

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE ACTUAL DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

Juan Carlos Morataya Ramos

Asesorado por: Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, octubre de 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Angel Jesús García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Julio César Solares Peñate
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, someto a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha veintiséis de noviembre de 2002 Ref. EIME 185.2002.

Juan Carlos Morataya Ramos

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VI
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO	1
1.1. Evolución histórica.....	1
1.2. Funcionamiento del sistema nacional interconectado.....	7
1.2.1. Capacidad instalada del SNI.....	10
1.3. Modelo del sistema nacional interconectado.....	12
1.4. Estudios de acceso a la red de transporte.....	16
1.5. Metodología y herramienta usada en el cálculo de la capacidad disponible de transmisión del SNI.....	17
1.5.1. Límite de operación térmica.....	18
1.5.2. Límite de voltaje.....	18
1.5.3. <i>Software</i>	19
2. FLUJO DE CARGA	21
2.1. Conceptos de flujo de carga.....	23
2.1.1. Modelo de la admitancia e impedancia de red.....	24
2.1.2. Modelo del flujo de carga.....	24
2.1.3. Modelo matemático, ecuaciones de flujo de carga.....	27
2.1.3.1. Características de las ecuaciones del modelo de flujo de carga.....	29

2.1.3.2.	Clasificación de las variables del sistema...	32
2.2.	Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de carga.....	33
2.2.1.	Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de carga.....	35
2.2.2.	Método de Newton – Raphson	37
3.	OPERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSPORTE	55
3.1	Estados de operación del sistema eléctrico de potencia.....	44
3.2.	Evaluación de la seguridad en los sistemas de transporte: análisis de contingencias.....	47
3.2.1.	Análisis de contingencias basado en factores de distribución.....	49
3.2.2.	Análisis de contingencias basado en índices de severidad.....	53
4.	ESTABILIDAD DE VOLTAJES EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE	55
4.1.	Definiciones básicas.....	56
4.1.1.	Estabilidad de la tensión.....	56
4.1.1.1.	Línea de transmisión alimentando una carga.....	58
4.1.1.2.	Sistemas de energía eléctrica como sistemas no lineales	62
4.2.	Bifurcaciones en sistemas de energía eléctrica.....	67
4.2.1.	Bifurcaciones silla.....	68
4.2.2.	Bifurcaciones límite.....	71
4.3.	Técnicas para analizar la estabilidad de las tensiones.....	71
4.3.1.	Método continuo.....	72

4.3.1.1.	Predicción tangente.....	73
4.3.1.2.	Corrección perpendicular.....	74
5.	DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE DE TRANSPORTE	77
5.1.	Definiciones relacionadas con la capacidad disponible de transporte.....	78
5.1.1.	Capacidad total de transporte.....	79
5.1.2.	Capacidad de transporte base.....	80
5.1.3.	Capacidad de beneficio de capacidad.....	80
5.1.4.	Capacidad de transmisión asignada.....	80
5.2.	Capacidad de transmisión y seguridad en los sistemas de potencia.....	81
5.3.	Descripción de los cálculos de la capacidad de transporte.....	82
5.3.1.	Límites de la capacidad disponible de transporte.....	84
5.3.1.1.	Límite de operación térmica.....	84
5.3.1.2.	Límite de voltaje.....	84
5.3.1.3.	Límite de estabilidad.....	85
6.	ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA	89
6.1.	Condiciones analizadas en la red de transporte del SNI.....	89
6.1.1.	Escenario época seca demanda máxima.....	89
6.1.2.	Escenario época húmeda demanda máxima.....	93
6.1.3.	Contingencia Guatesur – Escuintla.....	97
6.1.4.	Contingencia Escuintla – Los Brillantes.....	100
6.1.5.	Contingencia Chixoy – Tactic.....	100
6.2.	Capacidad disponible de transporte del SNI libre de contingencias.....	103

CONCLUSIONES.....	105
RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	109

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Enlaces del Sistema Nacional Interconectado y líneas de transmisión proyectadas.....	9
2.	Principales enlaces del SIN.....	15
3.	Curva típica de carga del SNI del día 5 de marzo de 2004.....	16
4.	Sistema de potencia de dos barras simplificado.....	25
5.	Sistema de potencia de dos barras con modelo de línea.....	26
6.	Sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta.....	27
7.	Estados de operación de un sistema eléctrico.....	45
8.	Red eléctrica de dos nodos.....	50
9.	Red eléctrica conceptual.....	52
10.	Diagrama de flujo del análisis de contingencias basado en los índices de severidad.....	54
11.	Curva nariz de una línea de transmisión alimentando una carga con factor de potencia unitario.....	61
12.	Sistema de potencia generador – carga con compensación <i>shunt</i>	64
13.	Diagrama de puntos de equilibrio para una bifurcación silla sistema de potencia de 6 barras.....	70
14.	Predicción tangente del método continuo.....	73
15.	Corrección perpendicular del método continuo.....	75
16.	Método de predicción – corrección para determinar los diagramas de bifurcación.....	76

17.	Capacidad disponible de transmisión.....	81
18.	Límites de la capacidad total de transferencia.....	86
19.	Perfil de tensiones para el escenario verano máximo.....	90
20.	Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV 69 kV para el escenario verano máximo.....	92
21.	Perfil de tensiones para el escenario invierno máximo.....	93
22.	Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV 69 kV para el escenario invierno máximo.....	95
23.	Perfil de tensiones para el escenario invierno máximo simulación de la línea Guatesur – Sololá, Sololá – Brillantes.....	97
24.	Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV 69 kV contingencia Guatesur – Escuintla.....	99
25.	Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV 69 kV contingencia Chixoy – Tactic.....	102
26.	Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV 69 kV para el caso libre de contingencias.....	104

TABLAS

I.	Agentes del mercado mayorista de Guatemala.....	5
II.	Capacidad instalada del SIN.....	10
III.	Constitución de los escenarios para estudios del SNI.....	12
IV.	Principales enlaces del SNI.....	14
V.	Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$ para el escenario verano máximo.....	91
VI.	Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.793052$ para el escenario verano máximo.....	91
VII.	Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$ para el escenario invierno máximo.....	94

VIII.	Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.28378$ para el escenario invierno máximo.....	94
IX.	Nodos del SNI susceptibles a colapso de tensiones.....	96
X.	Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$, contingencia Guatesur – Escuintla.....	98
XI.	Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.157763$, contingencia Guatesur – Escuintla.....	98
XII.	Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$, contingencia Chixoy – Tactic.....	101
XIII.	Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.283392$, contingencia Chixoy – Tactic.....	101
XIV.	Capacidad disponible de transporte del SNI en estado normal.....	103

LISTA DE SIMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Ampere
Kv	Kilovolt
Km	Kilometro
MW	Megawatt
MVA	Megavoltampere
MVAR	Megavoltampere reactivo
kcmil	Kilocircular mil
P	Potencia activa
P_{ij}	Flujo de carga del nodo i al nodo j
Q	Potencia reactiva
Q^{\min}	Límite menor de regulación de potencia reactiva
Q^{\max}	Límite mayor de regulación de potencia reactiva
$V_{\text{especificado}}$	Voltaje fijado
Z_{SER}	Impedancia serie
Y_{SH}	Admitancia paralelo
B	Susceptancia
G	Conductancia
I	Corriente eléctrica
V	Voltaje

R	Resistencia
X_L	Reactancia inductiva
S	Potencia aparente
M	Constante de inercia
D_G	Factor de amortiguamiento
α	Coefficiente de pérdidas en líneas
λ	Factor de cargabilidad
λ_{\max}	Factor de cargabilidad máximo
δ	Ángulo de desfase
Δ	Cambio incremental
e	Número de Euler
∂	Derivada parcial
f'	Primera derivada de f
f_{xy}	Derivada parcial de x respecto de y
$\frac{\partial}{\partial x} f _0$	Derivada parcial de f en x
S^*	Potencia aparente conjugada
Σ	Sumatoria de Riemann
A^T	Transpuesta de la matriz A
γ	Coefficiente de contribución
\Re	Número real
$\ \vec{A}\ $	Valor absoluto del vector A

GLOSARIO

ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i> (conductor de aluminio reforzado con acero)
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
Apilamiento de generadores	Ordenamiento de las plantas generadoras de acuerdo a un criterio económico
ATC	<i>Available Transfer Capability</i> (capacidad disponible de transporte)
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i> (regulador automático de voltaje)
BARI – 69	Barra de 69 kV de la subestación Barillas departamento de Huehuetenango
Bifurcación	Punto crítico de un sistema eléctrico de potencia en el cual se analizan estabildades de tensión y límites operativos
Caso base	Modelo de un sistema de potencia operando en condiciones normales.

Caso continuado	Modelo de un sistema de potencia operando en condiciones incrementales de carga
CDT	Capacidad Disponible de Transmisión
CENADO	Centro Nacional de Operaciones
CENT – 69	Barra de 69 kV de la subestación Guatecentro
CHIX – 69	Barra de 230 kV de la subestación Chixoy
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Coeficientes de contribución	Coeficientes que indican la contribución de cada generador en una red para compensar la pérdida de uno de ellos
Compensación Shunt	Utilización de compensadores reactivos en paralelo para compensar los niveles de tensión en una barra
Contingencia	Suceso imprevisible en una red eléctrica que afecta su funcionamiento
Criterio de adecuación N – 1	Fallo en uno de los elementos de una red eléctrica

Criterio de adecuación N – 2	Fallo en dos de los elementos de una red eléctrica
Curvas nariz	Diagrama de bifurcación que caracteriza la relación entre la carga y el voltaje
DAE	<i>Differential Algebraic Equation</i> (ecuación diferencial algebraica)
Despacho económico	Asignación de los generadores de una red para suplir la creciente demanda a lo largo de un día de operación típico, basado en criterios de costos de producción.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electricificación
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
ESCU – 230	Barra de 230 kV de la subestación de Escuintla 1
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Factor de cargabilidad	Factor que indica el punto de operación de un sistema eléctrico de potencia

Factor de distribución	Factor que indica el incremento en el flujo de potencia de una rama de la red en función de una inyección de potencia en determinado punto de la red
Factor de pérdidas	Relación entre la resistencia y la reactancia inductiva de una línea de transmisión típicamente mucho menor a uno
FERC	<i>Federal Electric Reliability Council</i> (consejo eléctrico federal de seguridad)
FDLF	<i>Fast Decoupled Load Flow</i> (método desacoplado rápido de flujo de carga)
Flujo de potencia	Transporte de potencia eléctrica en las líneas de transmisión de una red
GEST – 230	Barra de 230 kV de la subestación Guatemala – este.
GNOR – 230	Barra de 230 kV de la subestación Guatemala – norte.
GSUR – 230	Barra de 230 kV de la subestación Guatemala – sur
HUEH – 69	Barra de 69 kV de la subestación de Huehuetenango

HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (transmisión de alto voltaje en corriente directa)
IEEE	<i>The Institute Electric and Electronics Engineers</i> (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
Índice de severidad	Indicador del orden de importancia de las contingencias de una red eléctrica
IXTA – 69	Barra de 69 kV de la subestación del municipio de Ixtahuacán departamento de San Marcos
LBRI – 230	Barra de 230 kV de la subestación Los Brillantes departamento de Retalhuleu
Linux	Sistema operativo de computadores
Matriz de admitancias	Arreglo matricial de los componentes de una red eléctrica que es función de los parámetros de sus líneas de transmisión
Matriz de incidencias	Arreglo matricial que caracteriza la topología de una red eléctrica

Matriz de sensibilidades	Arreglo matricial que indica cuan sensible es una red eléctrica a cambios incrementales de potencia en su estructura
Matriz jacobiana	Arreglo matricial propio de los métodos numéricos empleado en modelos de sistemas eléctricos no lineales
MER	Mercado Eléctrico Regional
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i> (Consejo de Seguridad Eléctrico de Norte America)
NOTAUCT	Normas Técnicas de Estudios para Acceso a la Red de Transporte
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
OASIS	<i>Open Access Same Time Information System</i> (Sistema de informacion en tiempo real)

OS	Operador del Sistema
PER	Plan de Electrificación Rural
PSAT	<i>Power System Analysis Toolbox</i> (caja de herramientas para análisis de sistemas de potencia)
PSS	<i>Power System Stabilizer</i> (estabilizador de sistemas de potencia)
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> (sistema de supervisión para control y adquisición de datos)
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SOLM – 69	Barra de 69 kV de la subestación Soloma departamento de Huehuetenango

RESUMEN

Este trabajo se enfoca en encontrar la capacidad actual disponible del Sistema Nacional Interconectado por medio de una metodología basada en flujos de carga y método continuo haciendo uso del criterio de adecuación N-1 y N-2 de sistemas eléctricos de potencia, con el objetivo de hacer un análisis cualitativo de las condiciones de operación de la red eléctrica nacional y sus índices de calidad.

Los ensayos y simulaciones se hacen en el modelo de datos de la red del Sistema Nacional Interconectado proporcionados por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala.

La capacidad de transmisión en un sistema eléctrico indica cuanta potencia puede ser transferida entre las áreas que lo conforman sin comprometer sus límites de seguridad y confiabilidad. En sistemas eléctricos desregulados el conocimiento y la exactitud que se tenga de la capacidad de transporte de un sistema, brinda información vital tanto para la planificación como para la operación del mercado energético que lo regula.

Estimaciones continuas de la capacidad de transporte minimizan el riesgo de sobrecargas, daño de equipos y apagones. Sin embargo, una sobreestimación de la capacidad de transporte representa un costo excesivo y uso ineficiente de la red de transmisión a corto plazo, por otro lado la capacidad de transporte se ve afectada también por los procesos de desregulación.

En todo sistema eléctrico desregulado una capacidad adecuada de transporte es necesaria para establecer un mercado energético competitivo, esto representa un incentivo económico importante del que deriva la necesidad de exactitud y eficacia en los cálculos de la capacidad de transporte para uso de los operadores y planificadores de la red.

Las limitaciones en el funcionamiento del sistema de potencia que se consideran en esta investigación son el flujo de corriente por medio de las líneas de transmisión, magnitudes y estabilidad del voltaje. En este trabajo no se tratan los límites debidos a la estabilidad transitoria u oscilaciones, ya que se considera suficiente una aproximación al límite de los flujos de corriente en las líneas de transmisión, dejando el tema de análisis dinámico del Sistema Nacional Interconectado para futuras líneas de investigación.

Actualmente el Sistema Nacional Interconectado Guatemalteco carece de Capacidad Disponible de Transmisión cuando se consideran todos los escenarios operativos tanto para la época húmeda como para la época seca ambos para la máxima demanda.

OBJETIVOS

- **General**

Encontrar la capacidad disponible de transporte con que el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala cuenta actualmente con la finalidad de ampliar la cobertura y mejorar la calidad del servicio eléctrico

- **Específicos**

1. Establecer los escenarios de operación del Sistema Nacional Interconectado para las condiciones de pre y post–contingencia.
2. Calcular las transferencias base y máxima por medio de flujos de carga y el método continuo para cada uno de los escenarios de pre y post–contingencia.
3. Identificar las regiones en las cuales se compromete la seguridad del Sistema Nacional Interconectado dada una operación poco satisfactoria.
4. Identificar las condiciones de operación más críticas del Sistema Nacional Interconectado.
5. Contribuir con el Plan de Electrificación Rural y de expansión de la red del INDE así como el proyecto SIEPAC del Plan Puebla Panamá.

INTRODUCCION

En los últimos años el sistema eléctrico guatemalteco ha sufrido drásticos cambios al someterse a un proceso de desregulación dando lugar a un nuevo marco que promueve la competencia entre los generadores, distribuidores y consumidores que forman parte del mercado mayorista de electricidad. Esto claramente evidencia una mejora en la calidad y precios de este importante servicio, siendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la encargada de velar por el cumplimiento de lo estipulado en la Ley General de Electricidad.

Para promover el clima de libre mercado entre todos los participantes de este marco regulatorio se tiene un denominador común que es una red eléctrica de amplia capacidad de transporte. Es práctica común transportar potencia desde largas distancias, de los centros de generación hacia los de consumo. Sin embargo, no puede haber libre competencia entre generadores si no se cuenta con una capacidad de transporte adecuada.

El Plan Puebla Panamá contempla el proyecto SIEPAC que constituye la interconexión eléctrica de los países del Istmo con México, en este sentido la red eléctrica nacional debe poseer la capacidad de transporte necesaria de tal manera que las transferencias en el Mercado Eléctrico Regional se realicen de manera óptima promoviendo progreso de los países de la región.

Una pobre capacidad de transporte trae como consecuencia problemas en la administración de la red tanto técnicos como financieros, en este punto el crecimiento de la demanda actual del sistema eléctrico nacional justifica la creación de las llamadas Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

En estas normas se estipula la naturaleza de los estudios de impacto que tendría un determinado usuario al momento de conectarse al sistema eléctrico nacional. El efecto del impacto varía de un punto a otro de la red eléctrica, esto se debe a la naturaleza de la topología y mejor aun de la capacidad de transporte disponible de la red.

Surge de esta manera la iniciativa en el conocimiento de la capacidad disponible de transporte del sistema eléctrico nacional por dos razones importantes, primero: como diagnóstico de la operación de las regiones del sistema eléctrico nacional para ampliar la cobertura del servicio eléctrico en las comunidades que aún no cuentan con electricidad de acuerdo con el Plan de Electrificación Rural del INDE así como mejorar la calidad en aquellos lugares en los cuales el servicio es deficiente y por último como un indicador de la evolución de las tarifas del servicio eléctrico.

El *North American Electric Reliability Council* ha sentado las bases para el cálculo y determinación de la capacidad disponible de transporte en sistemas eléctricos a nivel internacional, por medio de una metodología basada en flujos de carga, en este trabajo se aplica esta metodología para conocer cualitativa y cuantitativamente la capacidad disponible actual del Sistema Nacional Interconectado.

1. EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO

1.1. Evolución histórica

En Guatemala se organiza La Sociedad del Alumbrado Eléctrico en 1886, por gestiones iniciadas por el señor Julio Novella, este acontecimiento ocurre 4 años más tarde que Thomas A. Edison instalara la primera planta generadora en la calle Pearl en Nueva York.

En 1894 tres ciudadanos de origen alemán –entre ellos Enrique Neutze– y otros tres guatemaltecos organizan la Empresa Eléctrica de Guatemala. El año siguiente da inicio la construcción de la hidroeléctrica de Palín con una capacidad de producción de 0.732 MW, la cual brindó servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

Para el año 1886 el resultado financiero de la empresa no era halagador. En el informe que el gerente dio a la Junta General el 31 de julio de 1896 expreso: “el resultado del primer semestre no es ni puede ser satisfactorio” de ahí que a fines del mes de junio del mismo año se reportara una cuantiosa pérdida. A comienzos de 1897 se hicieron los trabajos necesarios para transportar la energía eléctrica a la ciudad capital, mientras que Siemens & Halske era el principal accionista y prestó servicios de asesoría hasta 1910.

El 11 de octubre de 1894, el Presidente José Maria Reyna Barrios declara de utilidad pública la Empresa de Electricidad que don Enrique Neutze formó con el financiamiento de Siemens & Halske.

Después de 25 años, en 1919 la *Electric Bond and Share* –EBASCO – se convierte en su arrendataria, mientras que para 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el propósito de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades del gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas con lo que la hidroeléctrica Santa María pasa a ser propiedad del Estado. Durante la década de 1950 se construye en Zacapa la hidroeléctrica Río Hondo, posteriormente en 1959 según Decreto 1287 del Congreso de la República es fundado el Instituto Nacional de Electrificación –INDE– por intermedio de los señores Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo, estipulando en su ley de creación que se constituiría como la entidad encargada de planificar, proyectar, construir y aportar financiamiento a las obras e instalaciones requeridas para atender la necesidades de energía eléctrica del país.

El INDE inició operaciones con una generación de 8.3 MW y en ese entonces existían en el país 54 MW instalados. Durante esta fase inicial entre 1964 y 1965 el INDE instaló en forma emergente la planta accionada por Diesel en San Felipe Retalhuleu con una capacidad de 2.4 MW así como la planta térmica de Escuintla con una capacidad total de 25 MW y la turbina de gas en la finca Mauricio con una capacidad de 12.50 MW. Este plan emergente se realizó con el fin de mantener la creciente demanda de energía mientras se elaboraban y desarrollaban planes de electrificación de mayor alcance.

