

**SINCROFASORES Y SU APLICACIÓN EN CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN
SISTEMAS DE POTENCIA**

ANDRÉS EDUARDO PÉREZ FERNÁNDEZ

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

**SINCROFASORES Y SU APLICACIÓN EN CONTROL DE ÁREA AMPLIA EN
SISTEMAS DE POTENCIA**

ANDRÉS EDUARDO PÉREZ FERNÁNDEZ

**Proyecto de Grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
JAIME QUINTERO RESTREPO
Doctor en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

Nota de Aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electricista

OSCAR ANDRÉS ALMONACID

Jurado

YURI ULIANOV LOPEZ

Jurado

Santiago de Cali, 31 de Mayo de 2012

CONTENIDO

RESUMEN	9
INTRODUCCIÓN	10
1 ANTECEDENTES	11
2 JUSTIFICACIÓN	17
3 OBJETIVOS	19
3.1 OBJETIVO GENERAL	19
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
4 MARCO TEÓRICO	20
5 SINCRÓFASORES	23
5.1 REDES FASORIALES	26
5.2 CONCENTRADORES DE DATOS FASORIALES PDC	30
5.3 UBICACIÓN DE PMU	31
6 SISTEMAS DE MONITOREO, PROTECCIÓN Y CONTROL DE ÁREA AMPLIA	33
6.1 APLICACIONES DE MONITOREO DE ÁREA AMPLIA	35
6.1.1 Cálculo de Parámetros de Línea.	36
6.1.2 Estimación de estado.	37
6.1.3 Esquemas.	44
6.2 APLICACIONES DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE ÁREA AMPLIA	46
6.2.1 Monitoreo térmico de líneas de transmisión.	46
6.2.2 Inestabilidad de Voltaje.	47
6.2.3 Estabilidad de transferencia de potencia.	53
6.2.4 Oscilaciones de Potencia.	55
6.2.5 Control de Modo de Gobernador.	55
6.2.6 Control de Generación Distribuida.	57
6.3 ARQUITECTURA WAMPCS	58

7	APLICACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE MONITOREO Y CONTROL	64
7.1	SIMULACIÓN SISTEMA ACTUAL	64
7.2	MONITOREO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	67
7.2.1	Primera perturbación (Desconexión del transformador TR1).	69
7.2.2	Segunda perturbación (Incremento súbito de demanda).	69
7.3	ESTRATEGIA DE CONTROL PROPUESTA	70
8	CONCLUSIONES	87
	BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE TABLAS

Tabla 7.1 Datos de Generadores	65
Tabla 7.2 Datos Transformadores de Potencia	66
Tabla 7.3 Datos Líneas de Transmisión	66
Tabla 7.4 Datos de demanda	66
Tabla 7.5 Estimación de estado de la red en estado estacionario	67
Tabla 7.6 Estimación de estado de la red ante desconexión de TR1	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Plan de Actividades Proyecto SIRENA [10]	15
Figura 4.1 Equivalencia entre una onda coseno y un vector rotativo [2]	20
Figura 4.2 Sistema de Medición Fasorial [4]	20
Figura 4.3 Sistema de Control de Energía de Área Amplia [11]	22
Figura 5.1 Representación del fasor de una onda sinusoidal [1]	23
Figura 5.2 Señal sinusoidal de frecuencia constante [13]	24
Figura 5.3 Comunicación típica de una red con PMU y PDC [2]	27
Figura 5.4 Red Fasorial Típica. [12]	27
Figura 5.5 Estimación de fasores desde una muestra usando Transformada Discreta de Fourier [5]	29
Figura 5.6 Estimación de fasores con una ventana móvil de la Transformada Discreta de Fourier [5]	30
Figura 5.7 Isla observable gracias a una PMU	32
Figura 6.1 Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia [2]	34
Figura 6.2 Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia	36
Figura 6.3 Matriz Jacobiana H en forma de bloques [20]	40
Figura 6.4 Cobertura de PMUs sobre la red del sistema de potencia [2]	42
Figura 6.5 Medidas requeridas en estimación de estado.	44
Figura 6.6 Esquema Básico de implementación SVP [16]	45
Figura 6.7 Esquema redundante con SVP [16]	45
Figura 6.8 Curva Potencia - Voltaje [12]	52
Figura 6.9 Sistema de Detección y Mitigación de estabilidad de Voltaje [11]	53

Figura 6.10 Límite de estabilidad, curva de transferencia de potencia [12]	54
Figura 6.11 Mediciones de Angulo y Frecuencia (Abbot - Puerto Rico) [6]	56
Figura 6.12 Diferencias de Angulo y desplazamiento de frecuencia [11]	57
Figura 6.13 Esquema Anti-isla para un inversor. [11]	58
Figura 6.14 Estructura de interconexión de la red fasorial, región Occ [26]	59
Figura 6.15 Estructura de interconexión de la red fasorial, región Or. [26]	60
Figura 6.16 Arquitectura NASPInet [7]	61
Figura 6.17 Jerarquía de tiempos de actuación, proyecto SIRENA. [18]	62
Figura 6.18 Arquitectura de Información, proyecto SIRENA. [18]	63
Figura 7.1 Red Simulada	65
Figura 7.2 Resultados gráficos de Voltaje en NG1, N2 y N3	69
Figura 7.3 Resultados gráficos de Voltaje en NG1, N2, N3 y N4	70
Figura 7.4 Red de dos nodos.	72
Figura 7.5 Circuito Equivalente Thevenin	77
Figura 7.6 Característica P-V, Caso base	78
Figura 7.7 Diagrama del Bloque de funciones aplicado al Nodo N2	80
Figura 7.8 Recuperación de estabilidad de la red.	82
Figura 7.9 Índice de Carga L, nodo N2	83
Figura 7.10 Recuperación de estabilidad de la red.	84
Figura 7.11 Índice de Carga L, nodo N2	85
Figura 7.12 Arquitectura del sistema de control	86

RESUMEN

Ante la necesidad de competir en el mercado eléctrico y de aprovechar mejor los activos de las empresas electrificadoras, se pretenden utilizar herramientas claves como las tecnologías de comunicación, procesamiento de señales, difusión de sincronismo global, entre otras en aplicaciones de monitoreo, protección y control del sistema eléctrico de potencia logrando con esto una operación eficiente dentro de los márgenes eléctricos, regulatorios y económicos existentes.

Es en este ámbito que nace la idea de monitorear en tiempo real el sistema de potencia, para detectar situaciones de riesgo de inestabilidad y tomar decisiones rápidas y acertadas limitando el tamaño de las regiones afectadas y evitando el colapso generalizado de las tensiones del sistema, lo cual brinda la confianza para operar la red más cerca de sus límites operativos, térmicos y de estabilidad aumentando la eficiencia en el uso de activos de transmisión y disminuyendo la inversión en construcción de nuevos circuitos.

Diversas tecnologías han sido desarrolladas para alcanzar dicho propósito, siendo las Unidades de Medición Fasorial (PMU) las más representativas de la última década, ya que permiten la adquisición de datos en tiempo real, el mapeo del sistema de potencia de una gran extensión de terreno en un instante de tiempo preciso, y la reducción de cálculos matemáticos para establecer el estado del sistema al adquirir de cada ubicación medidas de tensión y corriente en magnitud y ángulo de fase respecto a un punto de referencia común y en un instante determinado.

Es por ello que surgió el interés de elaborar el presente trabajo de grado con el objetivo principal de aclarar cómo funcionan las PMU o sincrofasores y sus características fundamentales. En consecuencia a lo largo de este documento se explica la arquitectura básica de interconexión de Sincrofasores orientada a las aplicaciones de monitoreo y control de áreas amplias, y se diseña una estrategia básica de monitoreo y control remedial que demuestra las ventajas de la aplicación de sincrofasores en este tipo de metodologías de control. Al final del documento se realizan pruebas al esquema de control planteado a través de simulaciones con el software de análisis de sistemas de potencia NEPLAN.

Palabras Clave: Ingeniería Eléctrica, Sistemas de Potencia, Monitoreo de SP, Protección y Control de SP, Sincrofasores, PMU, Área amplia, WAMS, WAMPC, NEPLAN.

INTRODUCCIÓN

Con el crecimiento de la demanda eléctrica se han incrementado los problemas y riesgos en la operatividad del sistema debido a que se encuentra trabajando en los límites de su capacidad y la tolerancia ante disturbios se hace muy pequeña. Es de vital importancia el uso y aplicación de sistemas de monitoreo y control en tiempo real para el sistema eléctrico donde la implementación de la reciente tecnología de sincrofasores se vuelve oportuna ya que permite la reducción de los cálculos necesarios para determinar el estado del sistema. [1]

En el pasado no era posible monitorear, en tiempo real, los ángulos relativos de fase de todas las tensiones e intensidades de la red, debido a la falta de capacidad de procesamiento y a las grandes dificultades propias de la recolección, coordinación y sincronización de los datos de la red, esto ha cambiado totalmente gracias a las nuevas tecnologías en comunicación, medición, procesamiento electrónico de datos y sincronización a través de satélites que en unión con los sincrofasores, brindan un nuevo escenario donde se facilita la implementación de un importante número de aplicaciones que permiten aumentar la eficacia de la red, herramientas que facilitan el conocimiento del estado del sistema de potencia y su operación confiable cerca a los límites eléctricos y físicos. [2]

Este proyecto pretende describir el concepto de sincrofasor abordando las características de funcionamiento principales de las unidades de medición de fasores PMU, demostrando las ventajas de su aplicación a través de un esquema básico de monitoreo y control basado en sincrofasores. Para ello el proyecto se fundamenta en investigaciones bibliográficas y la simulación de un esquema de control de inestabilidad de voltaje a través de una herramienta computacional como el software de análisis de sistemas de potencia NEPLAN.

1 ANTECEDENTES

El sistema de transmisión de energía eléctrica se puede considerar como una máquina que utiliza una gran cantidad de potencia en su funcionamiento, su estabilidad depende del equilibrio dinámico entre la energía que es inyectada al sistema y la energía extraída del mismo, así como de la distribución del flujo de potencia que resulta de la operación del sistema. Con el objetivo de mantener el sistema eléctrico en un estable funcionamiento ante diferentes condiciones de operación, los operadores de red deben gestionar de manera eficiente dicho flujo de energía considerando los siguientes aspectos [3]:

- La energía eléctrica que es transportada por la red de transmisión se debe consumir a la misma velocidad que se genera, manteniendo una ecuación entre consumo y generación.
- Las leyes físicas que controlan el comportamiento de la energía eléctrica, determinan el de la propia red de transmisión.

La ecuación entre la energía inyectada y la extraída debe cumplirse bajo todas las condiciones de operación del sistema. Sin embargo, en condiciones normales o anómalas cualquiera o ambos términos varían, por lo que el sistema eléctrico debe reaccionar y adaptarse de acuerdo a leyes físicas para mantener la igualdad ante dichas variaciones, el resultado final depende tanto del estado de equilibrio previo como de la magnitud de la variación o perturbación de la igualdad.

Para mantener el sistema bajo control y transportar la energía eléctrica, dentro de parámetros de calidad adecuados que garanticen el mínimo deterioro de los componentes del sistema eléctrico y eviten el colapso de una parte o de la totalidad de la red, se aplican sistemas de protección y control a la red eléctrica.

Dichos sistemas de protección y control están constituidos por procesos automáticos y manuales, los primeros se establecen con equipos físicos y aplicaciones de software que reaccionan de manera automática ante las variaciones que puedan producirse; los procesos de intervención manual se fundamentan en procedimientos que indican a los operadores la forma correcta de actuar ante determinadas situaciones así como de la propia capacidad de los operadores de actuar de manera eficaz ante eventos inesperados y no documentados [3].

De este modo, diversos dispositivos de control se encuentran distribuidos en la red eléctrica de transmisión, instalados por las compañías eléctricas, como son los estabilizadores, compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), Controladores de flujo de potencia, entre otros, diseñados para mejorar las funciones de control objetivo. Sin embargo, en todos los casos los controladores utilizan señales locales como realimentación, por lo cual las acciones de control pueden ocasionar variaciones más grandes que la perturbación inicial en la ecuación de energía debido a que los fenómenos a controlar están definidos en términos de las variables generales en todas las regiones del sistema.

En consecuencia, los controladores actuales dependen de un modelo matemático del proceso de control, la dinámica del sistema y la relación entre variables locales y el estado del sistema. No obstante el control no es exacto, ya que entre más preciso sea, también será más complejo y las relaciones matemáticas en algunos casos se vuelven inmanejables; por lo cual se requiere encontrar tecnologías o esquemas de control que eliminen el bucle de control de la incertidumbre propia del modelo matemático para obtener una respuesta oportuna ante las perturbaciones en el sistema [1].

Así, la red de transporte de energía eléctrica se encuentra susceptible de perder el equilibrio dinámico, ocasionando un colapso que origine apagones, afectando regiones dentro de un país o el país entero. A este problema se suma el crecimiento de la demanda de los sistemas eléctricos de potencia sin un crecimiento proporcional en la infraestructura del servicio, convirtiéndose en un reto de gran complejidad para los ingenieros encargados de la operación del sistema eléctrico, quienes son los responsables de gestionar la distribución adecuada del flujo de energía manteniendo el equilibrio, de manera que la red funcione de forma estable dentro de un amplio margen de condiciones de operación, incluidas las de recuperación tras una falla. [3]

Este reto plantea un esfuerzo mayor para las tecnologías de monitoreo y control de sistemas eléctricos donde la velocidad de respuesta y la sincronización de eventos toman un papel fundamental en el momento de diagnosticar fallas del sistema o garantizar la confiabilidad del mismo ante diversos disturbios.

Las nuevas tecnologías en medición fasorial sincronizada (sincrofasores) se presentan como una importante herramienta de evaluación para los operadores del sistema al medir el estado del sistema eléctrico en tiempo real, de manera que el controlador tenga información suficiente para decidir las acciones propicias a efectuar sobre el Sistema Interconectado cuando se presenten violaciones de los

límites de operación y oscilaciones que puedan ser perjudiciales para la estabilidad del sistema. [2]

Sus orígenes se pueden extender hasta los 70's, época en la cual aparecen los Relés de Distancia de Componentes Simétricas (SDCR) los cuales utilizaban componentes simétricas de voltajes y corrientes para convertir 6 ecuaciones de falla, de una línea de transmisión trifásica, en una única ecuación. [5]

En la primera etapa de la década de los 80's los satélites GPS se desplegaban en un número significativo, haciéndose claro que el uso de señales de tiempo GPS, como entradas de los sistemas de medida de los relés digitales, sería una gran herramienta que haría posible la estimación instantánea del estado del sistema de potencia.

Es así como en 1988 nace la primera Unidad de Medición Fasorial o PMU (por sus siglas en inglés) sincronizada mediante un pulso de reloj proveniente de un GPS (Sistema de Posicionamiento Global), ésta fue desarrollada por el tecnológico de Virginia. Pero es hasta 1995 que se desarrolla el estándar IEEE1344, en el cual se denomina a la PMU sincronizada mediante GPS como sincrofaseo [4].

El estándar IEEE 1344, denominado "la norma del sincrofaseo" fue reemplazado por la norma IEEE C37-118 en el 2005. Esta última ha sido ampliamente aceptada como el método preferido para adaptar las mediciones de sincrofaseos. Esta norma define las mediciones de faseos sincronizados usados en aplicaciones del sistema de Potencia, además brinda métodos para cuantificar las medidas, pruebas para garantizar las mediciones, límites de error para las pruebas y protocolos de comunicación de los datos en tiempo real. [6]

Con los nuevos avances en procesamiento de señales y equipo, los sincrofaseos pueden ser usados para resolver una gran variedad de problemas de protección, automatización y control del sistema de potencia. Estos proveen una nueva forma de analizar disturbios grandes y pequeños en un sistema de potencia siendo aprovechados en aplicaciones de estimación de estado, control y protección; esquemas que han sido estudiados durante años, aunque su implementación en sistemas reales es reducida actualmente. [5]

Las PMUs se integran, a través de Concentradores de Datos Fasoriales (PDC) en sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS por sus siglas en inglés) para informar al gestor del sistema de transmisión del estado actual de la red facilitando

las tareas de planificación y gestión de las operaciones sobre la red eléctrica. La industria y los operadores de las redes eléctricas en general se han dado cuenta de la importancia de esta tecnología y sus ventajas fomentando sus aplicaciones en todo el mundo. [6]

Entre los proyectos conocidos de aplicación de PMUs que se cuentan en Asia, Europa y América se destaca la Iniciativa de Sincrofasor de Norte América (NASPI), un proyecto común, para el cual el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norte América (NERC), las operadoras eléctricas de Norte América, vendedores, consultores, grupos de investigación federales, privados y académicos están colaborando con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico a través de la medición, monitoreo y control de área amplia basados en sincrofasores. [7]

En China, la instalación de PMUs se inició en 1995 y para el año 2009 ya se habían instalado 700 unidades de medición fasorial cuya aplicación principal era la de monitorear y visualizar la dinámica y capacidad de transmisión del sistema de potencia en tiempo real, así como las oscilaciones inter-área de baja frecuencia implementado en 7 redes regionales y 6 provinciales entre las que se encuentran Shandong, Guizhou, Guangdong y la provincia de Yunnan [8].

En Europa, los operadores del sistema de transmisión de los países Nórdicos (Dinamarca, Finlandia, Islandia, Noruega y Suecia) han establecido entre sí un vínculo de cooperación llamado Nordel, con el objetivo de crear condiciones de operación eficiente. Cada país tiene necesidades y expectativas energéticas diferentes, por ejemplo Dinamarca busca aumentar su generación a través de fuentes eólicas mientras Noruega lo hace a través de hidroeléctricas, debido a esto la previsión del comportamiento de los flujos de potencia se vuelve una tarea compleja. Desde el año 2006 estos países han desarrollado sus propios Sistemas de Monitoreo en tiempo real basados en PMUs para el análisis de perturbaciones y su evolución en puntos estratégicos de la red; para el año 2008 habían sido instaladas más de 30 PMUs. [9]

En México, la Comisión Federal de Energía (CFE) ha implementado un proyecto para aumentar la seguridad e integridad del Sistema de Potencia utilizando más de 140 unidades de medición fasorial repartidos en las regiones e Baja California Sur, Baja California Norte y el Sistema de Interconexión Eléctrica.

En Brasil se está implementando actualmente un enorme sistema de Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia (WAMPC) basado en mediciones fasoriales

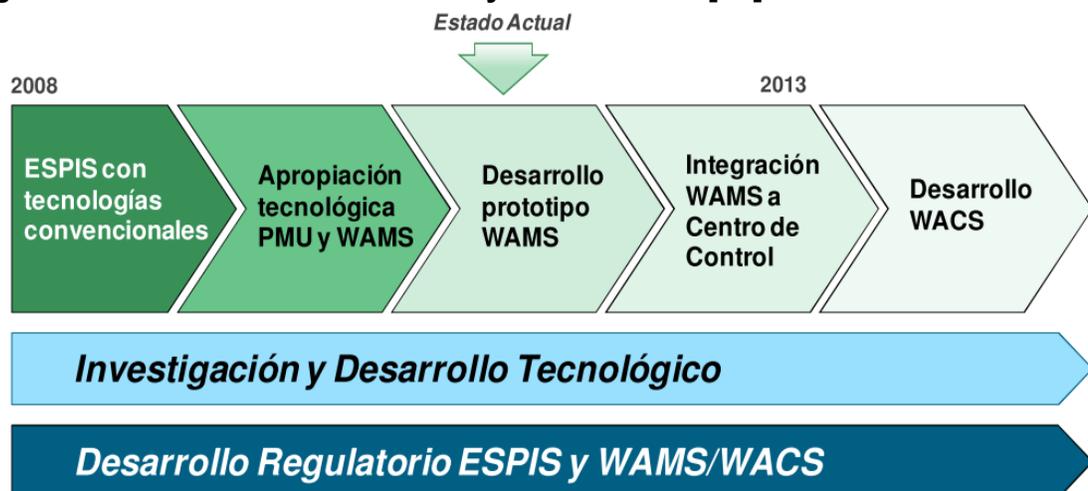
buscando aumentar la confiabilidad y la eficiencia del sistema de potencia. Los proyectos se comenzaron a desarrollar desde el 2005 a modo de un prototipo que constaba de un concentrador de datos fasoriales (PDC) y tres PMUs instaladas en la región sur de Brasil [8].

En Julio del 2007, XM (Expertos en Mercados) presentó en Colombia el proyecto Sistema de Respaldo Nacional (SIRENA) que busca implementar estrategias e infraestructuras que permitan ejercer control y protección del Sistema de Transmisión Nacional para prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos de gran magnitud [10].

Este proyecto nace en respuesta al apagón total que sufrió el Sistema Interconectado Nacional en Abril del 2007 y espera cumplir su objetivo en un lapso de cinco años a través de las siguientes prácticas, en las cuales se fundamenta la ruta mostrada en la Figura 1.1:

- Uso de última tecnología en monitoreo de sistemas de potencia con PMU.
- Uso intensivo de Telecomunicaciones.
- Aprovechamiento de capacidades de computación distribuida.
- Uso de nuevos métodos de análisis y simulación de sistemas de potencia.
- Implementación de sistemas WAMS / WACS.
- Aproximación a tecnologías de Smart Grids en el SIN.

Figura 1.1 Plan de Actividades Proyecto SIRENA [10]



Las aplicaciones WAMS (Wide Area Monitoring) en las que se ha centrado XM, para desarrollar su mapa de ruta, son:

- Monitoreo del estado global de la red eléctrica.
- Estimación de estado en tiempo real sin cálculos iterativos.
- Monitoreo de Estabilidad en tiempo real.
- Cálculo de parámetros de líneas y transformadores.
- Localización de fallas.

Para implementar el proyecto SIRENA se han ubicado PMUs en subestaciones clave, ubicación determinada con base en satisfacer la necesidad de identificar oscilaciones inter-área, incrementar el área de observabilidad geográfica y minimizar el número de equipos requeridos. Este proyecto contempla la supervisión de 12 subestaciones como Sabanalarga, Ocaña, Guavio, San Carlos, Ancón Sur, Esmeralda, Sochagota, Torca, Chivor, Yumbo, Betania, y Jamondino. Las PMUs instaladas en dichas subestaciones, son una combinación de PMU desarrolladas por XM y otras de otros fabricantes (ABB y Arbiter). [10].

Actualmente XM con el proyecto SIRENA se encuentra en la fase final del proceso de Investigación y Desarrollo Tecnológico, afronta la fase de integración del sistema de control dejando sentadas las bases para futuras implementaciones en monitoreo y control de área amplia (WAMS – WACS).

2 JUSTIFICACIÓN

Factores como el crecimiento en la demanda y la tendencia de instalar unidades de generación independientes incrementan la necesidad de supervisar en tiempo real las variables eléctricas que determinan el estado del sistema, ya que las líneas de transmisión trabajan más cerca de sus capacidades máximas aumentando la diferencia angular en sus extremos y reduciendo los márgenes de estabilidad del sistema, mientras el crecimiento en estaciones de generación independiente hace más compleja la operación diaria [1].

Además las condiciones actuales del mercado eléctrico agravan el panorama incrementando el riesgo de inestabilidades y colapsos bajo la presión de la demanda y la búsqueda por parte de las compañías eléctricas de transportar mayor potencia sin incrementar su infraestructura. Bajo estas consideraciones, las compañías eléctricas requieren herramientas que les permitan aumentar la eficiencia de sus redes, incrementando su capacidad de transporte de forma segura sin recurrir al incremento de sus activos [3].

Herramientas importantes son los avances en las tecnologías de comunicación, procesamiento digital de señales, difusión de sincronismo global que hacen posible la implementación de aplicaciones de monitoreo, protección y control del sistema para lograr una operación eficiente dentro de los márgenes eléctricos y económicos existentes.

El monitoreo del sistema en tiempo real permite detectar situaciones de riesgo de inestabilidad y tomar decisiones rápidas que limiten las regiones afectadas y eviten el colapso generalizado de las tensiones del sistema. Para ello, una de las variables a considerar es la separación angular entre nodos separados, lo cual es una medida de estrés o esfuerzo exagerado del sistema de transmisión en condiciones normales de operación [3].

En consecuencia, ángulos y magnitudes de tensiones e intensidades medidas en un tiempo preciso, son informaciones básicas para caracterizar las condiciones operativas y de estabilidad del sistema de transmisión. Con la tecnología actual estas mediciones sincronizadas pueden ser obtenidas a través de Unidades de Medición Fasorial y son denominadas como sincrofasores.

Los sincrofasores han sido usados principalmente para validaciones del modelo del sistema de potencia, análisis posterior a eventos, visualización en tiempo real y

otras actividades similares. No obstante, los sincrofasores tienen un potencial más allá del monitoreo y la visualización, los sincrofasores contribuirán a la operación de sistemas de potencia de manera confiable y económica aprovechando las estructuras de control en tiempo real y los esquemas de protección aplicados en sistemas de supervisión y control de área amplia (WAMS / WACS), [11] incluyendo entre sus funciones:

- Detección y corrección de estabilidad de voltaje
- Detección de inestabilidad de pequeña señal
- Control de Islas
- Control de fuentes de generación intermitentes e interconexión de red

Con los recientes esfuerzos alrededor del mundo para hacer que las redes del sistema eléctrico sean más eficientes e "inteligentes", el control basado en sincrofasores se ha convertido en núcleo de esta nueva tecnología de red inteligente (Smart-Grid) [11] a nivel del esquema de Transmisión de energía eléctrica, debido a que estos esquemas de monitoreo, protección, automatización y control, gracias a la matemática fasorial, requieren menos datos del sistema para proveer resultados nítidos en comparación a los métodos tradicionales que involucran información de muchas variables eléctricas como tensiones, corrientes, potencias activa y reactiva, estado de elementos de desconexión y capacidad de procesamiento para calcular los ángulos de las barras de transmisión.

Además de determinar el estado del sistema con menos datos que en los métodos tradicionales, los sincrofasores mejoran ampliamente la confiabilidad de dichos datos y los resultados obtenidos, al establecer una referencia de tiempo única para todas las medidas del sistema, logrando compilar los datos específicos de un solo estado del sistema eléctrico para la estimación de variables, reduciendo la incertidumbre ocasionada por los retardos en las vías de comunicación y transferencia de los datos medidos entre las subestaciones y los centros de control para la estimación de estado con métodos convencionales.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Definir y aclarar las características y el funcionamiento de los sincrofasores a través de un esquema de monitoreo y control de área amplia.

