	1.020	1017.364	1.018
1283.770	1.024	1022.732	1.022	1279.439	1.020	1018.747	1.018
1285.483	1.024	1024.097	1.022	1281.176	1.020	1020.130	1.018
1287.199	1.024	1025.468	1.022	1282.912	1.020	1021.517	1.018
1288.917	1.024	1026.837	1.022	1284.647	1.020	1022.904	1.018
1290.640	1.024	1028.211	1.022	1286.386	1.019	1024.290	1.018
1292.377	1.024	1029.594	1.022	1288.127	1.019	1025.677	1.018
1294.116	1.024	1030.985	1.022	1289.870	1.019	1027.070	1.018
1295.856	1.024	1032.379	1.022	1291.610	1.019	1028.459	1.018
1297.595	1.024	1033.774	1.022	1293.353	1.019	1029.851	1.017
1299.340	1.024	1035.172	1.022	1295.100	1.019	1031.244	1.017
1301.081	1.024	1036.565	1.021	1296.845	1.019	1032.634	1.017
1302.834	1.024	1037.965	1.021	1298.595	1.019	1034.032	1.017
1304.583	1.024	1039.360	1.021	1300.342	1.019	1035.428	1.017
1306.336	1.024	1040.760	1.021	1302.094	1.019	1036.824	1.017
1308.090	1.024	1042.161	1.021	1303.844	1.019	1038.223	1.017
1309.845	1.024	1043.563	1.021	1305.597	1.019	1039.622	1.017
1311.604	1.024	1044.964	1.021	1307.349	1.019	1041.021	1.017
1313.361	1.024	1046.367	1.021	1309.107	1.019	1042.424	1.017
1315.118	1.023	1047.771	1.021	1310.862	1.019	1043.825	1.017
1316.878	1.023	1049.176	1.021	1312.619	1.018	1045.227	1.017
1318.637	1.023	1050.585	1.021	1314.377	1.018	1046.631	1.017
1320.402	1.023	1051.990	1.021	1316.138	1.018	1048.036	1.017
1322.163	1.023	1053.396	1.021	1317.899	1.018	1049.440	1.017
1323.932	1.023	1054.807	1.021	1319.660	1.018	1050.849	1.017
1325.696	1.023	1056.218	1.021	1321.426	1.018	1052.255	1.017
1327.464	1.023	1057.631	1.021	1323.191	1.018	1053.667	1.016
1329.234	1.023	1059.042	1.020	1324.957	1.018	1055.076	1.016
1331.005	1.023	1060.455	1.020	1326.725	1.018	1056.486	1.016
1332.775	1.023	1061.868	1.020	1328.496	1.018	1057.900	1.016
1334.546	1.023	1063.286	1.020	1330.267	1.018	1059.313	1.016
1336.323	1.023	1064.702	1.020	1332.039	1.018	1060.729	1.016



“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”