Durante el periodo comprendido de 1961 a 1966 el INDE y la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) operaron conjuntamente el Sistema Central Interconectado. La demanda de energía obligó a la ampliación del sistema, de esta manera la capacidad de la hidroeléctrica Santa María es ampliada a 6.8 MW mientras que se construye la hidroeléctrica Los Esclavos con una capacidad de 13 MW. Este hecho es significativo para la electrificación nacional, por cuanto constituyó el punto de partida del sistema eléctrico, que de un Sistema Central Interconectado pasó a constituir un Sistema Nacional Interconectado –SNI– con una cobertura más amplia.

Entre 1969 y 1985, el INDE desarrolló un programa de instalación de plantas térmicas y otras de generación hidráulica –Jurún Marinalá, Aguacapa y Chixoy que estructuraron una oferta de generación mayoritariamente hídrica.

No obstante, en 1991, el fenómeno del Niño causó estragos y obligó a que en 1992 se iniciaran las operaciones de generadoras privadas, con la aparición de multinacionales como ENRON y más tarde *Duke Energy*. La contratación en un marco de emergencia de ENRON, establece condiciones favorables para que el sector de la agroindustria se incorpore como cogenerador. Se instalan posteriormente las plantas SIDEGUA, Las Palmas, LAGOTEX, Poliwatt, TAMPA, Guatemala *Generating Group* (GGG), las hidroeléctricas Secacao, Pasabién, Poza Verde, Las Vacas, Río Bobos, Canadá y las geotérmicas Calderas y Zunil.

El 15 de noviembre de 1996 se publica la Ley General de Electricidad bajo el Decreto 93-96 del Congreso de la República dando lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE – creada con la finalidad de crear condiciones propicias para los participantes del nuevo marco competitivo en las ramas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

El 2 de abril de 1997 se publica el Reglamento de la Ley General de Electricidad contenido en el acuerdo gubernativo 256-97 mientras que el 1 de Junio de 1998 se publica el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM– entidad privada sin fines de lucro, cuya finalidad es coordinar las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad garantizando la competencia en un mercado libre en Guatemala, la tabla I muestra los actuales agentes del AMM. Las principales bases en las cuales se sustentan las operaciones del AMM son:

- Es libre la generación de electricidad
- Es libre el transporte de electricidad
- Son libres los precios del servicio de electricidad, exceptuándose los servicios de transporte y de distribución de energía, que están sujetos a autorización.
- El Ministerio de Energía y Minas es el responsable de determinar las políticas públicas del sector eléctrico.
- Separación de funciones de la actividad eléctrica, Generación, Transporte y Distribución.
- Definición del modelo a utilizar para la determinación de los precios de distribución.
- Normalización de las autorizaciones para la generación, transporte y distribución final.
- Creación de la Comisión Nacional de Electricidad y de sus funciones reguladoras.
- Creación del Administrador del Mercado Mayorista, que agrupa a Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios de electricidad.
- El INDE mantiene su condición de empresa eléctrica estatal, y participa como tal en el mercado de electricidad, sujeto al marco legal definido.

Tabla I. Agentes del mercado mayorista de Guatemala

Productores	Central Agroindustrial Guatemalteca S.A. (Ingenio Madre Tierra)
	Central Generadora Eléctrica San José S.A. (San José)
	Compañía Agrícola Industrial Santa Ana S.A.
	Generadora Eléctrica del Norte Ltd. (Genor)
	<i>Duke Energy</i>
	Hidroeléctrica Secacao S.A.
	Ingenio La Unión, S.A.
	Ingenio Magdalena S.A.
	<i>Hydrowest</i> de Guatemala, Ltd.
	Pantaleón S.A.
	Puerto Quetzal <i>Power</i> LLC
	Siderúrgica de Guatemala S.A. (SIDEGUA)
	TAMPA Centroamericana de Electricidad Ltda..
	Textiles del Lago S.A. (LAGOTEX)
	<i>Poliwatt</i> Ltda.
	Tecnoquat, S.A.
	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE)
	Orzunil de Electricidad Ltda.
	Inversiones Pasabien
	Concepción S.A.
Grupo Generador de Guatemala y Cia S.C.A. (GGG)	
<i>Coastal Technology</i> Guatemala Ltda.	
Distribuidores	Distribuidora de Electricidad de Occidente (DEOCSA)
	Distribuidora de Electricidad de Oriente (DEORSA)
	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA)
	Empresa Eléctrica Municipal Gualán, Zacapa.
	Empresa Eléctrica Municipal Guastatoya, El Progreso.
	Empresa Eléctrica Municipal Huehuetenango.
	Empresa Eléctrica Municipal Joyabaj, Quiché.
	Empresa Eléctrica Municipal Jalapa.
	Empresa Eléctrica Municipal Puerto Barrios, Izabal.
	Empresa Eléctrica Municipal Retalhuleu
	Empresa Eléctrica Municipal Quetzaltenango.
	Empresa Eléctrica Municipal San Marcos.
	Empresa Eléctrica Municipal San Pedro Pinula, Jalapa.
	Empresa Eléctrica Municipal San Pedro Sacatepéquez
	Empresa Eléctrica Municipal Zacapa.

Continuación...

2/2

Comercializadores	Central Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEESA)
	<i>Coastal Technology</i> Guatemala, Ltda.
	Comercializadora de Electricidad Centroamericana S.A, (CECSA)
	Comercializadora de Electricidad Internacional, S.A, (CEI)
	Comercializadora <i>Duke Energy</i> de Centroamérica, Ltda.
	Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A, (COMEGSA)
	Conexión Eléctrica Centroamericana, S.A.
	Mayoristas de Electricidad (MEL) <i>Poliwatt</i> Ltda.
Transportistas	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE).
	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC).
Grandes usuarios	Banco de Occidente S.A.
	Compañía de Desarrollo Bananero de Guatemala (BANDEGUA)
	Cementos Progreso S.A.
	Codaca Guatemala, S.A. (Motores HINO)
	Compañía Agrícola Diversificada S.A. (COAGRO)
	Compañía Bananera Guatemalteca Independiente, S.A. (COBIGUA)
	Compañía Industrial Corrugadora Guatemalteca, S.A.
	Editorial Visión 3001, S.A.
	Energía Guatemala, S.A.
	Envases Industriales de Centroamérica, S.A.
	<i>Homemart</i> , S.A.
	Industrias del Atlántico, S.A.
	Instituto de Recreación de los Trabajadores de la Empresa Privada de Guatemala (IRTRA)
	J & R Ropa Deportiva
	Pichilingo <i>Resort</i> & Marina, S.A.
	Empresa Portuaria Nacional Santo Tomas de Castilla
	Procesadora Unitab, S.A.
	Procter & Gamble Industrial de Guatemala, S.A.
	Promociones Turísticas Nacionales, S.A.
	Productos de la Tierra, S.A. (PROTISA)
	Radiotelevisión Guatemala, S.A.
	<i>Standard Fruit</i> de Guatemala, S.A.
	Teleonce, S.A.
Televisiete, S.A.	

1.2. Funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado

Todo el proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica en Guatemala se resume en el denominado Sistema Nacional Interconectado –SNI– el cual está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico.

El centro de control de la operación del SNI lo constituye el CENADO ubicado en la subestación Guatemala-Sur en San José Villa Nueva y el AMM, aunque a corto plazo será trasladado en su totalidad al AMM. Desde este centro de control es posible coordinar el funcionamiento de todo el sistema de acuerdo con la evolución de la carga a lo largo del día. Además, puede conocerse el estado de la red por medio de un complejo sistema de comunicaciones vía microondas en tiempo real, en caso de contingencias o irregularidades en la red. Actualmente el AMM gestiona la implementación de un sistema de comunicaciones llamado *Supervisory Control And Data Acquisition –SCADA–* con el cual el proceso de control es más eficiente.

El sistema de transporte está constituido por la interconexión de líneas de transmisión en voltajes de 69, 138 y 230 kV. El troncal principal consiste en un conjunto de líneas de transmisión de 230 kV que corre casi a lo largo de todo el país, partiendo de la central hidroeléctrica de Chixoy en Alta Verapaz, hasta la subestación Guatemala-Norte (ubicada en la zona 18 de la Ciudad Capital) donde conforma una configuración en anillo entre las subestaciones Guatemala-Este (ubicada en la aldea Don Justo en el Km. 18.5 carretera a El Salvador) y Guatemala-Sur, otra línea de transmisión en 230 kV parte del

parque térmico ubicado en la finca Mauricio en Escuintla, hacia el Centro Nacional de Control en Guatemala-Sur.

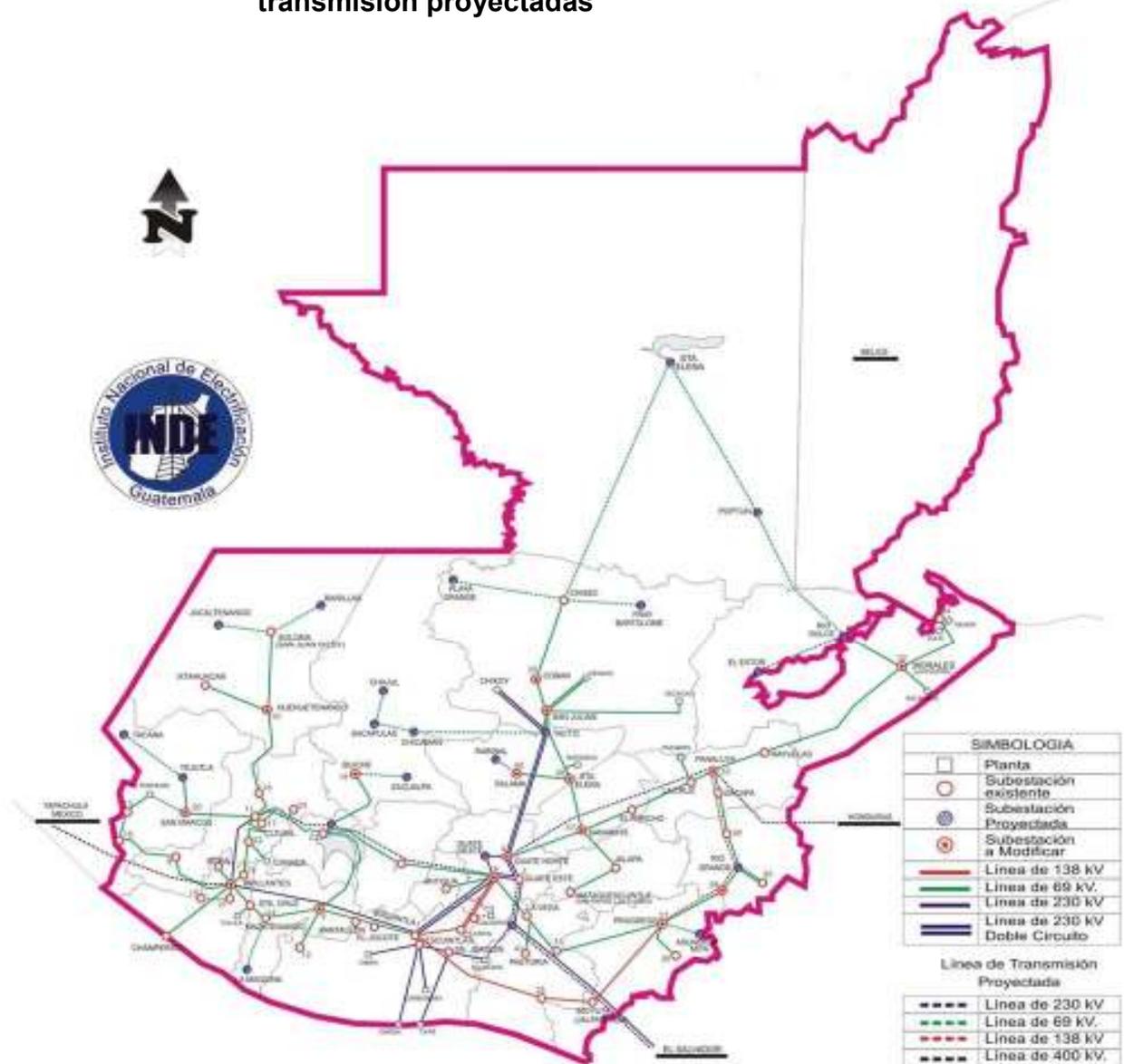
Recientemente las centrales generadoras privadas, TAMPA, San José, *Duke Energy* y Enron se han conectado a la barra 230kV de la subestación La Alborada (Escuintla 2) en Escuintla punto del cual parte otro ramal hacia la subestación San Joaquín a donde llega la generación de Aguacapa. De la subestación Escuintla 1 en la finca Mauricio parte una línea de 230 kV hacia la subestación Los Brillantes en Retalhuleu. Finalmente, de la subestación Guatemala-Este parte la línea 230 kV que interconecta a Guatemala con El Salvador en la subestación Ahuachapán ubicada en Santa Ana El Salvador, con lo que queda conformada la actual red de alta tensión del SNI.

Como parte del Plan de Expansión de la Red 2000-2010 del INDE se prevé la implementación de varias líneas en el territorio nacional, algunas de ellas para dar capacidad de transmisión al sistema existente, algunas otras para contribuir con el Plan de Electrificación Rural –PER– del INDE (ver figura 1). De igual manera como parte del Plan Puebla – Panamá se ha proyectado para el año 2004 poner en funciones la interconexión Guatemala – México habiéndose realizado recientemente las jornadas de revisión del Convenio Maestro para la coordinación de la operación y la administración de las transacciones con el vecino país del norte.

Las condiciones de operación del sistema varían de acuerdo con la evolución de la demanda de energía a lo largo del día. Durante un día promedio, la demanda varía en función del tiempo y esto obliga a tener preparadas otras plantas para que entren a generar cuando se necesita más energía. El AMM es el encargado de elaborar el apilamiento de generadores de acuerdo a un despacho económico de las plantas disponibles (listado de mérito)

y el CENADO junto con el OS del AMM operan el sistema en tiempo real a manera de cumplir en la medida de los casos el programa de generación.

Figura 1. Enlaces del Sistema Nacional Interconectado y líneas de transmisión proyectadas



Fuente: **Instituto Nacional de Electrificación –INDE–** disponible en <http://www.inde.org.gt>

1.2.1. Capacidad instalada del SNI

Capacidad instalada no necesariamente debe interpretarse como energía disponible, ya que existe una diversidad de problemas de operación que impiden que las máquinas puedan funcionar a plena carga, por ejemplo, un inadecuado plan de mantenimiento en las centrales eléctricas puede conducir a una baja sustancial en la eficiencia de los equipos. La tabla II muestra algunos detalles de la capacidad instalada en el SNI.

Tabla II. Capacidad instalada del SNI

Planta generadora	Num. de unidades	Potencia [MW]	Año de instalación	Nombre del propietario	Tipo de accionamiento
Arizona	10	164	2003	DUKE	Térmica/bunker
Aguacapa	3	90	1982	EGEE	Hidráulica
Calderas	1	5.2	2003	EGEE	Geotérmica
Canadá	2	40.6	2003	Privado	Hidráulica
Chichaic	2	0.5	1979	EGEE	Hidráulica
Chixoy	5	260	1983	EGEE	Hidráulica
Concepción	1	33	1992	Privado	Cogeneración
Progreso B	4	16	1995	Privado	Térmica/bunker
Progreso D	2	5	1995	Privado	Térmica/bunker
DARSA	1	5	1996	Privado	Cogeneración
El Porvenir	1	2	1968	EGEE	Hidráulica
El Salto	1	2	1927	EGEE	Hidráulica
Electrogeneración	2	30	2003	Privado	Térmica/bunker
Escuintla Gas 2		0	1968	EGEE	Térmica/Diesel
Escuintla Gas 3	1	22	1976	EGEE	Térmica/Diesel
Escuintla Gas 4	1	22	1976	EGEE	Térmica/Diesel

Escuintla Gas 5	1	15	1985	EGEE	Térmica/Diesel
Escuintla Vapor 2	1	35	1977	EGEE	Térmica/bunker
GENOR	2	42.4	1998	Privado	Térmica/bunker

Continuación...

2/2

Planta generadora	Num. de unidades	Potencia [MW]	Año de instalación	Nombre del propietario	Tipo de accionamiento
GGG Gas 1	1	10	1964	DUKE	Térmica/Diesel
GGG Gas 2	1	17	1978	DUKE	Térmica/Diesel
GGG Gas 4	1	28.5	1989	DUKE	Térmica/Diesel
GGG S&S	1	24	1992	DUKE	Térmica/Diesel
GGG Vapor 3	1	12	1959	DUKE	Térmica/bunker
GGG Vapor 4	1	12	1961	DUKE	Térmica/bunker
Jurún Marinalá	3	60	1970	EGEE	Hidráulica
La Esperanza	7	129.5	2000	POLIWATT	Térmica/bunker
La Unión	1	30	1996	Privado	Cogeneración
Las Palmas	5	65	1998	DUKE	Térmica/bunker
Las Vacas	3	46.8	2002	Privado	Hidráulica
Los Esclavos	2	14	1966	EGEE	Hidráulica
Madre Tierra	1	20	1996	Privado	Cogeneración
Magdalena	1	22	1993	Privado	Cogeneración
Matanzas	1	11	2002	Privado	Hidráulica
Pantaleón	1	39.7	1992	Privado	Cogeneración
Pasabién	2	12.4	2002	Privado	Hidráulica
Poza Verde	2	8.4	2002	Privado	Hidráulica
PQPC	20	118	1993	POLIWATT	Térmica/bunker
Río Bobos	1	10	1995	Privado	Hidráulica
San Isidro	2	3.4	2002	Privado	Hidráulica
San José	1	136	2000	TAMPA	Térmica/carbón
Santa Ana	1	32	1993	Privado	Cogeneración
Santa María	3	6	1966	EGEE	Hidráulica
Secacao	1	15.6	1998	Privado	Hidráulica
SIDEGUA	10	48	1995	Privado	Térmica/bunker
TAMPA	2	80	1995	TAMPA	Térmica/Diesel

Texlago	3	30.6	1996	Privado	Térmica/bunker
Tululá	1	19	1996	Privado	Cogeneración
Zunil	1	31.5	1999	Privado	Geotérmica

Fuente: **Administrador del Mercado Mayorista**

1.3. Modelo del Sistema Nacional Interconectado

Para el análisis de la Capacidad Disponible de Transmisión con que actualmente cuenta el SNI primeramente se debe definir el modelo a utilizar para las simulaciones y obtención de resultados. Los datos del modelo adoptado fueron proporcionados en formato IEEE por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica –ETCEE– para los escenarios época seca demanda máxima y época húmeda demanda máxima, la tabla III muestra la constitución de estos dos escenarios.

Tabla III. Constitución de los escenarios para estudios del SNI

Escenario	Barras	Líneas	Zonas de intercambio
Época seca demanda máxima	386	432	2
Época húmeda demanda máxima	383	429	2

Para facilitar el análisis se dividirá el tendido del SNI en 7 regiones que se definen a continuación:

- Región norte: compuesta por los departamentos de Alta Verapaz y Baja Verapaz.

- Región sur: compuesta por los departamentos de Escuintla y Retalhuleu.
- Región noroccidente: compuesta por los departamentos de Huehuetenango y El Quiché.
- Región suroccidente: compuesta por los departamentos de San Marcos, Quetzaltenango, Sololá, Totonicapán y Suchitepéquez.
- Región nororiente: compuesta por los departamentos de Izabal, El Progreso, Zacapa y Jalapa
- Región suroriente: compuesta por los departamentos Santa Rosa, Jutiapa y Chiquimula.
- Región centro: compuesta por los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Chimaltenango

El departamento de El Petén no está actualmente incluido en el SNI sin embargo el Plan de Expansión de la Red 2000 – 2010 contempla la construcción de las líneas Chisec – Santa Elena y Morales – Poptún – Santa Elena con lo cual interconectarán ambos sistemas eléctricos.

Para el análisis de la Capacidad Disponible de Transporte se considera la habilidad de transporte que poseen los principales enlaces entre las regiones del sistema sin que se violen límites de operación para cada escenario incluyendo los casos de contingencias más críticas bajo los cuales puede operar el SIN. Estos enlaces se seleccionan de acuerdo a los siguientes criterios.

- Importancia desde el punto de vista de la topología de la red, es decir de acuerdo con los focos de generación y demanda más importantes del SNI.
- Importancia de la interconexión entre regiones.

La tabla IV muestra las características de los principales enlaces del SNI que han sido seleccionadas con los anteriores criterios, todas las líneas de transmisión han sido construidas con conductor tipo ACSR Hawk 477 kcmil; de acuerdo con información proporcionada por la compañía de conductores *Southwire* este tipo de conductor tiene una capacidad máxima de 609 A.