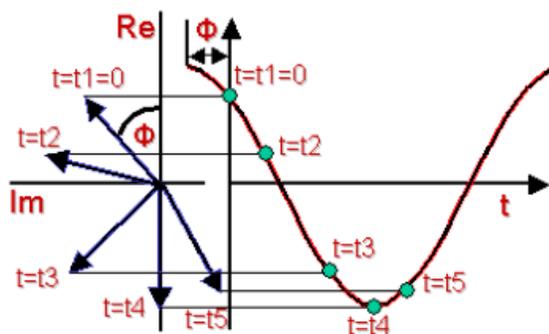
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir y aclarar que es un sincrofasor y su funcionamiento básico.
- Explicar la arquitectura básica de interconexión de dispositivos Sincrofasores para la aplicación de un sistema de monitoreo y control de área amplia.
- Diseñar una estrategia de monitoreo y control de área amplia que muestre las ventajas de las PMUs en este tipo de control, desde el punto de vista de la estabilidad y la confiabilidad.
- Modelar el esquema de control utilizando PMUs en una herramienta computacional.

4 MARCO TEÓRICO

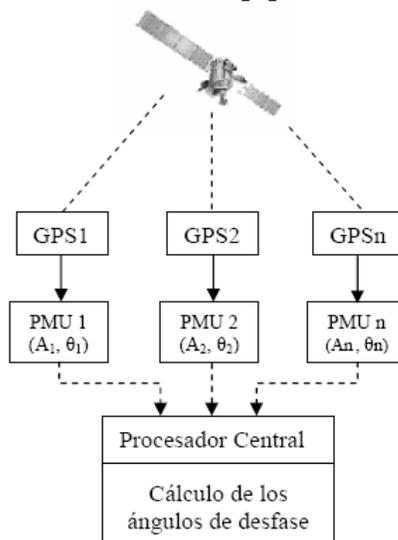
Un fasor es la representación de las ondas senoidales de la red eléctrica (voltajes ó corrientes) a través de la proyección en el eje real, de un vector que rota a una velocidad angular ω formando en un instante $t=0$, un ángulo ϕ con respecto al eje real. (Figura 4.1). Los instantes de tiempo de la "fotografía" del vector rotativo definen los valores máximos de una onda coseno de referencia de forma que la fase del fasor X representa el desfase entre dicha onda de referencia y la onda coseno observada. [2]

Figura 4.1 Equivalencia entre una onda coseno y un vector rotativo [2]



Los sincrofasores, en términos generales, son mediciones de fasores que están sincronizadas con la hora UTC (Universal Time Coordinated) y que crean una onda coseno de frecuencia nominal (50 ó 60 Hz) como referencia.

Figura 4.2 Sistema de Medición Fasorial [4]



La Norma IEEE C37-118 ha sido ampliamente aceptada como el método preferido para adaptar las mediciones de sincrofasores ya que define las mediciones de fasores sincronizados usados en aplicaciones del sistema de Potencia, además brinda métodos para cuantificar las medidas, pruebas para garantizar las mediciones, límites de error para las pruebas y protocolos de comunicación de los datos en tiempo real. [6]

Con los nuevos avances en procesamiento de señales y equipo, los sincrofasores son ahora una herramienta clave para resolver una gran variedad de problemas de protección, automatización y control del sistema de potencia. Los sincrofasores proveen una nueva forma de analizar disturbios grandes y pequeños en un sistema de potencia siendo aprovechados en aplicaciones de estimación de estado, control y protección, esquemas que han sido estudiados durante años. [5]

Las aplicaciones que usan sincrofasores han sido desarrolladas para la detección de pérdida de sincronismo, estimación de estado de multi-área, identificación de modos de oscilación, protección de estabilidad de voltaje y monitoreo de sistemas dinámicos. La última aplicación para los sincrofasores es el control de área amplia en tiempo real (Real-time Wide-area Control) [11]. Las PMU ofrecen opciones atractivas para mejorar las acciones de control y protección de los sistemas modernos de potencia al resolver la incoherencia del tiempo de los datos distribuidos colocando un sello de tiempo a los datos y alineando las mediciones respecto a un tiempo común para el procesamiento.

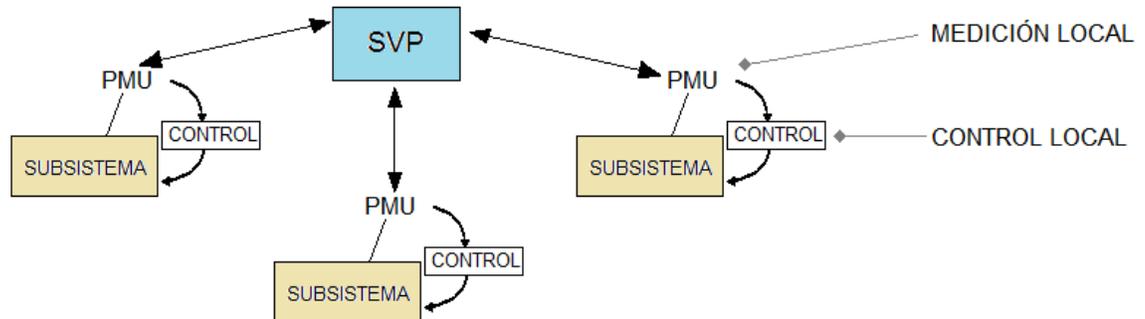
Actualmente la aplicación de mediciones fasoriales se ha limitado a la colección de datos para un análisis posterior a los eventos y al monitoreo de sistemas. Los esquemas de protección y control de área amplia (WAMPC por sus siglas en inglés) no han sido ampliamente aplicados aún y los grupos de investigación alrededor del mundo continúan desarrollando nuevas aplicaciones que generalmente caben en tres categorías: [12]

- Monitoreo de Sistemas de Potencia
- Protección de redes avanzadas (Wide Area)
- Esquemas de control avanzados

El concepto de un sistema de control de área amplia y tiempo sincronizado es mostrado en la figura 4.3. Este sistema utiliza un Procesador de Vector

Sincrofaseo (SVP) [6] para establecer el control sincronizado en un sistema de área amplia. Aquí los datos son enviados desde cada sistema de potencia local hacia el SVP, el cual toma los datos, accede al perfil de voltajes de todo el sistema y envía los puntos de ajuste de voltaje optimizados hasta cada control de tap.

Figura 4.3 Sistema de Control de Energía de Área Amplia [11]



Las PMU pueden proveer administración local de funciones de sistema como deslastre de carga por bajo voltaje, protección de sobrecarga, etc. Los datos que son enviados a los PDC (Phasor Data Collector) pueden servir a aplicaciones de estimación de estado y estabilidad de voltaje. Además los datos desde los terminales de la misma línea pueden ser usados para el monitoreo térmico de líneas y detección de oscilaciones de potencia. Estas aplicaciones pueden traer acciones de control realimentado y protección a través de las PMU o el sistema de adquisición de datos SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). [12]

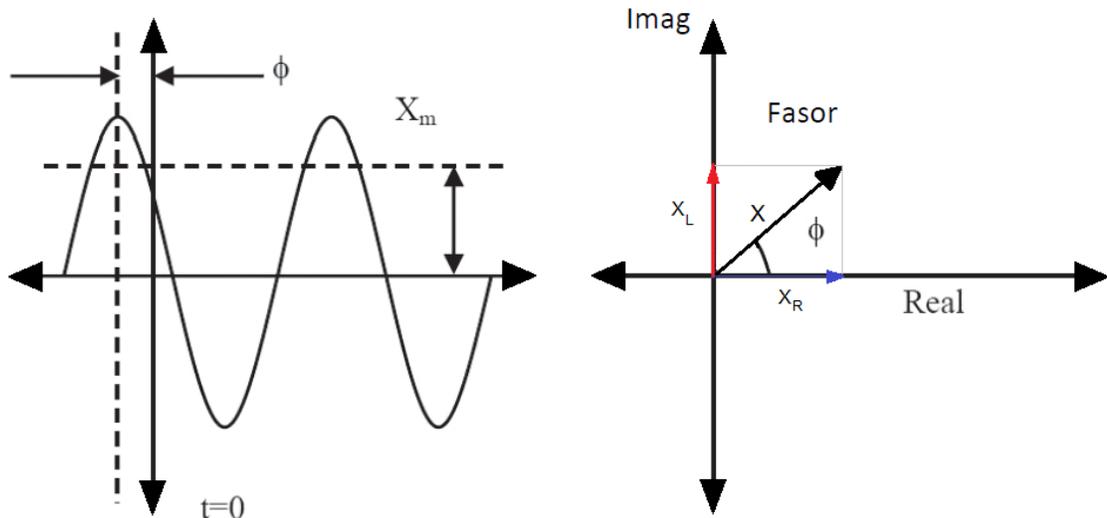
Las aplicaciones WAMPC consisten de dos categorías básicas: Aplicaciones en subestaciones locales y aplicaciones en el sistema o en los centros de operación regional. Esta clasificación permite tomar ventaja de la inteligencia local y el poder de decisión en la PMU de la subestación para tomar acciones correctivas (o adaptativas) localmente ante los eventos del sistema de potencia mientras se mantiene el control general del sistema en los centros de operación.

5 SINCR OFASORES

Para el análisis de un circuito eléctrico se emplean ecuaciones diferenciales que lo modelan, las cuales introducen dificultades debido a expresiones como $X_{(t)} = X_m \cos(\omega t + \phi)$ típicas de ondas sinusoidales de la corriente alterna y variables en el tiempo. Con el propósito de convertir las ecuaciones diferenciales en ecuaciones algebraicas ordinarias, se introdujeron en el análisis de circuitos los fasores, siendo estos últimos números complejos asociados con una onda sinusoidal normalmente a una frecuencia única, la magnitud del fador es la misma magnitud de la onda y su ángulo es la fase de la onda en un tiempo inicial, así la corriente alterna representada por la curva de la izquierda de la Figura 5.1 puede expresarse también con el diagrama de la derecha de la misma figura siendo su expresión matemática, donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor rms de la señal y Φ es el ángulo de fase instantáneo relativo a una onda coseno en frecuencia nominal [13]:

$$\mathbf{X} = X_R + jX_L = (X_m/\sqrt{2})(e^{j\phi}) \quad (5.1)$$

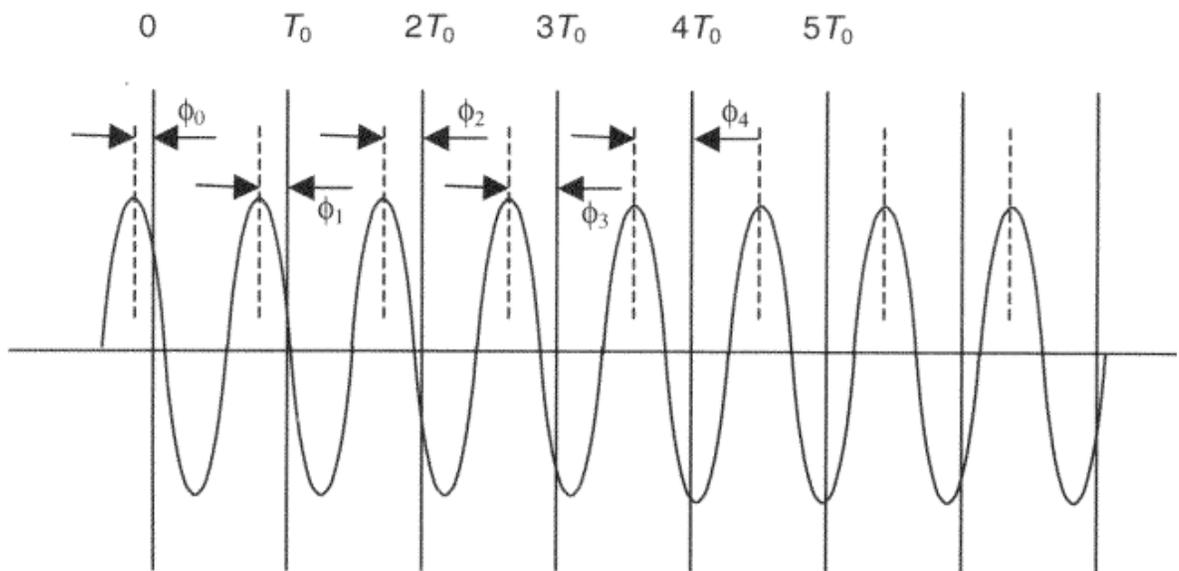
Figura 5.1 Representación del fador de una onda sinusoidal [1]



De esta forma, el ángulo de fase entre dos ondas sinusoidales que tienen la misma frecuencia no depende del tiempo ni de la frecuencia misma, únicamente depende del tiempo de inicio de cada onda. Sin embargo, al observar la señal con forma sinusoidal cada cierto intervalo de tiempo, podemos encontrarnos con dos posibles valores para el fador.

Si el intervalo de observación es múltiplo entero del periodo de la onda sinusoidal se obtendrá una fasor de valor constante para cada observación, en caso contrario el fasor observado tendrá un valor constante definido como el máximo valor de la onda, pero el ángulo de fase variará para cada observación, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 5.2 Señal sinusoidal de frecuencia constante observada en intervalos no múltiplos de su periodo [13]



Los fasores son aplicados en los estudios de sistemas de potencia donde los parámetros son constantes y se tiene una frecuencia determinada (Flujos de carga, Cortocircuito, etc) [14]. Además de obtener una importante simplificación matemática, este sistema reduce las necesidades de sistemas electrónicos complejos y capacidades de procesamiento, haciendo posible la supervisión de la red con unidades de medición de fasores [1].

La norma IEEE C37.118 de 2005 define al sincrofasor como aquel fasor que ha sido calculado a partir de los datos muestreados usando una señal de tiempo estándar como referencia para la medición, de tal forma que los fasores tomados de sitios remotos tengan una relación de fase común definida. [13]

Los sincrofasores, en términos generales, son mediciones de fasores que están sincronizadas con la hora UTC (Universal Time Coordinated), donde los dispositivos encargados de realizar estas mediciones (PMU) crean internamente

una onda coseno de frecuencia nominal (50 ó 60 Hz) como referencia. Dicha sincronización debe ser precisa ya que un desfase de tan solo 1 μ s provocará un error en el ángulo de fase de 0,0216° para un sistema a 60 Hz ó de 0,018° para un sistema a 50 Hz. [13]

El error en la determinación del ángulo de fase se debe, en gran medida, a la fuente de sincronización. Una fuente confiable para determinar el tiempo es el Sistema de Posicionamiento Global o GPS el cual fue desarrollado instalado y actualmente operado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos (DoD) y consiste en 24 satélites en órbita alrededor de la Tierra garantizando una cobertura de mínimo 4 satélites. El GPS ofrece una precisión de 0,2 μ s.

Las unidades de medición fasorial muestrean el voltaje y corriente del sistema de potencia a través de los transformadores de instrumentación instalados en la subestación, en la conexión de estos equipos se emplean filtros y atenuadores. Una vez medido el fasor, la unidad de medición (PMU) prepara un mensaje con la marca del tiempo y los datos del fasor en un formato definido inicialmente por la norma IEEE1344 en 1995 (Esta norma fue sustituida por la IEEE C37.118 en el año 2005), de tal modo que pueda transmitirse a un lugar distante a través de cualquier enlace de comunicaciones que se encuentre disponible. Cabe aclarar que el cumplimiento del formato definido por la IEEE C37.118 no es requerido en actividades de archivo histórico o monitoreo, pero si lo es en sistemas de control de tiempo real.

Las unidades de medición fasorial se consideraban como dispositivos separados de la funcionalidad de otros equipos dentro de una subestación y sus precios eran altos por lo que se debía justificar muy bien su inversión, por lo que su aplicación no se había extendido con mucha fuerza. Actualmente los relés de distancia incluyen entre sus funciones la capacidad de tomar medidas fasoriales sincronizadas funcionando estos como PMU y a su vez incorporando las funciones típicas de protección de líneas.

Los sincrofasores han sido usados principalmente para validaciones del modelo del sistema de potencia, análisis posterior a eventos, visualización en tiempo real, y otras actividades similares. No obstante, los sincrofasores tienen un potencial más allá del monitoreo y la visualización, estos contribuirán a la operación de sistemas de potencia de manera confiable y económica aprovechando las estructuras de control en tiempo real y los esquemas de protección, incluyendo entre sus aplicaciones [15]:

- Detección y corrección de inestabilidad de voltaje
- Detección de inestabilidad de pequeña señal
- Control de Islas
- Control de fuentes de generación intermitentes e interconexión de red

La dinámica del sistema de potencia se puede observar a través del estado de las máquinas sincrónicas las cuales se adaptan a las diferentes condiciones de operación mientras intercambian potencia activa y reactiva con el sistema [14]. Por ello, para tener un indicador del desempeño dinámico del sistema, se puede medir el desplazamiento angular entre el torque mecánico y el torque eléctrico de la máquina o el fasor de voltaje a través de su reactancia transitoria.

5.1 REDES FASORIALES

Una red fasorial simple consiste de 2 nodos, en uno de ellos se conecta un medidor de fasores (PMU) que establece comunicación con un concentrador de datos fasoriales (PDC) en el segundo nodo [1]. Dicha comunicación, como se muestra en la figura 5.3, puede ser realizada a través de alguna de las diversas tecnologías de comunicación actuales, es decir, puede ser realizada a través de cableado directo, redes de radio, microondas, teléfono, radio digital o combinando estas tecnologías. El protocolo de comunicación está descrito en la norma IEEE C37.118.

Una red fasorial, como la mostrada en la figura 5.3 y simplificada en la figura 5.4, contempla los siguientes elementos:

- Generación de mediciones
- Sincronización de las mediciones
- Transmisión de información
- Concentración y procesamiento de información
- Interface Hombre-Máquina.

Figura 5.3 Comunicación típica de una red con PMU y PDC [2]

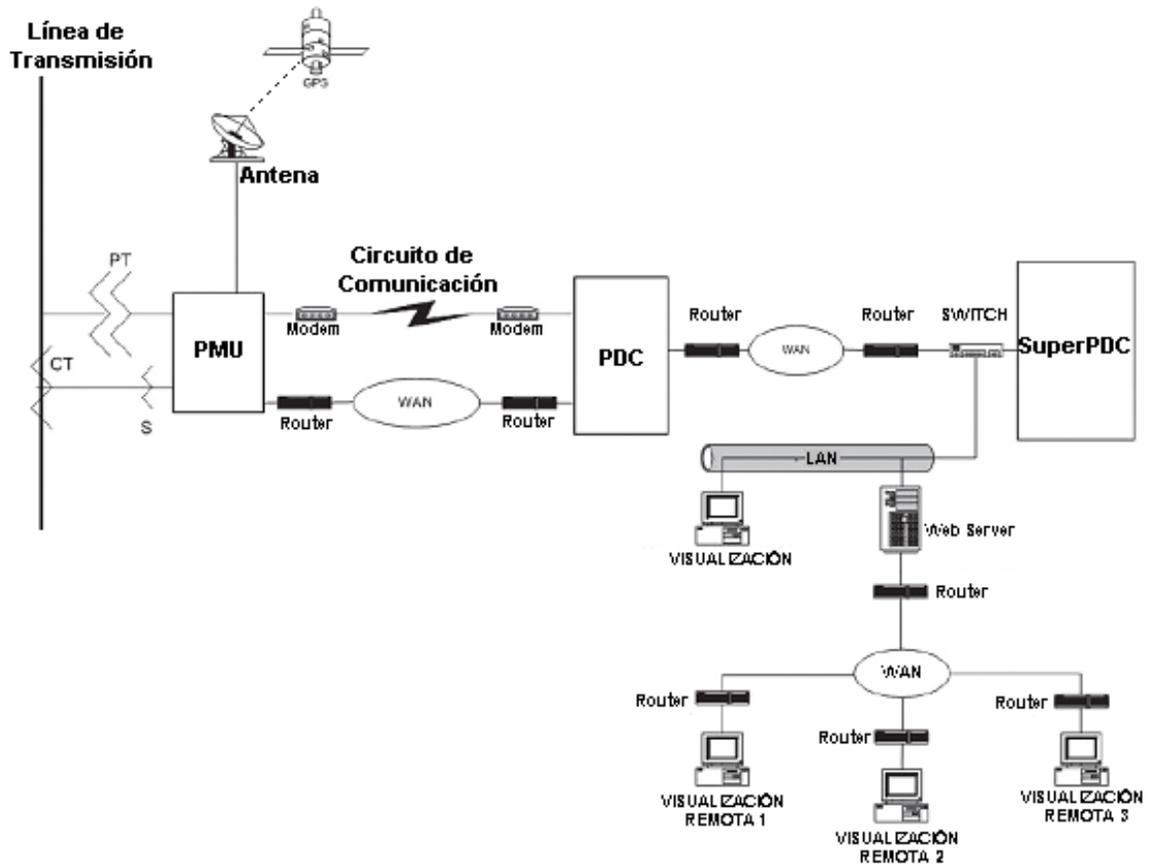
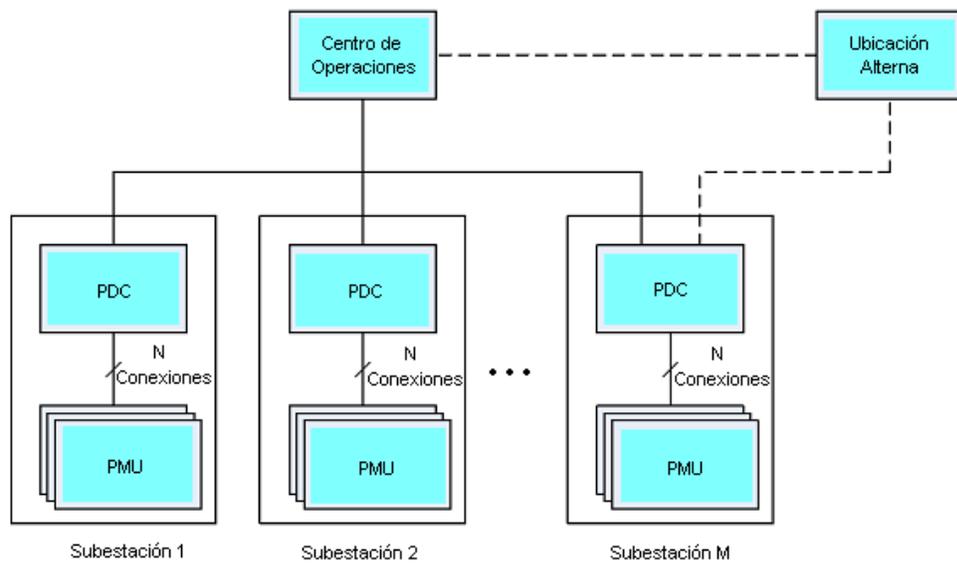


Figura 5.4 Red Fasorial Típica. [12]



La etapa de generación de las mediciones consiste en la obtención del fasor representativo de una onda a partir de las muestras que de ella obtiene un sistema de medida digital. El método más empleado para realizar estas mediciones se basa en el muestreo de la onda a frecuencia constante y múltiplo de la frecuencia nominal, la medición del retardo, con respecto a una onda patrón creada por el instrumento de medida y la posterior aplicación de la transformada Discreta de Fourier sobre las muestras tomadas para obtener el fasor de una única frecuencia paso necesario debido a que la señal medida es una onda compuesta por muchas ondas senoidales a frecuencias diferentes. Aplicando algunas operaciones sobre el resultado se obtienen la amplitud y fase del fasor representativo de la onda muestreada. [5]

Para mayor información el lector puede dirigirse a textos de cálculo donde se tiene una mayor profundidad en la explicación de los métodos de Transformada de Fourier o en el documento de referencia bibliográfica de los autores A.G. Phadke y J.S. Thorp titulado "Synchronized Phasor Measurements and their Applications", en el cual se realiza un análisis del tratamiento de funciones con series y transformadas de Fourier y el muestreo de señales utilizando estos métodos.

Una señal sinusoidal $x(t)$ con frecuencia kf_o representada en series de Fourier como $x(t) = a_k \cos(2\pi kf_o t) + b_k \text{sen}(2\pi kf_o t)$, y tiene representación fasorial de la forma [15]:

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \left\{ \sqrt{(a_k^2 + b_k^2)} \right\} e^{j\phi},$$

Donde la raíz cuadrada de dos se aplica para obtener el valor rms de la onda y ϕ es el ángulo entre las componentes $-b_k$ y a_k . Usando la relación de los coeficientes de la serie de Fourier con la Transformada Discreta de Fourier (DFT), la representación del fasor del k-armónico está dada por:

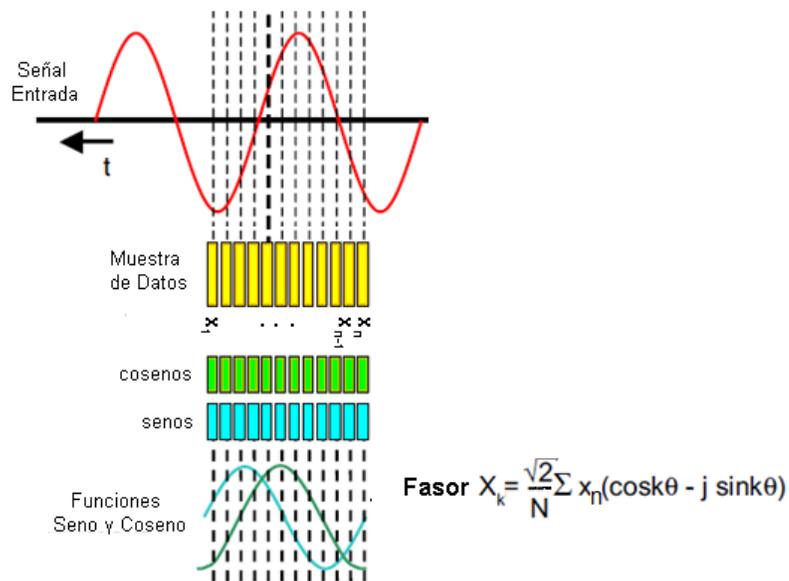
$$X_k = \frac{2}{\sqrt{2} \cdot N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) e^{-\frac{2\pi kn}{N}}$$

$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(n\Delta T) \left\{ \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \text{sen}\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right\}$$

Donde ΔT define los intervalos uniformes en los cuales la señal es muestreada y N es el número de muestras tomadas en un espacio de tiempo definido. Reemplazando $x(n\Delta T)$ por x_n y $2\pi/N$ por θ , donde θ es el ángulo muestreado en términos del periodo de la componente a frecuencia fundamental se obtiene la ecuación 6.2, el esquema de muestreo de la señal es presentado en la figura 5.5.