1338.096	1.023	1066.120	1.020	1333.811	1.018	1062.144	1.016
1339.871	1.023	1067.538	1.020	1335.583	1.018	1063.560	1.016
1341.651	1.022	1068.957	1.020	1337.360	1.017	1064.977	1.016
1343.432	1.022	1070.376	1.020	1339.135	1.017	1066.396	1.016
1345.211	1.022	1071.798	1.020	1340.915	1.017	1067.816	1.016
1346.992	1.022	1073.223	1.020	1342.698	1.017	1069.237	1.016
1348.774	1.022	1074.646	1.020	1344.477	1.017	1070.659	1.016
1350.559	1.022	1076.073	1.020	1346.257	1.017	1072.084	1.016
1352.343	1.022	1077.498	1.020	1348.043	1.017	1073.508	1.016
1354.133	1.022	1078.926	1.020	1349.826	1.017	1074.933	1.015
1355.920	1.022	1080.354	1.019	1351.616	1.017	1076.360	1.015
1357.707	1.022	1081.783	1.019	1353.402	1.017	1077.788	1.015
1359.500	1.022	1083.214	1.019	1355.192	1.017	1079.216	1.015
1361.295	1.022	1084.645	1.019	1356.982	1.017	1080.644	1.015
1363.086	1.022	1086.079	1.019	1358.773	1.017	1082.076	1.015
1364.881	1.021	1087.514	1.019	1360.568	1.017	1083.509	1.015
1366.679	1.021	1088.950	1.019	1362.361	1.016	1084.943	1.015
1368.477	1.021	1090.384	1.019	1364.157	1.016	1086.376	1.015
1370.278	1.021	1091.822	1.019	1365.956	1.016	1087.810	1.015
1372.079	1.021	1093.260	1.019	1367.751	1.016	1089.248	1.015
1373.879	1.021	1094.699	1.019	1369.552	1.016	1090.685	1.015
1375.683	1.021	1096.139	1.019	1371.353	1.016	1092.124	1.015
1377.487	1.021	1097.583	1.019	1373.158	1.016	1093.541	1.014
1379.294	1.021	1099.027	1.019	1374.962	1.016	1094.960	1.014
1381.102	1.021	1100.468	1.019	1376.767	1.016	1096.381	1.014
1382.914	1.021	1101.916	1.018	1378.573	1.016	1097.805	1.014
1384.718	1.021	1103.359	1.018	1380.380	1.016	1099.227	1.014
1386.532	1.021	1104.808	1.018	1382.189	1.016	1100.650	1.014
1388.343	1.020	1106.256	1.018	1384.002	1.016	1102.076	1.014
1390.158	1.020	1107.708	1.018	1385.814	1.015	1103.502	1.013
1391.976	1.020	1109.158	1.018	1387.627	1.015	1104.926	1.013
1393.793	1.020	1110.610	1.018	1389.446	1.015	1106.357	1.013
1395.611	1.020	1112.064	1.018	1391.235	1.015	1107.786	1.013
1397.429	1.020	1113.516	1.018	1393.027	1.015	1109.213	1.013
1399.249	1.020	1114.971	1.018	1394.824	1.015	1110.645	1.013
1401.073	1.020	1116.427	1.018	1396.621	1.015	1112.077	1.012
1402.899	1.020	1117.886	1.018	1398.420	1.014	1113.510	1.012
1404.723	1.020	1119.342	1.018	1400.216	1.014	1114.945	1.012
1406.551	1.020	1120.803	1.017	1402.020	1.014	1116.380	1.012
1408.378	1.020	1122.266	1.017	1403.823	1.014	1117.727	1.012
1410.208	1.019	1123.729	1.017	1405.626	1.014	1119.164	1.012
1412.039	1.019	1125.193	1.017	1407.318	1.014	1120.607	1.011
1413.873	1.019	1126.658	1.017	1409.124	1.014	1122.044	1.011
1415.708	1.019	1128.123	1.017	1410.928	1.013	1123.487	1.011
1417.543	1.019	1129.589	1.017	1412.736	1.013	1124.925	1.011
1419.381	1.019	1131.058	1.017	1414.543	1.013	1126.372	1.011
1421.220	1.019	1132.528	1.017	1416.355	1.013	1127.816	1.011
1423.058	1.019	1133.997	1.017	1418.174	1.013	1129.263	1.010
1424.900	1.019	1135.471	1.017	1419.990	1.012	1130.709	1.010
1426.744	1.019	1136.821	1.017	1421.801	1.012	1132.156	1.010
1428.437	1.019	1138.279	1.017	1423.626	1.012	1133.602	1.010
1430.286	1.019	1139.728	1.016	1425.444	1.012	1135.053	1.010
1432.131	1.019	1141.180	1.016	1427.262	1.012	1136.504	1.009
1433.982	1.018	1142.633	1.016	1429.086	1.012	1137.957	1.009
1435.831	1.018	1144.091	1.016	1430.905	1.011	1139.408	1.009
1437.678	1.018	1145.546	1.016	1432.731	1.011	1140.863	1.009
1439.535	1.018	1147.003	1.015	1434.555	1.011	1142.320	1.008
1441.389	1.018	1148.461	1.015	1436.382	1.011	1143.775	1.008
1443.247	1.018	1149.921	1.015	1438.214	1.011	1145.240	1.007
1445.104	1.018	1151.380	1.015	1440.041	1.010	1146.698	1.007
1446.965	1.018	1152.843	1.015	1441.871	1.010	1148.160	1.006
1448.823	1.018	1154.305	1.015	1443.708	1.010	1149.659	1.007
1450.664	1.018	1155.767	1.014	1445.541	1.010	1151.122	1.006
1452.496	1.017	1157.229	1.014	1447.377	1.009	1152.590	1.006
1454.340	1.017	1158.697	1.014	1449.215	1.009	1154.065	1.005
1456.178	1.017	1160.160	1.014	1451.054	1.008	1155.543	1.004
1458.016	1.017	1161.627	1.014	1452.890	1.008	1157.027	1.004
1459.859	1.017	1163.095	1.013	1454.738	1.007	1158.393	1.004
1461.701	1.016	1164.563	1.013	1456.634	1.007	1159.880	1.003
1463.547	1.016	1166.035	1.013	1458.479	1.007	1161.366	1.003