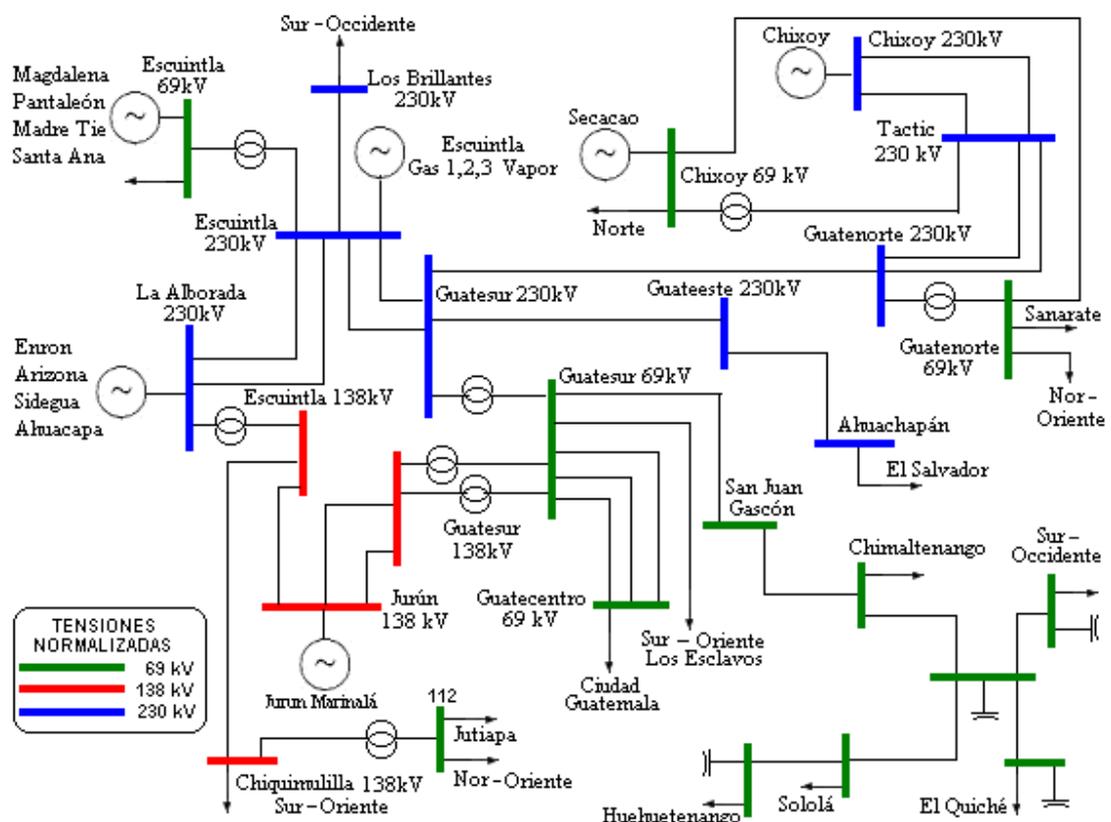
Tabla IV: Principales enlaces del SNI

Numero y nombre de la línea	Voltaje de operación [kV]	Conductor ACSR [kcmil]	Región SNI	Longitud [km]	Capacidad [A]
1. Guatenorte – Tactic 1	230	1 x 477	Norte	111	609
2. Guatenorte – Novella	69	1 x 477	Oriente	23.6	609
3. Guatesur – Guatenorte	230	2 X 477	Centro	30	1218
4. Guatesur – Escuintla 1	230	1 x 477	Sur	44	609
5. Guatesur – Guateeste	230	2 X 477	Centro	15	1218
6. Guatenorte – Tactic 1	230	1 x 477	Norte	111	609
7. Guatesur – Escuintla 2	230	1 x 477	Sur	44	609
8. Guatesur –Juan Gascon	69	1 x 477	Norte	23.6	609
9. Chixoy – Tactic 1	230	1 x 477	Norte	17	609
10. Chixoy – Tactic 2	230	1 x 477	Norte	17	609
11. Escuintla – Los Brillantes	230	2 X 477	Occidente	99	1218
12. El Rancho – Sanarate	69	1 x 477	Oriente	8	609
13. Guatesur – Guatecentro	69	3 x 477	Centro		1827

El enlace Guatesur – Guatecentro consta de tres líneas de transmisión denominadas INDE I, II y III.

La figura 2 muestra el diagrama unifilar simplificado de la red de alta y media tensión del SNI.

Figura 2. Principales enlaces del SNI

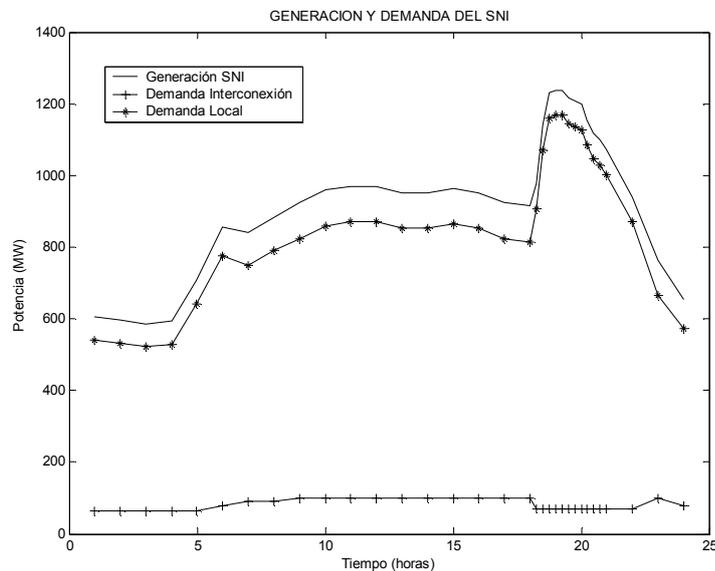


Un análisis del diagrama unifilar mostrado en la figura 2 muestra que las regiones sur y norte constituyen los principales focos de generación del SIN. Con respecto a la región sur, en la barra Escuintla – 69kV se ha concentrado la cogeneración de los ingenios azucareros Pantaleón, Madre Tierra, Santa Ana y

Magdalena, mientras que en la Barra 230 kV de La Alborada (Escuintla 2) la generación de las centrales Enron, Arizona, Sidegua y Aguacapa. En la región norte se encuentra la principal hidroeléctrica del país, se trata de Chixoy.

Las regiones centro y noroccidente del país se consideran como los principales focos de demanda del SNI.

Figura 3. Curva típica de carga del SNI del día 5 de marzo de 2004



Fuente: Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista <http://www.amm.org.gt>

La figura 3 muestra las curvas de cargas local con la carga de la interconexión con El Salvador. Puede notarse que la demanda máxima local es del orden de 1100 MW y que la carga de la interconexión con El Salvador representa alrededor de 100 MW.

1.4 Estudios de acceso a la red de transporte

La CNEE establece en las NOTAUCT los estudios de acceso a la red de transporte que la conexión de una planta de generación o una nueva carga a la red del SNI debe realizar para demostrar que no afectará el funcionamiento de la red mediante la realización de estudios de flujo de carga, corto circuito y estabilidad.

En estas normas no se especifica la magnitud de los elementos que se agregan a la red, con lo cual se entiende que no importando la magnitud de la generación o de la carga en MVA, el estudio debe hacerse para cada caso.

La idea es que debe existir una carga máxima para la cual estos estudios no son necesarios, sin embargo, se vio que eso depende del punto de la red donde vaya a conectarse. Esto trajo como consecuencia hacer un estudio sobre la capacidad disponible de transporte en los principales enlaces del Sistema Nacional Interconectado.

1.5. Metodología y herramienta usada en el cálculo de la Capacidad Disponible de Transmisión del SNI

La metodología adoptada para el cálculo de la Capacidad Disponible de Transporte (CDT) está relacionada con el manejo de sistemas no lineales.

La metodología propuesta se sintetiza en los siguientes pasos.

- Se elige el modelo del SEP a estudiar, en este caso se trata del modelo del SNI cuyos datos se encuentran en formato IEEE, para que el programa procese la información es preciso trasladarla a formato PSAT.

- Se eligen los escenarios del SEP incluyendo los casos de contingencia, basándose en los criterios N-1 y N-2.
- Se eligen los principales enlaces del SEP, basándose en los criterios de topología de la red e importancia de la interconexión entre regiones, aunque el análisis puede hacerse en todos los circuitos ramales.
- Se calculan las transferencias de potencia base para cada uno de los escenarios incluyendo los casos de contingencia por medio de flujos de carga, verificando que no exista violación de límites térmicos y de voltaje, en caso de existir se hace un redespacho de generación.
- Se calculan las transferencias de potencia máximas para cada uno de los casos de estudio por medio del método continuo, verificando si existe violación de límites térmicos y de voltaje.
- Se calcula para cada escenario la capacidad de transporte como la diferencia entre las transferencias base y máximas siempre que no exista violación de límites térmicos y de voltaje.
- Se elige como la CDT del SEP estudiado a la menor de las capacidades del paso anterior incluyendo los casos de contingencia.

1.5.1. Límite de operación térmica

Se considera como límite de operación térmica para todos los enlaces y escenarios de estudio del SNI incluyendo los casos de contingencia, aquel en el cual los conductores alcanzan una temperatura proporcional a la máxima ampacidad de los enlaces de acuerdo a la tabla IV.

1.5.2. Límite de voltaje

Se considera como límite de operación de voltaje para todos los enlaces y escenarios de estudio del SNI incluyendo los casos de contingencia, el especificado en las NTSD y NTCSTS de la CNEE.

1.5.3. Software

Para las simulaciones se utiliza el *Power System Analysis Toolbox – PSAT*– versión 1.2.2. que es una poderosa caja de herramientas de MATLAB para análisis y control de sistemas eléctricos de potencia, incluye aplicaciones como flujo de carga, flujo continuo de carga, flujo óptimo de carga, estabilidad a pequeña señal, análisis y simulación en el dominio del tiempo y ATC por medio del criterio de contingencias N-1. PSAT funciona en Matlab 6.5.0.180913a (R13) en plataforma Windows XP, aunque la última versión tiene también plataforma Octave 2.1.56 para Linux.

2. FLUJO DE CARGA

El problema conocido como flujo de carga consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. Mas concretamente, dados los consumos y la potencia generada en cada nodo, se trata de encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por medio de las líneas de transmisión y transformadores del sistema.

Sin duda alguna, la rutina del flujo de carga es una de las más empleadas por los ingenieros involucrados en la explotación y planificación de los sistemas de potencia, bien como aplicación independiente o como subrutina de aplicaciones más complejas tales como estabilidad transitoria, colapso de tensiones, problemas de optimización, simuladores de entrenamiento, etc.

En la operación diaria, el estudio de los flujos de carga constituye la base del análisis de seguridad del sistema. Esta herramienta se ejecuta periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o tensiones inaceptables, como consecuencia de la evolución de la carga, o cuando ocurre algún cambio brusco sea este inesperado o causado en la topología de la red. En la planificación, permite simular el estado en que se encontrarían los distintos escenarios que se están analizando ante una demanda estimada.

El flujo de carga consta básicamente de dos etapas: la primera y más decisiva consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nodos eléctricos.

Para calcular las tensiones complejas en los nodos del sistema no es posible utilizar herramientas convencionales de análisis de circuitos lineales, porque las restricciones de contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones. La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. lo que es inmediato.

Los estudios de flujos de carga son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

El constante crecimiento y mantenimiento de las redes eléctricas debe ser periódicamente evaluado mediante estudios que reflejen las condiciones de operación ante cualquier tipo de modificación, sea por crecimiento como por la toma de acciones correctivas en la red existente. Toda red eléctrica es operada por un agente que vela por la seguridad y eficiencia en su funcionamiento, este agente es responsable de mantener actualizada la base de datos utilizada en los estudios de flujo de carga.

Los estudios de flujo de carga se basan en un modelo matemático en el cual sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos ampliamente utilizados en ingeniería, existe una increíble diversidad de programas

computacionales algunos comerciales otros gratuitos que constituyen una valiosa herramienta en la solución del típico problema de flujo de carga.

2.1. Conceptos de flujo de carga

Entender la forma de operación individual de todos los elementos que conforman un Sistema Eléctrico de Potencia –SEP– es vital para establecer los principios que rigen su adecuada operación y control. El estado mas importante de operación de un SEP es en estado simétrico estacionario. Esto significa conocer todas las variables que intervienen en el modelo justo en el momento en el que el SEP opera en régimen permanente, este documento no soporta el análisis dinámico por lo que se deja para otros trabajos.

La principal función de un SEP es proveer la potencia real y reactiva para satisfacer la demanda de las cargas conectadas al sistema, simultáneamente la frecuencia y los voltajes de todas las barras deben mantener la tolerancia de sus valores de operación, todo esto a pesar de que estas cargas experimenten cambios imprevisibles.

Como se verá adelante, se puede convenientemente dividir la operación de un SEP en estado estacionario en tres áreas como sigue.

- Modelo de SEP y flujo de carga
- Estrategia de despacho óptimo de generadores
- Control del SEP

Este trabajo da soporte únicamente al primer punto, se dejan los restantes para otros estudios.

Para poder entender y resolver el problema del flujo de carga es importante modelar el comportamiento de todos los elementos que conforman un SEP. Este modelo debe ser compacto a manera de englobar todas las variables eléctricas relacionadas, pero ser capaz de soportar todos aquellos casos especiales que lo representen.

2.1.1. Modelo de la admitancia e impedancia de red

Un SEP cubre una gran área geográfica e incluye un gran número y variedad de componentes. El objetivo se concentrara en la representación de estos componentes cuando se interconectan para formar una red que constituirán el modelo del SEP. En el análisis de los sistemas a gran escala, el modelo toma la forma de una matriz de la red cuyos elementos son determinados por los parámetros seleccionados, esta matriz puede representarse ya sea por admitancias o impedancias.

El modelo no requiere ni provee información en relación con la forma en que se interconectan los componentes para formar la red. La matriz de admitancias o impedancias de barra dan el comportamiento en estado estable de todos los componentes que actúan juntos para formar el sistema y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de red que se verá adelante, comúnmente estos modelos son llamados Y_{barra} y Z_{barra} respectivamente.

2.1.2. Modelo del flujo de potencia

Para entender las características esenciales del modelo del flujo de potencia se analiza y discute el sistema simple de dos barras mostrado en la figura 4.

En este sistema cada barra es alimentada por generadores síncronos que inyectan potencias S_{G1} y S_{G2} respectivamente, por otro lado las barras alimentan cargas cuyas cantidades vienen representadas por S_{D1} y S_{D2} respectivamente.

Figura 4. Sistema de potencia de dos barras simplificado



Las dos barras están interconectadas por medio de una línea de transmisión caracterizada por una impedancia serie Z_{SER} y dos admitancias paralelo Y_{SH} cuya función es transferir cualquier exceso de potencia en uno u otro lado ante cualquier cambio de carga, los voltajes de barra son representados por medio de V_1 y V_2 respectivamente.

Se inicia el análisis encontrando la potencia neta de cada barra mediante la sustracción de las potencias generadas S_{G1} y S_{G2} y las potencias demandadas S_{D1} y S_{D2} que se llamaran S_1 y S_2 respectivamente. Para el modelo tratado se tiene:

$$\begin{aligned} S_1 &= P_1 + jQ_1 \geq P_{G1} - P_{D1} - j(Q_{G1} - Q_{D1}) \\ S_2 &= P_2 + jQ_2 \geq P_{G2} - P_{D2} - j(Q_{G2} - Q_{D2}) \end{aligned} \quad (1.1)$$

Donde: P_D = Potencia activa demandada

P_G = Potencia activa generada

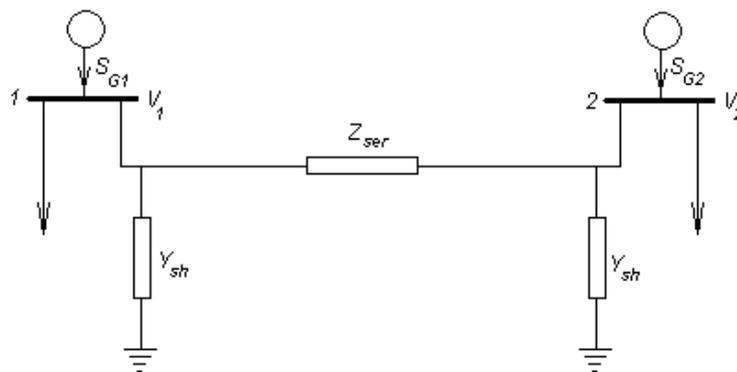
Q_D = Potencia reactiva demandada

Q_G = Potencia reactiva generada

S = Potencia aparente neta

En la figura 5 se muestra el sistema una vez incluido el modelo de la línea de transmisión.

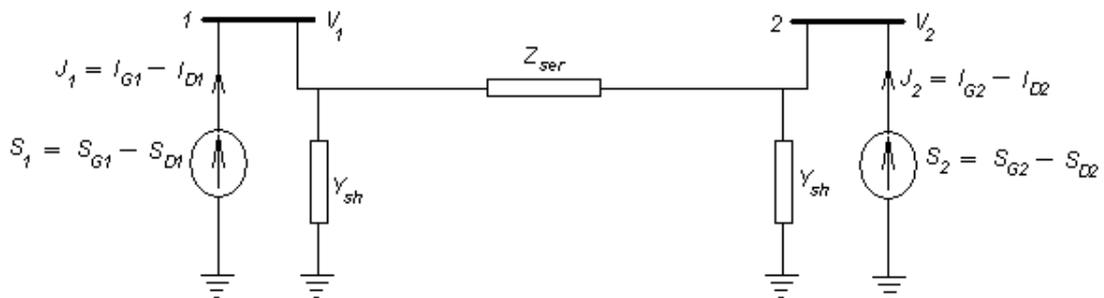
Figura 5. Sistema de potencia de dos barras con modelo de línea



Es importante citar que las reactancias en paralelo Y_{sh} forman parte del modelo de la línea y en ningún momento constituyen un elemento real de la red, por ello únicamente la corriente que circula por la impedancia Z_{ser} es mensurable, las reactancias en paralelo denotan el efecto capacitivo del suelo característico de una línea de transmisión larga.

La figura 6 representa una simplificación de la red una vez hechas las asunciones de la potencia neta en cada barra, la manera de representar la potencia neta y la corriente que fluye a cada barra se hace mediante la sustracción de las corrientes generada y demandada.

Figura 6. Sistema de potencia de dos barras con modelo de potencia neta



2.1.3. Modelo matemático, ecuaciones de flujo de carga

Una vez definido el sistema físico a utilizar como modelo para solucionar el problema de flujo de potencia, se analiza el correspondiente modelo matemático que el mismo representa.

Un SEP debe ser capaz de mantener un balance adecuado entre potencias, voltajes y frecuencias. Para la barra 1 la corriente inyectada debe ser igual que la corriente que fluye por la línea de transmisión, de manera que:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{SH} + \frac{V_1 - V_2}{Z_{SER}} \quad (1.2)$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{SH} + \frac{V_2 - V_1}{Z_{SER}}$$

Como se dijo antes, la reactancia Y_{SH} es puramente capacitiva, de ahí:

$$Y_{SH} = \frac{j}{X_C} \quad (1.3)$$

En (1.3) X_C es la reactancia capacitiva de media línea, la impedancia serie y el factor de pérdidas son equivalentes a:

$$Z_{SER} = R - jX_L \quad \text{y} \quad \alpha = \frac{R}{X_L}$$

Respectivamente

Las pérdidas en la línea de transmisión pueden ser consideradas como pequeñas, usualmente R es mucho menor que X_L de ahí que α sea mucho menor que 1, con esta asunción se puede considerar que:

$$Z_{SER} \approx X_L e^{j(\pi/2 - \alpha)} \quad (1.4)$$

Los voltajes de barra V_1 y V_2 se caracterizan por su magnitud y fase por ello pueden ser definidos como:

$$V_1 = |V_1| e^{j\delta_1}$$

$$V_2 = |V_2| e^{j\delta_2}$$

(1.5)

Con la sustitución de las ecuaciones 1.1, 1.3, 1.4, y 1.5 en las ecuaciones complejas 1.2 y luego haciendo la separación de las partes reales e imaginarias, se obtienen las ecuaciones básicas del modelo matemático del flujo de carga en condiciones estáticas.

$$P_{G1} - P_{D1} - \frac{|V_1|^2}{X_L} \operatorname{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \operatorname{sen}[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

$$P_{G2} - P_{D2} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \operatorname{sen}(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \operatorname{sen}[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

(1.6)

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha - (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

$$Q_{G2} - Q_{D2} + \frac{|V_2|^2}{X_C} - \frac{|V_2|^2}{X_L} \cos(\alpha) + \frac{|V_1||V_2|}{X_L} \cos[\alpha + (\delta_1 - \delta_2)] = 0$$

De acuerdo con el modelo matemático anteriormente definido, puede establecerse la existencia de doce variables.