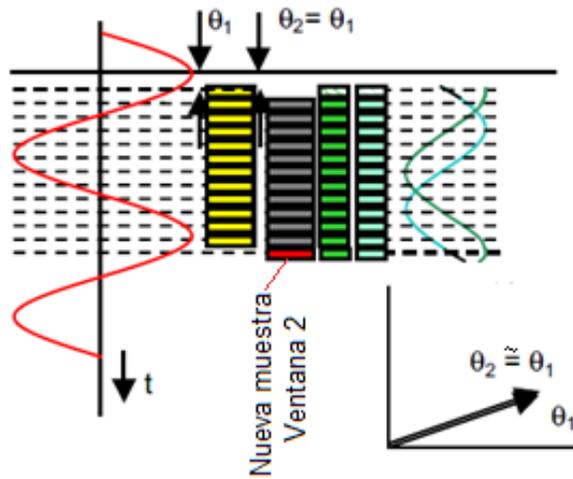
$$X_k = \frac{\sqrt{2}}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \{ \cos(kn\theta) - j \operatorname{sen}(kn\theta) \} \quad (5.2)$$

Figura 5.5 Estimación de fasores desde una muestra usando Transformada Discreta de Fourier [5]



Se han desarrollado algoritmos para el cálculo del fasor que actualizan el valor estimado con cada nueva muestra adquirida, haciendo de la estimación del fasor un proceso continuo. Estos algoritmos en su forma básica, realizan los cálculos necesarios en la estimación del fasor para una ventana de N muestras considerando los datos $X_{n=0}$ hasta el dato X_{N-1} , para la actualización del fasor con una nueva muestra adquirida, efectúan las mismas operaciones pero considerando el corrimiento de la ventana de muestras, es decir, se ejecutarán los cálculos tomando las muestras $X_{n=1}$ hasta el dato X_N , luego para $X_{n=2}$ hasta el dato X_{N+1} y así sucesivamente, como se presenta en la siguiente figura.

Figura 5.6 Estimación de fasores con una ventana móvil de la Transformada Discreta de Fourier [5]



Para que el fasor característico obtenido sea denominado sincrofasor, la onda de referencia con la cual fue comparada la muestra, debe estar sincronizada con la Onda coseno universal. La forma más simple de conseguir esto es mediante la utilización de una fuente externa de sincronismo (por ejemplo una señal procedente de un GPS), a partir de la cual cada equipo resincronice la fase de su fasor de referencia. En términos generales, una PMU utiliza un fasor de referencia constituido por una onda coseno a frecuencia nominal y que se sincroniza de tal forma que el inicio de cada segundo coincida con uno de sus máximos.

Entonces cada medidor transmitirá, por algún medio de comunicación, a un procesador central los ángulos calculados junto con el tiempo específico en el que se hizo la medición, dicho procesador calculará el desfase como la substracción entre los ángulos tomando como minuendo el ángulo medido por una de las PMU, predefinida como referencia.

5.2 CONCENTRADORES DE DATOS FASORIALES PDC

Los Concentradores de Datos fasoriales, comúnmente conocidos como PDC por sus siglas en inglés, son procesadores de comunicación basados en microprocesadores, diseñados para servir de interface y agrupar los datos de medición enviados por las PMU con su respectiva bandera de tiempo, logrando crear colecciones extensas y correlacionadas de fasores. Sin embargo esta no es su única función ya que su tecnología permite Ejecutar revisiones de calidad de

los datos de fasores e insertar las banderas apropiadas dentro del flujo de datos correlacionados. [16]

Además los PDC permiten grabar archivos o datos para realizar un análisis posterior, así como monitorear mediciones globales las cuales son mostradas a través de un display. Un PDC posee cierto número de salidas especializadas lo que permite acoplarlo a un sistema SCADA o a un sistema EMS (Energy Management System), conectando estas salidas a un computador personal con el software adecuado, se logra calcular y visualizar variables como frecuencias, voltajes, corrientes, MW y MVar del sistema eléctrico de potencia.

5.3 UBICACIÓN DE PMU

Para obtener un sistema de monitoreo total de una red eléctrica, lo ideal es colocar equipos de medición en cada nodo de la red a supervisar. Sin embargo, esto no es viable debido a restricciones de tipo económico y de administración de la información obtenida de cada nodo. Por consiguiente se debe planear un sistema de monitoreo con un grupo de equipos de medida ubicados estratégicamente, logrando así las mediciones suficientes para mantener la supervisión de todo el sistema.

Se dice que un sistema es observable cuando se pueden obtener, mediante una medida puntual o a través de cálculos basados en mediciones disponibles, las magnitudes y los ángulos de las tensiones en todos sus nodos. Para lograr una red observable se realiza un análisis topológico que determina si es posible construir un árbol de mediciones que abarque toda la red eléctrica. [16]

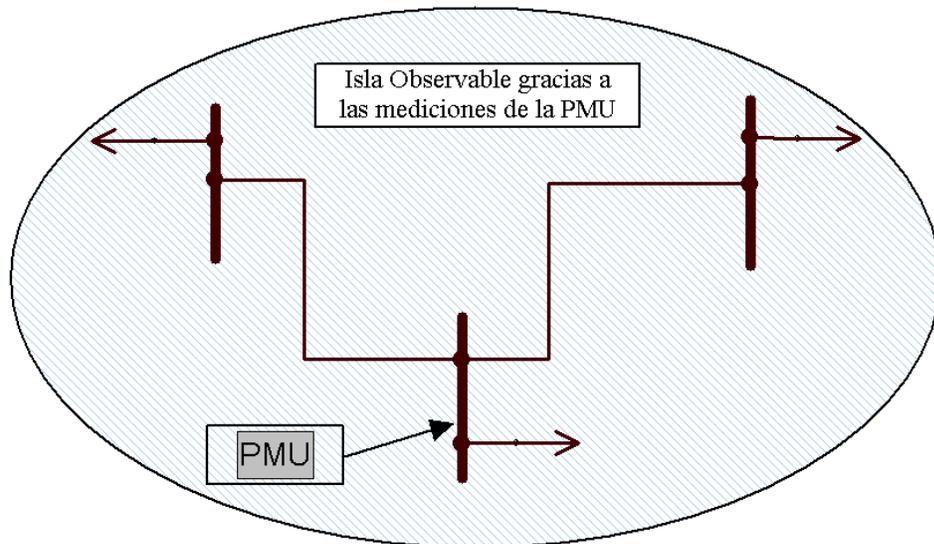
En el proceso de selección de la ubicación más adecuada para las PMU se aplican algunas reglas basadas en las leyes de Ohm y Kirchoff, estas reglas son:

- Una línea es observable cuando se conoce la corriente (en las tres fases) que circula a través de ella.
- Una barra es observable cuando se conoce la tensión (en las tres fases) a la que se encuentra.
- La observabilidad se deriva de la medida real y/o del cálculo a partir de medidas reales y los datos de impedancia de las líneas de la red.

- Cualquier barra a la que llegue una línea observable, procedente de una barra observable, es a su vez observable.
- Cualquier línea que conecte dos barras observables, es observable.
- Si todas las líneas que llegan a una barra observable, son observables excepto una, dicha línea es observable también.

La figura 5.7, presenta el área observable obtenida gracias a la aplicación de una sola PMU.

Figura 5.7 Isla observable gracias a una PMU



Cuando se ha obtenido, a través de la aplicación de las reglas anteriores, una red observable, son aplicados ciertos algoritmos que permiten optimizar la observabilidad de la red reduciendo el número de PMUs a instalar y considerando criterios de restricción como el costo de instalación de equipos en ciertas zonas de un país.

6 SISTEMAS DE MONITOREO, PROTECCIÓN Y CONTROL DE ÁREA AMPLIA

Las redes de área amplia son redes informáticas que se extienden sobre un área geográfica extensa que puede ser un país o incluso un continente. Su función fundamental está orientada a la interconexión de redes o equipos terminales que se encuentran ubicados a grandes distancias entre sí; para ello cuentan con una infraestructura basada en nodos de conmutación que llevan a cabo la interconexión de dichos elementos, por los que fluye un volumen apreciable de información de manera continua. [17]

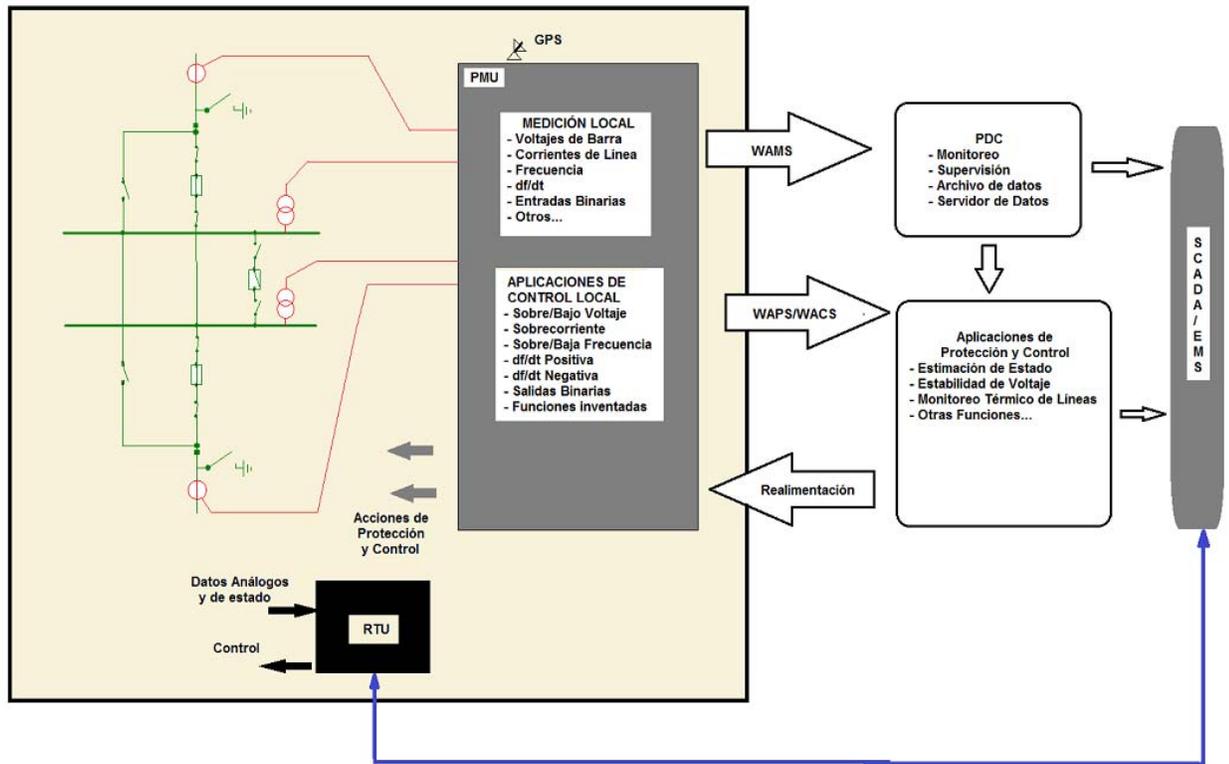
Los sistemas de monitoreo de área amplia WAMS no son un concepto nuevo, actualmente se puede observar este tipo de tecnología distribuida por el mundo con la implementación del sistema SCADA/EMS [18]. Sin embargo estos sistemas tienen limitaciones en los tiempos de muestreo ($>1s$) y sólo permiten obtener una estimación del estado del sistema, con errores algunas veces irremediables, debidos a los tiempos de adquisición de datos y a los supuestos matemáticos en los modelos de red.

Las PMUs se implementan en estas redes de monitoreo de área amplia, lo que permite contar con una mejor estimación de variables de operación y una observabilidad casi completa de la red eléctrica, logrando con las medidas sincronizadas de fasores la imagen instantánea del sistema de potencia y su comportamiento en tiempo real.

Es importante indicar que el potencial de aplicación de los sincrofasores va más allá del monitoreo de sistemas de área amplia (WAMS) al considerar los desarrollos a largo plazo que se están dando en el mundo, donde los datos de fasores sincronizados son usados, además del monitoreo, para protección y control de redes en tiempo real. [12]

En la Figura 6.1 se muestran, de manera sencilla, los alcances del WAMPC (Wide Area Monitoring, Protection and Control), donde la PMU no es sólo un recolector de datos sino un dispositivo de protección y control. Esta percepción se debe a que la PMU puede administrar localmente funciones como el deslastre de carga ante condiciones de baja frecuencia o bajo voltaje, protección de sobrecarga y las estructuras interconectadas a través de los PDC pueden acoplarse también a otros sistemas de control de área amplia aportando sus mediciones para lograr mayor eficacia en la detección y resolución de fallas.

Figura 6.1 Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia [2]



Las aplicaciones de los sistemas WAMPC (Wide Area Monitoring Protection and Control) se pueden clasificar en dos grandes categorías, que simplifican la visión de estos sistemas, las cuales han sido denominadas de acuerdo al grado de implementación de dichos sistemas en la estructura general del sistema eléctrico. Las categorías son:

- Aplicaciones en subestación local: Aprovechamiento de la "inteligencia" y el poder de decisión local en la PMU de cada subestación para obtener acciones correctivas o adaptativas coordinadas ante eventos en el sistema de potencia.
- Aplicaciones en sistemas o centros de operación regional: Administración de control sobre todo el sistema en los centros de operación.

- **Aplicaciones en subestación local:**

Diversas aplicaciones de control y monitoreo han sido implementadas en las subestaciones para apoyar la operación del sistema, entre las que se incluye: regulación de voltaje, compensación de carga reactiva, deslastre de carga por bajo voltaje o baja frecuencia, etc. Estas funciones miden variables en la subestación y toman acciones automáticamente según rangos especificados previamente. Con este tipo de funciones implementadas en las PMU y a través de una coordinación eficiente se mejora en gran medida el tratamiento de perturbaciones en área amplia. [12]

- **Aplicaciones de Operación del sistema:**

Este tipo de aplicaciones no están inmersas en las PMU, sino que son implementadas en los computadores de los centros de operación y control regional o en otros puntos de la red. Estas aplicaciones pueden ser implementadas para mantener o conducir al sistema a un punto de operación específico utilizando los datos de los sincrofasores [12]. Algunas de estas aplicaciones son:

- Cálculo de parámetros de líneas de transmisión
- Monitoreo térmico de líneas de transmisión
- Evaluación de estado del sistema
- Inestabilidad de Voltaje
- Estabilidad de Transferencia de potencia
- Oscilación de potencia
- Otras

A su vez las aplicaciones de los sistemas WAMPC basados en sincrofasores se pueden clasificar según su funcionalidad dentro del sistema, separándose en dos grupos que son la estructura fundamental de este tipo de sistemas, Aplicaciones de Monitoreo y Aplicaciones de Protección y Control. Los cuales se describen a continuación.

6.1 APLICACIONES DE MONITOREO DE ÁREA AMPLIA

La finalidad principal de los sistemas de monitoreo de área amplia, es dotar a los operadores de la red eléctrica de un sistema de información amplia con herramientas de análisis que incrementen la velocidad de detección y respuesta ante situaciones de riesgo permitiendo a los operadores de la red tomar decisiones más acertadas y con mayor rapidez previniendo eventos incontrolables o salidas de operación en cascada. Este objetivo convierte a este tipo de

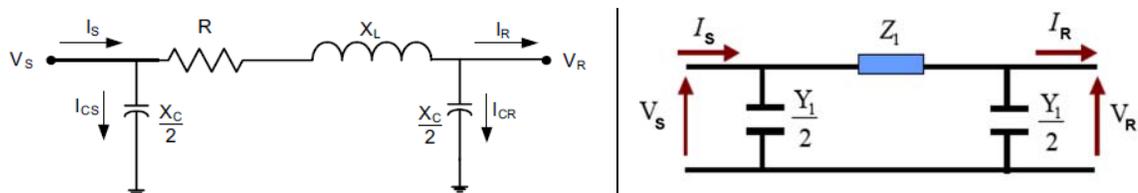
aplicaciones en fundamento de las aplicaciones de control y protección siendo su implementación el primer paso a dar en proyectos WAMPC. [16]

6.1.1 Cálculo de Parámetros de Línea. La impedancia de las líneas de transmisión suele ser calculada a partir de las características geométricas y eléctricas de los conductores que las conforman. En dicho cálculo se realizan aproximaciones o supuestos que conllevan a errores en el resultado, a continuación se describen brevemente las variables más significativas que aportan al error y son aplicadas en el cálculo habitual:

- *Resistencia de los conductores:* Su valor varía con la temperatura ambiente y el flujo de potencia a través de ellos. Algunas líneas de transmisión presentan en la realidad, secciones con diferentes tipos de conductor.
- *Geometría:* Existen variaciones en la configuración de las torres a lo largo del recorrido de una línea de transmisión, por lo que se considera usualmente un valor medio.

Los parámetros de impedancia de una línea de transmisión pueden ser calculados usando una PMU en cada terminal de la línea, lo que permite eliminar las fuentes de error. La PMU mide los sincrofasores de voltaje y corriente en los terminales: V_S , V_R , I_S e I_R , de esta forma se pueden computar los parámetros de línea R , X_L y X_C . Con estos resultados se pueden obtener "perfiles" ante diferentes condiciones de carga ó ambientales calculando secciones π distribuidas, como se muestra en la figura 6.2 lo que brinda la posibilidad de determinar los perfiles de voltaje a través de la línea en cualquier condición de transmisión. [12]

Figura 6.2 Monitoreo, Protección y Control de Área Amplia



Para el modelo π de la línea de transmisión presentado en la figura r, las ecuaciones que relacionan las tensiones e intensidades de secuencia directa en ambos extremos de la línea se muestran a continuación (Ecuación 6.1 y 6.2). Cabe aclarar que estas ecuaciones pueden ser utilizadas tanto para líneas aéreas como para cables que se consideren como líneas medias o cortas (longitud < 200

km para líneas o < 30 km para cables). Para líneas largas se puede utilizar un modelo de parámetros distribuidos aplicando ecuaciones diferenciales parciales en función del tiempo. [19]

$$Y_1 = 2 \cdot \frac{I_S + I_R}{V_S + V_R} \quad (6.1)$$

$$Z_1 = \frac{V_S^2 - V_R^2}{I_S \cdot V_R - I_R \cdot V_S} \quad (6.2)$$

Donde,

Y : Admitancia en derivación total (S)

Z : Impedancia serie total (Ω)

V_S : Voltaje en la barra de suministro de potencia (V)

V_R : Voltaje en la barra de recepción de potencia (V)

I_S : Corriente suministrada (A)

I_R : Corriente recibida (A)

6.1.2 Estimación de estado. Esta aplicación permite al operador del sistema conocer el valor de los ángulos relativos entre diferentes zonas de la red y tomar mejores decisiones con el objetivo de mantener la integridad del sistema de potencia durante los eventos que causan salidas indeseadas de generación o capacidad de transmisión ya que la diferencia en aumento de los ángulos implica un incremento en la tensión estática entre los dos puntos desencadenando inestabilidad y cortes de energía parciales o totales. [20]

La estimación de estado es ampliamente utilizada en los centros de control de las redes eléctricas para encontrar el punto de operación de la red eléctrica en un instante de tiempo y determinar el estado de las variables eléctricas de la red y el nivel de "estrés" que la red experimenta en un momento dado. [16]

Hasta el momento la estimación de estado es realizada con mediciones de la magnitud de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva en los nodos de la red eléctrica. Estas medidas son obtenidas a través de sistemas de supervisión control y adquisición de datos SCADA y usadas en conjunto con el modelo de impedancia para calcular los valores estimados de los ángulos en diferentes zonas del sistema, lo que conlleva a imprecisiones que se acumulan desde los puntos de medida, así como de las ecuaciones y modelos utilizados para calcular el sistema.

Por ende, la tarea de discriminar estados de riesgo en el sistema se vuelve casi imposible en tiempo real, y se convierte en una revisión pormenorizada "post-mortem" para determinar qué ocasionó la caída del sistema.

En todos los casos el modelo de red construido para realizar la estimación de estado del sistema, debe ser confiable ya que puede ser sometido a la evaluación de mercados eléctricos, donde cuestiones económicas entran en conflicto con los límites de operación eléctricos [20]. De allí surge la necesidad de evaluar nuevas metodologías y tecnologías para la implementación de estimadores de estado del sistema que funcionen de manera confiable y coherente con la operación real del sistema eléctrico.

Los algoritmos de estimación de estado convencionales utilizan, como datos de entrada, mediciones obtenidas con el sistema SCADA [16]:

- Magnitudes de Voltajes.
- Flujos de potencia activa y reactiva en las líneas.
- Mediciones de carga.
- Despacho de los generadores.
- Estado de interruptores, seccionadores y otros elementos de desconexión.
- Posiciones de los cambiadores de tap en los transformadores.
- Parámetros de líneas, transformadores, y bancos de condensadores.

Con estos datos de entrada, el estimador de estado ejecutará las siguientes funciones:

- Procesamiento de la topología de red. Con base en el estado de interruptores y elementos de desconexión define la matriz de admitancias del sistema.
- Análisis de Observabilidad. Determina si con los datos ingresados es posible obtener una solución para todo el sistema.

- Estimación de estado. Estima o calcula los fasores de tensión óptimos en cada nodo. Normalmente se utiliza un método llamado Mínimos Cuadrados Ponderados, que estima el error probable de las mediciones y encuentra valores críticos y mínimos locales.
- Detección de datos incorrectos. Detecta errores en el conjunto de mediciones.
- Procesamientos de errores. Estima diferentes parámetros de la red, tales como parámetros de los modelos de los transformadores y líneas de transmisión, parámetros de los cambiadores de tap y de los bancos de capacitores; y detecta errores provenientes de la configuración de la red o del estado de elementos de desconexión. Para esto se requiere que exista cierto nivel de redundancia en las mediciones.

En el proceso de estimación de estado convencional se establecen las variables a ser estimadas como Voltajes y Corrientes ($X_1=I$, $X_2=V$) planteando la siguiente ecuación [21]:

$$Z_1 = h_1 X_1 + e_1 \quad (6.3)$$

$$Z_2 = h_2 X_2 + e_2 \quad (6.4)$$

Donde h_1 relaciona los elementos activos del sistema, e_1 es el error de la medición Z_1 y X_1 es la variable de estado correspondiente al voltaje; $h_1=h_2$, e_2 es el error de la medición Z_2 y X_2 es la variable de estado correspondiente al voltaje. Se configura un sistema de ecuaciones $m \times n$, donde m es el número de mediciones y n el número de variables de estado, expresándolo en forma matricial:

$$Z = [H]X + e \quad (6.5)$$

Mediante el método de mínimos cuadrados sobre factores de ponderación que permiten valorar aquellas mediciones que se consideran más exactas y utilizando el criterio de la primera derivada = 0 se obtiene la matriz jacobiana, mostrada a continuación, en función de las variables de estado [20]

Figura 6.3 Matriz Jacobiana H en forma de bloques [20]

0	0	...	0	1	1	...	1	N magnitudes de Voltaje $ V_i $
$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_N}$	$\frac{\partial P_1}{\partial V_1 }$...	$\frac{\partial P_1}{\partial V_N }$	\vdots	\vdots	N inyecciones P_i a la barra
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
$\frac{\partial P_N}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial P_N}{\partial \delta_N}$	$\frac{\partial P_N}{\partial V_1 }$...	$\frac{\partial P_N}{\partial V_N }$	\vdots	\vdots	N inyecciones Q_i a la barra
$\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_N}$	$\frac{\partial Q_1}{\partial V_1 }$...	$\frac{\partial Q_1}{\partial V_N }$	\vdots	\vdots	
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
$\frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2}$...	$\frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N}$	$\frac{\partial Q_N}{\partial V_1 }$...	$\frac{\partial Q_N}{\partial V_N }$	\vdots	\vdots	
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
...	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}$...	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i }$	$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j }$...	\vdots	B flujos de linea P_{ij}
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
...	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_i}$	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial \delta_j}$...	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial V_i }$	$\frac{\partial P_{ji}}{\partial V_j }$...	\vdots	B flujos de linea P_{ji}
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
...	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}$...	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i }$	$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j }$...	\vdots	B flujos de linea Q_{ij}
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	
...	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_i}$	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial \delta_j}$...	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial V_i }$	$\frac{\partial Q_{ji}}{\partial V_j }$...	\vdots	B flujos de linea Q_{ji}
\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	\vdots	

La expresión para la estimación de estado comprende:

$$H_x^T R^{-1} [Z - h(\hat{X})] = 0 \tag{6.6}$$

Donde H_x^T es la transpuesta de la matriz jacobiana en función de las variables de estado. $h(\hat{X})$ es un arreglo de funciones no lineales que expresan las cantidades

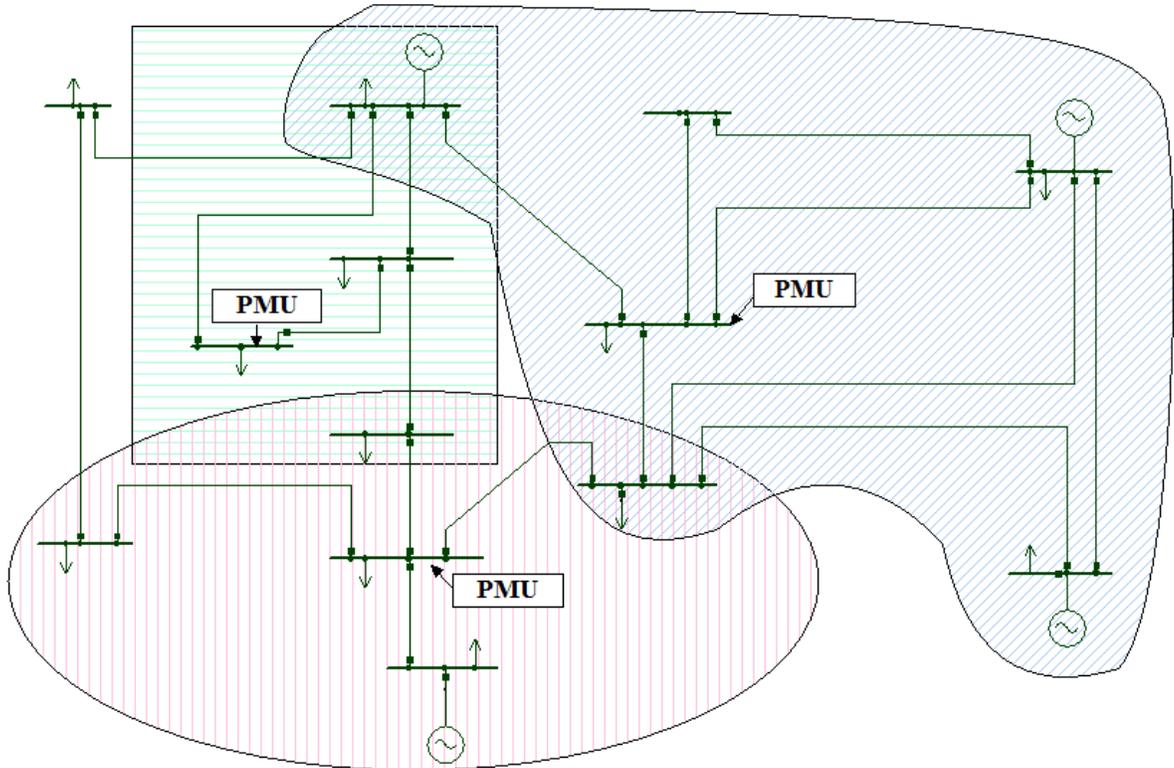
medidas en términos de las variables de estado. R^{-1} es un factor de ponderación y Z son la mediciones realizadas.