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

1465.390	1.016	1167.511	1.013	1460.198	1.007	1162.858	1.002
1467.237	1.016	1168.986	1.013	1462.049	1.006	1164.349	1.001
1469.088	1.016	1170.461	1.012	1463.918	1.006	1165.841	1.001
1470.935	1.015	1171.938	1.012	1465.786	1.005	1167.337	1.000
1472.787	1.015	1173.416	1.012	1467.658	1.005	1168.839	0.999
1474.636	1.015	1174.895	1.012	1469.530	1.004	1170.338	0.999
1476.498	1.015	1176.378	1.011	1471.407	1.003	1171.840	0.998
1478.357	1.015	1177.865	1.011	1473.291	1.003	1173.346	0.997
1480.216	1.014	1179.351	1.010	1475.170	1.002	1174.848	0.997
1482.081	1.014	1180.728	1.010	1477.055	1.002	1176.358	0.996
1483.943	1.014	1182.219	1.010	1478.942	1.001	1177.898	0.995
1485.810	1.014	1183.708	1.009	1480.827	1.000	1179.430	0.994
1487.542	1.014	1185.238	1.009	1482.716	1.000	1180.962	0.993
1489.413	1.013	1186.729	1.009	1484.617	0.999	1182.497	0.993
1491.283	1.013	1188.225	1.008	1486.516	0.998	1184.038	0.992
1493.156	1.013	1189.724	1.008	1488.417	0.998	1185.591	0.991
1495.032	1.012	1191.223	1.007	1490.343	0.997	1187.153	0.990
1496.909	1.012	1192.727	1.006	1492.272	0.996	1188.713	0.989
1498.792	1.011	1194.248	1.006	1494.202	0.995	1190.275	0.988
1500.718	1.011	1195.769	1.005	1496.144	0.994	1191.844	0.987
1502.599	1.011	1197.291	1.004	1498.085	0.994	1193.422	0.986
1504.491	1.010	1198.816	1.004	1500.044	0.993	1194.993	0.984
1506.375	1.009	1200.342	1.003	1502.009	0.992	1196.569	0.983
1508.269	1.009	1201.870	1.002	1503.975	0.991	1198.133	0.982
1510.171	1.008	1203.401	1.001	1505.938	0.990	1199.702	0.981
1512.090	1.008	1204.939	1.001	1507.910	0.988	1201.287	0.980
1514.005	1.007	1206.473	1.000	1509.892	0.987	1202.862	0.979
1515.926	1.006	1208.018	0.999	1511.872	0.986	1204.447	0.978
1517.854	1.006	1209.564	0.998	1513.863	0.985	1206.039	0.976
1519.780	1.005	1211.113	0.998	1515.841	0.984	1207.627	0.975
1521.704	1.004	1212.688	0.997	1517.812	0.983	1209.240	0.974
1523.643	1.003	1214.264	0.996	1519.807	0.982	1210.848	0.973
1525.581	1.003	1215.847	0.995	1521.808	0.981	1212.467	0.971
1527.520	1.002	1217.425	0.994	1523.814	0.980	1214.087	0.970
1529.471	1.001	1219.011	0.993	1525.830	0.978	1215.717	0.968
1531.424	1.000	1220.625	0.992	1527.837	0.977	1217.350	0.967
1533.399	0.999	1222.230	0.990	1529.871	0.976	1219.018	0.965
1535.379	0.998	1223.839	0.989	1531.901	0.974	1220.682	0.963
1537.371	0.997	1225.474	0.988	1533.949	0.973	1222.364	0.962
1539.363	0.996	1227.110	0.986	1536.004	0.971	1224.051	0.960
1541.366	0.995	1228.753	0.985	1538.078	0.970	1225.750	0.958
1543.399	0.994	1230.378	0.983	1540.169	0.968	1227.463	0.956
1545.436	0.993	1232.009	0.982	1542.267	0.967	1229.171	0.954
1547.479	0.992	1233.655	0.981	1544.383	0.965	1230.970	0.951
1549.542	0.990	1235.295	0.979	1546.506	0.963	1232.807	0.948
1551.609	0.989	1236.951	0.977	1548.642	0.961	1234.672	0.945
1553.674	0.987	1238.622	0.976	1550.800	0.959	1236.619	0.942
1555.719	0.986	1240.289	0.974	1552.982	0.957	1238.627	0.937
1557.791	0.984	1242.007	0.972	1555.250	0.955	1240.694	0.932
1559.867	0.983	1243.718	0.970	1557.555	0.952	1241.978	0.928
1561.949	0.981	1245.434	0.968	1559.949	0.949		
1564.041	0.980	1247.173	0.966	1562.355	0.946		
1566.172	0.978	1248.921	0.964	1564.878	0.941		
1570.482	0.974	1252.473	0.960	1569.238	0.932		
1572.654	0.973	1254.361	0.957				
1574.827	0.971	1256.291	0.953				
1577.024	0.969	1258.365	0.949				
1579.273	0.966	1260.481	0.944				