2.1.3.1. Características de las ecuaciones del modelo de flujo de carga

- Las ecuaciones son algebraicas debido a que representan un modelo en condiciones estáticas o bien dicho de otra manera se considera que el sistema está trabajando en régimen permanente.
- Las ecuaciones son no lineales. Para poder obtener soluciones debemos recurrir a la aplicación de métodos numéricos.
- Usualmente, en redes eléctricas se analizan voltajes y corrientes, sin embargo en las ecuaciones del modelo de flujo de potencia se analizan voltajes y potencias.
- El análisis de las ecuaciones del modelo de flujo de carga requiere el tratamiento de la frecuencia como un parámetro constante, ya que las reactancias del modelo dependen de él.
- El balance de potencia activa en el modelo puede ser demostrado en términos matemáticos mediante la adición de las dos primeras ecuaciones de (1.6):

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{D1} + P_{D2} + \frac{\text{sen}(\alpha)}{X_L} \left[|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2) \right] \quad (1.7)$$

La ecuación (1.7) representa que la suma de toda la potencia generada en el sistema es igual a toda la potencia demandada más las pérdidas activas, nótese que el término de pérdidas desaparece si el factor de pérdidas α es cero, usualmente α es pequeño y representa un pequeño porcentaje de la demanda del sistema.

- El balance de potencia reactiva puede ser similarmente demostrado sumando las dos ultimas ecuaciones en (1.7):

$$Q_{G1} + Q_{G1} = Q_{D1} + Q_{D1} + \frac{\cos(\alpha)}{X_L} \left[|V_1|^2 + |V_2|^2 - 2|V_1||V_2|\cos(\delta_1 - \delta_2) \right] - \frac{|V_1|^2 - |V_2|^2}{X_C} \quad (1.8)$$

El tercer término en la ecuación (1.8) representa las pérdidas reactivas, mientras que el cuarto, la potencia reactiva generada en la línea, es importante notar que el signo de este término es negativo.

- Los términos correspondientes a las pérdidas tanto activas como reactivas en el sistema son función únicamente de los voltajes de barra, en efecto se puede escribir:

$$P_L = P_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \quad \text{y} \quad Q_L = Q_L(|V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2) \quad (1.9)$$

- En las ecuaciones del modelo de flujo de potencia los ángulos δ_1 y δ_2 aparecen como la diferencia $\delta_1 - \delta_2$.
- Las ecuaciones del modelo de flujo de carga contienen doce variables (excluyendo la frecuencia que se encuentra implícita). En consecuencia no es posible obtener una solución adecuada, se debe, de hecho, reducir el número de incógnitas de las doce variables a cuatro que corresponde al número de ecuaciones del modelo, para tal fin se especifican ocho de las doce variables y entonces las cuatro restantes pueden ser resueltas.

- Las variables del modelo de ecuaciones no lineales pueden ser resueltas usando métodos numéricos, tal como el de Gauss – Seidel o Newton – Raphson.

2.1.3.2. Clasificación de las variables del sistema

Las últimas observaciones referentes a la naturaleza del modelo matemático del flujo de potencia, dan una alta familiaridad con el fenómeno analizado, ahora compete conocer la relación de la causa–efecto de la interrelación de todas sus variables. Para este propósito se dividirán las variables en dos grupos naturales.

Variables de disturbio. De las doce variables definidas anteriormente, las potencias activa y reactiva demandadas son fijadas por los clientes que hacen uso de la red eléctrica, por ello se considera que son independientes o dicho de otra manera no tienen efecto en el control del sistema. Estas variables pueden ser definidas mediante el vector \vec{p} , como sigue:

$$p = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ p_3 \\ p_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ P_{D2} \\ Q_{D2} \end{bmatrix} \quad (1-10)$$

Variables de control y variables de estado. Las ocho variables restantes, $|V_1|$, $|V_2|$, δ_1 , δ_2 , P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} , pueden ser fácilmente agrupadas en dos categorías, variables independientes y dependientes las cuales en la teoría de sistemas de control son llamadas variables de control y variables de estado respectivamente. De las ocho variables citadas

anteriormente, las potencias generadas P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} constituyen las variables de control.

Como se verá adelante el manejo de Q_{G1} y Q_{G2} tiene un gran efecto en las magnitudes de $|V_1|$ y $|V_2|$. El manejo de P_{G1} y P_{G2} tiene un efecto similar en δ_1 y δ_2 .

Resumiendo, se define $|V_1|$, $|V_2|$, δ_1 y δ_2 como las variables de estado, representadas mediante el vector \vec{x} , así mismo las variables P_{G1} , P_{G2} , Q_{G1} y Q_{G2} , corresponden a las variables de control y se representan mediante el vector \vec{u} como sigue:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ |V_1| \\ \delta_2 \\ |V_2| \end{bmatrix} \quad (1-11)$$

$$\vec{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \\ u_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ P_{G2} \\ Q_{G2} \end{bmatrix}$$

2.2. Algoritmo para la solución de las ecuaciones del modelo de flujo de carga

Teniendo clasificadas las doce variables de las ecuaciones (1.6), la solución de estas ecuaciones puede llevarse a cabo siguiendo los pasos siguientes:

- Se asume el conocimiento de las variables de disturbio, es decir, la demanda de los clientes que hacen uso de la red, es posible en efecto definir el vector \vec{p} .
- Se asume el conocimiento de las variables de control especificando las generaciones de cada barra.
- Asumidas las ocho variables anteriores, las cuatro restantes constituyen las incógnitas para cada una de las cuatro ecuaciones que constituyen el modelo matemático de flujo de potencia definidas por (1.6)

Una evaluación más de cerca de los pasos anteriormente citados denotan un dilema, entonces considérese:

- No se pueden definir las generaciones activa y reactiva en cada barra debido a que no se conocen las pérdidas P_L y Q_L del sistema, de acuerdo con (1.7) y (1.8). La suma de las variables de control debe ser igual a las variables de disturbio (demanda) más las pérdidas, en consecuencia no es posible definir las potencias activa y reactiva totales $P_{G1} + P_{G2}$ y $Q_{G1} + Q_{G2}$ respectivamente.

Sin embargo, pueden asumirse dos de las potencias generadas por ejemplo P_{G2} y Q_{G2} y dejar las dos restantes P_{G1} y Q_{G1} como incógnitas.

- Las ecuaciones del modelo de flujo de potencia no permiten obtener soluciones individuales para δ_1 y δ_2 sino únicamente para su diferencia $\delta_1 - \delta_2$,

2.2.1. Especificaciones modificadas para la solución del problema de flujo de carga

Como se dijo antes las ecuaciones del modelo de flujo de carga no dependen de los valores de δ_1 y δ_2 sino únicamente de su diferencia, es posible por tanto fijar cualquiera sea δ_1 o δ_2 con algún valor arbitrario, regularmente se elige fijar $\delta_1 = 0$, con ello se designa la barra 1 como el fasor de referencia del sistema, con ello se reduce a tres el número de incógnitas ($|V_1|$, $|V_2|$, y δ_2). Sin embargo, de acuerdo con lo dicho antes con P_{G1} y Q_{G1} ahora se tienen cinco incógnitas y únicamente cuatro ecuaciones.

Para reducir a cuatro el número de incógnitas, se debe fijar cualquiera de los voltajes $|V_1|$ y $|V_2|$, generalmente se fija $|V_1|$, al fijar $|V_1|$ y δ_1 se designa la barra 1 como la barra de referencia del sistema.

En vista del razonamiento anterior es posible ahora modificar el proceso de solución de las ecuaciones del modelo de flujo de potencia como sigue:

- Se asumen las variables de demanda como se definió antes.
- Se especifican las potencias generadas en una de las barras dejando como incógnitas las restantes generaciones, por ejemplo, se especifican P_{G2} y Q_{G2} y se dejan P_{G1} y Q_{G1} como incógnitas, fijando $\delta_1 = 0$.

- Se especifica $|V_1|$. Por ejemplo $|V_1| = 1$ p.u.
- Resolver las ecuaciones para las cuatro incógnitas resultantes $|V_2|$, δ_2 , P_{G1} , y Q_{G1} .

Estas cuatro cantidades potencialmente desconocidas se asocian con cada nodo del sistema mediante la clasificación de tres tipos de barras en la red. En cada barra se especifican dos de las cuatro cantidades $|V_2|$, δ_2 , P_{G1} , y Q_{G1} y se calculan las dos restantes. Las cantidades especificadas se seleccionan de acuerdo con el siguiente análisis:

- **Barras de carga:** en cada barra que no tiene generación, llamada barra de carga, P_{Gi} y Q_{Gi} son cero y la potencia real P_{Di} y la reactiva Q_{Di} que son tomadas del sistema por la carga se conocen de los registros históricos, de la planeación de cargas o de mediciones (el subíndice i denota el número de barra del sistema). Con frecuencia en la práctica sólo se conoce la potencia real y la potencia reactiva se basa en un factor de potencia supuesto tal como 0.85 o mayor. Es frecuente que, a una barra de carga se le llame barra P-Q porque los valores de potencia activa y reactiva demandada son conocidos.
- **Barras de voltaje controlado:** cualquier barra del sistema en la que se mantiene constante el voltaje se llama barra de voltaje controlado.

En las barras en las que hay un generador conectado se puede controlar la generación de potencia activa por medio del ajuste de la fuente de energía mecánica y la magnitud del voltaje puede ser controlado al ajustar la excitación

del generador. Por lo tanto, en cada barra con generador, se pueden especificar apropiadamente P_{Gi} y $|V_i|$.

La potencia reactiva del generador que se requiere para mantener el voltaje programado $|V_i|$ no se puede conocer por anticipado y por ello Q_{Gi} no puede ser definida.

Por lo tanto, en una barra con un generador el ángulo del voltaje δ_i y la potencia reactiva Q_{Gi} son las cantidades desconocidas. Una barra de generación generalmente es llamada barra P-V debido a que son estos valores los que se conocen.

- **Barra de compensación:** en la barra de compensación tanto el voltaje como su ángulo de fase son conocidos, por ello, esta barra también es conocida como barra de referencia y efectivamente el ángulo del voltaje de fase de esta barra sirve de referencia para todas las demás barras del sistema. La razón por la cual la barra de referencia también es llamada barra de compensación es porque en esta barra no pueden programarse las potencias activa y reactiva debido a que ello dependerá de la magnitud de las pérdidas del sistema, una vez conocidas las pérdidas por efecto Joule en líneas de transmisión y transformadores de la red se asigna a la barra de compensación el valor que compense las pérdidas para mantener el balance entre potencia generada y potencia demandada, por esta razón debe seleccionarse como barra de compensación aquella que posea un generador. En algunos textos esta barra también es llamada barra *swing*, barra oscilante o barra *slack*.

2.2.3. Método de Newton Raphson

El método de Newton Raphson, constituye un método numérico para solucionar sistemas de ecuaciones no lineales.

Este método obtiene sucesivamente nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas.

La expansión en serie de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton Raphson para resolver el problema de flujos de carga.

A manera de ejemplo, considérese una función de dos variables $f(x, y)$, la expansión en polinomios de Taylor de esta función en el punto (x_0, y_0) da:

$$f(x, y) = a + b(x - x_0) + c(y - y_0) + d(x - x_0)^2 + e(x - x_0)(y - y_0) + g(y - y_0)^2 + \dots \quad (1.12)$$

Derivando (1.12) parcialmente con respecto a x se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} f(x, y) = f_x(x, y) = b + 2(x - x_0)d + e(y - y_0) + \dots \quad (1.13)$$

$$\text{con } b = f_x(x_0, y_0)$$

De manera similar derivando implícitamente (1.12) para calcular las constantes c d e f y g se tiene:

$$c = f_y(x_0, y_0)$$

$$\begin{aligned}
d &= \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial x^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{xx}(x_0, y_0) \\
c &= \frac{\partial^2}{\partial x \partial y} f(x_0, y_0) = f_{xy}(x_0, y_0) \quad (1.13) \\
g &= \frac{1}{2} \frac{\partial^2}{\partial y^2} f(x_0, y_0) = \frac{1}{2} f_{yy}(x_0, y_0)
\end{aligned}$$

Lo que conduce a:

$$\begin{aligned}
f(x, y) &= f(x_0, y_0) + f_x(x_0, y_0)[(x-x_0)] + f_y(x_0, y_0)[(y-y_0)] + \dots \\
&\dots + \frac{1}{2!} \left\{ f_{xx}(x_0, y_0)[(x-x_0)]^2 + f_{xy}(x_0, y_0)[(x-x_0)] \cdot [y-y_0] + f_{yy}(x_0, y_0)[(y-y_0)]^2 \right\} \quad (1.14)
\end{aligned}$$

La expresión (1.19) es la forma general de la expansión del polinomio de Taylor para una función de dos variables. Sin embargo, para poder aplicar el proceso iterativo de Newton Raphson se analizará la expansión para una variable:

$$f(x) = f(a) + f'(a)(x-a) + \dots \quad (1.15)$$

Si se expande $f(\lambda)$, donde λ es la solución de la ecuación $f(x) = 0$; con x_0 como un punto cercano a λ , entonces basados en (1.15) con respecto a x_0 se puede decir que:

$$f(\lambda) = f(x_0) + f'(x_0)(\lambda - x_0) + \dots \quad (1.16)$$

En el lado derecho de (1.16) no se puede utilizar λ ya que es la solución del polinomio $f(x)$ que se desea conocer, por ello se debe utilizar una aproximación adecuada al punto λ y que se encuentre tan cercana a x_0 , como sea posible, se denominará a este punto x_1 , entonces se tiene:

$$f(\lambda) = 0 = f(x_0) + f'(x_0)(x_1 - x_0) \quad (1.17)$$

Resolviendo x_1 se tiene:

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (1.18)$$

La expresión (1.23) se puede expresar de la siguiente forma:

$$f'(x_0) \cdot \Delta x = f(x) \quad \text{donde: } \Delta x = x_0 - x_1 \quad (1.19)$$

por supuesto conduce a un método iterativo que denota el proceso del método Newton Raphson. Generalizando para el caso de varias variables y en forma matricial, se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

En la expresión (1.20) la matriz que se encuentra del lado izquierdo es llamada matriz Jacobiana, si se hace un arreglo matemático y se traslada la matriz Jacobiana al lado derecho de la ecuación, se pueden obtener los incrementos entre iteraciones de cada una de las incógnitas.

Nuevamente, por la ley de Ohm y la definición de potencia compleja en la i -ésima barra del sistema, se obtienen las expresiones del modelo de flujo de potencia.

La potencia compleja para la i -ésima barra da:

$$S = P_i + jQ_i \Rightarrow S_i^* = P_i - jQ_i = (V_i \times I^*)^* = V^* \times I \quad (1.21)$$

Que puede ser representado por medio de:

$$P_i + jQ_i = V_i^* \times \sum_{n=1}^N Y_{in} \times V_n = \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| e^{j(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)} \quad (1.22)$$

Separando en su parte real e imaginaria, (1.22) puede representarse por:

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)] \\ Q_i &= \sum_{n=1}^N |Y_{in} \times V_i \times V_n| \cdot [\text{sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)] \end{aligned} \quad (1.23)$$

en donde las incógnitas son: δ_n y V_n con $n = 1, 2, \dots, N$, siendo N la cantidad de barras de la red.

A excepción de la barra de compensación, cada uno de los nodos es representado por una ecuación de potencia activa P y su correspondiente de potencia reactiva Q de acuerdo con la expresión (1.23).

Todo el análisis del proceso iterativo de Newton Raphson puede ahora implementarse al problema de los flujos de potencia, para ello (1.20) puede expresarse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \\ Q_2 \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial \delta_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial \delta_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial V_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial V_n}{\partial \delta_2} \end{bmatrix}^{-1} \quad (1.24)$$

El vector fila del lado derecho de (1.24) representa los factores de corrección, mientras que los dos términos del lado izquierdo son el vector fila de las potencias de red y la matriz Jacobiana respectivamente.

De manera compacta (1.29) puede expresarse por:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \quad (1.25)$$

En (1.25) los términos del Jacobiano se definen como:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & N_{ij} &= V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ M_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & L_{ij} &= V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{aligned} \quad (1.26)$$

Analizar (1.31) pone en evidencia el acoplamiento entre $P-\delta$ y $Q-V$, El relativo desacoplo entre ambos subproblemas, se traduce en que los valores numéricos de los bloques N y M del jacobiano son bastante menores que los de las matrices diagonales H y L .

Ignorando dichos bloques en el cálculo del Jacobiano e introduciendo algunas simplificaciones adicionales , se llega a un modelo de dos sistemas desacoplados de matrices de coeficientes constantes. El llamado método desacoplado rápido (*Fast Decoupled Load Flow –FDLF–*) consiste en resolver alternativamente ambos sistemas, y representa habitualmente una convergencia comparable a la del método de Newton Raphson normal, al menos para redes en que la resistencia es mucho menor que la reactancia.

3. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

En los comienzos de la Ingeniería Eléctrica, los sistemas eléctricos de potencia estaban constituidos por generadores aislados que suministraban energía a cierto número de cargas locales. Dicha configuración, relativamente fácil de controlar y supervisar, ha evolucionado hacia los sistemas eléctricos actuales, compuestos por múltiples generadores y centros de consumo interconectados entre sí a través de una red de transporte de alta tensión, compleja tanto por su topología como por la diversidad de los equipos que la componen.

La creciente complejidad de los sistemas eléctricos, con una clara tendencia hacia una mayor interconexión con sistemas adyacentes en busca de disminuir los costes de la electricidad y mejorar la flexibilidad del suministro, así como la progresiva liberalización de las condiciones para establecer tránsitos entre los distintos agentes con el fin de facilitar la competencia en el mercado al por mayor de energía eléctrica, hace indispensable la existencia tanto de

centros de explotación de la red, en los que se recopila la información disponible y se realizan las necesarias tareas de supervisión y control, como de personal calificado capaz de asegurar el suministro eléctrico actual y futuro.

En este capítulo se verán los conceptos, actividades y herramientas propios de la explotación del sistema eléctrico en el contexto de los modernos sistemas de gestión de energía, con especial énfasis en las herramientas encaminadas a corregir posibles problemas en la red de transporte y a optimizar el estado de dicha red.

En primer lugar, y debido a su importancia a la hora de identificar las distintas actividades involucradas en la explotación del sistema eléctrico, se presentará la clasificación de los estados que puede tener un sistema eléctrico en función de su seguridad, pasando a continuación a las distintas técnicas de análisis de contingencias, técnicas cuyo objetivo es determinar el grado de seguridad del sistema eléctrico y que, por tanto, constituyen la base de cualquier análisis de la red tanto en tiempo real como en la planificación.

3.1. Estados de operación del sistema eléctrico de potencia

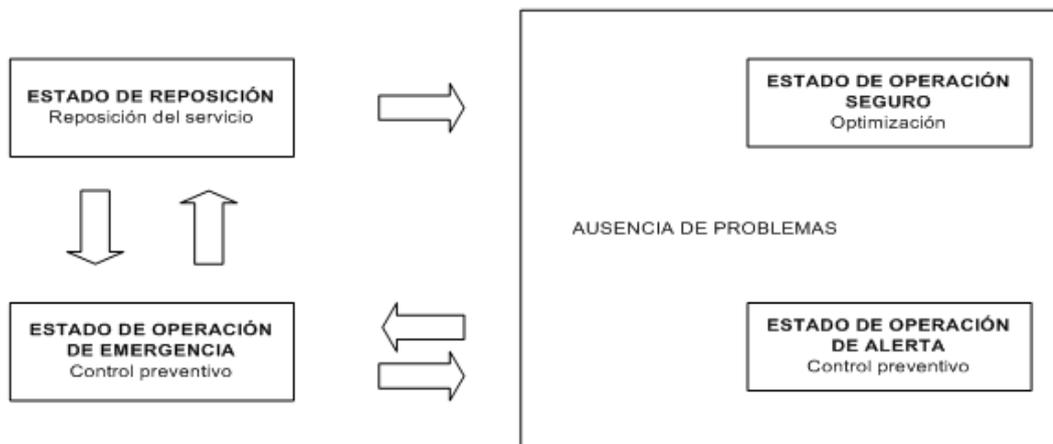
Enfocándose en la explotación del sistema eléctrico, el objeto de la supervisión y control en tiempo real consiste básicamente en mantener las magnitudes eléctricas, principalmente los flujos de potencia por las líneas y las tensiones de las barras, dentro de unos límites predeterminados.