Los algoritmos convencionales ofrecen una estimación del estado de la red cercana a la realidad para sistemas de potencia en estado estable, en los cuales las medidas obtenidas se pueden considerar cantidades constantes dentro de un rango de observación, por lo que desviaciones en el instante en que fue realizada cada medición no tienen una influencia muy grande en los errores introducidos [16]. Sin embargo, la estimación de estado puede que no converja debido a que:

- El estado del sistema de potencia cambia más rápido que la velocidad de adquisición de datos del sistema SCADA.
- Hay pérdida de datos críticos debido a retardos o fallas en los sistemas de comunicación.
- Existen errores en la base de datos de los parámetros del sistema de potencia, como en los parámetros que modelan las líneas de transmisión o los transformadores.
- Ocurren cambios en la topología de la red que no alcanzan a ser leídos por el SCADA antes de la estimación de estado, siendo errónea la matriz de admitancias supuesta.

Las PMU brindan fasores de voltaje y corriente sincronizados en un tiempo preciso, además, si un número suficiente de ellos están localizados correctamente optimizando la observabilidad de la red, mejoran significativamente la precisión y velocidad en el cálculo de la estimación de estado.

Figura 6.4 Cobertura de PMUs sobre la red del sistema de potencia [2]



Considerando la ecuación matricial para determinar la condición del sistema y conociendo todos los fasores de tensión en los nodos y el modelo de admitancias de la red, se encuentran mejoras sustanciales al implementar un estimador de estado de la red basado en sincrofasores.

Ecuación Matricial:
$$\vec{I} = \vec{Y}\vec{V} \quad (6.7)$$

Siendo:

\vec{I} : Vector de los fasores de corriente de las ramas

\vec{V} : Vector de los fasores de tensión de las barras

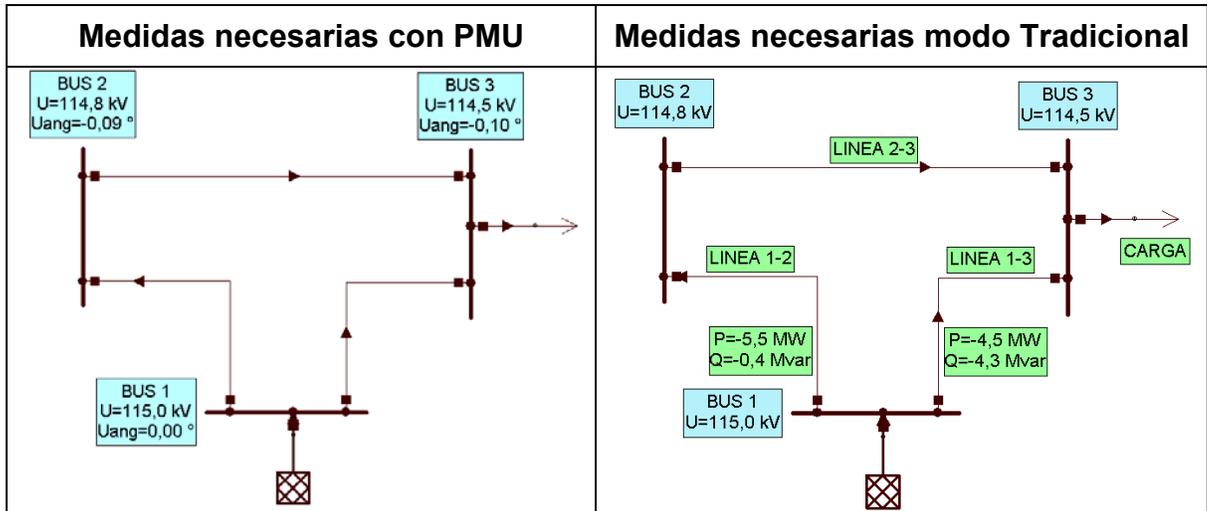
\vec{Y} : Matriz de admitancias

Las mejoras que se pueden apreciar son las siguientes [16]:

- La medición de fasores se realiza en un instante de tiempo preciso y controlado, lo que elimina los errores por retardos o desviaciones de tiempo en las medidas.
- No es necesario realizar cálculos para determinar los ángulos de los voltajes por cada nodo, ya que la medición que tomamos como dato de entrada trae consigo este valor. Además también se tienen magnitud y ángulo de las corrientes.
- Con los fasores de corrientes y voltajes del sistema se puede determinar en breves instantes de tiempo si ha ocurrido la apertura o cierre de algún elemento de desconexión en el sistema, por lo cual, se logra diferenciar un estado de otro entre algunos milisegundos (depende de la tasa de envío de información de cada PMU y los anchos de banda de la red de comunicación). Esto reduce en gran medida los errores que aparecen al determinar la matriz de admitancias.
- Se calculan las potencias activa y reactiva que fluyen a través de una línea con los fasores de voltaje y corriente medidos en un instante de tiempo preciso. Lo que facilita enormemente la estimación de estado y elimina la necesidad de medir el flujo de potencia activa y reactiva. La detección de errores se facilita al poder comparar directamente estos cálculos, con la medición de las cargas o los despachos en generación.
- Se pueden implementar unidades SVP (Synchrophasor Vector Processor) que permiten refinar y verificar los datos provenientes de PMUs antes de dirigirlos al centro de control para la estimación de estado general lo que ahorra tiempo y esfuerzos en los algoritmos de procesamiento de la información previa a la estimación de estado.
- El número crítico de datos provenientes de PMUs o el número de PMUs implementadas para la estimación de estado es menor al número de equipos instalados para la estimación de estado en forma convencional. Ya que las medidas están sincronizadas y referidas a un tiempo común y preciso.

Estas ventajas se pueden observar fácilmente con una red de tres nodos, como la representada en la figura 6.5, donde si se tiene instalada una PMU por cada nodo el procesamiento de datos no implica un mayor esfuerzo matemático ya que el estado del sistema se obtendría directamente de las PMUs. En el caso tradicional se necesitarían mediciones de la potencia activa y reactiva que fluye al menos, por dos de las líneas del sistema, con el objetivo de ingresar estas mediciones, junto con los parámetros que modelan la línea, en algoritmos de cálculo para la determinación de los ángulos de los voltajes en los tres nodos [16].

Figura 6.5 Medidas requeridas en estimación de estado.



6.1.3 Esquemas. Como se enunció en el punto anterior se pueden realizar implementaciones eficientes de estimadores de estado para un sistema de potencia con la implementación de SVP. Los SVP tienen la capacidad de realizar la estimación de estado de un área local, validando los datos antes de ser enviados al centro de control donde se realice la estimación de estado global. Las tareas principales que desempeña el SVP son:

- Determinar la topología de la subestación.
- Detectar y resolver posibles errores referentes al estado de los elementos de desconexión y las mediciones de corriente.
- Validar mediciones de corriente y voltaje.
- Estimar voltajes en subestaciones adyacentes, utilizando las mediciones locales y los parámetros de la línea de transmisión.
- Comparar las estimaciones realizadas en una subestación adyacente con las mediciones realizadas localmente.

Un esquema de implementación básica, que integra los sistemas de medida PMU y los procesadores vectoriales de datos fasoriales SVP, es presentado en la figura 6.6, donde se puede apreciar que los SVP se encargan de la adquisición de las

medidas fasoriales en redes locales, procesan la información y la remiten al Centro de control donde se realiza la Estimación de Estado. Al estimador de estado ingresan datos que han sido verificados por los SVP de tal forma que no sea necesario realizar procesos de validación complejos reduciendo el consumo de recursos en procesamiento de datos.

Figura 6.6 Esquema Básico de implementación SVP [16]

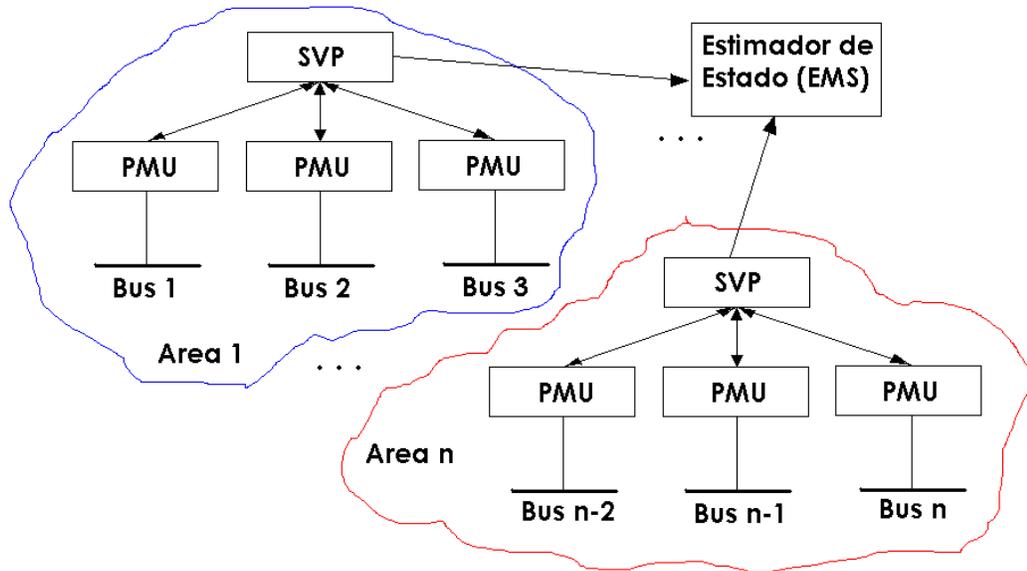
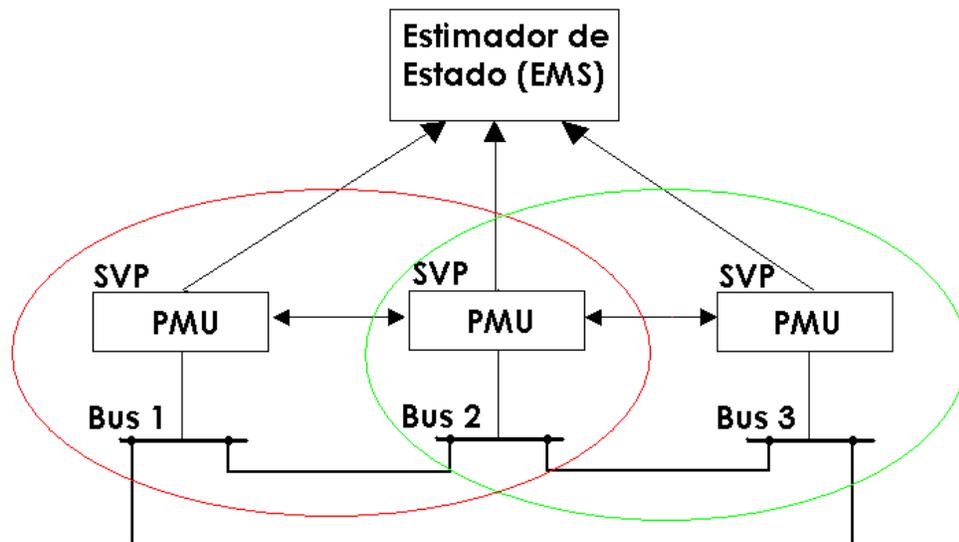


Figura 6.7 Esquema redundante con SVP [16]



Se pueden integrar sistemas de medición sincrofásorial redundantes, como se muestra en la figura 6.7, donde los PMUs con SVP toman mediciones de los fasores de voltaje y corriente, y cotejan los datos de topología en cada nodo, además comparten e intercambian esta información con otras PMU de subestaciones adyacentes estableciendo lazos de redundancia para garantizar la confiabilidad en el envío de datos hacia el centro de control principal.

6.2 APLICACIONES DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE ÁREA AMPLIA

Las aplicaciones de Protección y Control basadas en sincrofasores, se caracterizan en aumentar la eficacia de las protecciones en los sistemas de potencia y de sus equipos y la preparación de esquemas correctivos. Las mediciones en tiempo real y la simplificación de la matemática utilizada para la determinación del estado del sistema optimizan los esquemas de control disminuyendo la complejidad de sus modelos matemáticos y su incertidumbre.

6.2.1 Monitoreo térmico de líneas de transmisión. La cargabilidad de las líneas de transmisión es por lo general restringida por sus límites térmicos más que por los límites que implica la estabilidad de voltaje del sistema. Como es sabido, la resistencia de los conductores varía con la temperatura ambiente y el flujo de corriente eléctrica a través de ellos, por ende, el valor de resistencia eléctrica real de un conductor en operación refleja análogamente el valor de temperatura a la que está expuesto dicho conductor [16].

Los cálculos de la resistencia de la línea basados en medición por sincrofasores brinda una aproximación económica al monitoreo térmico permitiendo el uso eficiente de la capacidad total de transmisión. Como se observó en el numeral 7.1 basta con obtener los datos magnitud y ángulo de la tensión en los nodos de conexión de la línea de transmisión y la magnitud y el ángulo de la corriente que fluye a través de la línea en su inicio y fin, para obtener la impedancia serie de la línea, utilizando la ecuación [19]:

$$Z_1 = \frac{V_S^2 - V_R^2}{I_S \cdot V_R - I_R \cdot V_S}, \quad (6.8)$$

$$Z_1 = R + jX \quad (6.9)$$

La resistencia eléctrica es la componente real de la impedancia serie encontrada en el cálculo. El valor de la resistencia del conductor entre los 25 y los 50°C es dado por los fabricantes y sirve como fundamento para calcular la temperatura promedio. Con estos datos y de manera económica se pueden obtener además avisos de alarma ante posibles sobrecargas, Control dinámico de la capacidad de la línea de transmisión y/o Estimación indirecta de depresión de la línea.

6.2.2 Inestabilidad de Voltaje. La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad que posee el sistema de potencia de mantener voltajes estacionarios en todos los barrajes después de un disturbio, esta habilidad depende directamente del equilibrio entre la potencia generada y la demandada por las cargas. La inestabilidad se refleja como un continuo deterioro en la magnitud de los voltajes de algunas barras o nodos del sistema y se puede visualizar como la relación entre los voltajes de barra y la potencia demandada en la barra; así, se puede decir que los fenómenos de estabilidad de voltaje están muy relacionados al flujo de potencia reactiva en la red, al comportamiento de las cargas ante las variaciones de tensión, a la acción de dispositivos automáticos de control de tensión, entre otros. [22]

El crecimiento en la demanda en las redes eléctricas origina mayores momentos de stress que pueden violar los límites de estabilidad presupuestados. El conocimiento de la configuración de la red, las transferencias de potencia y las tensiones en los nodos son indicadores de que tan cerca se encuentra un sistema de un posible colapso. Los sincrofasores obtenidos de una red pueden brindar información clave en la predicción de la inestabilidad de voltaje logrando así trabajar cerca a los límites de estabilidad con mayor confianza.

Las deficiencias en la estabilidad de voltaje representan un alto riesgo para la operación segura y confiable de los sistemas de potencia, por ello se han establecido indicadores a partir de ciertos cálculos para la determinación del estado del sistema ante una probable pérdida de estabilidad desde el punto de vista del voltaje. Sin embargo, la necesidad de efectuar complejos procesos matemáticos para valorar el estado del sistema de potencia ha sido una limitante de peso para la implementación de esquemas de monitoreo y prevención de la inestabilidad de voltaje, los datos fasoriales sincronizados facilitan el procesamiento de la información del sistema y el cálculo de algunos índices para la predicción de inestabilidad.

Muchos indicadores han resultado ser herramientas muy útiles para los operadores del sistema, sin embargo la adquisición de los datos de las

mediciones, necesarias para obtener los índices, involucran tiempos de retardo y diferencias en los instantes en que se realizó cada medición, lo cual limita la velocidad de reacción ante contingencias y la confiabilidad de los resultados para aplicar medidas correctivas y evitar la caída del sistema. Los sincrofasores solucionan el inconveniente de retardos en los tiempos de adquisición de datos, ya que las mediciones fasoriales provenientes de PMUs, adecuadamente ubicadas, presentan el estado del sistema sin involucrar pesados procesamientos de datos; además el sello de tiempo que las PMU imprimen sobre cada medición permite establecer un patrón temporal para cada índice requerido lo que garantiza que las medidas obtenidas pertenecen a un mismo estado del sistema [23].

Normalmente la seguridad operativa del sistema desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, es estimada en el corto plazo, es decir que se realizan simulaciones que ayudan al planeamiento de la operación del sistema para el día siguiente, o se deben realizar en "tiempo real" para evaluar la vulnerabilidad del sistema ante ciertas contingencias críticas con límites de transferencia de potencia reales. Esta última condición debe evaluarse en tiempos menores a 15 minutos, de tal manera que los operadores del sistema puedan tomar las medidas correctivas necesarias para garantizar la operación continua del sistema. (*CIGRE, New trends and requirements for dynamic security assessment, 1997*)

A continuación se mencionarán brevemente los índices utilizados para calificar la estabilidad de voltaje del sistema, haciendo mayor énfasis en los indicadores basados en mediciones fasoriales [23]. Los índices más usados para evaluar la estabilidad de voltaje del sistema en tiempo real se clasifican según los métodos de cálculo en:

- *Basados en flujos de carga:* para la determinación de los indicadores involucrados en esta categoría se utilizan como datos de entrada la distancia al punto de colapso obtenida mediante el flujo de carga, valores propios de la matriz Jacobiana reducida, ecuaciones de flujo de carga o sus componentes, curvas PV o VQ para encontrar la distancia al punto de colapso. Cabe aclarar que para la determinación de un índice en particular se utiliza una de las funciones anteriores o algunas combinaciones entre ellas. El desarrollo matemático para procesar la información necesaria para determinar un índice involucra grandes tiempos de procesamiento.
- *Basados en simulación quasi-estática:* Se realizan para evaluaciones de la estabilidad del sistema a largo plazo, la cual involucra la dinámica de elementos "lentos" en el sistema como la acción de limitadores de corriente de

los generadores, el periodo de interés se extiende por varios minutos. Se evalúa el comportamiento del sistema de potencia ante ciertos eventos muy probables utilizando ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema y en ellas reemplazan la solución de equilibrio de los componentes dinámicos, para reducir el tamaño de las ecuaciones y facilitar su solución. Sin embargo, su solución requiere un tiempo grande de procesamiento computacional.

- *Basados en simulación:* Se realizan simulaciones de estabilidad electromecánica en el tiempo, implica mucho tiempo de procesamiento y simulación.
- *Basados en funciones de Energía:* Se identifica un grupo de contingencias probables y sobre ellas se aplican simulaciones y análisis determinando las barras o nodos con los menores valores del índice de energía.
- *Métodos de computación blanda:* Se evalúan estados del sistema fuera de línea, los resultados son aplicados como entrenamiento para sistemas computacionales que aplican técnicas como redes neuronales, lógica difusa, una vez "entrenado" el sistema evalúa el estado actual del sistema eléctrico y pronostica su operación ante contingencias críticas y de probabilidad de ocurrencia alta.
- *Basados en medidas locales sincronizadas:* Utilizan las medidas tomadas en tiempo real por las PMU, las cuales aportan suficiente información para determinar de manera rápida, el estado del sistema. Superan en velocidad de procesamiento a los indicadores basados en las estrategias anteriores.

- **Índices SDI y SDC**

Presentado desde el año 2000 el SDI (Stability Difference Indicator) analiza la estabilidad de voltaje evaluando lo que sucede con la potencia en cada una de las líneas de transmisión de un sistema ante situaciones de inestabilidad de voltaje. El cálculo de éste índice es reordenado en el 2003 cambiando su nombre a SDC (Stability Difference Criterion). [24]

Estos índices basan su cálculo en las mediciones tomadas en un elemento de transmisión en sus extremos i y j , en dos instantes de tiempo consecutivos k y $(k+1)$, y el incremento en la potencia aparente en el punto j .

$$\Delta S^{(k+1)} = \Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*} + U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*} \quad (6.10)$$

ΔS : Incremento en la potencia aparente.

$U_j^{(k)}$: Voltaje en el nodo j en el instante k.

$\Delta U_j^{(k+1)}$: Incremento de voltaje en el nodo j.

$I_{ji}^{(k)*}$: Conjugada de la corriente que fluye entre los extremos de la línea en un instante k.

$\Delta I_{ji}^{(k+1)*}$: Conjugada del incremento de corriente.

Si el incremento en la potencia es cero, indica que las variables medidas no han cambiado significativamente, es decir, que los deltas en tensión y corriente son cero. (Operación normal). Otra causa del incremento nulo en la potencia aparente se da cuando la razón entre las magnitudes de los sumandos es uno y su ángulo es π [24]:

$$m = \frac{\left| \Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*} \right|}{\left| U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*} \right|} = 1.0 \quad \text{y} \quad \varphi = \pi \quad (6.11)$$

$$SDI = 1 + m \cdot \cos(\varphi) \quad (6.12)$$

El índice SDI puede tomar valores entre 0 y 2, encontrando el punto de colapso de voltaje en $SDI = 0$.

El índice SDC parte del SDI reordenando sus términos en una nueva ecuación. Bajo condiciones normales de operación SDC se encuentra cercano a 1.0, el punto de colapso de voltaje aparece en $SDC = 0$.

$$SDC = \left| 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_{ji}^{(k)*}}{U_j^{(k)} \Delta I_{ji}^{(k+1)*}} \right| \quad (6.13)$$

- **Índice ISI**

El índice ISI (Impedance Stability Index) es muy similar al índice SDC, está basado en dos medidas consecutivas de voltaje y corriente tomadas en una subestación para comparar la magnitud de la impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde la subestación. Normalmente se encuentra alrededor de 1.0 y encuentra el colapso en $ISI = 0$ [24].

$$ISI = 1 + \frac{\Delta U_j^{(k+1)} I_j^{(k)}}{U_j^{(k)} \Delta I_j^{(k+1)}} \quad (6.14)$$

- **Índice VSLBI**

El índice VSLBI (Voltage Stability Load Bus Index) se basa en medidas de voltaje tomadas en una subestación que permiten hacer la comparación entre la magnitud de impedancia de la carga en la subestación y la impedancia Thévenin equivalente del sistema vista desde la subestación, aplicando el teorema de máxima transferencia de potencia. En condiciones cercanas al colapso el índice es aproximadamente 1.0, en condiciones normales su valor va de 1.5 a 5.0. [24]

$$VSLBI = \frac{U_j^{(k)}}{\Delta U_j^{(k)}} = \frac{U_j^{(k)}}{2U_j^{(k)} \cos(\theta_j^k - U_j^{(k)})} \quad (6.15)$$

θ es el ángulo de fase del voltaje U, medidas tomadas en un instante t_k .

- **Índice de Carga L**

Otra técnica utiliza los fasores de voltaje y los voltajes sin carga de los nodos del sistema, obteniendo un índice que determina la distancia del nodo al límite de estabilidad de voltaje. Cuando el índice L es menor de 1 se considera que el sistema es estable, si excede la unidad el sistema se vuelve inestable desde el punto de vista de estabilidad de voltaje [25].

$$L = \frac{4[V_o V_L \cos(\theta_o - \theta_L) - V_L^2 \cos^2(\theta_o - \theta_L)]}{V_o^2} \quad (6.16)$$

V_o : Magnitud de voltaje en el nodo sin carga

V_L : Magnitud de voltaje medida en el nodo con carga

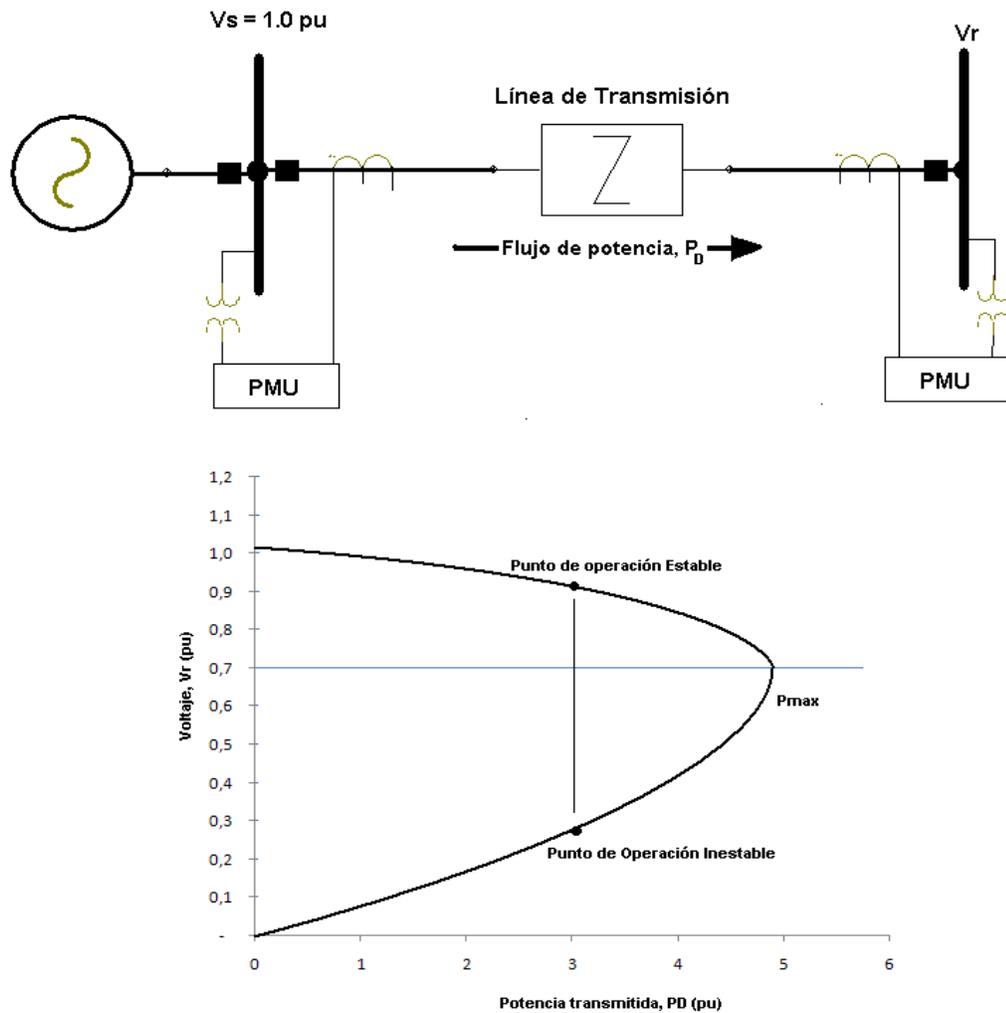
θ_o : Ángulo de voltaje en el nodo sin carga

θ_L : Ángulo de voltaje medido en el nodo con carga

La inestabilidad de voltaje puede predecirse desde una subestación con los PMU, o se puede hacer en un centro de control regional de manera visual, obteniendo en tiempo real la ubicación del sistema y su proximidad a una condición insegura

de voltaje. En la siguiente figura se muestra una curva típica PV desarrollada desde un nodo de transmisión y con los datos de impedancia de carga.