**“ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN MONITOREANDO CARGABILIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
CON MEDICIÓN SINCRUFASORIAL”**

1581.548	0.964	1263.101	0.935
1583.957	0.961		
1586.410	0.957		
1589.021	0.953		
1591.760	0.948		
1595.276	0.938		
1596.808	0.933		

Tabla. A.2 Resultados de cálculo de curva PV en PSSE para segundo caso.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



- [1] Kundur, P. “Power System Stability and Control”. Mc Graw – Hill, USA, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and Classification of Power System Stability”. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [3] Jan Machowski, “Power System Dynamics: Stability and Control”. John Wiley and Sons. Ltdd. 2008.
- [4] T. Van Cutsem and C. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems” Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [5] C. Cañizares, “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”, IEEE-PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, SP101PSS, August 2002.
- [6] IEEE Std C37.118.1™-2011 for Synchrophasor Measurements for Power Systems
- [7] IEEE Std C37.118.2™-2011 for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems
- [8] Roberto Cimadevilla “Fundamentos de la medición de sincrofasores” CIGRE comité de estudios B5 Mayo 2009.
- [9] Enrique Martínez Martínez “Sistema de Medición de Fasores para la Seguridad e Integridad del Sistema Eléctrico Nacional” Subdirección de Transmisión, Transformación y Control, México DF 2008.
- [10] Carson W. Taylor “Power System Voltage Stability” McGraw-Hill Ryerson, 1994.
- [11] V. Ajarapu and B. Lee. “Bibliography on Voltage Stability” IEEE Transactionz on Power Systems, 1998.
- [12] B. H. Chowdhury and C. W. Taylor, “Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation versus Dynamic Simulation,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, 1354-1359, November 2000.
- [13] M.M. Begovic, A.G. Phadke “Control of Voltage stability using sensitivity analysis” IEEE Trans. On Power Systems, 1992.
- [14] John E. Candelo, Gladys Caicedo y Ferley Castro, “Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia”, Información Tecnológica Vol. 19(5), 97-110, 2008.



- [15] Stagg and El-Abiad, “Computer Methods in Power System Analysis”, McGraw-Hill Kogakusha, Lts. 1968.
- [16] Enrique Martinez. “SIMEFAS: A Phasor Measurement System for the Security and Integrity of Mexico’s Electric Power System” IEEE power & Energy Society 2008 General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania USA 20-24 July 2008.
- [17] Enrique Martinez. “SIMEFAS: Wide Area Measurement, Protection and Control System in Mexico”. Advances in Measurement Systems. In-Tech. April 2010.
- [18] S.Chakrabarti, E.Kyriakides. “Measurements Get Togheter”. IEEE Power & Energy Magazine. Enero-Febrero 2009
- [19] T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power System: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [20] B. Milosevic, M. Begovic, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, pp. 121-127, 2003.
- [21] B. Leonardi, V. Ajjarapu, “Development of multilinear regression mod-els for online voltage stability margin estimation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, pp. 374-383, 2011.
- [22] F. Hu, K. Sun, A. del Rosso, E. Farantatos, N. Bhatt, “Measurement-Based Real-Time Voltage Stability for Load Areas,” IEEE Transactions on Power Systems, (DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2477080), 2015.