En consecuencia, para un operador responsable de la explotación de un sistema eléctrico, la seguridad del sistema puede ser cuantificada en términos de la capacidad del mismo para permanecer en un estado admisible, sin

violaciones de los límites impuestos a las variables, ante cambios previsibles (evolución de la demanda y de la generación) y ante una serie de sucesos imprevisibles denominados contingencias.

La correcta comprensión del papel que juegan las distintas actividades involucradas en la explotación de un SEP implica realizar una clasificación de los posibles estados del sistema en función de la seguridad, esta clasificación se basa en los estudios realizados por un investigador llamado DyLiaco. Tomando como punto de partida dicha clasificación, se definen los estados del sistema eléctrico que se presentan en la figura 7.

Figura 7. Estados de operación de un sistema eléctrico



El sistema se encuentra en estado normal cuando la demanda es satisfecha y se cumplen las restricciones en las variables, esto significa que tanto los generadores como el resto de equipos presentes en la red trabajan dentro de sus límites de operación. Que el sistema se encuentre en estado normal no garantiza la seguridad del mismo debido a la posibilidad por otra parte inevitable, de que ocurra un evento que cause violaciones de los límites de las variables, típicamente sobrecargas en líneas de transporte y tensiones fuera de los límites de explotación.

Así, se entiende como estado seguro aquel en el que se cumplen tanto las restricciones sobre las variables del sistema como determinados criterios de seguridad, criterios que se concretan en la certeza de que ninguna contingencia podrá causar violaciones de límites de variables, al menos de entre una serie de posibles contingencias definidas previamente conforme a las características del sistema concreto. Si no existen violaciones de límites pero no se cumplen los criterios de seguridad impuestos, la red se encontrará en estado de alerta.

Si el sistema evoluciona hacia el estado de emergencia, entendiendo como tal estado aquel que presenta variables fuera de los límites de explotación, bien por la propia evolución de la demanda o bien por que haya ocurrido una contingencia, será necesario implementar acciones correctivas para eliminar las violaciones de límites de explotación y devolver el sistema al estado normal, esto es lo que regularmente se denomina control correctivo.

En determinadas circunstancias se podrá producir la interrupción del servicio a usuarios, por actuación de las protecciones o tras la intervención del operador para evitar males mayores. En este nuevo estado, el control irá encaminado a la reposición del servicio interrumpido, denominándose por tanto estado de reposición.

Dependiendo del estado del sistema, el objetivo que dirige las actuaciones del operador del sistema (OS) cambia. Por ejemplo, cuando la integridad del sistema se ha perdido, las actuaciones estarán encaminadas a lograr la reposición del servicio interrumpido en el menor tiempo posible. Dicho objetivo afecta tanto a los controles a utilizar como al diseño del mismo de los subsistemas de generación, transporte y distribución para posibilitar la rápida recuperación de sus condiciones operativas.

El objetivo del control correctivo consiste en devolver al sistema el estado de seguridad, con prioridad absoluta ya que en estado de emergencia las consideraciones económicas son secundarias.

Cuando las variables del sistema se encuentran dentro de los límites, el objetivo es básicamente económico: minimizar los costes de explotación del sistema, distribuyendo la generación entre las unidades más económicas y minimizando las pérdidas que se producen en el transporte. Si la seguridad del sistema está en entredicho, entra en escena el control preventivo.

La decisión de llevar a cabo un control preventivo adecuado está siempre ligada al establecimiento de una solución de compromiso entre economía y seguridad, objetivos no siempre concordantes.

Por último, cabe resaltar la importancia fundamental de los sistemas de supervisión y control –denominados genéricamente sistemas–SCADA– al permitir el seguimiento de las distintas magnitudes eléctricas en tiempo real y con ello poder anticipar con antelación el comportamiento irregular del sistema bajo condiciones anómalas de operación.

3.2. Evaluación de la seguridad en sistemas de transporte: análisis de contingencias

Conocer el grado de seguridad de un sistema eléctrico es un problema de crucial importancia tanto en tareas de planificación como en su explotación diaria. Dejando a un lado los problemas de naturaleza dinámica, la seguridad del sistema siempre debe ser entendida como prioritaria frente a una serie de contingencias, y que condicionan el propio concepto de seguridad del sistema y su relativo grado.

En este sentido, las contingencias que se consideran normalmente son las siguientes

- El fallo simple de cualquier elemento del sistema (generador, línea, transformador o reactancia), criterio que se conoce como *N-1*.
- El fallo simultáneo de líneas en doble circuito que comparten apoyos en un tramo considerable de su trazado.
- En situaciones especiales, el fallo del mayor generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema

En estudios de planificación del sistema de transporte, más exigentes en cuanto a seguridad que la propia explotación, es habitual considerar el fallo simultáneo de dos elementos cualesquiera del sistema eléctrico, criterio conocido como *N-2*. Asimismo, los análisis de fiabilidad o adecuación del sistema eléctrico, de gran utilidad en las actividades de planificación, están basados en el estudio detallado del sistema ante el fallo de uno o varios elementos, haciendo uso de las probabilidades asociadas.

En consecuencia, un análisis de seguridad, más conocido como análisis de contingencias, consiste básicamente en realizar múltiples estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del sistema eléctrico.

El análisis de contingencias implica, en principio, realizar un flujo de carga con el método desacoplado rápido para cada una de las contingencias seleccionadas.

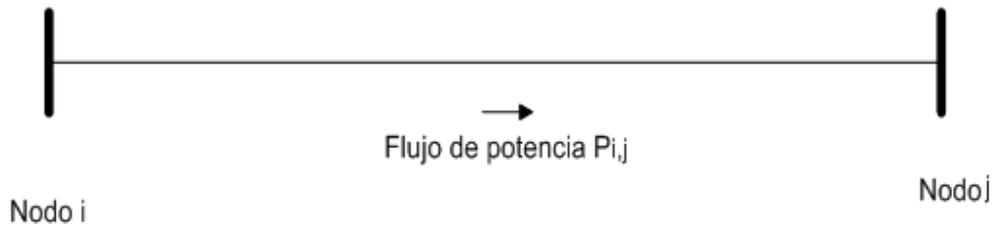
El problema reside en como seleccionar las contingencias a analizar con detalle, a fin de reducir los tiempos de ejecución, para que ninguna contingencia problemática quede fuera de dicho análisis, y siempre dentro de las limitaciones impuestas al tiempo de ejecución, limitado por los condicionantes propios de la explotación de la red en tiempo real. Por otra parte, es un hecho generalmente aceptado que, incluso con el algoritmo de flujo de carga que proporciona mayor rapidez y con los mejores ordenadores, el tiempo necesario para llevar a cabo un análisis de contingencias completo se hace prohibitivo para su utilización en tiempo real.

El enfoque actual de los programas de análisis de contingencias consiste por tanto, en realizar una reelección de contingencias con base en un criterio aproximado, analizando posteriormente en detalle las contingencias etiquetadas como problemáticas mediante un flujo de carga, normalmente se usa un algoritmo desacoplado rápido debido a su mayor velocidad de convergencia frente a otros algoritmos.

3.2.1. Análisis de contingencias basado en factores de distribución

Es posible representar una red eléctrica mediante un modelo aproximado para los cálculos que involucran únicamente los flujos de potencia activa, este es el llamado flujo de carga en corriente continua, cuya principal característica es la finalidad de las ecuaciones que relacionan las potencias activas inyectadas en las barras con los ángulos de fase de las tensiones de barra. La figura 8 muestra una red de dos nodos que se refiere a la expresión (3.1), en donde P_{ij} es el flujo de carga a través de la línea y P_i es la inyección de potencia en el nodo i de la red.

Figura 8. Red eléctrica de dos nodos



$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{V_i \cdot V_j}{x_{ij}} \cdot \text{sen} \delta_{ij} \approx \sum_j \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \quad (3.1)$$

Donde x_{ij} es la reactancia del elemento que une los nodos i y j .

La relación (3.1) puede expresarse en forma matricial como $P = B \cdot \delta$, siempre que el sistema trabaje valores típicos de operación, esto es tensiones cercanas a 1 p.u. y ángulos de fase pequeños, $P = B \cdot \delta$ puede entonces representarse por medio de las ecuaciones (3.2) que constituye una relación lineal entre los flujos de carga en las líneas y transformadores P_f y las potencias inyectadas en los nodos P .

$$A^T \cdot \delta = X \cdot P_f \quad (3.2)$$

Despejando P_f se tiene:

$$P_f = [X^{-1} \cdot A^T] \cdot \delta \quad (3.3)$$

La potencia inyectada es proporcional al flujo de potencia por medio de las ramas siendo en (3.4) A la matriz de incidencias entre nodos y ramas que caracteriza a la red y depende únicamente de su topología.

$$P = A \cdot P_f \quad (3.4)$$

Despejando δ de $P = B \cdot \delta$ y se sustituye en (3.3) se llega a:

$$P_f = [X^{-1} \cdot A^T \cdot B^{-1}] \cdot P = S \cdot P \quad (3.5)$$

Donde A es la matriz de incidencias entre nodos y ramas reducida en la fila (transposición de A) del nodo de referencia, X es una matriz diagonal de reactancias de las líneas así como transformadores y S es la matriz de sensibilidades entre los flujos de potencia y potencias inyectadas a los nodos. Esta matriz indica la manera en la cual se incrementa el flujo de carga en las ramas de una red en función de las inyecciones de potencia en la misma.

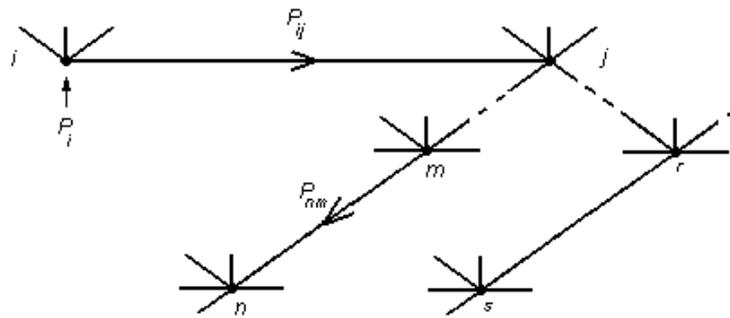
La ecuación (3.5) puede expresarse en función de un incremento en la potencia inyectada:

$$P_f = S \cdot [P + \Delta P] = P_f^0 + S \cdot \Delta P \quad (3.6)$$

Los factores de distribución de la potencia activa inyectada en los nodos se definen como el incremento de potencia en un elemento concreto (línea o transformador) que une los nodos m y n (figura 9) ante un incremento unitario en la potencia inyectada en el nudo i :

$$\rho_{nm}^i = \frac{\Delta P_{nm}^i}{\Delta P^i} = \frac{\Delta \delta_m - \Delta \delta_n}{x_{nm}} \cdot S_{nm,i} \quad (3.7)$$

Figura 9. Red eléctrica conceptual



Los factores de distribución ρ_{nm} dependen únicamente de la topología de la red, por lo que pueden ser calculados previamente mediante técnicas eficientes de matrices dispersas, en (3.7) $S_{nm,i}$ es la matriz de sensibilidades de la red.

El cambio de potencia en el elemento mn ante un fallo en un generador localizado en el nodo i se obtendrá como sigue:

- Si toda la generación perdida es asumida por el generador de referencia:

$$\Delta P_{mn} = \rho_{mn}^i \cdot \Delta P_i$$

- Si la generación perdida es asumida por el resto de los generadores que caracterizan la red, de acuerdo con los llamados coeficientes de reparto o coeficientes contribución γ_{ij} que indican la contribución de cada generador de la red con respecto a la generación perdida tal que

$$\sum_{j \neq i} \gamma_{ij} = 1 \text{ de ahí:}$$

$$\Delta P_{mn} = \rho_{mn}^i \cdot \Delta P_i - \sum_{j \neq i} \rho_{mn}^j \cdot \gamma_{ij} \cdot \Delta P_i = \Delta P_i \left(\rho_{mn}^i - \sum_{j \neq i} \rho_{mn}^j \cdot \gamma_{ij} \right)$$

Un método similar al anteriormente descrito es aplicable al fallo de ramales en redes de transporte.

3.2.2. Análisis de contingencias basado en índices de severidad

Este método es muy utilizado para seleccionar las contingencias que se analizan en un sistema y consiste en establecer una clasificación de las contingencias en orden descendente de severidad.

La clasificación de las contingencias se realiza con base en un índice de severidad que refleja la cargabilidad de líneas y transformadores tras un determinado evento, por ejemplo:

$$IS = \frac{1}{b} \sum_{k=1}^b \left(\frac{|P_f|}{P_f^{\max}} \right) \quad (3.5)$$

Donde: P_f es la potencia en el elemento que se analiza (línea o transformador), de un total de b líneas y transformadores, potencia obtenida de forma aproximada mediante los factores de distribución calculados en la sección anterior. En este caso, el índice de severidad definido no es sino la carga media de los elementos del sistema. En la práctica, se han propuesto múltiples variantes de índices de severidad, incluyendo factores de ponderación para dar más importancia a unos elementos frente a otros.

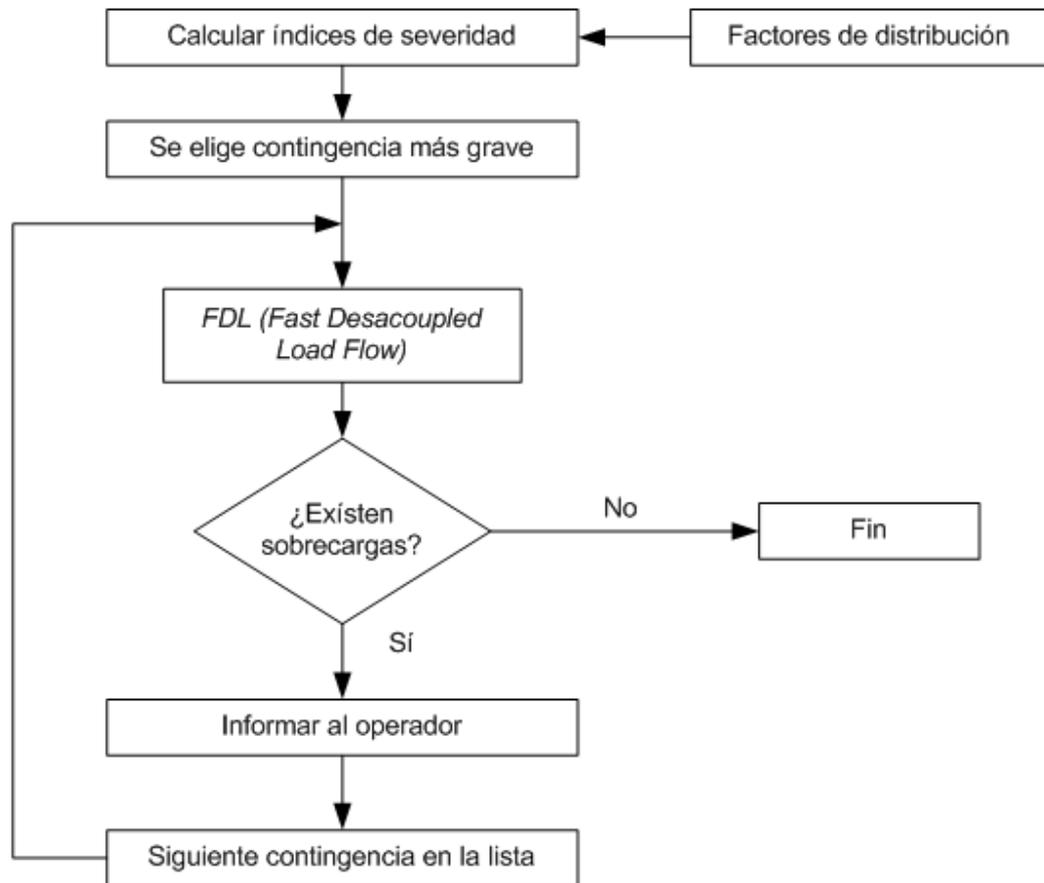
Una vez obtenidos los índices de severidad para cada contingencia, éstas pueden ser clasificadas en orden descendente de gravedad. De esta forma, se comienza a analizar en detalle la contingencia etiquetada como más severa,

bajando en la lista hasta que no se encuentren problemas en la última contingencia analizada de acuerdo al diagrama de flujo de la figura 10.

El principal inconveniente de los métodos basados en índices de severidad, junto a los errores introducidos por los factores de distribución, recae en la posibilidad de enmascarar una determinada contingencia problemática, debido a condensar en un solo valor la suma ponderada del estado de carga de toda las líneas de la red.

El enmascaramiento de las contingencias como causa de la utilización de los factores de distribución se concreta en dar prioridad a una contingencia que, pese a provocar sobrecargas leves en múltiples elementos, da lugar a un índice de severidad mayor que una contingencia crítica en cuanto a la magnitud de las sobrecargas que provoca.

Figura 10. Análisis de contingencias basado en índices de severidad



4. ESTABILIDAD DE VOLTAJES EN LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

Los grandes sistemas de transmisión fueron inicialmente diseñados y contruidos con una capacidad significativamente superior a la que realmente se necesitaba al ponerlos en operación, con la intención de darles una larga

vida útil, en vista de los altos costos de construcción de estos sistemas. Sin embargo, el gran crecimiento de la demanda de energía eléctrica, asociado a la muy limitada construcción de nuevos sistemas de transmisión, debido a los altos costos del terreno y leyes para la protección del medio ambiente, llevó hacia finales de los setenta y principios de los ochenta, a observar problemas de estabilidad serios y nunca antes vistos en varias redes eléctricas alrededor del mundo.

La mayoría de estos problemas se han caracterizado por una caída de varios minutos de duración en las magnitudes de las tensiones en toda la red, que en muchos casos han resultado en colapsos completos del sistema.

Debido a las características de este fenómeno, en un inicio se le dio el nombre de inestabilidad de tensión, aunque en realidad es un problema de estabilidad como cualquier otro, que no sólo envuelve tensiones y flujos de potencia reactiva, sino también ángulos y flujos de potencia activa, como se explica adelante.

4.1. Definiciones básicas

Esta sección presenta las definiciones básicas que describen el significado de estabilidad de tensión en sistemas de energía eléctrica, desde el punto de vista de colapso de tensiones y considerando que el modelo de la red es un sistema no lineal.

4.1.1. Estabilidad de tensión

Dada la relativa actualidad del tema no se tiene una definición universalmente aceptada, sin embargo El IEEE trabaja sobre la actualización, unificación y clasificación de una serie de conceptos relacionados a la estabilidad de sistemas de energía eléctrica, incluyendo la estabilidad de tensión, para proponer definiciones que sean más coherentes con aquellas usadas en las áreas de control y sistemas no lineales. Basado en estas discusiones y definiciones previas, estabilidad de tensión se define en este trabajo como:

la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de alcanzar niveles de tensión fijos, mayores que cero, en todas sus barras luego de haber sufrido cualquier perturbación.

Se puede observar que sistemas con niveles permanentes de tensiones bajos, aunque no sean adecuados según el operador, son catalogados como estables de acuerdo a esta definición, lo cual está de acuerdo con definiciones de estabilidad en sistemas no lineales, donde un sistema se considera estable si alcanza un punto de equilibrio, o punto de operación fijo, después de haber sido perturbado.

En la práctica se han observado sistemas eléctricos estables con niveles inadecuadamente bajos de tensión, sin embargo, sistemas eléctricos con niveles permanentemente bajos de tensión, aunque sean estables, no son necesariamente convenientes, debido a los problemas que las tensiones bajas pueden causar especialmente en cargas, como es el caso de sobrecorrientes en motores de inducción.