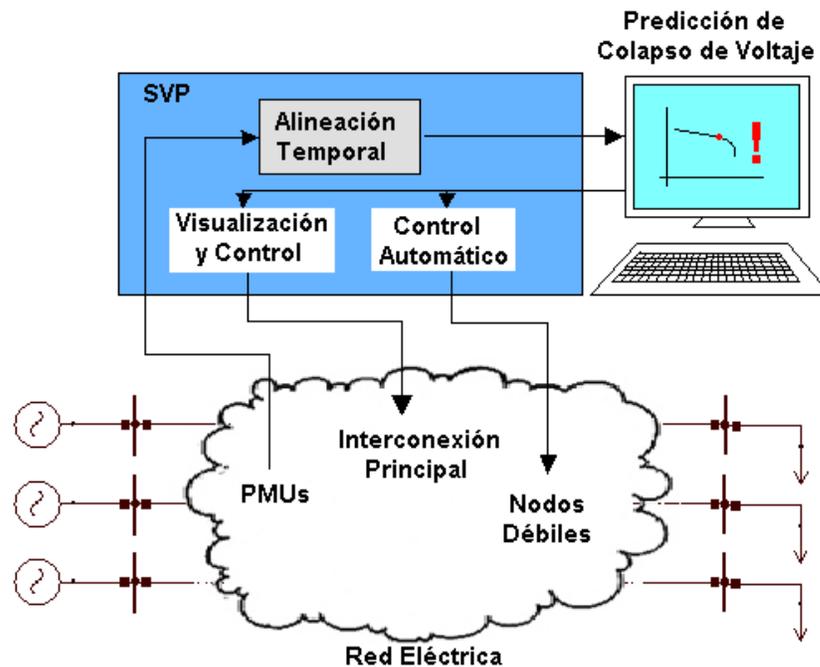
Figura 6.8 Curva Potencia - Voltaje [12]



Un sistema de detección y mitigación en tiempo real usando sincrofasores permite a los operadores de red prevenir colapsos de voltaje, minimizar el deslastre de cargas y mantener la estabilidad del sistema de potencia utilizando un SVP (Synchrophasor Vector Processor) que calcula de manera precisa el estado del sistema de potencia. El sistema de control evalúa los índices de colapso de tensiones y el costo de potencia reactiva incremental (IRPC), índices que permiten determinar la proximidad de la red a un colapso de voltaje y proponer un esquema efectivo de deslastre de carga antes del colapso. En la figura 6.9 se muestra el

esquema utilizado por Eskom en Sudáfrica para el monitoreo y control de la estabilidad de voltaje.

Figura 6.9 Sistema de Detección y Mitigación de estabilidad de Voltaje en tiempo real [11]



6.2.3 Estabilidad de transferencia de potencia. El incremento en la potencia de salida de un generador solo es posible hasta un valor de potencia eléctrica máximo a transferir. Este valor de potencia está referido al límite de estabilidad de estado estable, y ocurre en un desplazamiento angular entre el barraje de recepción y el barraje de suministro de máximo 90° . Cualquier intento en incrementar la potencia a transferir desde este punto de máxima transferencia ocasionaría una disminución en la potencia eléctrica a transferir y por ende el colapso del sistema al no existir potencia suficiente para alimentar la demanda. [22]

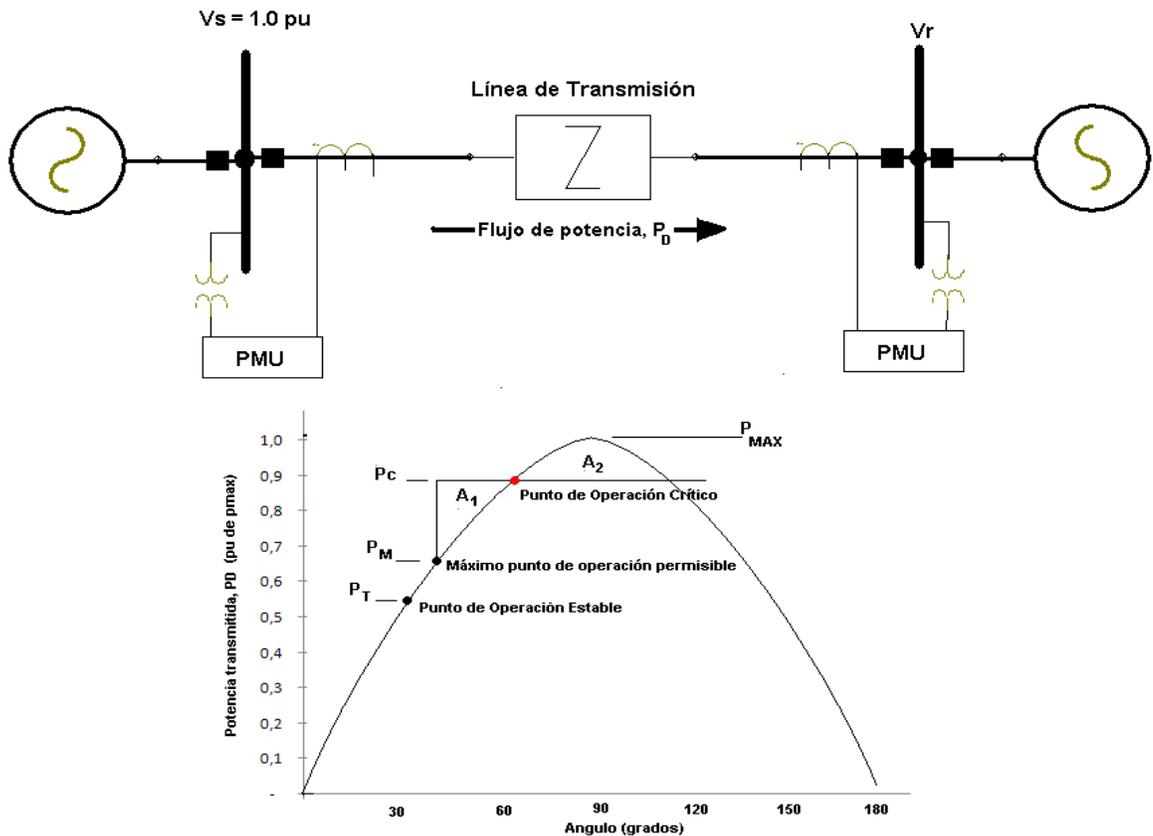
$$P_m = \frac{|V_s| |V_R|}{X_L} \sin(\delta) \quad (6.17)$$

Sin embargo, operar el sistema en el punto de máxima transferencia de potencia elimina la tolerancia a contingencias que exijan más potencia del sistema. Se considera que el sistema es estable si tiene la capacidad de regresar a un punto

de operación estable luego de alguna contingencia. El criterio de las áreas iguales utilizado normalmente para visualizar la oscilación de la máquina ante un cambio en su punto de operación define qué tan cerca se encuentra el sistema de un posible colapso ante alguna perturbación determinada.

El sincrofasor de voltaje y el modelo de impedancia de la línea de transmisión pueden ser usados para mostrar gráficamente la curva de transferencia de potencia y el punto de operación del sistema. Cuando el punto P_T de operación del sistema se acerca a una condición potencialmente inestable se pueden tomar acciones preventivas. En la figura 6.10 se presenta la línea de transmisión entre dos subestaciones en la cuales se ha implementado la medición de sincrofasores, con el objetivo de determinar la transferencia de potencia entre ellas. [12]

Figura 6.10 Límite de estabilidad con curva de transferencia de potencia [12]



6.2.4 Oscilaciones de Potencia. Cambios significativos en la transferencia de potencia causan grandes variaciones de voltaje en el sistema resultando en oscilaciones de los ángulos, lo que puede conducir a oscilaciones no amortiguadas e inestabilidad del sistema. Para prevenir el colapso, los esquemas basados en sincrofasores han sido desarrollados para detectar inminentes condiciones de operación inestable y alarmar a los operadores del sistema.

La detección de oscilaciones de potencia (fuera de paso) ha sido aplicada en relés de protección con características de medición de impedancia, donde se hace necesario distinguir entre oscilaciones del sistema y fallas debidas a condiciones de falla por baja impedancia; para ello los relés de distancia bloquean las unidades de medición de distancia del disparo y luego provocan la selección del disparo o no por oscilación. Nuevos algoritmos utilizan sincrofasores para monitorear la velocidad de oscilación y predecir inestabilidad, no obstante la implementación de ellos, en un centro de control, requiere recibir datos a una tasa mayor de 60 Hz, con retardos cercanos a cero, de cualquier forma puede ser detectado con PMU localmente en las subestaciones. [12]

Un método para la medición de oscilaciones no amortiguadas es el análisis modal, que es una técnica de procesamiento de señal que requiere muestras espaciadas uniformemente; por ello los sistemas de adquisición de datos tradicionales no son recomendables debido a su naturaleza asíncrona. Medir los modos brinda valiosa información acerca de la frecuencia y amortiguamiento de las oscilaciones del sistema, es decir, provee información inherente a la naturaleza dinámica del sistema de potencia.

Los sincrofasores dan la oportunidad de visualizar la respuesta del sistema ante eventos repentinos (como los que ocurren con la generación eólica) y determinar los tipos de respuestas que son típicas para un sistema de potencia, comparadas con aquellas que podrían significar un problema inminente.

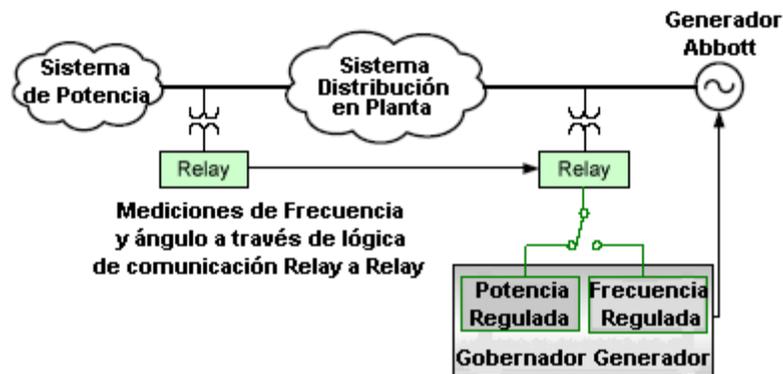
6.2.5 Control de Modo de Gobernador. Cuando un generador opera en isla el sistema de control del gobernador debe estar en modo isócrono para que el sistema de generación pueda controlar y mantener la frecuencia ante cambios en la demanda.

Los sistemas tradicionales que detectan el sincronismo, usan medidas de frecuencia no alineadas en el tiempo, este método es susceptible a declaraciones falsas de sincronismo cuando los dos sistemas operan a la misma frecuencia pero

no están conectados. Por ello, un método más confiable es usar información de los ángulos, además de la frecuencia para determinar si una condición de isla ha ocurrido. [12]

Los sincrofasores proporcionan datos vectoriales con sello cronológico para determinar ángulos absolutos a través de todo el sistema de potencia. En este caso, un relé de una subestación con capacidad para PMU puede comunicar mediciones de ángulo y frecuencia al cuarto de control de cogeneración. Con esta información el sistema de control es capaz de conmutar automáticamente el modo de control del gobernador cuando se detecta una separación y pasar a modo isócrona para regular la frecuencia. La figura 6.11 muestra a manera de ejemplo, la arquitectura de una red de comunicación para la detección de la operación en isla y el subsecuente cambio a modo isócrona del gobernador, implementada en Laboratorios Farmacéuticos Abbot en Puerto Rico. [11]

Figura 6.11 Mediciones de Angulo y Frecuencia a través de una red de comunicaciones lógica Relé a Relé. (Abbot - Puerto Rico) [6]



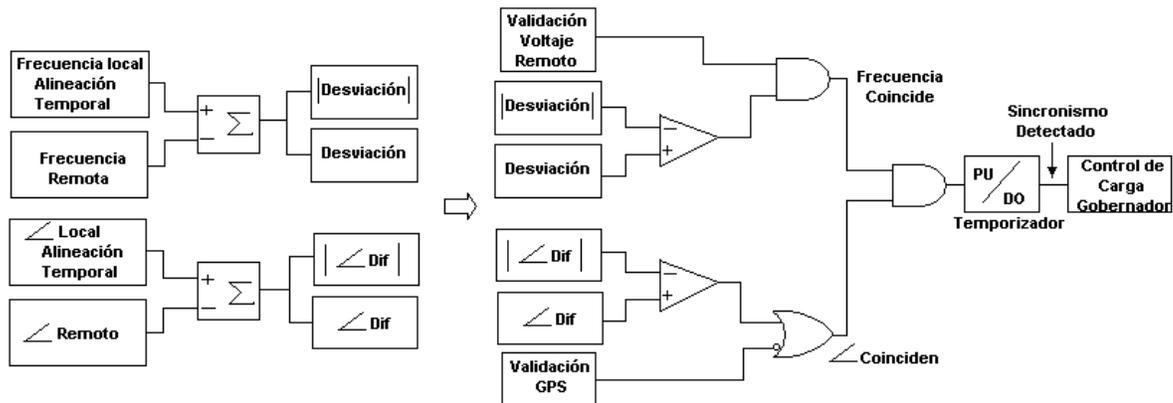
Con la necesidad de incrementar la confiabilidad de su sistema de distribución, Abbot decidió habilitar la operación en isla para cargas críticas al detectar disturbios en la red de potencia, para ello separa la cogeneración de la red en puntos seleccionados que dependen de la producción, la hora y la carga en el momento del disturbio, además se debe determinar en qué momentos el sistema de cogeneración se conecta a la red para definir en qué modo debe operar el gobernador.

Abbot utiliza un relé instalado en la subestación con capacidad de medición fasorial, el cual transfiere las medidas de ángulo y frecuencia del sistema de potencia de la compañía eléctrica a otro relé que procesa los sincrofasores en el

cuarto de control de cogeneración para cambiar automáticamente el modo del gobernador al detectar alguna separación [11].

La lógica del sistema de detección de isla utiliza la diferencia entre los datos de frecuencias y ángulos de la compañía eléctrica y la planta, además del voltaje de la red de la compañía eléctrica. No obstante, debe verificar que no hay error en el sistema GPS para garantizar la seguridad de su operación, si el GPS presenta un error ó el dato no es confiable el sistema opera con base únicamente en los datos de frecuencia. En la figura 6.12 se presentan los datos procesados por los relés y la lógica de detección.

Figura 6.12 Diferencias de Angulo y desplazamiento de frecuencia procesado por Relés y Lógica de Detección de Sincronismo [11]



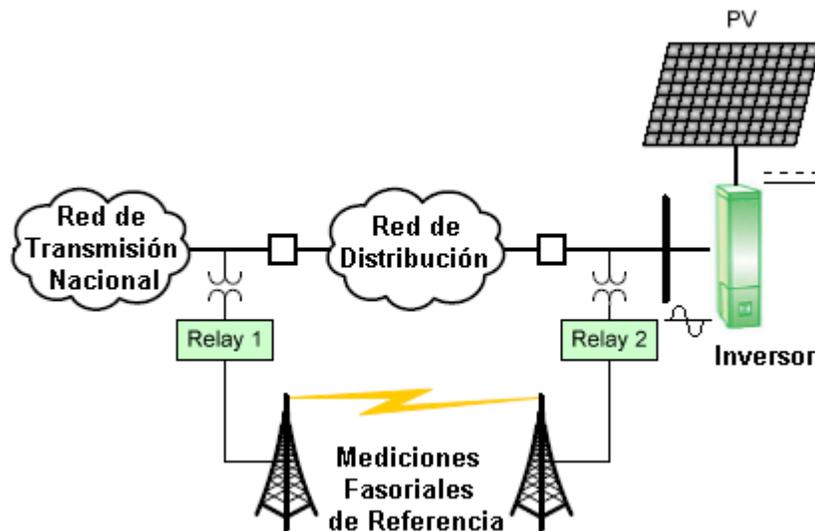
6.2.6 Control de Generación Distribuida. La generación a través de fuentes alternativas de energía se ha convertido en una ventana de gran interés para nuevos proyectos de desarrollo. No obstante, para que implementaciones como las fuentes fotovoltaicas (PV) sean ampliamente aceptadas, su conexión a la red de transmisión eléctrica, debe ser confiable. Cuando una fuente es desconectada del sistema de transmisión principal, la fuente también debe ser aislada de la porción de la red eléctrica que fue separada; una falla en el disparo de la fuente genera un alto riesgo en la seguridad del personal, en la calidad de la energía y en el recierre fuera de fase.

Los métodos tradicionales que utilizan mediciones locales para la detección de islas pueden no detectar que es una isla lo suficientemente pronto, 2 segundos según IEEE1547, para todas las condiciones carga/generación. Estos métodos usan información local de tensión y frecuencia chequeando si la magnitud de la

frecuencia o del voltaje se encuentra por fuera de rangos predeterminados. El inconveniente con los esquemas actuales de detección local es que no pueden detectar la separación de la red de manera oportuna si la diferencia entre la potencia generada y la consumida es pequeña. [11]

Los sincrofasores proveen los medios para la detección de islas para casi todas las condiciones carga/generación al obtener mediciones precisas de toda el área. Esta visión permite una plataforma para soluciones que pueden mantener la generación en línea durante condiciones transitorias. En la Figura 6.13 se muestra un esquema anti-isla para una arquitectura de generación solar, aquí, ambos relés toman mediciones fasoriales de voltaje y los comunican al otro relé (60 veces por segundo). A modo de ejemplo el relé 2 puede recibir los datos remotos desde el relé 1 y calcular la diferencia entre los ángulos local y remoto, la variación de dicha diferencia respecto al tiempo determina el desplazamiento de la frecuencia, y la variación de ese desplazamiento respecto al tiempo indica la aceleración entre los terminales.

Figura 6.13 Esquema Anti-isla para un inversor. [11]



6.3 ARQUITECTURA WAMPCS

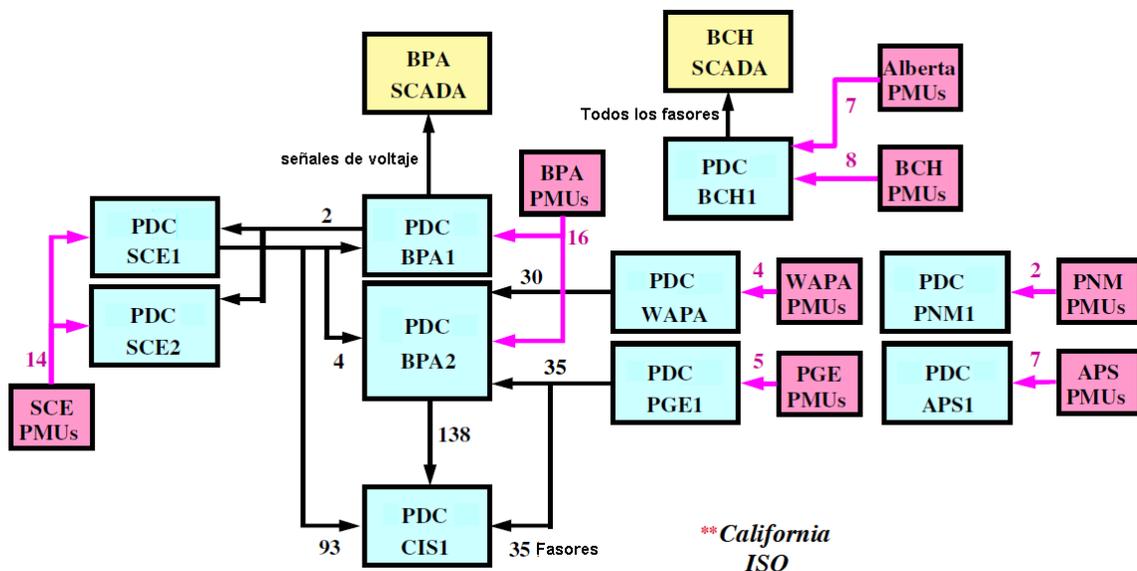
Diversos esquemas de conexión de equipos PMU en sistemas de monitoreo y control son encontrados en la literatura y en los modelos implementados como prototipos alrededor del mundo. La diferencia entre estos esquemas consiste principalmente en los medios de comunicación utilizados entre los elementos de

medida y control y su ubicación en el sistema los cuales dependen en gran medida del tipo de aplicación final que se le dará a toda la información proveniente de la red eléctrica. En este aparte mencionaremos la arquitectura NASPI destacada por enfrentar el reto de interconectar múltiples PMU considerados inicialmente como equipos de medición para compañías independientes, además exploraremos brevemente la arquitectura propuesta por el sistema colombiano SIRENA.

Las grandes empresas de servicios públicos han implementado unidades de medición fasorial en Estados Unidos destacándose dos grandes áreas como la occidental y la oriental. Lo que inició como unidades de edición aisladas en subestaciones se ha convertido hoy en día en una gran red interconectada de información entre las áreas, gracias a la Iniciativa del Sincrofasor en Norte América (NASPI por sus siglas en inglés).

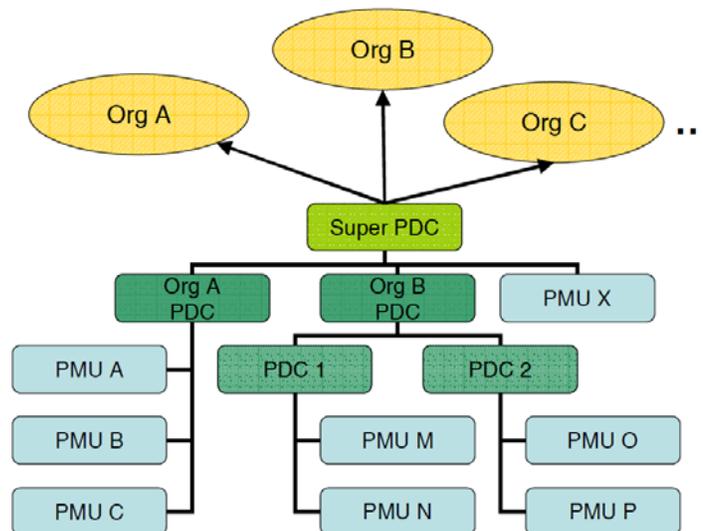
La actual red de monitoreo fasorial de area amplia WAM, que pertenece al Western Electricity Coordinating Council WECC (zona occidental de Norte América), se basa en concentradores de datos fasoriales PDC distribuidos por la región como colectores de información de compañías eléctricas independientes, que WECC se ha preocupado por interconectar en una gran red con múltiples PDC en el mismo nivel jerárquico lo que resulta en una estructura de interconexión plana, la cual se presenta en la siguiente figura.

Figura 6.14 Estructura de interconexión de la red fasorial de la región Occidental [26]



La arquitectura de la región oriental es un poco diferente, como se observa en la figura 6.15, consiste en una estructura con una jerarquía un poco más compleja, la cual incluye SuperPDCs como puntos de información central a los cuales llega información de otros PDC y de algunos PMU.

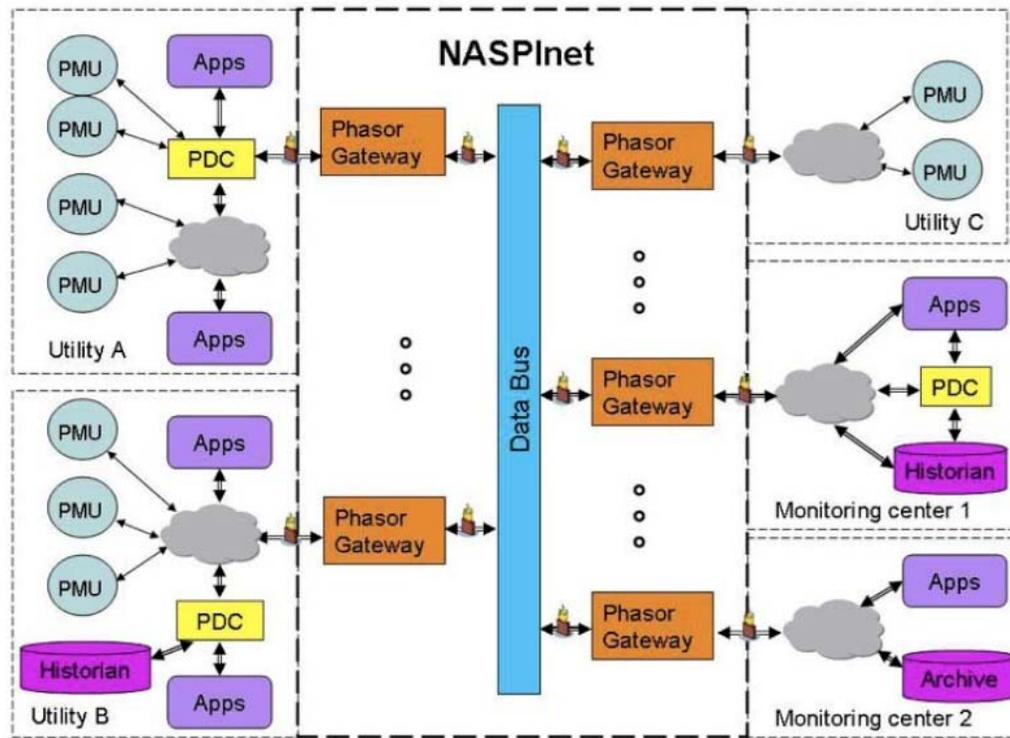
Figura 6.15 Estructura de interconexión de la red fasorial de la región Oriental [26]



Aunque estas arquitecturas logran manejar la información de un amplio despliegue de unidades PMU, no conforman una red con la capacidad de soportar un flujo mayor de información ni los requerimientos para establecer un red de control de área amplia lo suficientemente confiable, ya que si uno de los lazos de comunicación entre las jerarquías es roto todo el sistema puede quedar ciego ante la misma contingencia.

La nueva arquitectura que ha considerado NASPI se muestra en la siguiente figura, donde aparece un nuevo elemento llamado PGW o Phasor Gateway el cual tiene como función principal servir como punto acceso para el tráfico fasorial entre organizaciones reforzando la seguridad de la red con derechos de administrador para lograr el acceso, por otro lado puede manipular los formatos en que llegan y son entregados los datos para que sean todos compatibles y puede administrar prioridades para el tráfico de la información. La administración de prioridades permite clasificar las mediciones fasoriales según su procedencia y los requerimientos de la aplicación que los utiliza.