Es importante notar también que en esta definición las perturbaciones pueden ser de cualquier tipo: por ejemplo, en el caso de pérdida de líneas de

transmisión pueden considerarse como grandes o en el caso de incrementos graduales de carga como pequeñas. Inestabilidades de tensión resultan en un colapso de las tensiones en la red, lo que lleva a una pérdida parcial o total del sistema, dependiendo de las acciones de los dispositivos de protección del sistema y también del operador.

Sistemas que presentan problemas de estabilidad de ángulos, es decir, una pérdida de sincronismo entre los diversos generadores de la red, también resultan eventualmente en problemas de estabilidad de tensión y viceversa. Sistemas que presentan un colapso de tensión llevan eventualmente a una separación angular de sus generadores.

En el caso de problemas de estabilidad de tensión, el colapso de tensión ocurre antes que la separación de ángulos, y lo opuesto sucede en el caso de problemas de estabilidad de ángulos.

Las razones para estos dos problemas de estabilidad son completamente distintas, ya que inestabilidades de tensión se deben principalmente a la ausencia total de un punto de equilibrio después de la perturbación, como se explica más adelante.

Las inestabilidades de ángulo se deben fundamentalmente a la ausencia de un par de sincronismo entre diversos generadores que conforman la red eléctrica.

El concepto de estabilidad de tensión fue inicialmente usado en el diseño y análisis de sistemas de control para generadores tal como: *AVR*, *PSS* y *HVDC*. En estos casos la idea es estudiar el efecto de variaciones relativamente rápidas de tensión y potencia en el control y en la estabilidad del sistema.

El problema de estabilidad de tensión en la actualidad es fundamentalmente distinto de como se lo veía anteriormente. Las diferencias básicas están en que la estabilidad de tensión se analiza ahora desde el punto de vista de estabilidad global del sistema, en vez de un elemento en particular como es el caso del regulador de tensión en un generador *AVR* o los controles de un sistema de transmisión *HVDC*.

Es por esto que el problema de estabilidad de tensión se estudia fundamentalmente a través del estudio de estabilidad de los puntos de equilibrio de la red después de las perturbaciones.

4.1.1.1. Línea de transmisión alimentando una carga

Este es uno de los casos más simples de sistemas de potencia, en el cual un generador alimenta a una carga a través de una línea de transmisión, la característica no lineal de la carga impone la existencia de relaciones no lineales entre las variables del conjunto línea–carga, relaciones que vienen dadas por las ecuaciones de potencias del modelo de una línea de transmisión con parámetros distribuidos dada por

$$P_l = \frac{V_L \cdot V_0}{Z} \cos(\beta - \delta) - \frac{V_l^2}{Z} \cos(\beta)$$

$$Q_l = \frac{V_L \cdot V_0}{Z} \sin(\beta - \delta) - \frac{V_l^2}{Z} \sin(\beta) + \frac{\omega \cdot C \cdot V_l^2}{2}$$

Donde las variables con subíndice “*l*” indican valores del lado de la carga (al final de la línea de transmisión) y las variables con subíndice “*0*” indican valores en el origen de la línea de transmisión. A partir de dichas ecuaciones, se supone conocida la tensión V_0 en el origen de la línea. Las condiciones de

funcionamiento se plantean a través del sistema no lineal de las dos ecuaciones de P_l y Q_l , con las incógnitas δ y V_l .

Para determinar la solución del sistema no lineal se elimina, en primer lugar, la incógnita δ mediante identidad trigonométrica $\text{Cos}^2(\alpha) + \text{Sen}^2(\alpha) = 1$. De este modo, resulta una ecuación bicuadrática de la forma $a \cdot V_l^4 + b \cdot V_l^2 + c = 0$ donde los coeficientes a , b y c son:

$$a = \frac{1}{Z^2} - \frac{C \cdot \omega \cdot \text{Sen}(\beta)}{Z} + \frac{C^2 \cdot \omega^2}{4}$$

$$b = \frac{2 \cdot P_l}{Z} \text{Cos}(\beta) + 2 \cdot Q_l \cdot \left(\frac{\text{Sen}(\beta)}{Z} \right) - \frac{C \cdot \omega}{2} - \frac{V_0^2}{Z^2}$$

$$c = P_l^2 + Q_l^2$$

La solución de dicha ecuación bicuadrática viene dada por la expresión:

$$V_l = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}}$$

Con respecto a esta expresión se concluye

- Existen combinaciones de valores de P_l y Q_l para los cuales el discriminante es menor que cero (es decir $\sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c} < 0$), obteniéndose un resultado complejo para V_l . Debido a la imposibilidad de tener un módulo complejo, se interpretan como situaciones de funcionamiento físicamente no posibles. En consecuencia, las posibles

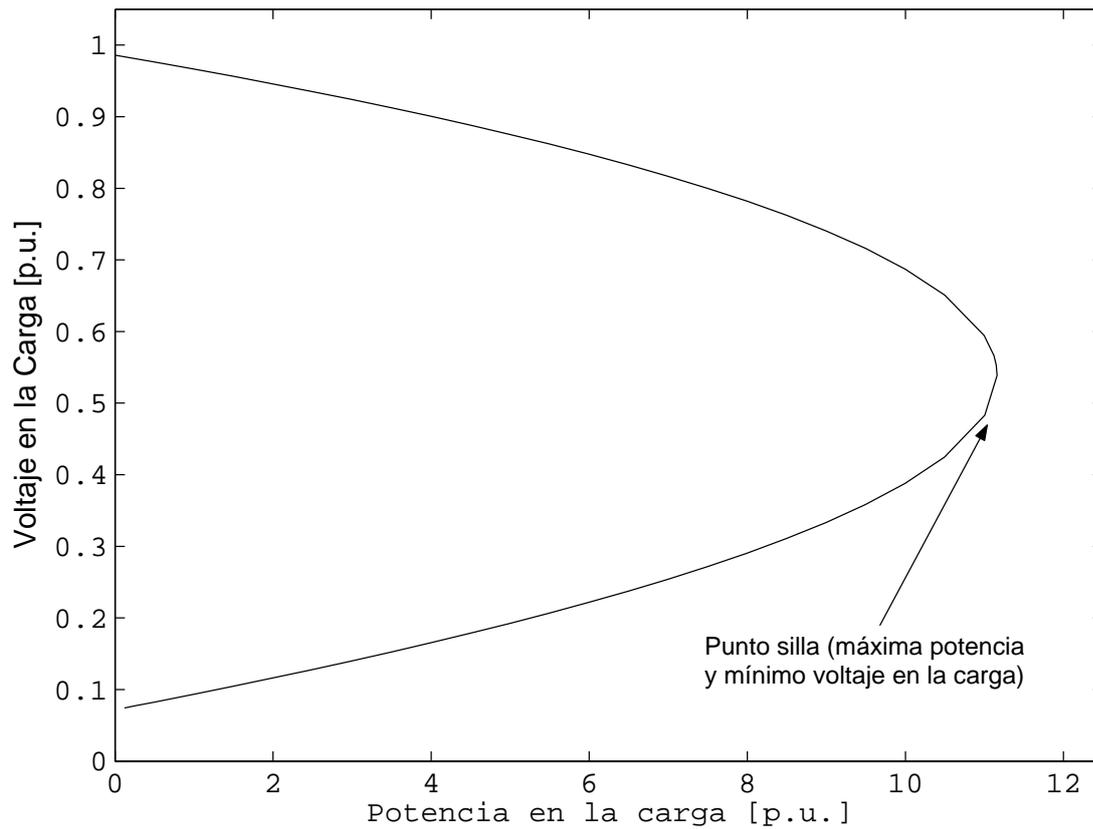
soluciones de los valores de P_l y Q_l son aquellos para los cuales el discriminante de la ecuación bicuadrática es igual o mayor que cero.

- Para valores de P_l y Q_l factibles, en general existirán dos posibles soluciones para V_l . Si se representa el valor de V_l contra P_l manteniendo ciertos valores de Q_l constantes, se obtiene la curva de la figura 11 denominada comúnmente curva nariz, dicha curva muestra que para cada par (P_l, Q_l) existen dos posibles soluciones de V_l , considerándose como funcionamiento normal de la línea aquel valor que se encuentre más cercano a 1 p.u. Los valores inferiores de la curva nariz representan voltajes inestables de la línea.
- En la curva de la figura 11 se ve claramente como existe un valor máximo de la potencia que puede ser transportada (punto de máxima cargabilidad), este valor se representa cuando $b^2 - 4 \cdot a \cdot c = 0$ y por tanto, la tensión V_l tiene un único valor posible o valor crítico ubicado en el punto silla de la curva (punto silla es aquel en el cual, de dos variables de un diagrama se tiene un valor máximo para una variable y mínimo para la otra en el mismo punto) que se define por:

$$V_{l,critico} = \sqrt{\frac{-b}{2 \cdot a}}$$

De lo anterior se concluye que en las líneas que alimentan algún tipo de carga, además del límite de operación térmica $I_l \leq I_{max}$, existe el denominado límite de estabilidad de tensión definido por $V_l \leq V_{l,critico}$.

Figura 11. Curva nariz de una línea de transmisión alimentando una carga con factor de potencia unitario



4.1.1.2. Sistemas de energía eléctrica como sistemas no lineales

Los sistemas eléctricos de potencia se estudian típicamente en el dominio de la frecuencia usando modelos cuasi-estacionarios. Así para estudios de estabilidad, el sistema completo puede representarse con un sistema de ecuaciones diferenciales – algebraicas:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, p, \lambda) \\ 0 &= g(x, y, p, \lambda)\end{aligned}\quad (4.1)$$

Donde:

- $x \in X \subseteq \mathfrak{R}^n$ corresponde a las variables de estado de los modelos de los diversos elementos del sistema, como es el ángulo interno y la velocidad angular del generador o las variables de control del sistema, y que se encuentran asociadas a las ecuaciones diferenciales representadas por la función no lineal: $f : X \times Y \times P \times \Lambda \rightarrow X$.
- $y \in Y \subseteq \mathfrak{R}^m$ representa las variables algebraicas, como las tensiones y ángulos en la mayoría de nodos de la carga, asociadas a las ecuaciones no lineales $g : X \times Y \times P \times \Lambda \rightarrow X$ que resultan típicamente de la omisión de las características dinámicas de ciertas variables en los modelos de carga.
- $p \in P \subseteq \mathfrak{R}^k$ corresponde a los parámetros de control del sistema sobre los que operadores pueden actuar directamente, como son los niveles de referencia de la tensión en los reguladores de los generadores.
- $\lambda \in \Lambda \subseteq \mathfrak{R}^\ell$ representa los parámetros del sistema usados para modelar cambios en la red sobre los que no se tiene control directo, como por ejemplo las variaciones de carga durante el día, característicos de un sistema de potencia.

El sistema de la figura 12 se puede representar usando las ecuaciones cuasi-estacionarias correspondientes a un modelo de segundo orden de un generador síncrono, una carga dinámica con dependencia en la frecuencia y la

tensión en los bornes. Las variables de estado y de control (voltajes y ángulos de fase) así como los parámetros de control y parámetros de carga vienen dados por (4.2).

$$x = \begin{bmatrix} \omega \\ \delta \\ V_2 \end{bmatrix} \quad y = \begin{cases} Q_G & \text{Si } Q^{\min} \leq Q_G \leq Q^{\max} \\ V_1 & \text{Si } V_1 \neq V^{\text{especificado}} \end{cases} \quad p = \begin{bmatrix} V_1^{\text{especificado}} \\ B_C \end{bmatrix} \quad \lambda = \begin{bmatrix} P_d \\ Q_d \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Las ecuaciones cuasi-estacionarias producen el modelo no lineal de ecuaciones diferenciales ordinarias que definen las variables de control de la matriz x :

$$\begin{aligned} \dot{\omega} &= \frac{1}{M} [P_m - P_G(\delta, V_1, V_2) - D_G \omega] \\ \dot{\delta} &= \frac{1}{D_L} [P_L(\delta, V_1, V_2) - P_d] \\ \dot{V}_2 &= \frac{1}{\tau} [Q_L(\delta, V_1, V_2) - Q_d] \end{aligned} \quad (4.3)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \delta &= \delta_1 - \delta_2 \\ P_G(\delta, V_1, V_2) &= V_1^2 G - V_1 \cdot V_2 (G \cdot \cos \delta - B \cdot \text{sen} \delta) \\ P_L(\delta, V_1, V_2) &= -V_2^2 G - V_1 \cdot V_2 (G \cdot \cos \delta - B \cdot \text{sen} \delta) \\ Q_L(\delta, V_1, V_2) &= -V_2^2 (B - B_C) - V_1 \cdot V_2 (G \cdot \text{sen} \delta - B \cdot \cos \delta) \end{aligned} \quad (4.4)$$

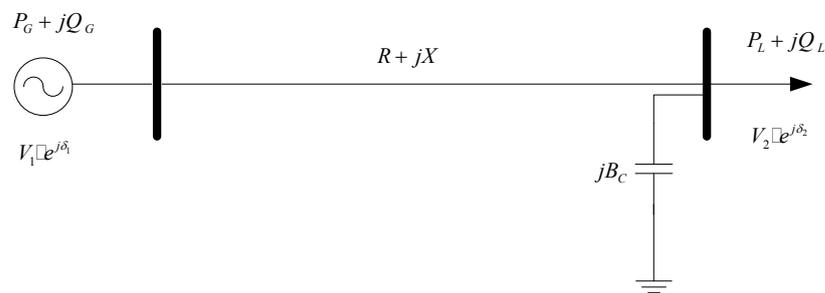
Se considera la expresión de la potencia reactiva generada:

$$Q_G = V_1^2 B - V_1 \cdot V_2 (G \cdot \text{sen} \delta + B \cdot \cos \delta) \quad (4.5)$$

para introducir los límites de potencia reactiva en el control de la tensión del generador, de tal forma que si $Q^{\min} \leq Q_G \leq Q^{\max}$, la tensión de barra del generador V_1 se considera constante del valor $V_1^{\text{especificado}}$. Cuando se alcanza el

límite máximo o mínimo de Q_G , V_1 es libre de variar mientras que Q_G se mantiene a su valor límite, modelando así la pérdida de control de tensión del regulador cuando se alcanzan los límites de potencia reactiva del generador.

Figura 12. Sistema de potencia generador-carga con compensación shunt



La recuperación del control de la tensión se modela asumiendo que apenas V_1 retorna a su valor $V_1^{\text{especificado}}$, la tensión es regulada nuevamente, dejando variar Q_G . Este modelo corresponde a un regulador automático con límites dinámicos. Obsérvese que en este modelo se ignora las constantes de tiempo del regulador para reducir el número de ecuaciones diferenciales. Sin embargo, esta aproximación no introduce mayor error si se considera que estas constantes son significativamente menores que las del resto del sistema.

En las ecuaciones (4.3), las variables M y D_G corresponden a la inercia y al factor de amortiguamiento del generador mientras que D_L y τ representan las constantes de tiempo del modelo dinámico de frecuencia y tensión de la carga, respectivamente. La ecuación diferencial ordinaria que caracteriza la velocidad síncrona en (4.3) representa la ecuación de oscilación propia de los generadores síncronos.

La demanda en estado estable de la carga se representa por medio de los parámetros P_d y Q_d ; para representar una carga de factor de potencia constante se puede asumir que $Q_d = k \cdot P_d$, donde k es una constante definida por el factor de potencia escogido. La susceptancia B_C representa el nivel de compensación shunt en la carga.

De acuerdo con (4.1) y tomando en cuenta (4.2) se tiene:

$$f(x, y, p, \lambda) = \begin{bmatrix} \frac{1}{M} [P_m - V_1^2 G - V_1 V_2 (G \cdot \cos \delta - B \cdot \text{sen} \delta) - D_G \omega] \\ \omega - \frac{1}{D_L} [-V_2 G + V_1 V_2 (G \cdot \cos \delta + B \cdot \text{sen} \delta) - P_d] \\ \frac{1}{\tau} [-V_2^2 (B - B_C) - V_1 V_2 (G \cdot \cos \delta - B \cdot \text{sen} \delta) - Q_d] \end{bmatrix}$$

y

$$g(x, y, p, \lambda) = Q_G - V_1^2 B + V_1 V_2 (G \cdot \text{sen} \delta + B \cdot \cos \delta)$$

lo que conduce a :

$$V_2 = \begin{cases} \sqrt{\frac{Q_d}{B - B_C}} & \text{para } y = [V_2 \cdot Q_G]^T \\ \sqrt{\frac{V_1^2 \cdot B \cdot Q_d}{(B - B_C)(Q^{\max/\min} - V_1^2 \cdot B)}} & \text{para } y = [V_2 \cdot V_1]^T \end{cases} \quad (4.6)$$

Un determinado punto de equilibrio (x_0, y_0) del sistema descrito en (4.1) corresponde a la solución de las ecuaciones diferenciales-algebraicas con $\dot{x} = 0$.

Así, dados los valores de los parámetros p y λ , (x_0, y_0) está definido por las soluciones de las ecuaciones no lineales

$$\begin{aligned} f(x_0, y_0, p, \lambda) &= 0 \\ g(x_0, y_0, p, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (4.7)$$

El análisis de la estabilidad de estos puntos de equilibrio es importante en el equilibrio de la estabilidad de tensión, en particular interesa el efecto que la variación de los parámetros p y especialmente λ tienen en la estabilidad de estos puntos.

Es importante mencionar que los puntos de equilibrio del sistema (4.1) son múltiples ya que las ecuaciones (4.7) son no lineales y por tanto presentan múltiples soluciones. Dependiendo de los valores propios asociados con los puntos de equilibrio, estos puntos pueden ser estables o inestables; sin embargo, desde el punto de vista de operación solo se está interesado en un único punto de equilibrio estable.

4.2. Bifurcaciones en los sistemas de energía eléctrica

Como ya se indicó los sistemas de potencia se modelan por medio de ecuaciones diferenciales-algebraicas (DAE), y los mismos presentan cambios de estabilidad cuando ciertos parámetros del sistema varían, como cualquier otro sistema no lineal.

Por ejemplo, se ha observado que a medida que la carga aumenta a lo largo del día, el sistema tiende a ser más vulnerable a pequeñas contingencias, como la apertura de una línea de reparto, llegando en ciertos casos al colapso o a la aparición de oscilaciones.

El estudio de cambios en la estabilidad con respecto a la variación de uno o varios parámetros del sistema se hace a través de la teoría de bifurcación. Una parte de esta teoría se concentra en el estudio de los cambios de estabilidad en los puntos de equilibrio cuando ciertos parámetros, (llamados en este trabajo parámetros de bifurcación), varían “lentamente”.

Así, los puntos de equilibrio donde la estabilidad cambia significativamente (es decir de estable a inestable) y donde el sistema encuentra limitaciones en las variables controlables, se conocen como puntos de bifurcación. Esto es importante desde el punto de vista práctico en sistemas de potencia, ya que se ha observado que ciertos problemas de estabilidad se pueden analizar a través del estudio de los puntos de bifurcación del sistema y asociarlos con la variación de algunos de sus parámetros, siendo uno de ellos la carga.

Por ejemplo, el problema de colapso de tensión se puede asociar con bifurcaciones silla y límite.

A continuación se presentan las definiciones y principales características de las bifurcaciones silla y límite, se deja el estudio de las bifurcaciones *Hopf* para futuras líneas de investigación en el comportamiento dinámico del Sistema Nacional Interconectado.