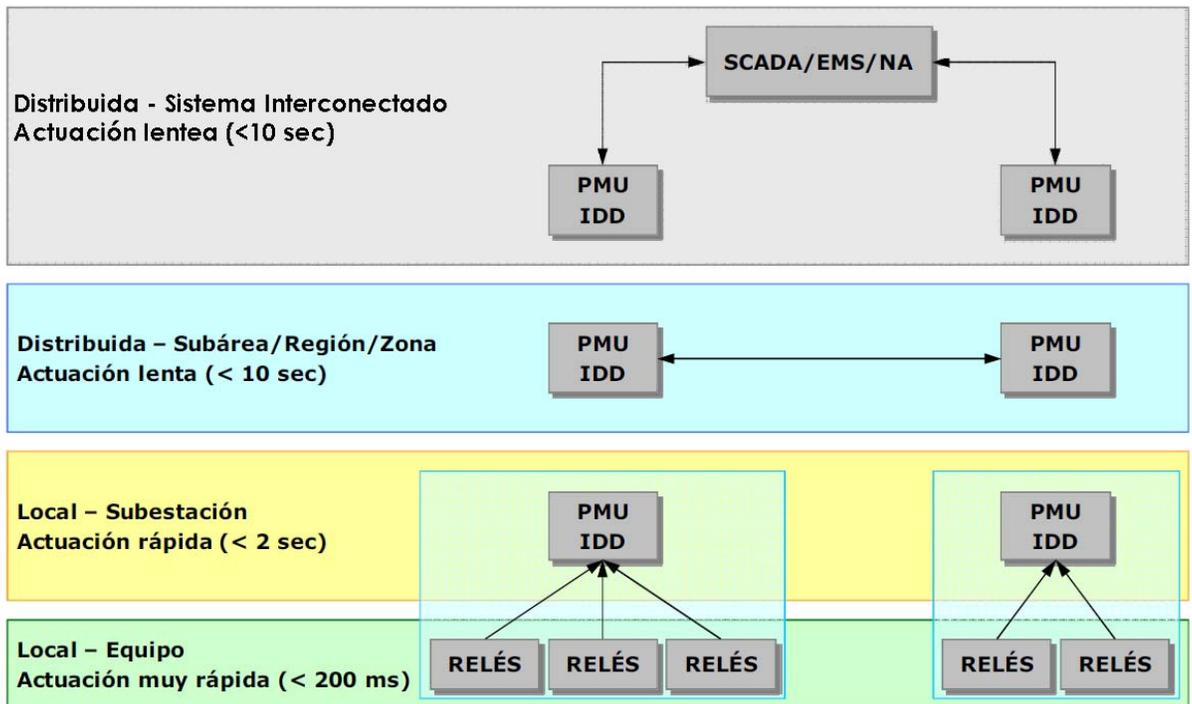
Figura 6.16 Arquitectura NASPInet [7]



En Colombia, el proyecto SIRENA propone una arquitectura colaborativa – jerárquica que permita tomar decisiones de manera automática con la velocidad e información adecuadas. Esta propuesta, presentada en la figura 6.17, se basa en la implementación de grupos PMU + PDC con dispositivos de decisión inteligente (IDD) en cada Subestación principal, se crearán entonces Regiones de Control en las cuales serán implementadas aplicaciones de estimación de estado del sistema eléctrico y de protección y Control Local. A través de un SuperPDC se concentrará la información proveniente de las Regiones de Control y se dirigirá al Centro de Control donde se centraliza la Estimación de Estado Distribuida, y se ejecutan acciones de Protección y Control globales del Sistema.

Esta jerarquía en la disposición de equipos involucra también una jerarquía en las decisiones y por ende en las aplicaciones de protección y control; este concepto garantiza la actuación efectiva ante eventos, y la rapidez, selectividad, seguridad y confiabilidad de los esquemas de protección. La figura siguiente muestra como actuarían los diferentes niveles de decisión según la visión del proyecto SIRENA.

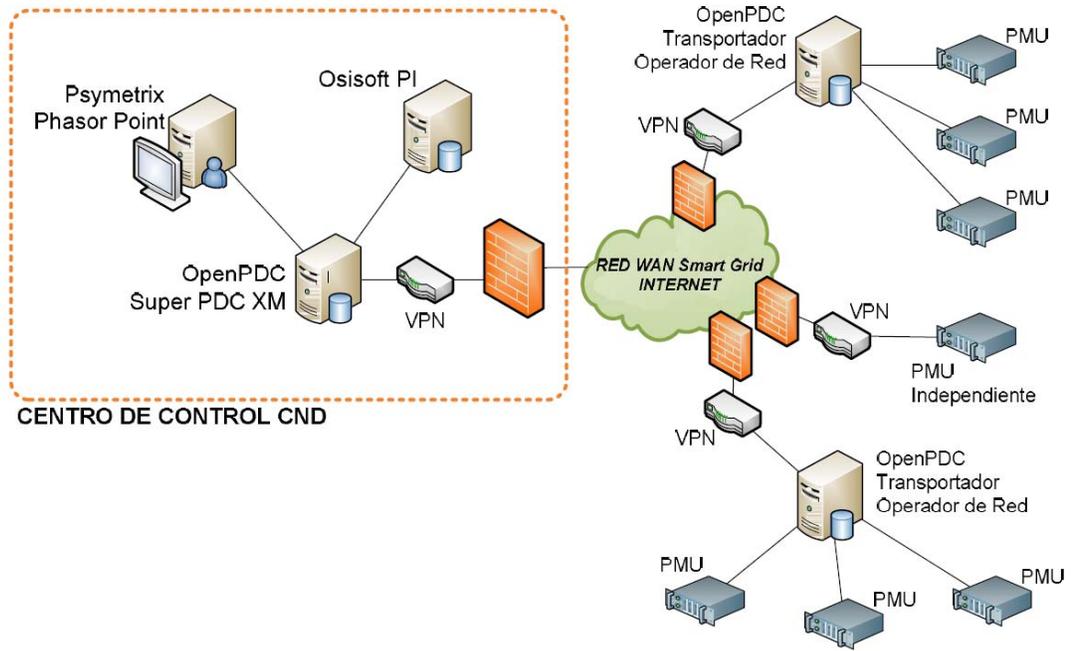
Figura 6.17 Jerarquía de tiempos de actuación, proyecto SIRENA. [18]



El proyecto SIRENA contempla la supervisión de 12 subestaciones del STN, las cuales transmitirán 12 fasores por segundo utilizando un protocolo de 16 bits, lo cual se traduce en transmitir 3 fasores de voltaje y 3 de corriente en un ancho de banda de 4,4 kbps.

La arquitectura propuesta integra herramientas como OpenPDC, Phasor Point y Osisoft PI en una red jerárquica de PDC (ver figura 6.18), lo que permitirá incrementar la cantidad de PMUs instaladas, y administrar el ancho de banda según nuevos requerimientos. Esta arquitectura permitirá en el mediano plazo la integración de una red WAN para la implementación de la SmartGrid de Colombia.

Figura 6.18 Arquitectura de Información, proyecto SIRENA. [18]



7 APLICACIÓN DE UNA ESTRATEGIA DE MONITOREO Y CONTROL

En este capítulo se pretende demostrar, a través de una simulación con el software de análisis de sistemas de potencia NEPLAN, las características y ventajas de la implementación de sistemas de monitoreo y control basadas en sincrofasores. Para ello se evaluará el comportamiento de una red de 9 nodos ante ciertos eventos que limitan la transferencia de potencia adecuada hacia las cargas, llevando a la red a una condición de inestabilidad de voltaje.

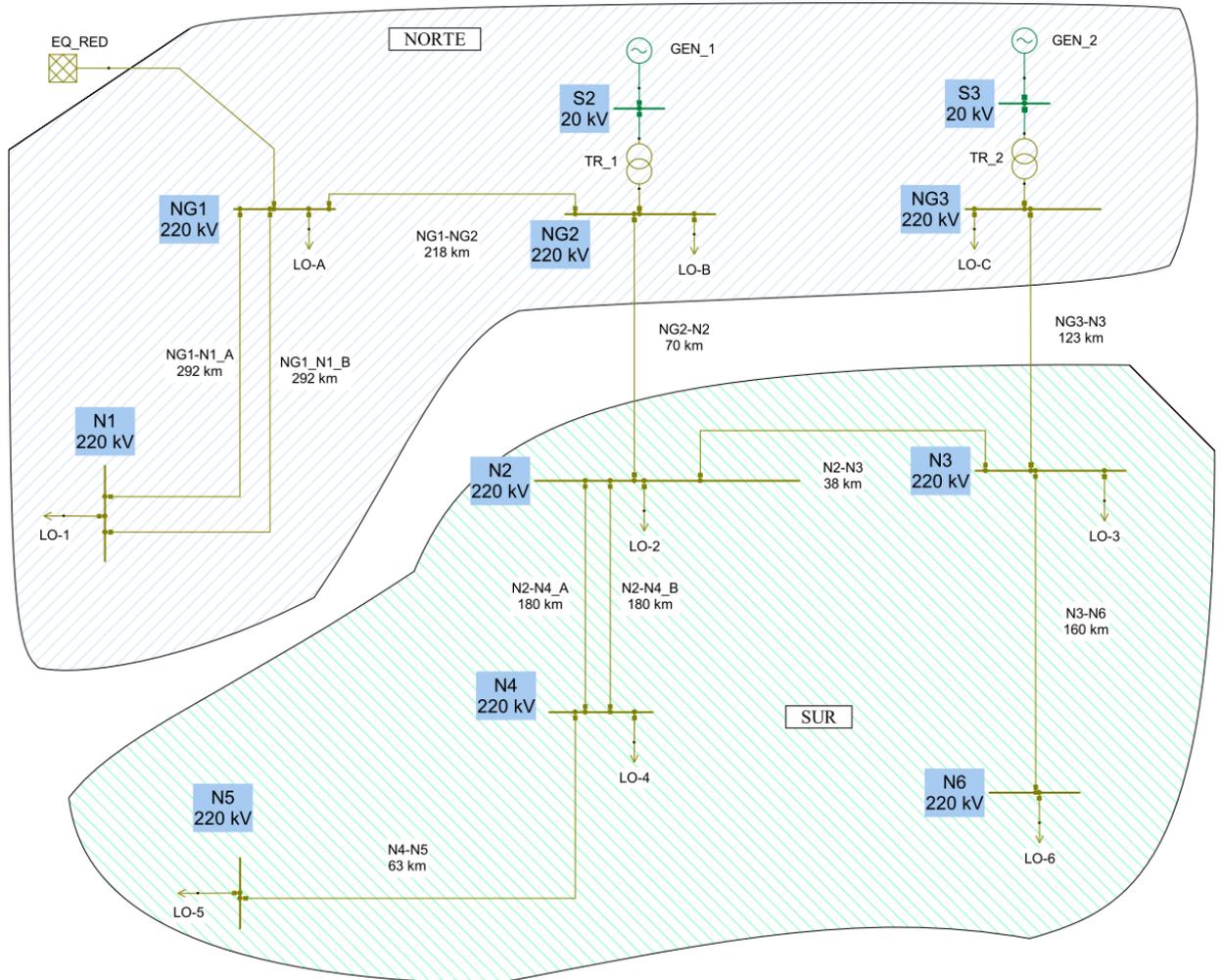
7.1 SIMULACIÓN SISTEMA ACTUAL

Se plantea la simulación de un esquema de monitoreo y control de la estabilidad de voltaje en una red de 9 nodos a 220 kV, como se muestra en la figura 7.1. La red modelada está compuesta por dos unidades de generación con una capacidad total de 520 MVA que alimenta en condiciones nominales 375 MW; aunque se presenta una clara suficiencia en la capacidad de generación para alimentar la carga, se observa en la figura, que toda la generación se concentra en la región Norte mientras la región Sur es una zona eléctricamente débil compuesta por circuitos radiales y cargas lejanas.

En el nodo NG1 se conecta un equivalente de red con el fin de compensar el desbalance de generación y demanda, considerando este nodo como Slack. El equivalente de red modelado EQ_RED tiene las siguientes características:

- Corriente Máxima de Cortocircuito Simétrica inicial ($I_{k''max}$) de 1,8 kA.
- Relación de impedancia de secuencia cero a impedancia de secuencia positiva (Z_0/Z_1) = 1,0.
- Relación de la resistencia de secuencia positiva a la reactancia de secuencia positiva $R(1)/X(1)$ = 0,1.
- Relación de la resistencia de secuencia cero a la reactancia de secuencia cero ($R(0)/X(0)$) = 0,1.

Figura 7.1 Red Simulada



A continuación se presenta la información correspondiente a los elementos que conforman la red, como lo son Unidades de generación, Transformadores, Líneas de Transmisión y Cargas.

Tabla 7.1 Datos de Generadores

Nombre	Capacidad Generación MVA	Tensión Nominal kV	Factor Potencia	Tipo de Nodo	Potencia Generada		Tensión en bornes %	Área
					Activa MW	Reactiva Mvar		
GEN_1	220	20	0,77	PV	110,0	73,3	101	Área Norte
GEN_2	300	20	0,77	PV	200,0	73,3	101	Área Norte

Tabla 7.2 Datos Transformadores de Potencia

Nombre	Grupo Conexión	Potencia Nominal	Tensión Nominal		Impedancia Cortocircuito	Corriente lado Alta	Conexión		Área
			Alta	Baja			Desde	Hasta	
		MVA	kV	kV	Zcc %	A max			
TR_1	Yd5	350	220	20	3,0	919	NG2	S2	Área Norte
TR_2	Yd5	350	220	20	3,4	919	NG3	S3	Área Norte

Tabla 7.3 Datos Líneas de Transmisión

Nombre	Longitud	Secuencia Positiva			Corriente máxima	Conexión		Área
		Resistencia	Reactancia	Susceptancia		Desde	Hasta	
		km	Ohm/km	Ohm/km	uS/km			
N2-N3	38	0,028	0,323	1,621	530	N3	N2	Área Sur
N2-N4_A	180	0,028	0,273	1,621	530	N2	N4	Área Sur
N2-N4_B	180	0,028	0,273	1,621	530	N2	N4	Área Sur
N3-N6	160	0,028	0,323	1,621	530	N3	N6	Área Sur
N4-N5	63	0,028	0,323	1,621	530	N5	N4	Área Sur
NG1-N1_A	292	0,028	0,273	1,621	530	NG1	N1	Área Norte
NG1_N1_B	292	0,028	0,273	1,621	530	NG1	N1	Área Norte
NG1-NG2	218	0,028	0,323	1,621	530	NG2	NG1	Área Norte
NG2-N2	70	0,028	0,323	1,621	600	N2	NG2	Área Norte
NG3-N3	123	0,028	0,323	1,621	600	NG3	N3	Área Norte

Tabla 7.4 Datos de demanda

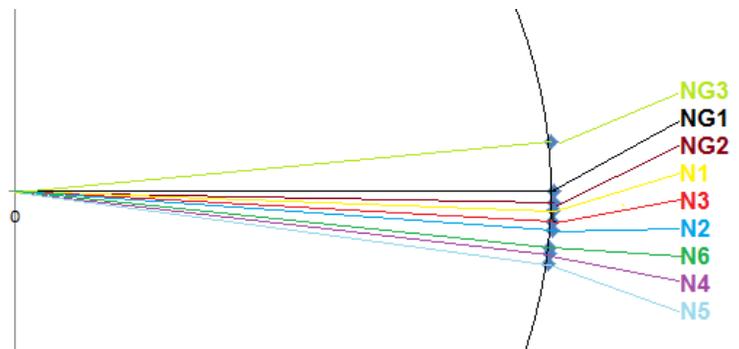
Nombre	Potencia		Ubicación	Área
	Activa	Reactiva		
	MW	Mvar		
LO-1	45	30	N1	Área Norte
LO-2	90	54	N2	Área Sur
LO-3	83	36	N3	Área Sur
LO-4	42	27	N4	Área Sur
LO-5	45	20	N5	Área Sur
LO-6	45	22	N6	Área Sur
LO-A	9	5	NG1	Área Norte
LO-B	7	5	NG2	Área Norte
LO-C	9	3	NG3	Área Norte
Total	375	202		

En condiciones normales de operación los generadores GEN-1 y GEN-2 proveen a la red 310 MW de potencia activa, mientras 71 MW son importados de una red externa modelada a través del equivalente de red EQ_RED. La configuración propia de la red presenta una gran debilidad ante la pérdida de uno de sus generadores.

Al evaluar el flujo de potencia en el sistema en estado estacionario se obtienen las siguientes mediciones provenientes de cada barra modelada, tomando como punto de referencia el nodo NG1 que se considera como nodo Slack. En condición de estado estable del sistema de potencia, se observa en la tabla siguiente, que aunque algunos nodos se encuentran a una distancia mayor de 200 km, los ángulos de voltaje son cercanos al nodo de referencia.

Tabla 7.5 Estimación de estado de la red en estado estacionario

Nombre	Voltaje	Ángulo Voltaje
	kV	°
N1	217,6	-2,1
N2	209,0	-4,5
N3	208,6	-3,5
N4	203,9	-7,3
N5	201,6	-8,5
N6	203,1	-6,6
NG1	220,0	0,0
NG2	219,9	-1,4
NG3	220,7	5,7



7.2 MONITOREO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Como se definió anteriormente, la estabilidad de voltaje está referida a la capacidad que tiene el sistema de potencia de mantener voltajes estacionarios dentro de límites definidos, en todos los barrajes después de un disturbio y se refleja en la relación existente entre los voltajes de barra y la potencia demandada en la barra.

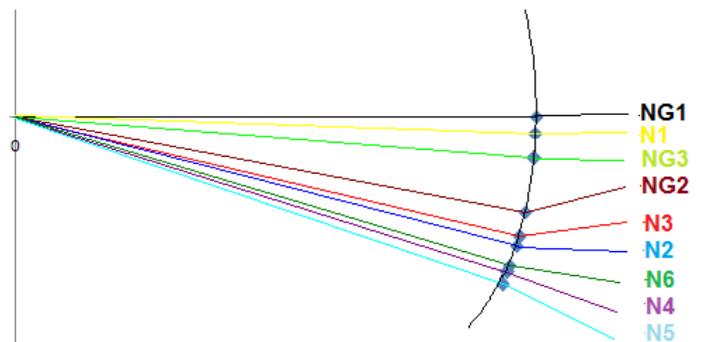
Como se observó en la tabla 8.5 los nodos N4, N5 y N6 tienen tensiones muy cercanas a 0,9 pu, límite inferior recomendado en la resolución CREG 024 de

2005 para el sistema de transmisión. La salida de operación del transformador TR1 provoca una depresión severa en la tensión de los nodos NG2, N2, N3, N4, N5 y N6 siendo sus medidas inferiores al 90% de la tensión nominal.

En la tabla siguiente se observa cómo se deprimen las tensiones, pero también se aprecia la variación en los ángulos de los nodos y su distanciamiento respecto al punto de referencia NG1. Los nodos N4, N5 son los más alejados angularmente del punto de referencia manifestando un esfuerzo mayor en la transferencia de potencia.

Tabla 7.6 Estimación de estado de la red ante desconexión de TR1

Nombre	Voltaje	Ángulo Voltaje
	kV	°
N1	217,6	-2,1
N2	190,1	-15,7
N3	193,3	-14,6
N4	183,8	-19
N5	181,3	-20,6
N6	187,1	-18,2
NG1	220,0	0
NG2	196,2	-11,6
NG3	219,1	-5



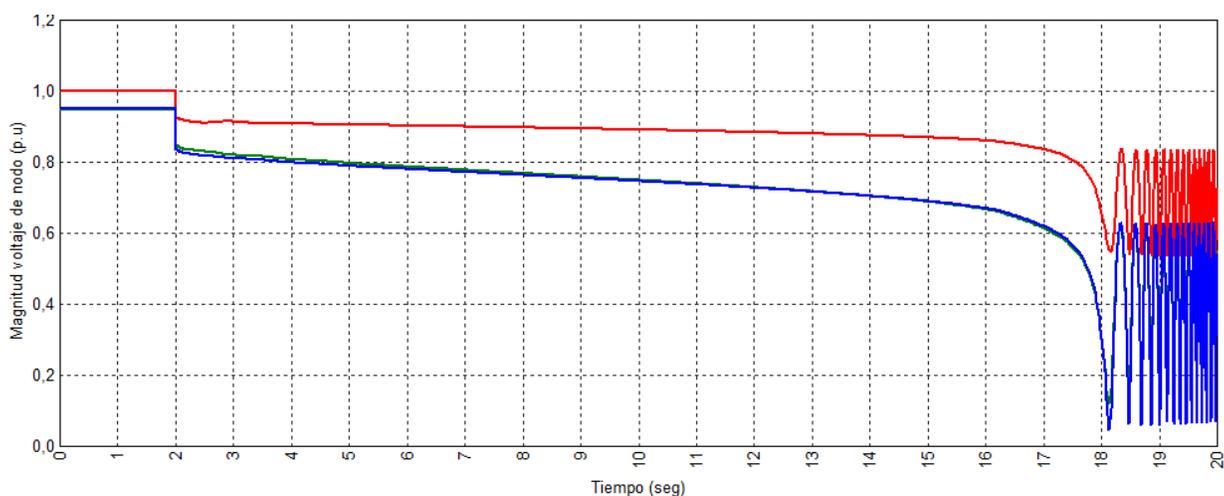
Para evaluar la condición transitoria que se desencadena ante una perturbación se plantean las siguientes situaciones de análisis, las cuales se simulan de manera independiente:

1. Apertura de los interruptores del transformador TR1, el cual es encargado de elevar el nivel de tensión proveniente del Generador GEN1 hasta los 220 kV en el nodo NG2, se realiza la perturbación 2 segundos después de iniciada la simulación con el módulo de estabilidad transitoria del software NEPLAN.
2. Incremento súbito de la demanda en el nodo N4, se realiza la perturbación 2 segundos después de iniciada la simulación, posteriormente (a los 50 segundos de iniciada la simulación) se realiza un incremento en la carga del

nodo N2 del 50%. La simulación se realizó con el módulo de estabilidad transitoria del software NEPLAN.

7.2.1 Primera perturbación (Desconexión del transformador TR1). La figura 7.2 muestra en color rojo la tensión en el nodo NG1 que se ha tomado como el nodo de referencia, donde se encuentra conectado un equivalente de red. El color azul despliega los resultados para el nodo N2 y el verde hace lo propio para el nodo N3.

Figura 7.2 Resultados gráficos de Voltaje en NG1, N2 y N3 ante la desconexión de TR1

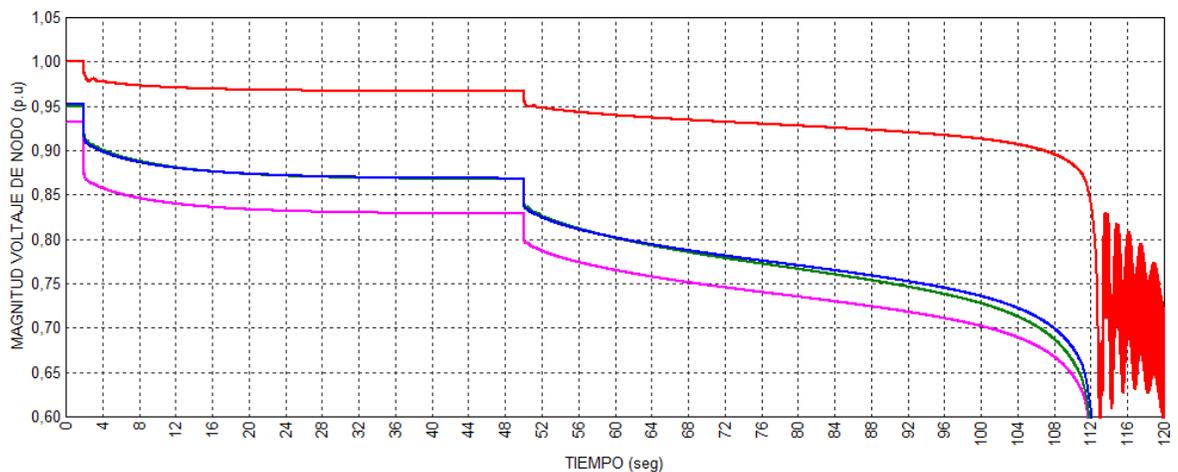


Los resultados muestran que la red alcanza el colapso de voltaje 15 segundos después de la salida de operación del transformador TR1, quedando en evidencia la necesidad de incorporar un esquema de monitoreo y prevención rápida que logre mitigar los efectos de la contingencia en un tiempo mínimo.

7.2.2 Segunda perturbación (Incremento súbito de demanda). La figura 7.3 muestra en color rojo la tensión en el nodo NG1 que se ha tomado como el nodo de referencia, donde se encuentra conectado un equivalente de red. El color azul despliega los resultados para el nodo N2 y el verde hace lo propio para el nodo N3, el nodo N4 es representado en la gráfica con el color rosado.

Los resultados muestran que el incremento súbito de la carga del nodo N4 en 150% de su demanda inicial ocasiona una depresión en las tensiones de los nodos NG1, N2, N3 y N4, pero que el sistema encuentra otro punto de operación estable desde el punto de vista de estabilidad de voltaje. Sin embargo, con el posterior incremento de la demanda del nodo N2 en un 50%, 50 segundos después de iniciada la simulación, se observa que el sistema ingresa a un estado de inestabilidad alcanzando el colapso en menos de un minuto luego de haber aumentado la demanda.

Figura 7.3 Resultados gráficos de Voltaje en NG1, N2, N3 y N4



7.3 ESTRATEGIA DE CONTROL PROPUESTA

Aunque la estabilidad en una red puede ser monitoreada a través de mediciones de la potencia transmitida y la tensión en las barras, existen retardos en la transmisión de los datos medidos entre la subestación monitoreada y el centro de control, así como en el procesamiento de datos y la verificación de errores. Además la fiabilidad de los datos es poca ya que las mediciones obtenidas de la red en un tiempo determinado no garantizan haber sido realizadas en el mismo instante de tiempo para todos los puntos evaluados, ya que hay retardos diferentes en los sistemas de comunicación que transmiten la información desde un punto de origen hasta el centro de control o monitoreo.

Los sincrofasores eliminan esta incertidumbre al aplicar un sello de tiempo del momento en que se realizó la medición, el cual está referido a un reloj patrón con lo que se puede garantizar que la estimación de estado de la red, con un conjunto

de datos sincronizados, pertenece a un único estado de la red. Se reducen los tiempos de procesamiento de datos al obtener en una medida la magnitud y el ángulo del voltaje por lo que no se necesitan pesados algoritmos para la estimación de estado. Estas ventajas motivan la aplicación de un sistema de monitoreo basado con sincrofasores.

Para evitar el colapso de voltajes se plantea un esquema de monitoreo y control basado en sincrofasores. Para la aplicación del sistema de control se considera que previamente se han realizado los procedimientos de estimación de estado presentados en el numeral 6.1.2 de este documento.

Con los resultados obtenidos de la estimación de estado se aplicará una estrategia de control simple para evitar el colapso que ocurre ante la salida de operación del generador GEN1 y el posterior incremento en la demanda de la zona Sur, la misma estrategia de control será confrontada en otra situación que puede ocasionar el colapso de voltajes del sistema como lo es el incremento súbito de la demanda en los nodos N4 y N2.

Como se describió anteriormente la estimación de estado del sistema es determinada en métodos convencionales, a través del cálculo de magnitudes y ángulos de los voltajes en las barras que componen la red, utilizando para ello mediciones de potencia activa y reactiva, voltajes, corrientes y conociendo el estado de la topología de la red. Con la aplicación de PMUs se pueden obtener magnitudes y ángulos de los voltajes en la red de forma rápida y sincronizada, lo cual facilita la supervisión del comportamiento dinámico del sistema de potencia y el desarrollo de aplicaciones que mejoran los procesos relacionados con la operación del sistema.

Debido a que la medición de fasores se realiza en un instante de tiempo preciso y controlado, se eliminan errores por retardos o desviaciones de tiempo en las medidas, también se reducen los errores en el cálculo de la matriz de impedancias al determinar en breves instantes de tiempo si ha ocurrido o no la desconexión de algún elemento del sistema a través de los fasores de voltaje y corriente. Las potencias activa y reactiva que son fácilmente calculadas con las medidas fasoriales de voltajes y corrientes reduciendo la necesidad de medir los flujos de potencia, siendo esta medida redundante en la matriz jacobiana facilitando la detección de errores.

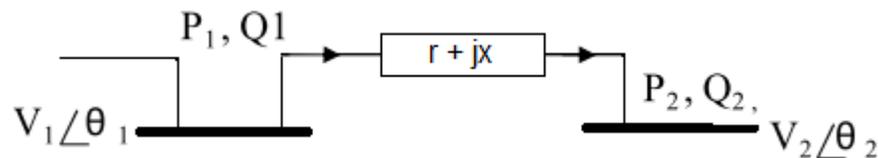
La adquisición de este tipo de equipos es soportada al comparar los costos que involucra tener diferentes dispositivos para desarrollar aplicaciones de monitoreo, protección y control dentro de una subestación con los costos de implementar un

sólo dispositivo que realiza muchas de estas funciones. Actualmente muchos dispositivos integran múltiples funciones de medición y protección gracias a los avances en electrónica y a la evolución de la tecnología de medición fasorial, reduciendo diseños, cableado y costos de instalación, por lo que se hace factible la implementación de unidades de medición fasorial en diversas y múltiples subestaciones de la red eléctrica [16].

Como se explicó anteriormente en el numeral 6.2.2, se han desarrollado diferentes métodos para determinar índices de estabilidad de voltaje, utilizando los datos entregados por las PMUs distribuidas en el sistema de potencia, como la magnitud del voltaje y su ángulo referido a un nodo que se considera como de ángulo cero. Uno de estos métodos es el índice de Carga o índice L de estabilidad de voltaje, el cual aplica los voltajes y ángulos de una barra antes y después de conectarle carga, en una ecuación que determina la cercanía a un punto crítico de estabilidad (Ecuación 6.16), si el resultado de esta ecuación es menor que 1 se considera que el sistema es estable, si excede la unidad se vuelve inestable desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.

La ecuación para calcular el índice de Estabilidad de Voltaje de Carga se deriva de las ecuaciones de tensión de una red de dos nodos, como se muestra en la figura siguiente, donde P1 y Q1 denotan la inyección de potencia activa y reactiva al nodo. [25]

Figura 7.4 Red de dos nodos.



Para dicha red se pueden calcular la magnitud de las corrientes I_1 e I_2 como la razón entre la Potencia aparente y el voltaje en el nodo 1 o 2 (Ecuación 7.1 y 7.2).

$$|I_1|^2 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{|V_1|^2} \quad (7.1)$$

$$|I_2|^2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|V_2|^2} \quad (7.2)$$

Al considerar la impedancia de la línea como un elemento serie, se puede afirmar que:

$$|I_1|^2 = |I_2|^2 \quad (7.3)$$

La potencia que se transmite desde la barra 1 es la suma entre la potencia demandada en la barra 2 y las pérdidas que ocurren en la línea de transmisión, donde r y x representan la resistencia y reactancia propias del elemento de transmisión, por lo tanto:

$$P_1 = P_2 + P_{LOSS}, \quad P_1 = P_2 + |I_1|^2 \cdot r_{12} \quad (7.4)$$

$$Q_1 = Q_2 + Q_{LOSS}, \quad Q_1 = Q_2 + |I_1|^2 \cdot x_{12} \quad (7.5)$$

Reemplazando las ecuaciones 7.4 y 7.5 en la ecuación 7.1, tenemos:

$$|I_1|^2 = \frac{[P_2 + |I_1|^2 \cdot r_{12}]^2 + [Q_2 + |I_1|^2 \cdot x_{12}]^2}{|V_1|^2} \quad (7.6)$$

$$|I_1|^2 = \frac{P_2^2 + 2P_2 |I_1|^2 r_{12} + |I_1|^4 r_{12}^2 + Q_2^2 + 2Q_2 |I_1|^2 x_{12} + |I_1|^4 x_{12}^2}{|V_1|^2}$$

Despejando el término $|V_1|^2$, y reemplazando $|I_1|^2$ por su equivalente mostrado en la ecuación 7.3 y 7.2:

$$|V_1|^2 = |V_2|^2 + 2(P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) + \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{|V_2|^2} \right) (r_{12}^2 + x_{12}^2) \quad (7.7)$$

Multiplicando a ambos lados por $|V_2|^2$, para eliminar el denominador, e igualando la ecuación 7.7 a cero, tenemos:

$$0 = |V_2|^4 + |V_2|^2 \left[2(P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) - |V_1|^2 \right] + (P_2^2 + Q_2^2)(r_{12}^2 + x_{12}^2) \quad (7.8)$$

La ecuación 7.8 es una ecuación cuadrática en V_2^2 , se pueden encontrar sus raíces utilizando: $X = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$, por lo tanto:

$$|V_2|^2 = \frac{-\left[2(P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) - |V_1|^2 \right] \pm \sqrt{\left[2(P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) - |V_1|^2 \right]^2 - 4(P_2^2 + Q_2^2)(r_{12}^2 + x_{12}^2)}}{2} \quad (7.9)$$

Así, la ecuación 7.8 tiene raíces reales cuando el valor del radicando de la ecuación es mayor o igual a cero, es decir:

$$\left[2(P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) - |V_1|^2 \right]^2 - 4(P_2^2 + Q_2^2)(r_{12}^2 + x_{12}^2) \geq 0,$$

Descomponiendo esta expresión, reordenando y eliminando términos:

$$4P_2^2 r_{12}^2 + 8P_2 r_{12} Q_2 x_{12} + 4Q_2^2 x_{12}^2 - 4|V_1|^2 P_2 r_{12} - 4|V_1|^2 Q_2 x_{12} + |V_1|^4 - 4P_2^2 r_{12}^2 - 4P_2^2 x_{12}^2 - 4Q_2^2 r_{12}^2 - 4Q_2^2 x_{12}^2 \geq 0$$

$$8P_2 r_{12} Q_2 x_{12} - 4|V_1|^2 P_2 r_{12} - 4|V_1|^2 Q_2 x_{12} + |V_1|^4 - 4P_2^2 x_{12}^2 - 4Q_2^2 r_{12}^2 \geq 0$$

Despejando $|V_1|^4$, reordenando términos y factorizando:

$$4|V_1|^2 P_2 r_{12} + 4|V_1|^2 Q_2 x_{12} + 4P_2^2 x_{12}^2 - 8P_2 r_{12} Q_2 x_{12} + 4Q_2^2 r_{12}^2 \leq |V_1|^4$$

$$\frac{4\left[V_1^2 (P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}) + (P_2 x_{12} - Q_2 r_{12})^2 \right]}{V_1^4} \leq 1 \quad (7.10)$$

Con el objetivo de suprimir las variables r y x de la ecuación y definirla en función de los ángulos de los voltajes en los nodos, se revisa la ecuación de transferencia de potencia y teniendo en cuenta que:

$$y = \frac{1}{z} = \frac{1}{r + jx} = \frac{r - jx}{r^2 + x^2} = \frac{r}{r^2 + x^2} + j \frac{-x}{r^2 + x^2} = g - jb$$

$$S_k = V_k \sum_{j=1}^N Y_{kj}^* V_j^*$$

$$S_k = |V_k| \angle \theta_k \sum_{j=1}^N (g_{kj} + jb_{kj})^* (|V_j| \angle \theta_j)^*$$

$$S_k = |V_k| \angle \theta_k \sum_{j=1}^N (g_{kj} - jb_{kj}) (|V_j| \angle -\theta_j)$$

$$S_k = \sum_{j=1}^N (|V_k| |V_j| \angle (\theta_k - \theta_j)) (g_{kj} - jb_{kj})$$
(7.11)

El fasor de voltaje puede ser expresado como una función compleja: $|V| \angle \theta = |V|(\cos \theta + j \text{sen} \theta)$, por ello:

$$S_k = \sum_{j=1}^N (|V_k| |V_j| (\cos(\theta_k - \theta_j) + j \text{sen}(\theta_k - \theta_j))) (g_{kj} - jb_{kj})$$
(7.12)

Multiplicando los términos y separando en reales e imaginarios, tenemos dos ecuaciones:

$$P_k = \sum_{j=1}^N \left(|V_k| |V_j| \left(\frac{r_{kj}}{r_{kj}^2 + x_{kj}^2} \cos(\theta_k - \theta_j) + \frac{-x_{kj}}{r_{kj}^2 + x_{kj}^2} \text{sen}(\theta_k - \theta_j) \right) \right)$$
(7.13)

$$Q_k = \sum_{j=1}^N \left(|V_k| |V_j| \left(\frac{r_{kj}}{r_{kj}^2 + x_{kj}^2} \text{sen}(\theta_k - \theta_j) - \frac{-x_{kj}}{r_{kj}^2 + x_{kj}^2} \cos(\theta_k - \theta_j) \right) \right)$$
(7.14)

Por lo tanto, de la ecuación 7.13 podemos obtener:

$$P_2 = |V_1| |V_2| \left(\frac{r_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) \right) + |V_2|^2 \left(\frac{-r_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(0) + \frac{x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(0) \right)$$

$$P_2 \cdot r_{12} = \frac{|V_1||V_2|r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_1||V_2|r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_2|^2 r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \quad (7.15)$$

$$P_2 \cdot x_{12} = \frac{|V_1||V_2|r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_1||V_2|x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_2|^2 r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \quad (7.16)$$

Y respecto a la ecuación 7.14 tenemos:

$$Q_2 = |V_1||V_2| \left(\frac{r_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) \right) + |V_2|^2 \left(\frac{-r_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(0) - \frac{x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(0) \right)$$

$$Q_2 \cdot r_{12} = \frac{|V_1||V_2|r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{|V_1||V_2|r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_2|^2 r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \quad (7.17)$$

$$Q_2 \cdot x_{12} = \frac{|V_1||V_2|r_{12}x_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{|V_1||V_2|x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_2|^2 x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \quad (7.18)$$

Sumando las ecuaciones 7.15 y 7.17, se obtiene:

$$P_2 \cdot r_{12} + Q_2 \cdot x_{12} = \frac{|V_1||V_2|r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) + \frac{|V_1||V_2|x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \cos(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_2|^2 r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} - \frac{|V_2|^2 x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2}$$

$$P_2 \cdot r_{12} + Q_2 \cdot x_{12} = |V_1||V_2| \cos(\theta_1 - \theta_2) - |V_2|^2 \quad (7.19)$$

De la diferencia entre las ecuaciones 7.16 y 7.18, se obtiene:

$$P_2 \cdot x_{12} - Q_2 \cdot r_{12} = -\frac{|V_1||V_2|x_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) - \frac{|V_1||V_2|r_{12}^2}{r_{12}^2 + x_{12}^2} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) \quad (7.20)$$

$$P_2 \cdot x_{12} - Q_2 \cdot r_{12} = |V_1||V_2| \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \quad (7.21)$$

Considerando las ecuaciones 7.19 y 7.21, se reemplazan en la ecuación 7.10

$$\frac{4[V_1^2(V_1V_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2^2) + (V_1V_2 \text{sen}(\theta_1 - \theta_2))^2]}{V_1^4} \leq 1$$

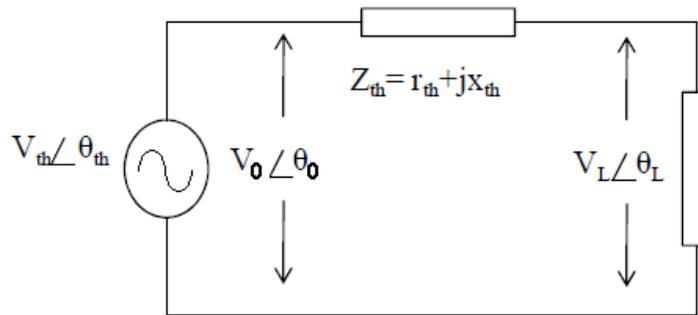
$$\frac{4[V_1^2(V_1V_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2^2) + V_1^2V_2^2(1 - \cos^2(\theta_1 - \theta_2))]}{V_1^4} \leq 1 \quad (7.22)$$

$$\frac{4[V_1V_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) - V_2^2 \cos^2(\theta_1 - \theta_2)]}{V_1^2} \leq 1$$

Considerando un circuito equivalente Thevenin como el de la figura 7.5, la ecuación 7.22 se reescribe como [25]:

$$L = \frac{4[V_oV_L \cos(\theta_o - \theta_L) - V_L^2 \cos^2(\theta_o - \theta_L)]}{V_o^2} \quad (7.23)$$

Figura 7.5 Circuito Equivalente Thevenin

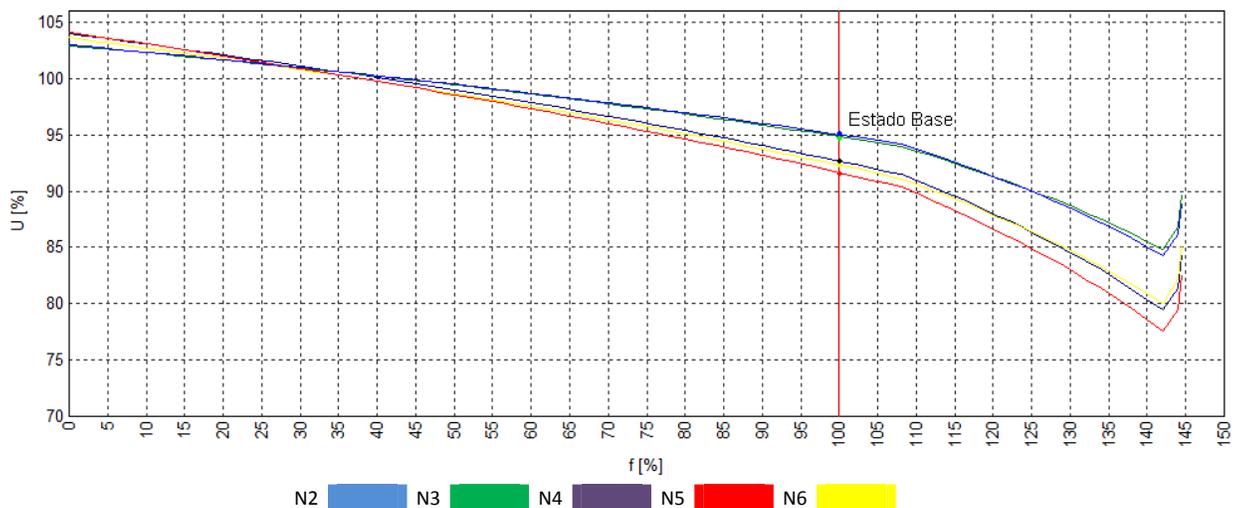


La obtención de la ecuación 7.23 es propuesta para redes eléctricas donde la generación se concentra en un punto y la demanda se encuentra lejana a él y puede cambiar bruscamente. Siguiendo este esquema se utiliza este índice para la predicción de la inestabilidad de voltaje en una red como la presentada en la figura 7.1. [25]

Sobre la red modelada para el presente ejercicio se realiza el análisis de estabilidad de voltaje con el software de análisis de sistemas de potencia NEPLAN en su versión 5.5.0. Siendo una herramienta que permite examinar un amplio rango de condiciones del sistema permitiendo cuatro enfoques a los análisis de estabilidad de Voltaje: Curvas V-Q, Curvas P-V, sensibilidad V-Q y análisis modal. [21]

Como parámetros del módulo para el desarrollo de las curvas P-V, se configuran los Factores de escalamiento de las Cargas y Generadores entre 0 y 300%, con pasos iniciales de 2% y finales de 0,1%. El caso base de la red, que representa a la red modelada en una condición de estado estacionario conservando los datos suministrados en las tablas 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 y 7.5, presenta la siguiente característica P-V, donde se despliegan en el eje y los valores de tensión de los nodos en porcentaje y en el eje x el factor de escalamiento en porcentaje de la potencia de las cargas.

Figura 7.6 Característica P-V, Caso base



En la figura 7.6 se observa claramente cómo la red se encuentra muy cerca del punto crítico para que ocurra el colapso de voltajes, desencadenando la caída de todo el sistema de potencia. Para evitar el colapso se implementa un sistema de control por bloques en el mismo software, que tiene la función de monitorear constantemente el valor de la magnitud y el ángulo de voltaje del nodo N2 (nodo central del sistema de potencia modelado), procesar esta información para hallar el índice L como representación del nivel de "estrés" de este punto del sistema

para la transmisión de potencia eléctrica, cuando L aumenta su valor desde cero, se acerca a un punto crítico de estabilidad el cual se encuentra en $L=1$.

El sistema de control por bloques de funciones debe comparar el índice obtenido con un valor preestablecido de seguridad y prevenir el colapso de tensión al deslastrar carga en alguno de los nodos lejanos como N5 ó N6.

El esquema de deslastre de carga se aplica en zonas lejanas y poco críticas (zonas no industriales, rurales o con muy baja prioridad) con el objetivo de llevar rápidamente el sistema a un punto de balance generación – demanda, debido al tipo de contingencia que se está evaluando.

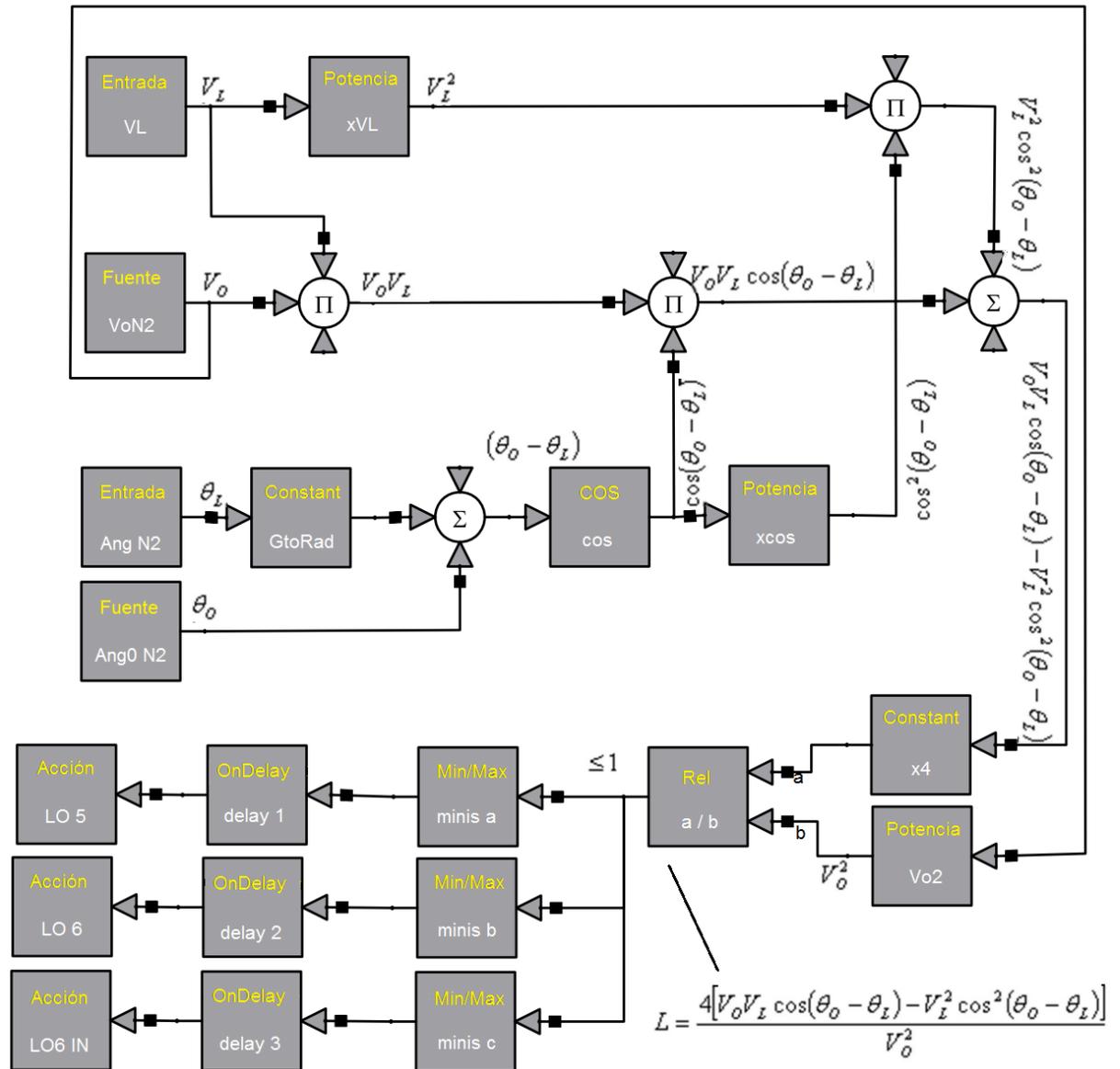
Para el cálculo del índice de carga L se implementa un arreglo de bloques de funciones que reflejan la ecuación 7.23 para obtener como resultado una acción de control que comande los interruptores y seccionadores en las subestaciones N5 y N6 para desconectar sus cargas.

En la Figura 7.7. se presenta dicho diagrama de bloques, donde las variables V_L y θ_L son las mediciones realizadas sobre el nodo N2 equivalentes a la magnitud y ángulo del voltaje en dicho nodo.

En la figura, los valores V_0 y θ_0 son datos constantes determinados por un flujo de carga simulado en la red bajo la condición de cero demanda (sin carga). Los resultados de este flujo muestran que el fasor de voltaje en el nodo N2 en condiciones de nula demanda, corresponde a $1,01 \angle 24,4^\circ$.

Los bloques de función de la parte superior, como lo señalan los símbolos que muestran el resultado por cada bloque, conforman la ecuación del índice de carga L , luego que es obtenido este índice resultante del bloque marcado como ≤ 1 , existen tres líneas de operación cada una de ellas está encargada de evaluar el índice y compararlo con un valor predeterminado, según el resultado de dicha comparación se realizará una función de control que desconectará o conectará las cargas de los nodos N5 y N6.

Figura 7.7 Diagrama del Bloque de funciones aplicado al Nodo N2



Para el desarrollo de la simulación se escogen puntos de acción al 75% y 90% de la medida máxima del índice L, valores que permitirán visualizar la operación del esquema de control ante una perturbación que provoca el incremento en el índice de carga L.

- Si $L > 0,75$ debe deslastrar la totalidad de la carga del nodo N5. Se simula que ésta acción tarda 160 ms, comprendidos entre tres ciclos de verificación del dato L, 6 ciclos de operación de los interruptores.
- Si $L > 0,9$ debe deslastrar la totalidad de la carga del nodo N6. Se simula que ésta acción tarda 610 ms comprendidos entre 30 ciclos de verificación del dato L y 6 ciclos de operación de los interruptores.
- Si $L < 0,7$ debe conectar la carga del nodo N6. Se realiza esta simulación para reanudar el suministro de energía eléctrica cuando el sistema ha regresado a una condición adecuada de estabilidad de voltaje. Se simula que ésta acción tarda 20,2 segundos, 20 segundos son invertidos en verificar que la red ha superado la contingencia y se encuentra en un punto de estabilidad que permita la reconexión de la carga.

Para evaluar el esquema de monitoreo y control se simulan dos perturbaciones que limitan la transferencia de potencia desde el nodo N2 hacia el N4.

1. Pérdida de Generación en la zona Norte

Se evalúa el sistema ante la salida de operación del transformador TR1 (dos segundos después de iniciada la simulación) esta contingencia lleva a la red, como se vio anteriormente, a una situación muy próxima al colapso donde el índice L se incrementa lo suficiente para activar el deslastre de carga del nodo N5. Debido a que el colapso aún parece inminente el esquema de control detecta un $L > 0,9$ y ejecuta la acción de control que deslastra la carga del nodo N6, retornando el sistema a un estado estable.

Ocho segundos después de la primera contingencia se simula un incremento en la carga en el Nodo N2 del 150% en pasos de 10% cada 0,5 segundos. Esta nueva situación debilita el sistema guiándolo a una nueva condición crítica, pero que no implica el colapso de la red.

A los 30 segundos de haber iniciado la simulación, la carga en el nodo N2 comienza su descenso en pasos de 10 % cada 0,5 segundos hasta alcanzar 90% de su carga inicial. El esquema de control detecta un índice de carga $L < 0,7$ y después de 20 segundos de encontrarse en este estado activa la reconexión de la carga en el nodo N6.

En la figura 7.8 se presenta el comportamiento de la red a través de mediciones de la magnitud de voltaje y su ángulo en el tiempo, datos brindados por las PMU en los nodos N2, N3 y NG1. Ante la salida de operación del transformador TR1 y la consecuente pérdida de generación en el nodo NG2 la tensión en los nodos N2 y N3 se deprime a un punto muy cercano a los 0,8 pu. A los 80 segundos de iniciada la simulación se observa como las líneas de voltaje se vuelven rectas indicando un estado estable.

Figura 7.8 Recuperación de estabilidad de la red.