4.2.1. Bifurcaciones silla

Las bifurcaciones silla son puntos en las curvas nariz en las cuales el voltaje cambia de estable a inestable y coinciden con el punto silla de la curva, de ahí su nombre, generalmente son utilizadas para el análisis del problema de colapso de tensiones en sistemas eléctricos de potencia; estas bifurcaciones presentan las siguientes características

- Son de codimensión 1, lo que quiere decir que se las observa en sistemas no lineales en los cuales por lo menos un parámetro varia.
- Son genéricas, lo que significa que son muy probables de ocurrir en sistemas lineales. En otras palabras, el sistema no necesita de cierta simetría para que ocurran.
- Son puntos de equilibrio del sistema. Esto es, para el modelo diferencial-algebraico del sistema, el punto de bifurcación (x_0, y_0, p, λ) , para ciertos valores de los parámetros bifurcación $\lambda = \lambda_0$, y dados los valores de los parámetros de control p , cumple con:

$$[f(x_0, y_0, p, \lambda_0) \cdot g(x_0, y_0, p, \lambda_0)]^T = F(z_0, p, \lambda_0) = 0 \quad (4.8)$$

donde:

$$F(z_0, p, \lambda_0) = [f(z_0, p, \lambda_0) \cdot g(z_0, p, \lambda_0)]^T, \quad y \quad z = [x \cdot y]^T$$

- En el punto de bifurcación, el jacobiano del sistema presenta un valor propio (*eigenvalue*) único igual a cero y vectores propios (*eigenvectors*), derecho v e izquierdo w , únicos. En términos matemáticos, esto quiere decir que $A \cdot v = A^T \cdot w = 0$, lo que es equivalente, si $D_{y \cdot g} \big|_0$ no es singular a:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} f|_0 & \frac{\partial}{\partial y} f|_0 \\ \frac{\partial}{\partial x} g|_0 & \frac{\partial}{\partial y} g|_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_f \\ v_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial x} f|_0 & \frac{\partial}{\partial y} f|_0 \\ \frac{\partial}{\partial x} g|_0 & \frac{\partial}{\partial y} g|_0 \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} w_f \\ w_g \end{bmatrix} = 0$$

(4.9)

$$\Leftrightarrow \frac{\partial}{\partial z} F|_0 \vec{v} = \left(\frac{\partial}{\partial z} \right)^T F|_0 \vec{w} = 0$$

- En el punto de bifurcación, el sistema cumple con ciertas condiciones de transversalidad, que en términos prácticos básicamente se traducen en dos puntos de equilibrio del sistema que convergen en forma cuadrática hacia un solo punto de bifurcación silla, donde el jacobiano de las ecuaciones de equilibrio es singular, para después desaparecer localmente a medida que los parámetros de bifurcación λ cambian lentamente. Este fenómeno se muestra en la figura 13. Las curvas obtenidas por la relación entre el voltaje y la potencia regularmente son llamadas curvas nariz.

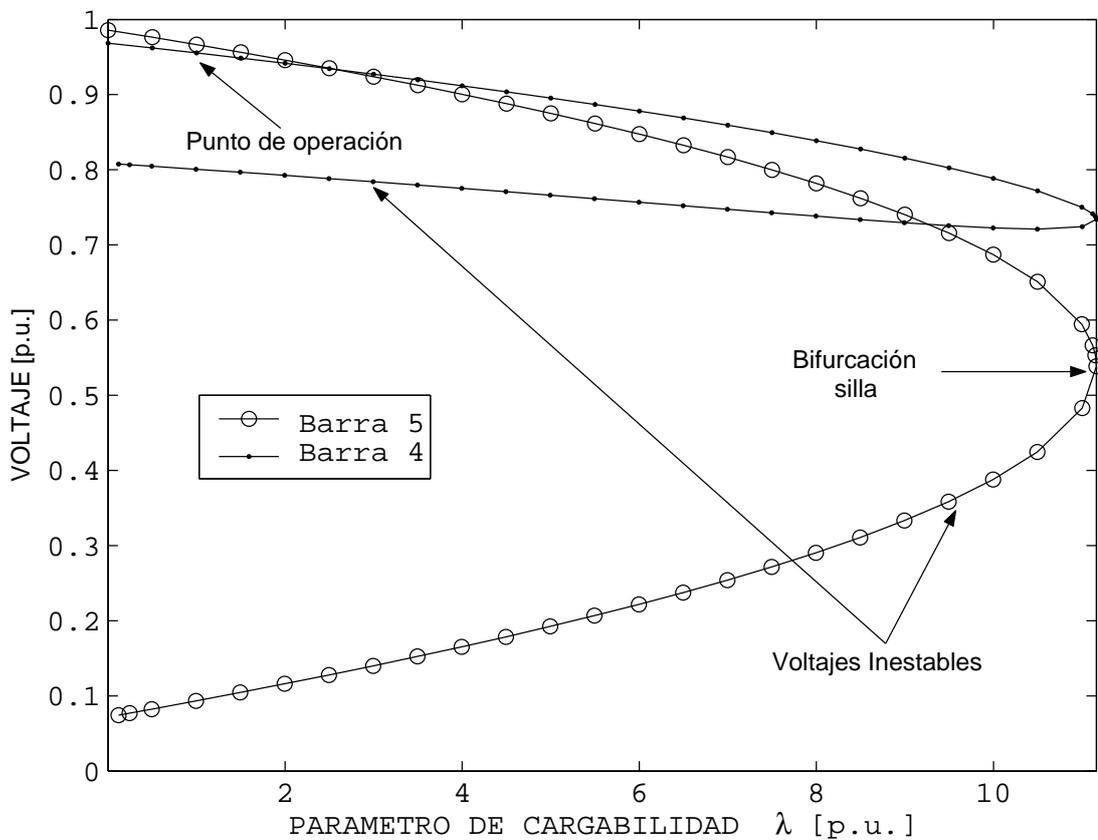
La definición lentamente corresponde a cambios en λ suficientemente lentos como para permitir que el sistema se mueva de un equilibrio a otro a medida que estos parámetros cambian; durante este proceso, los parámetros de control p permanecen fijos.

Esto permite estudiar las bifurcaciones simplemente analizando los cambios en los equilibrios del sistema con respecto a cambios en λ lo que significa que se analiza el equilibrio del sistema con cada cambio en la carga (aumento en la demanda a lo largo del día).

La desaparición local de los puntos de equilibrio resulta en cambios globales de estabilidad del sistema. En particular, si el punto de equilibrio

estable en que el sistema se encuentra desaparece, el sistema colapsa, que es el caso típico de un colapso de tensiones en sistemas de potencia.

Figura 13. Diagrama de puntos de equilibrio para una bifurcación silla. (Simulación en el sistema prueba del IEEE de 6 barras)



4.2.2. Bifurcaciones límite

Estas son bifurcaciones particulares de sistemas no lineales en los que se representan los límites asociados con los diversos controladores del sistema, por ejemplo, están asociadas a reguladores en generadores síncronos y son típicas en sistemas de potencia. Sus características principales son:

- Se ha observado que este tipo de bifurcaciones son también genéricas y de codimensión 1, ya que ocurren con regularidad cuando se varía al menos un parámetro en el sistema.
- Los valores propios del jacobiano sufren un cambio inmediato cuando se alcanza el límite; en otras palabras, los valores propios saltan de un valor a otro en el punto de bifurcación asociado con un límite particular del sistema.
- En ciertos casos, que son los de mayor interés, el punto de equilibrio desaparece localmente, debido a la operación del sistema de control asociado con el límite, el cual trata de recuperar el control pero se ve forzado nuevamente a su condición límite debido a las condiciones del sistema.

4.3. Técnicas para analizar la estabilidad de las tensiones

Debido a que la estabilidad de tensión es fundamentalmente un problema dinámico, las herramientas y técnicas más adecuadas para analizar este tipo de problemas son básicamente las mismas que se usan para estudiar la estabilidad de ángulo.

Estas técnicas están relacionadas con la simulación en el dominio del tiempo, cálculos y análisis de valores y vectores propios asociados con el jacobiano correspondiente a los puntos de operación del sistema.

Una particularidad del estudio de la estabilidad de tensión, sin embargo, es la necesidad de detectar los diversos puntos de bifurcación, en especial bifurcaciones silla y límite antes vistos. Esto se hace por medio de una serie de

técnicas especialmente diseñadas para este propósito. Este apartado se concentra en describir brevemente estas técnicas.

4.3.1. Método continuo

Estos métodos están diseñados para determinar eficientemente los diagramas de bifurcación y son básicamente técnicas desarrolladas para el cálculo de los puntos de equilibrio del sistema con respecto a variaciones de los parámetros de bifurcación (parámetros de cargabilidad λ). Estos parámetros de cargabilidad se obtienen calculando los valores de z (variables de control y variables algebraicas del sistema) de $F = (z, p, \lambda) = 0$ a medida que λ cambia, para valores de los parámetros de control del sistema (matriz p , ecuación (4.2)) dados, esta técnica funciona para sistemas que trabajan en valores típicos de operación (tensiones cercanas a 1 p.u. y ángulos de fase pequeños).

El problema con este método es que cuando no se encuentra una solución, no se puede estar seguro de si es que esto se debe a problemas de convergencia de las técnicas numéricas usadas o a la falta real de una solución debido a la desaparición local de los puntos de equilibrio asociada con una bifurcación silla o límite.

La otra desventaja es que este método no permite calcular fácilmente las curvas nariz, que aunque desde el punto de vista práctico no es un problema, ya que no se necesita de los puntos de equilibrio en la parte baja de la curva nariz para determinar la máxima cargabilidad del sistema en ciertos casos estos puntos son útiles para análisis de estabilidad.

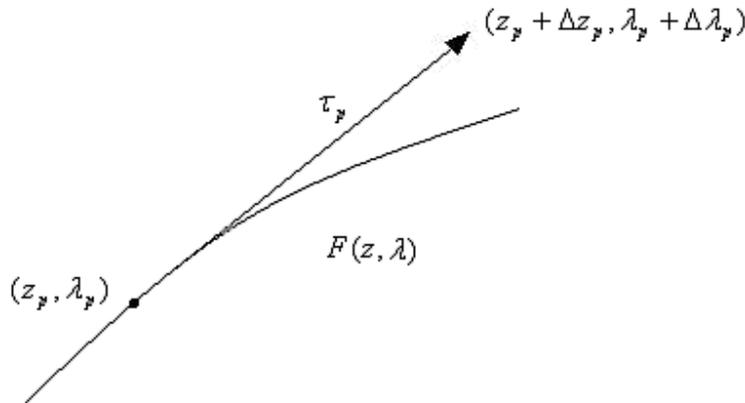
El método continuo se basa en la utilización de técnicas de predicción y corrección y permiten trazar las curvas nariz con respecto a la variación de uno

de los parámetros λ (cargabilidad del sistema), facilitando así la detección de los puntos de bifurcación.

4.3.1.1. Predicción tangente

La predicción de los valores de z y λ , o en otras palabras, el cálculo de los incrementos Δz y $\Delta \lambda$, se hace por medio de la tangente $dz/d\lambda$ a las curvas nariz en un punto de equilibrio dado.

Figura 14. Corrección perpendicular del método continuo



se tiene para (4.8) que:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial z} F|_p dz + \frac{\partial}{\partial \lambda} F|_p d\lambda &= 0 \\ \Rightarrow \frac{dz}{d\lambda}|_p &\approx \frac{\Delta z_p}{\Delta \lambda_p} \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\tau_p = -\frac{\partial}{\partial z} F|_p^{-1} \frac{\partial}{\partial \lambda} F|_p$$

De (4.12), se define que:

$$\Delta\lambda_p = \frac{k}{\|\tau_p\|} \cdot \tau_p \quad (4.11)$$

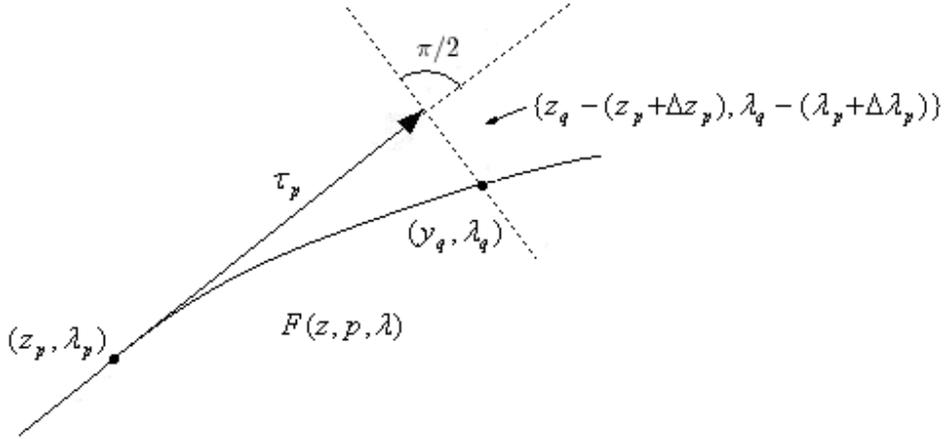
$$\Delta z_p = \Delta\lambda_p \cdot \tau_p$$

La constante k se toma de tal manera que se pueda controlar la velocidad con la que se calcula la curva nariz; mientras más grande es el valor de esta constante, menor es el número de puntos de equilibrio que se calculan en las curvas nariz, trazándolas de esta manera más rápidamente.

4.3.1.1. Corrección perpendicular

La figura 16 muestra la porción de una curva nariz en la cual se localiza el punto (y_q, λ_q) ubicado en la proyección de la línea que es perpendicular al vector τ_p . Esta proyección corresponde a la corrección perpendicular que se realiza una vez se ha hecho la predicción tangente, con lo que se obtiene otro punto de equilibrio de la curva nariz. En este punto se practica una nueva predicción tangente y su correspondiente corrección perpendicular hasta que se encuentra ya sea una bifurcación silla, una bifurcación límite o bien se alcanza el punto de máxima cargabilidad del sistema analizado.

Figura 15. Corrección perpendicular del método continuo



Una vez que se conoce el valor aproximado de:

$$(z_q, \lambda_q) \approx (z_p + \Delta z_p, \lambda_p + \Delta \lambda_p) \quad (4.12)$$

se puede calcular el valor exacto de estas variables en las curvas nariz resolviendo el siguiente problema no lineal, que está basado en la perpendicular al vector tangente, usando como valor inicial (4.12):

$$\begin{aligned} F(z, p, \lambda) &= 0 \\ \rho(z, p, \lambda) &= 0 \end{aligned} \quad (4.13)$$

Donde la solución de F debe estar en el punto de bifurcación y ρ es una ecuación adicional que garantiza una condición de no singularidad en el punto de bifurcación de acuerdo con (4.14).

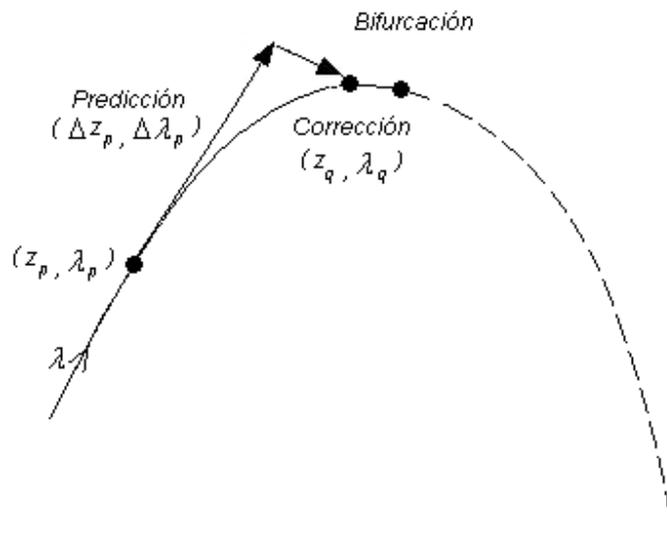
$$\rho(z, p, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta z_p \\ \Delta \lambda_p \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} z_q - (z_p + \Delta z_p) \\ \lambda_q - (\lambda_p + \Delta \lambda_p) \end{bmatrix} = 0 \quad (4.14)$$

A medida que el cálculo converge a una bifurcación silla o límite, se encuentran problemas de convergencia en la resolución de (4.13), ya que la perpendicular tiende a no interceptar la curva nariz definida por $F(z, p, \lambda) = 0$.

Este problema se resuelve sencillamente en la práctica reduciendo sucesivamente el paso (4.11) hasta que se logre la convergencia.

En este proceso de predicción y corrección se debe tener en cuenta que el parámetro λ cambia de dirección cuando se llega a un punto de bifurcación silla o límite, por lo pasado este punto se debe cambiar el signo de $\Delta\lambda$ para poder trazar el diagrama completo, la figura 16 muestra el proceso.

Figura 16. Método de predicción - corrección para determinar los diagramas de bifurcación



5. DETERMINACIÓN Y CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE DE TRANSPORTE

En las últimas dos décadas, alrededor del mundo se han hecho innumerables reformas a la manera clásica de operar los mercados energéticos, la creciente desregularización del sector eléctrico ha modificado la percepción de la manera en que operan y se desarrollan estos mercados y con ello han nacido nuevas teorías y metodologías de indicadores que determinen el grado de competitividad de los agentes que participan en este nuevo marco. Todo ello con la creciente tendencia de obtener un servicio de mejor calidad, motivando a las empresas participantes del mercado energético al apego de las leyes constitutivas, en Guatemala es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE– la encargada de velar por la calidad del servicio eléctrico.

Uno de los indicadores de la calidad del servicio eléctrico utilizados en mercados energéticos desregulados lo constituye la capacidad de transporte que un sistema eléctrico tiene, pues de ello dependen en gran medida factores técnicos importantes estrechamente relacionados con la calidad del servicio tal como la regulación de voltajes en los centros de consumo así como la confiabilidad y seguridad de transferencia de potencia eléctrica de un área a otra a través de la red, además constituye un indicador del monto de la reserva en capacidad de la propia red. La iniciativa del estudio de la capacidad disponible de transmisión estriba en el hecho de que constituye el elemento más crítico en los nuevos mercados energéticos competitivos.

La capacidad de transmisión en un sistema eléctrico indica cuanta potencia puede ser transferida entre las áreas que conforman el sistema sin comprometer sus límites de seguridad y estabilidad.

El conocimiento y la exactitud que se tenga de la capacidad de transporte de un sistema brinda información vital tanto para la planificación como para la operación del mercado energético que lo regula –los planificadores del sistema necesitan conocer las posibles congestiones del sistema y los operadores no deben implementar transferencias de potencia que comprometan su seguridad– Estimaciones continuas de la capacidad de transporte minimizan el riesgo de sobrecargas, daño de equipos y apagones.

Sin embargo, una sobreestimación de la capacidad de transporte representa un costo excesivo y un uso ineficiente de la red de transmisión, por otro lado la capacidad de transporte se ve afectada también por los procesos de desregulación; de hecho, en todo sistema eléctrico de potencia una adecuada capacidad de transporte es necesaria para establecer un mercado energético competitivo. Esto representa un incentivo económico importante del que deriva la necesidad en la exactitud y eficacia de los cálculos de la capacidad de transporte para uso de los operadores del sistema y del mercado energético, así como los planificadores del sistema.

5.1 Definiciones relacionadas con la capacidad disponible de transporte

Capacidad disponible de transporte es un término descrito en el FERC el 29 de marzo de 1995, constituye un nuevo término que aún no ha sido del todo estandarizado definido o usado en la industria eléctrica.

Con el tiempo y la creciente demanda la CDT ha cobrado importancia tanto en la operación de los sistemas eléctricos de potencia como en las transacciones económicas de los mercados energéticos.

Según el NERC la Capacidad Disponible de Transmisión –CDT– (ATC por sus siglas en inglés) es la medida de la habilidad de los sistemas interconectados para transferir potencia eléctrica de un área a otra de manera confiable. En otras palabras la capacidad disponible de transmisión es la medida de la cantidad adicional de potencia eléctrica que se puede transmitir por una red eléctrica de manera segura confiable, desde el punto de vista matemático, la capacidad de transferencia puede expresarse como:

$$CDT = CTT - CTB - MBC - CTA \quad (5.1)$$

Donde: *CTT* = Capacidad total de transferencia

CTB = Capacidad de transferencia base

MBC = Margen de beneficio de capacidad

CTA = Capacidad de transmisión asignada

Todas estas transferencias se miden en unidades de potencia eléctrica [MW], la figura 17 ilustra este concepto.

5.1.1. Capacidad total de transporte –CTT–

Se define como la cantidad de potencia eléctrica que puede ser transferida a través de los enlaces de la red eléctrica de manera confiable tomando en cuenta todas o una cantidad específica de condiciones de operación pre y post-contingencia.

5.1.2. Capacidad de Transporte Base –CTB–

Se define como la capacidad de transferencia del caso base del sistema, que puede transmitir la red de manera confiable es decir sin que los flujos de carga violen los límites operativos del sistema.