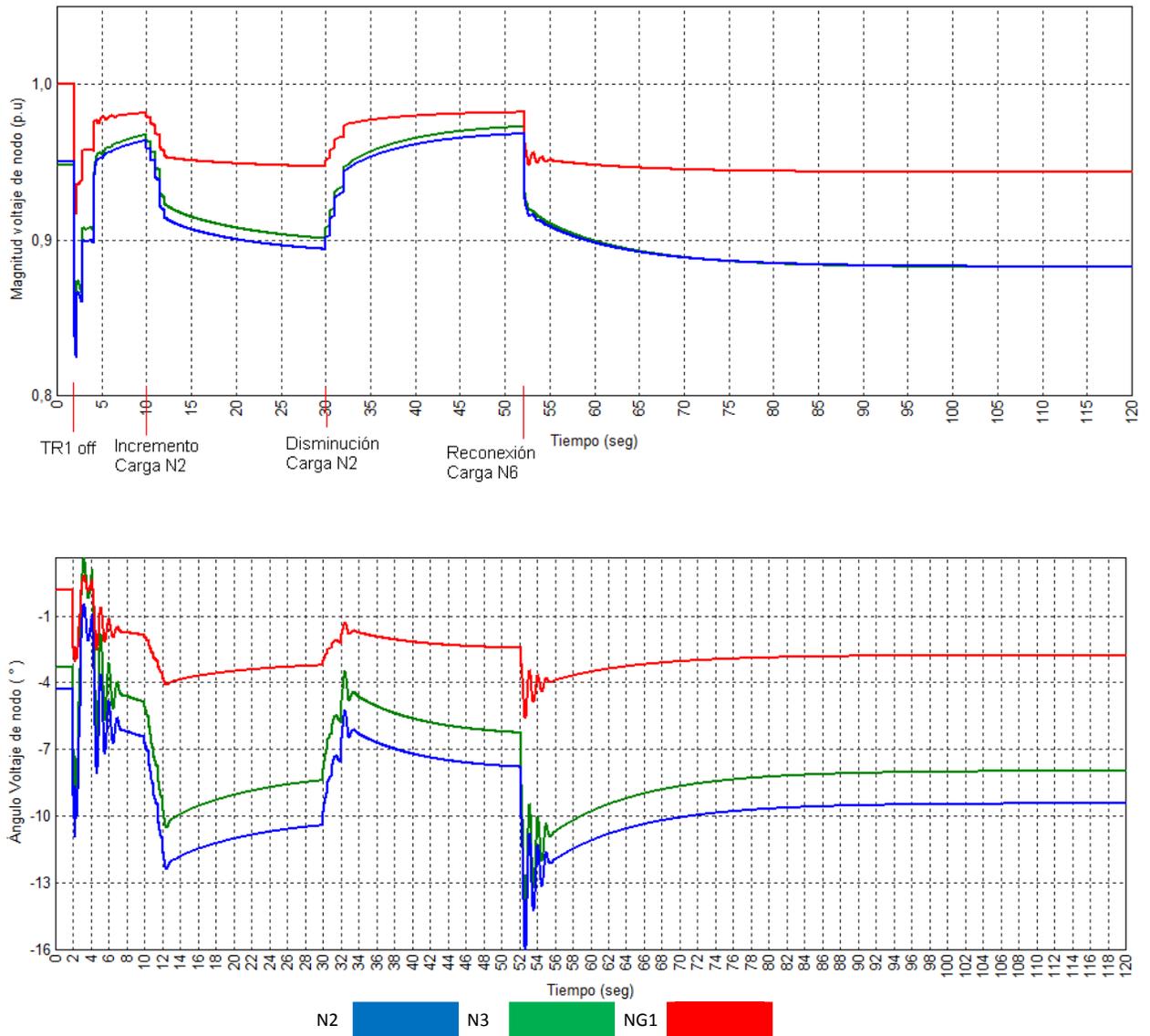
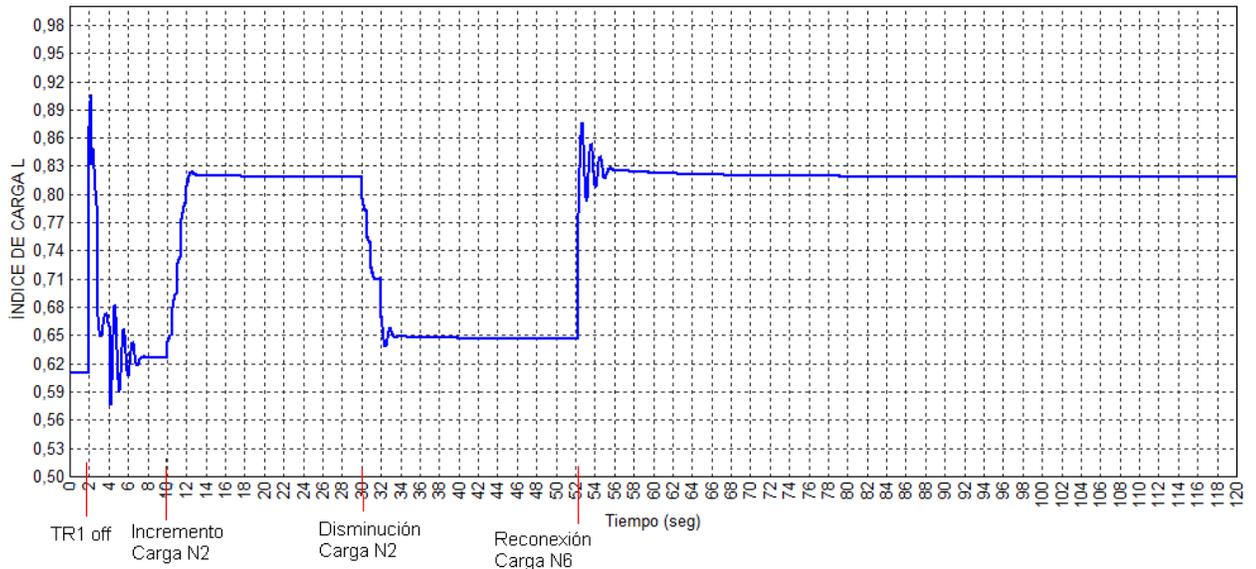


Figura 7.9 Índice de Carga L, nodo N2



La figura 7.9 presenta el comportamiento del índice de carga, este registro se realizó con los resultados obtenidos de los bloques de funciones del esquema de control. Se observa que en la simulación el índice tiene un valor de 0,6 y que al desconectar el transformador, este valor se incrementa muy rápidamente hasta superar los 0,9 un valor que indica una cercanía muy alta al punto crítico de estabilidad de voltaje para el nodo N2.

La velocidad de cambio del índice L ante la contingencia simulada y el colapso evidente presentado al inicio de este capítulo, en la figura 7.2, se convierten en un reto grande para la implementación de esquemas de control basados en sistemas de monitoreo con adquisición de datos SCADA convencionales, los cuales por lo general, involucran tiempos de muestreo de 2 a 4 segundos en los centros de control. Los sistemas basados en sincrofasores pueden tener una respuesta más rápida ante eventos de esta naturaleza debido a que los cálculos necesarios para estimar el estado de la red y los procesos de verificación de datos son menores gracias a la matemática fasorial.

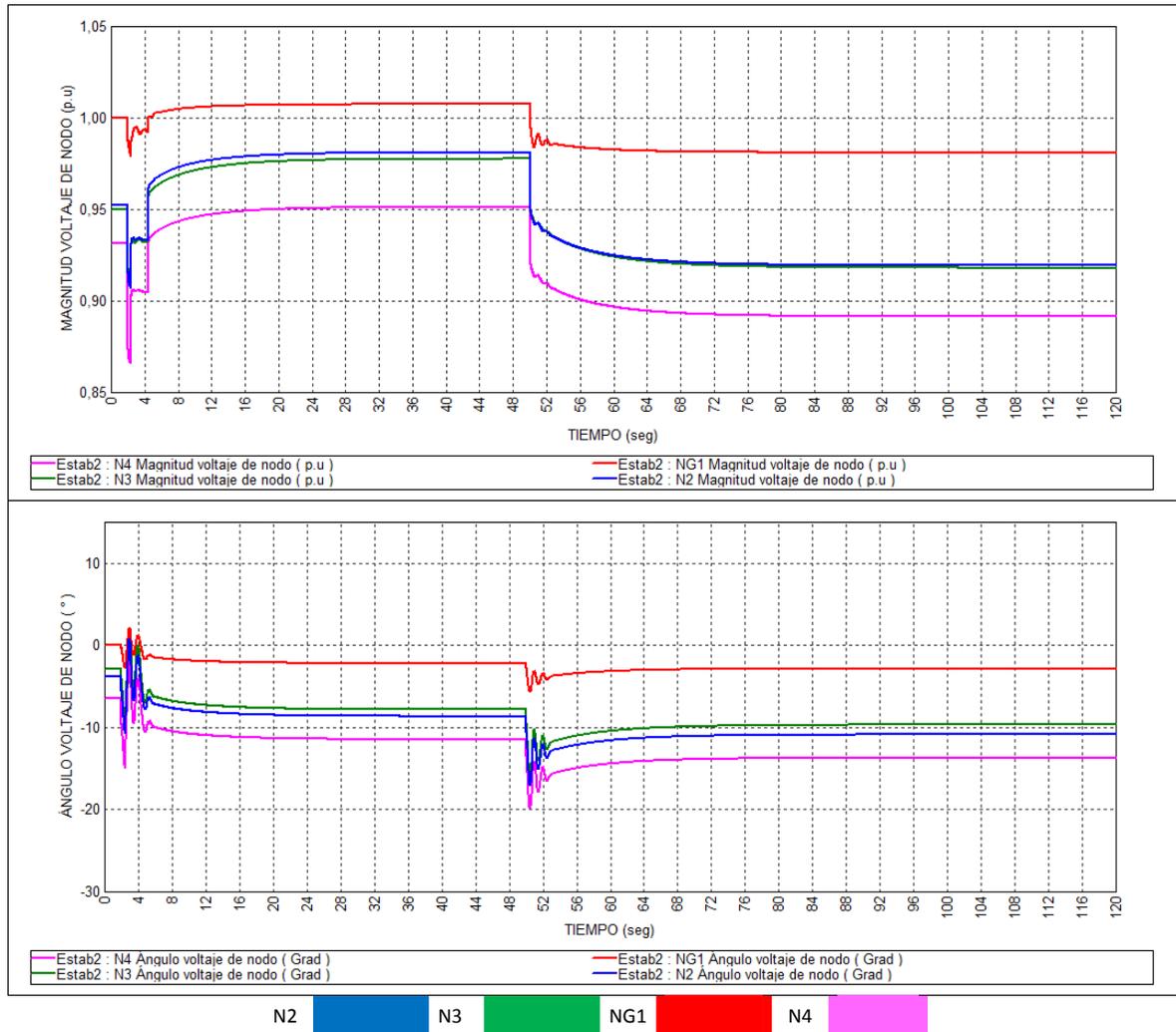
2. Incremento súbito de demanda

Se evalúa el sistema ante el incremento súbito del 150% de la demanda en el nodo N4, lo cual ocurre dos (2) segundos después de iniciada la simulación. Esta contingencia lleva a la red, a una situación que limita la transferencia de potencia hacia los nodos N4 y N5, en este caso, como se observa en la figura 7.11, el índice L varía ante la perturbación alcanzando el 80% de su valor máximo,

activando la acción de deslastre de carga del nodo N5, las tensiones de los nodos se recuperan y el sistema alcanza un punto de operación estable.

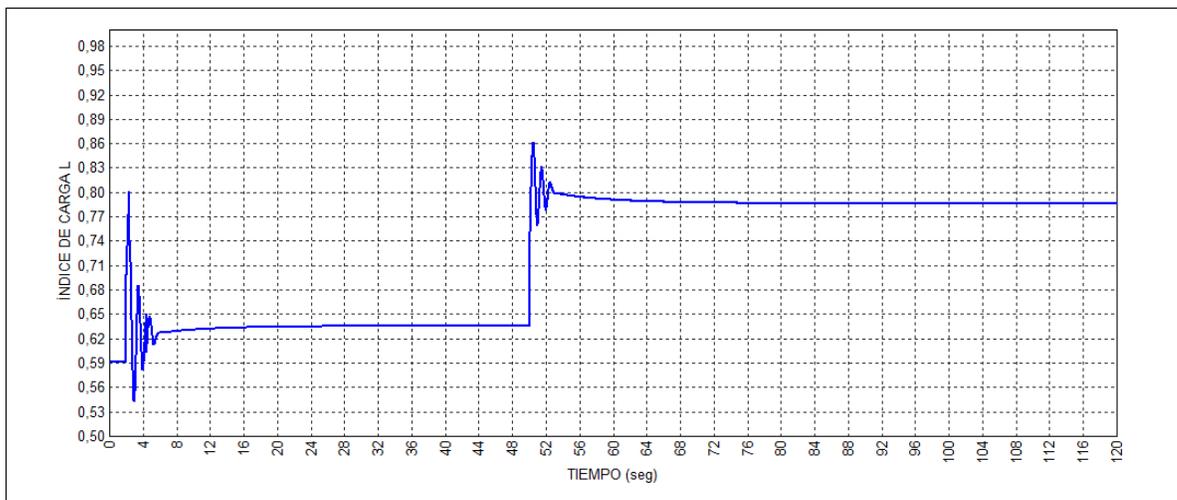
Cuarenta y ocho segundos después de la primera contingencia se simula un incremento en la carga en el Nodo N2 del 50%. Esta nueva situación debilita el sistema y provoca que el índice de carga alcance el 86% de su valor máximo, debido a que ya ha operado una de las acciones de control preestablecidas y no se supera el 90% del valor máximo del índice de carga L, no se ejecuta la siguiente acción de control preventivo que consta del deslastre de carga del nodo N6; la tensión en los nodos se deprime como se observa en la figura 7.10, pero el sistema logra operar de manera estable.

Figura 7.10 Recuperación de estabilidad de la red.



En la figura 7.10 se presenta el comportamiento de la red a través de mediciones de la magnitud de voltaje y su ángulo en el tiempo, datos brindados por las PMU en los nodos NG1, N2, N3 y N4. Ante el incremento de la demanda del nodo N4, la tensión en los nodos NG1, N2, N3 y N4 se deprime, para el nodo N4 la tensión viola los límites de voltaje recomendados. Con el deslastre de carga en el nodo 5, se observa como las líneas de voltaje se vuelven rectas a los 18 segundos de iniciado el incremento de carga en el N4, indicando un estado estable. La posterior situación de aumento de la demanda provoca una nueva caída en las tensiones de los nodos, se observa como el nodo N4 alcanza aproximadamente 0,85 pu, sin embargo el sistema continua operando de manera estable sin necesidad de deslastar más carga.

Figura 7.11 Índice de Carga L, nodo N2

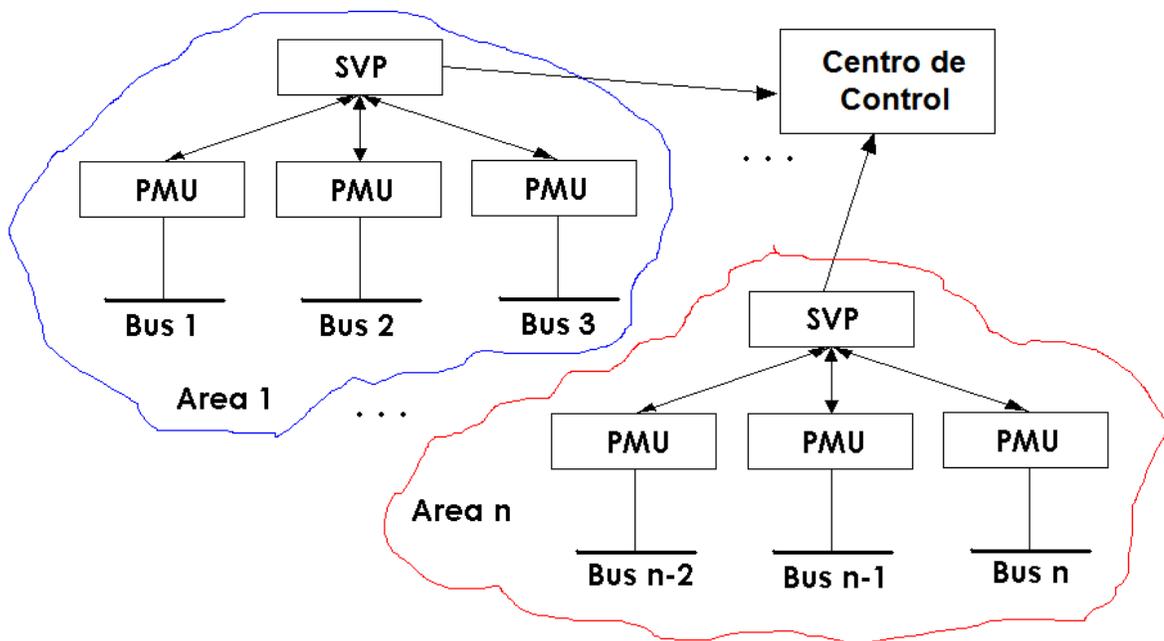


El comportamiento del índice de carga L se presenta en la figura 7.11, este registro se realizó con los resultados obtenidos de los bloques de funciones del esquema de control. Se observa que en la simulación el índice tiene un valor de 0,6 y que al incrementar la carga en el nodo N4, este valor se incrementa momentáneamente superando el 75% de su valor máximo, en consecuencia se activa el deslastre de carga del nodo N5 y luego el índice de carga se ubica en un valor estable de 0,64. Cuando se incrementa la carga en el nodo N2 el índice L supera el 86% de su valor máximo, pero no se ejecuta acción de control alguna debido a que ya se deslastro el primer paso de carga y aún no se supera el 90% del índice de carga máximo, después del transitorio ocasionado por el incremento súbito de carga, el índice logra estabilizarse en 0,79.

Aunque la contingencia simulada sin el esquema de control, puede provocar el colapso de tensión en 1 minuto (figura 7.3), tiempo suficiente para la operación de otros esquemas de control basados en tecnologías convencionales, muestra la versatilidad del esquema que se logra a pesar de considerar un valor fijo de comparación con el índice L.

La arquitectura de este simple esquema de control puede estar basada en una configuración horizontal, donde el centro de control obtiene directamente las mediciones fasoriales de las PMU distribuidas en la región, realiza el proceso de estimación de estado para validar dichos datos y posteriormente realiza las acciones de control pertinentes. Sin embargo, ya que la red modelada posee un sistema de transmisión muy sensible a contingencias, y que requiere acciones de control rápidas se debe pensar en una arquitectura donde los PMU envíen sus datos a unidades SVP (figura 7.12), las cuales validen estas mediciones y envíen los datos garantizados al centro de control, este esquema reduce notablemente los tiempos de procesamiento de datos y estimación de estado, con lo que se logra mayor eficacia en la recuperación del estado de operación estable luego de una perturbación crítica.

Figura 7.12 Arquitectura del sistema de control



8 CONCLUSIONES

La investigación realizada en documentos y artículos recientes, muestra que las nuevas tecnologías de medición fasorial son una importante herramienta de evaluación para los operadores del sistema, facilitando la estimación de estado y la implementación de esquemas de monitoreo y control en tiempo real al reducir la necesidad de algoritmos complejos de procesamiento de datos y cálculo de variables eléctricas.

Como se describe en este trabajo y apoyándose en las muchas aplicaciones y prototipos implementados alrededor del mundo, se observa que la mayor aplicación de las unidades de medición fasorial se logra a través de redes de área amplia. Este tipo de tecnología sin el uso de sincrofasores existe distribuida por el mundo con la implementación del sistema SCADA/EMS, aunque presenta limitaciones en los tiempos de muestreo ($>1s$) y sólo permite obtener una estimación del estado del sistema con errores algunas veces irremediables, debidos a los tiempos de adquisición de datos y a los supuestos matemáticos en los modelos de red.

Las tendencias actuales respecto a la arquitectura de las redes WAMPC, buscan crear un punto de acceso común para el tráfico de datos fasoriales entre organizaciones o compañías eléctricas permitiendo un rápido acceso a las mediciones y a la comunicación de acciones preventivas o de mitigación ante contingencias, todo esto manteniendo la seguridad de la red con la aplicación de derechos de administrador. Además se proponen estructuras jerárquicas que faciliten la implementación de esquemas de control local, regionales o totales calificables según la prioridad, el efecto de la acción de control y la cantidad de tiempo e información necesarios para lograr tomar decisiones manteniendo la selectividad, confiabilidad y confiabilidad de los esquemas de protección.

Se evaluó en el presente documento un sistema vulnerable respecto a la transmisión de potencia entre la generación y la demanda, donde una contingencia N-1 en generación lleva al sistema modelado al colapso de voltaje en tan sólo 15 segundos, tiempo muy corto para tomar medidas preventivas o de mitigación de la contingencia, particularmente en sistemas basados en adquisición de datos de manera convencional SCADA/EMS los cuales actualizan mediciones, por lo general, cada 2 o incluso más de 4 segundos.

La implementación de un esquema de deslastre de carga para evitar el colapso de voltaje basado en sincrofasores demuestra que es posible prevenir el colapso ante

la contingencia en generación monitoreando el índice de estabilidad de carga L , que se fundamenta en la comparación de la magnitud y el ángulo del voltaje actual con la magnitud y ángulo de voltaje en una condición operativa sin carga, en un nodo determinado. El esquema de control verifica el valor del índice L y realiza acciones predeterminadas para devolver al sistema a un punto de operación estable y a una distancia confiable del punto crítico de operación en un tiempo muy corto.

Aunque el esquema simulado sólo tiene acción sobre predeterminados nodos para el deslastre de carga, demuestra la enorme aplicabilidad de los sincrofasores en esquemas de control basados en recetas programadas y abre la visión a nuevos y más complejos esquemas de monitoreo, protección y control del sistema eléctrico de potencia.

El esquema de control propuesto y su respuesta rápida ante contingencias del sistema, demuestra las ventajas de incorporar datos fasoriales en los algoritmos de monitoreo y prevención de colapsos del sistema de transmisión, mejorando los pesados algoritmos convencionales, que para la estimación de estado, involucran mediciones y modelos de la red susceptibles a errores causados por mediciones en tiempos diferentes que pretenden mostrar un sólo estado del sistema, así como latencias mayores a un (1) segundo en la actualización de datos, limitan la aplicación y funcionalidad de los esquemas de control.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. Araque y R. Barba. Unidades de Medición Fasorial – PMU. Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE
- [2] CIMADEVILLA, Roberto. Fundamentos de la medición de sincrofasores. XIII ERIAC. 2009
- [3] QUINTANILLA, Rafael. Sistemas de Transporte Inteligentes - Medición Sincronizada de Fasores. Congreso IEEEEC 2005, La red eléctrica del futuro y la generación distribuida. Bilbao, 27 - 28 de Octubre, 2005.
- [4] A. San Vicente, R. Cortés, J. Robles y J. Chong. Construcción de un sincrofasor de bajo costo basado en un DSP-Controlador. III Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology. Colombia, 2005.
- [5] A. Phadke & J. Thorp. History and Applications of Phasor Measurements. Virginia Tech, USA. IEEE 2006.
- [6] E. Schweitzer & D. Whitehead. Real World Synchrophasor Solutions. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. IEEE 2009.
- [7] R. Bobba, E. Heine, H. Khurana & T. Yardley. Exploring a Tiered Architecture for NASPInet, IEEE. Illinois. 2010.
- [8] J. Restrepo, J. González, G. López y H. Sánchez. Posibilidades de Aplicación de PMUs en un Sistema de Transmisión Nacional. XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, Colombia. Revista de Investigaciones Aplicadas No. 9, 2011.
- [9] Turunen, Jukka et. al. Experiences and Future Plans in Monitoring the Inter – area Power Oscillation Damping. PES General Meeting in Pittsburgh, 2008. <http://www.ieee.org/organizations/pes/meetings/gm2008/slides/pesgm2008p-000944.pdf>

- [10] CND – XM, Universidad Pontificia Bolivariana. Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud – SIRENA. Investigación y Desarrollo, Premio Asocodis – CNO.
- [11] E. Schweitzer, D. Whitehead, Zweigle Y Ravikumar. Synchronphasor-Based Power System Protection and Control Applications. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. IEEE 2010.
- [12] PRICE, Elmo. Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control. ABB Inc. IEEE: 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers. 2006.
- [13] IEEE Standard C37-118. IEEE Standard for Synchronphasors for Power Systems.
- [14] G. Benmouyal, E. Schweitzer & A. Guzman. Synchronized Phasor Measurement in Protective Relays for Protection, Control, and Analysis of Electric Power Systems. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 29th Annual Western Protective Relay Conference. Washington, 2002.
- [15] A. Phadke & J. Thorp. Synchronized Phasor Measurements and their Applications. Springer. 2008.
- [16] Héctor Altuve & Edmund Schweitzer. Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems. Schweitzer Engineering Laboratories Inc. 2010.
- [17] SOLANGE, Vanesa. Interconexión de Redes (Internetworking). Universidad Nacional del Nordeste. Trabajo Monográfico. Corrientes, Argentina, 2008.
- [18] J. Gomez, R. Leon y Otros. Sistema de Respaldo Nacional ante Eventos de Gran Magnitud - SIRENA. XM S.A. E.S.P. Compañía de Expertos en Mercados - Universidad Pontificia Bolivariana. Medellin, Colombia. Premio Asocodis CNO
- [19] CORIA, Lino. Notas de la Materia Sistemas Eléctricos de Potencia I. Instituto Tecnológico de Morelia, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Capítulo 0

Cálculo de Parámetros y Operación en Estado Estacionario de Líneas de Transmisión. México, 2006.

[20] GRANADA, Mauricio. Estimación de Estado en Sistema Eléctricos de Potencia: Parte 1 Detección de Errores Grandes. Universidad Tecnológica de Pereira. Scientia et Technica Año IX, No 22. Octubre 2003.

[21] BCP Bussarello + Cott+ Partner AG. Software de Análisis de Sistemas de Potencia NEPLAN versión 5.5.0 R2. 1988 – 2012.

[22] P. Anderson & A. Fouad. Power System Control and Stability. Iowa State University Press. First Edition. 1977.

[23] J. Arias, M. Rios Y C. Zapata, Universidad Tecnológica de Pereira. Índices para Detectar en Tiempo Real Problemas de Estabilidad de Voltaje. Scientia et Technica, Año XVI, No 44. 2010.

[24] C. Zapata, M. Rios Y J. Gómez. Índices de Seguridad de Voltaje Calculados con Datos de Unidades Fasoriales de Medida. Revista de Ingeniería #30 – Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia. Noviembre 2009

[25] Makasa & Venayagamoorthy. Estimation of Voltage Stability Index in a Power System with Plug-in Electric Vehicles. 2010 IREP Symposium – Bulk Power System Dynamics and Control – VIII. Buzios, Brazil, August 2010.

[26] Huang & Dagle. Architecture and Performance Evaluation in supporting Wide-Area Applications. IEEE. Panel of emerging technology Coordinating Committee: Emerging technologies in support of smart grids. Pittsburgh 2008

[27] Gong, Schulz & A. Guzmán. Synchrophasor – Based Real – Time Voltage Stability Index. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2010.

[28] Niglye, Peritore & Soper. Considerations for the Application of Synchrophasors to Predict Voltage Instability. Long Island Power Authority and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

[29] MARTÍNEZ, Enrique. Wide Area Measurement & Control System in México. IEEE. 2008.

[30] J. O'Brien, A. Deronja et al. Use of Synchrophasor Measurements in Protective Relaying Applications. Power System Relaying Committee, Report of Working Group C-14. Dec. 20 /2011.

[31] K. Seethalekshmi, S. Singh & S. Srivastava. A Synchrophasor Assisted Frequency and Voltage Stability Based Load Shedding Scheme for Self – Healing of Power System. IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 2, No. 2. June 2011.

[32] R. Sodhi, S. Srivastava & S. Singh. Multi-criteria Decision-making approach for Multistage Optimal Placement of Phasor Measurement Units. Published in IET Generation, Transmission & Distribution, July 2010. <http://www.ietdl.org>