5.1.3. Margen de Beneficio de Capacidad –MBC–

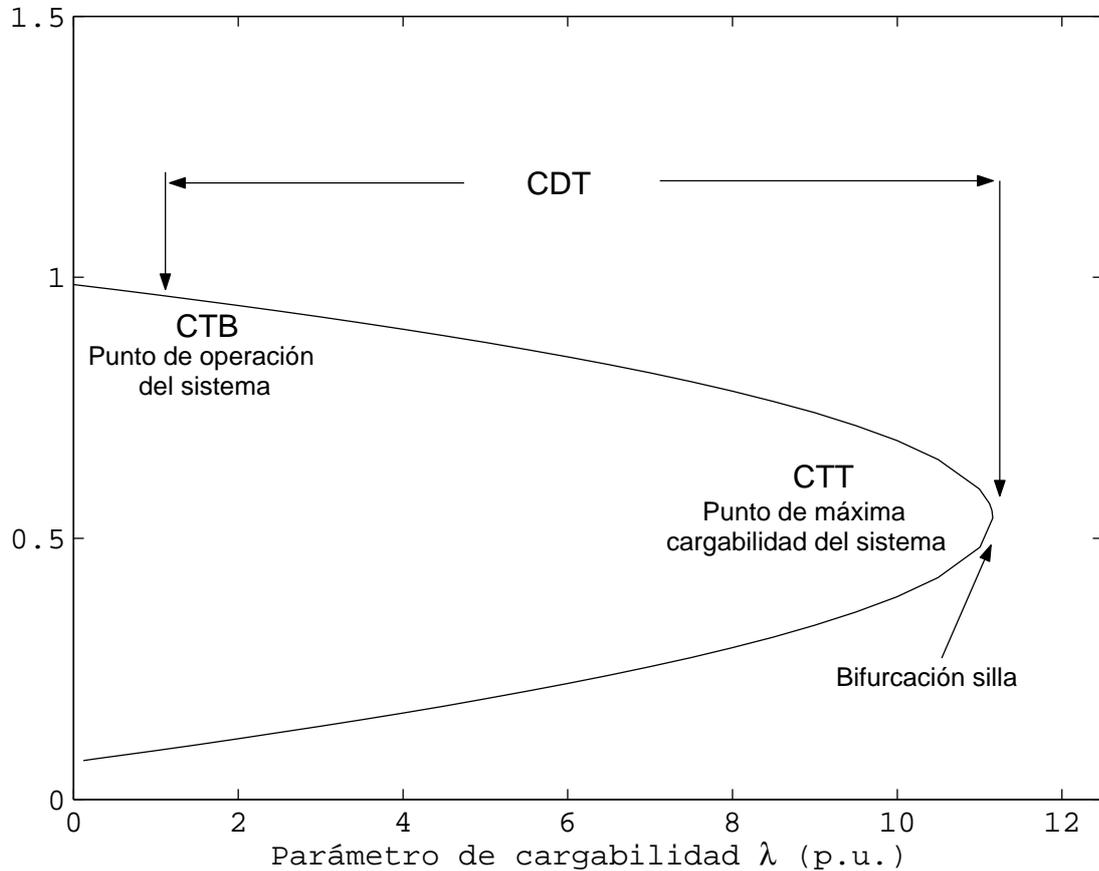
Se define como la capacidad de transferencia reservada para garantizar a determinadas entidades –generalmente los grandes usuarios– su acceso a los sistemas de generación y transmisión del sistema interconectados y de esta manera satisfacer los requisitos de confiabilidad en el servicio.

5.1.4. Capacidad de Transmisión Asignada –CTA–

Se define como la capacidad de transferencia que se asigna por contratos entre los agentes del mercado energético.

Dada la importancia en el conocimiento de la CDT países como Estados Unidos han creado entidades como la OAS/S cuya función es proveer la información referente a la capacidad de transmisión continuamente cada hora, cada mes y para los siguientes 12 meses. Esto claramente denota un planeamiento que va desde el despacho de las unidades con la evolución de la curva de demanda del sistema, hasta los futuros planes de expansión de la red. En Guatemala aún se carece de un ente que regule específicamente la capacidad de transporte del sistema nacional interconectado. El cúmulo de información manejado por estos centros demanda un alto grado de sincronización de operaciones con las otras entidades que conforman el mercado energético.

Figura 17. Capacidad disponible de transmisión



5.2. Capacidad de transmisión y seguridad en los sistemas de potencia

La capacidad de transmisión juega un papel importante tanto en la operación como en la planificación del sistema con respecto a la seguridad. Uno de los principales beneficios de los sistemas de potencia interconectados es su potencial para incrementar la confiabilidad en su operación. En un sistema interconectado las faltas de generación en un área pueden ser compensadas por la generación en otras áreas, por ello muchos sistemas interconectados pueden soportar ciertas contingencias –por ejemplo la falta de un generador o una línea sobrecargada– sin sufrir inestabilidades mientras que los sistemas aislados no pueden soportarlo.

Se requieren cálculos de la capacidad de transmisión para evaluar la habilidad de los sistemas interconectados para soportar con seguridad la falta en generación y las salidas de líneas de transmisión debidas a fallas. Una típica aplicación de los cálculos de la capacidad de transmisión es determinar la suficiencia del sistema de transmisión en permitir la generación de algunas áreas externas de la red para reemplazarla por generación de las áreas internas en caso de contingencias.

Durante el curso del día, eventos y contingencias se presentan y se requiere que los operadores del sistema apliquen acciones para prevenir o mitigar dichas circunstancias, ante una determinada contingencia, el sistema puede ser operado de forma alternativa. El conocimiento de los estudios de planificación y operación del sistema ayudarán al operador en tiempo real, a determinar el comportamiento del sistema en las próximas horas luego de la contingencia, no obstante, el operador podría estar interesado en conocer que tanta capacidad de transmisión adicional posee el sistema para poder mantenerlo estable antes de que su seguridad sea comprometida, esto es el margen de seguridad del sistema .

Basados en los patrones típicos de la curva de demanda de un sistema de potencia es factible conocer la capacidad de transmisión. Desde este punto de vista la capacidad disponible de transporte es la cantidad adicional de potencia entre el estado actual de operación y el estado del criterio de violación de límites.

5.3. Descripción de los cálculos de la capacidad de transporte

La determinación de la capacidad de transporte típicamente requiere fijar una serie de puntos.

Estos puntos regularmente son patrones de demanda, asignación de generadores y configuraciones de red que se fijan previamente al proceso de simulación, luego del cual deben fijarse nuevas asunciones o cambiar las antes establecidas con el fin de determinar la capacidad de transporte más apropiada para su uso actual.

Por ejemplo, se puede estar interesado en conocer las limitaciones – debidas a una contingencia– en la capacidad de transporte de un área en particular en determinado sistema de potencia; en este caso se debe calcular el excedente de la mínima transferencia debido al caso contingente con respecto a la máxima transferencia del sistema sin que el mismo altere sus condiciones de seguridad. Alternativamente, es posible conocer la capacidad de transporte variando las condiciones de generación en el punto de entrega y las condiciones de demanda en el centro de demanda, en este punto el objetivo es considerar el impacto que la localización de las centrales de reserva tienen sobre el sistema y su seguridad.

El proceso básico implica los siguientes pasos

- Establecer las asunciones iniciales apropiadas al periodo de estudio
- Ejecutar mediante técnicas de simulación en la red que sirve de modelo el cálculo de los flujos de carga (capítulo 2) del caso base para establecer la capacidad de transferencia base (CTB).
- Utilizando el método continuo, establecer los flujos de carga adicionales en las líneas de transmisión sin que exista violación de límites térmicos y estabilidad de tensiones, esto constituye la capacidad total de transferencia (CTT).

- Repetir los pasos anteriores para cada una de las asunciones establecidas en el estudio.
- Reconocer la capacidad de transporte del sistema como la menor de estas transferencias.

5.3.1. Límites de la capacidad disponible de transporte

La habilidad de los sistemas interconectados para transferir potencia eléctrica en forma confiable puede ser limitada por las características físicas y eléctricas de la red, por ende la capacidad total de transferencia (CTT) será función de estos límites.

5.3.1.1. Límite de operación térmica

Los límites térmicos establecen la máxima cantidad de corriente eléctrica que una línea de transmisión puede conducir bajo periodos específicos de tiempo antes de sufrir daño por sobrecalentamiento.

El límite térmico operativo de una línea de transmisión depende en gran medida de la temperatura del ambiente en el que trabaja así como las características físicas de su aislamiento.

5.3.1.2. Límite de voltaje

Los voltajes del sistema deben mantenerse estrictamente entre un rango operativo llamado regulación de voltaje. La regulación de voltaje varía de acuerdo con las normas de un país a otro, en Guatemala la CNEE estipula en las NTCSTS en el artículo 21

Índice de calidad: el índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes, en un intervalo de medición k, será el valor absoluto de la diferencia V_k entre la medida de los valores eficaces (RMS) de tensión V_k y el valor de la tensión nominal V_n , medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de regulación de tensión } (\%) = V_k (\%) = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \times 100$$

Con respecto a los rangos operativos, las normas técnicas del servicio de distribución –NTSD– especifican que este rango no debe ser mayor que el 7% para la etapa de transición y del 5% para la etapa de régimen. Puesto que el estudio se hace considerando el sistema eléctrico en régimen permanente, el índice de regulación de tensión dado por el artículo 21 de las NTCSTS debe ser menor o igual que 5%.

5.3.1.3. Límite de estabilidad

El sistema de transmisión debe ser capaz de soportar disturbios entre periodos de tiempo transitorios y dinámicos (del orden de milisegundos a segundos) en caso de presentarse una contingencia en el sistema –sea esta por una sobrecarga de una línea de transmisión, un generador o transformador fallado – sin alterar dramáticamente su estado operativo.

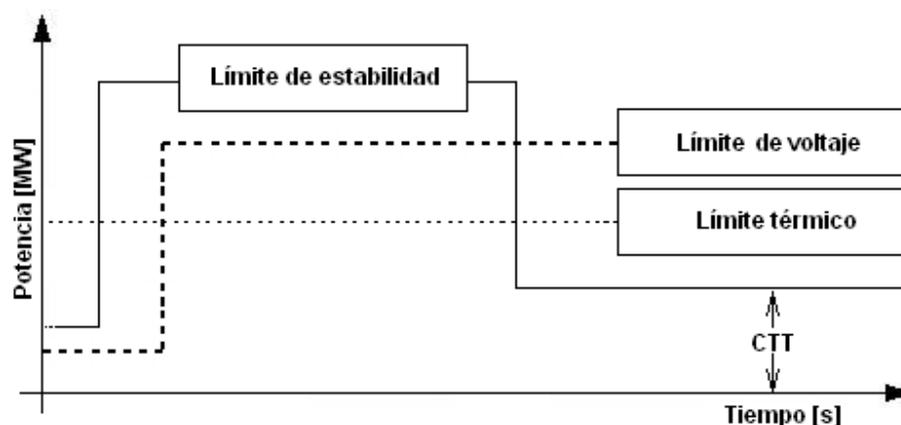
Es claro que todas estas condiciones impuestas por los límites físicos y eléctricos de la red eléctrica afectan directamente la capacidad total de transferencia –CTT– y por tanto la capacidad disponible de transmisión de acuerdo con (5.1). La figura 18 muestra una relación entre estos límites y la CTT.

La capacidad de transporte se ve limitada por tres factores

- **Límite de estabilidad del sistema** denota la manera en la cual se comporta la red ante un disturbio en el sistema (por ejemplo una contingencia) y en consecuencia su capacidad de transporte.
- **Límite de voltaje** es el porcentaje de regulación de tensión que depende en gran medida del grado de cargabilidad del sistema y en consecuencia afecta su capacidad de transporte.
- **Límite térmico** aunque depende de la temperatura ambiente del medio en el cual se localizan las líneas de transmisión, puede considerarse constante.

Cualquiera que sea el caso, el operador del sistema –OS– no permitirá transferencias de potencia dudosas que puedan comprometer la confiabilidad y seguridad de las personas y del propio sistema.

Figura 18. Límites de la capacidad total de transferencia (CTT)



Una vez que se identifiquen las contingencias críticas, su impacto en la red se debe evaluar para determinar la operación más restrictiva de esas limitaciones por lo tanto de acuerdo con la figura 2, la CTT se convierte en:

$$CTT = \text{Condición mínima de } \{\text{límite térmico, límite de voltaje, límite de estabilidad}\}$$

Adicionalmente se tienen dos tipos de márgenes de capacidad de transferencia: margen de confiabilidad de transmisión (MCT) que es el límite que garantiza la operación segura de la red y el margen de ventaja de capacidad (MVC) que indica el límite que garantiza el acceso de los sistemas de generación a la red.

6. ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

6.1. Condiciones analizadas en la red de transporte del SNI:

En las simulaciones del SNI se consideraron dos escenarios: época seca, y época húmeda, ambos con máxima demanda, tanto en condiciones normales de operación, sin incrementos de carga ($\lambda = 0$) denominado caso base, como con incrementos de carga ($\lambda = \lambda_{max}$) denominado caso continuado. Por ser el escenario época húmeda demanda máxima el más crítico, se analizan en este escenario los casos de contingencias bajo el criterio N –1 en los principales enlaces del SNI que por su topología e importancia son los siguientes

- Fallo en uno de los circuitos del enlace Escuintla – Guatesur
- Fallo en el enlace Escuintla – Los brillantes
- Fallo en uno de los circuitos del enlace Chixoy – Tactic.

En caso de no colapsar la red en estos casos de contingencia N –1, se procederá al análisis de los mismos en el criterio N – 2.

6.1.1. Escenario época seca

Este escenario considera la operación del SNI en condiciones normales para la época seca comprendida para el mes de marzo del año 2004.

La figura 19 muestra el perfil de tensiones para el escenario época seca demanda máxima, habiéndose encontrado por el método continuado que $\lambda_{\max} = 0.793052$, valor que significa que la red colapsa por voltaje cuando tiene aproximadamente el 79.31 % de su cargabilidad. Mientras que las tablas VI y VII muestran las transferencias de potencia en los casos base y continuado respectivamente. Finalmente la figura 20 muestra la capacidad disponible de transporte de los enlaces en este escenario, obtenida como una diferencia entre la potencia en el caso continuado y la potencia base.

Figura 19. Perfil de tensiones para el escenario época seca demanda máxima

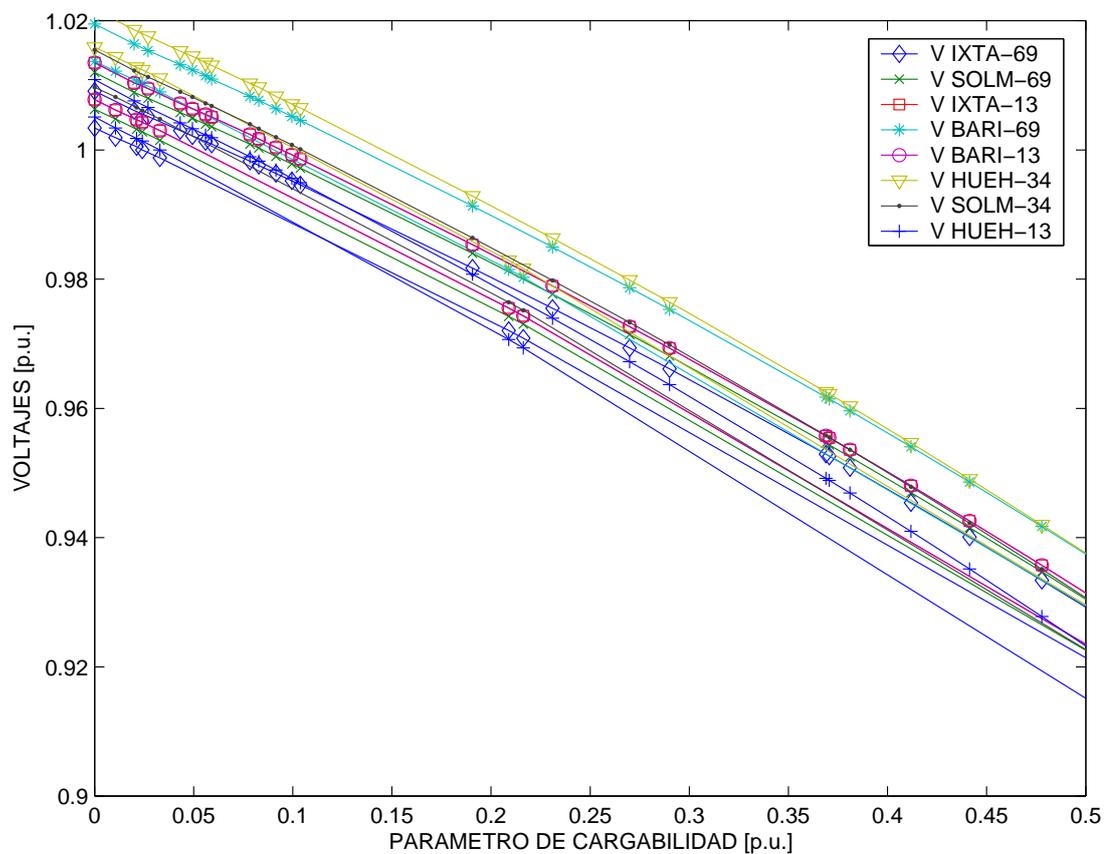


Tabla VI. Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$ para el escenario época seca demanda máxima

Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTB [MW]	Reg. Voltaje CTB [%]	Corriente CTB [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	165,58	3,406	410,77
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	8,67	4,453	75,59
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	64,26	2,924	160,27
4	GSUR-230 230	ESCU-231 230	0,04	2,924	42,36
5	GEST-231 230	GSUR-230 230	22,63	2,924	74,42
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	82,79	2,982	205,79
7	GSUR-230 230	ESCU-231 230	0,09	2,924	84,73
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	11,9	2,817	100,32
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	158,87	2,120	404,39
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	79,4	2,120	202,13
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	50,67	2,058	125,25
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	9,52	6,891	89,43

Tabla VII. Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.793052$ para el escenario época seca demanda máxima

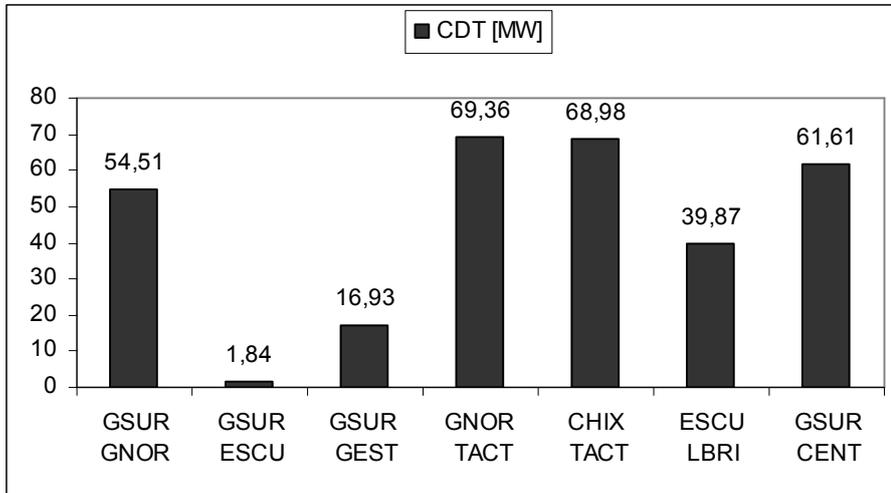
Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTT [MW]	Reg. Voltaje CTT [%]	Corriente CTT [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	304,3	2,797	780,99
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	16,1	6,507	160,65
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	118,77	3,406	321,41
4	GSUR-230 230	ESCU-231 230	0,65	2,058	116,34
5	GEST-231 230	GSUR-230 230	39,56	3,394	201,2
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	152,15	2,797	390,5
7	GSUR-230 230	ESCU-231 230	1,32	2,058	232,77
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	21,82	3,985	186,78
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	296,87	2,797	748,95
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	148,38	2,797	374,35
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	90,54	3,860	233,78
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	17,21	6,669	161,77

Bajo este escenario, uno de los circuitos del enlace Guatenorte – Tactic y Chixoy – Tactic presentan corrientes de 781 A y 749 A respectivamente, con lo cual sobrepasan su respectivo límite térmico dado en la tabla IV del capítulo 1; mientras que los enlaces en 69 kV Guatenorte – Novela y El Rancho – Sanarate violan el límite de regulación de tensión establecido en las NTSD y las NTCSTS.

La figura 20 muestra las capacidades de transferencia de los enlaces 230 kV que no violan límites operativos, en el que se incluye el enlace Guatesur – Guatecentro en 69 kV, en la que se aprecia que el enlace Guatesur – Escuintla presenta una capacidad disponible de transporte relativamente pequeña equivalente a 1.84 MW.

La época seca coincide con la temporada de zafra, esto además de los relativamente bajos niveles en los embalses de las hidroeléctricas, justifica el despacho de las máquinas de cogeneración para la época seca.

Figura 20. Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV y 69kV para el escenario época seca demanda máxima



6.1.2. Escenario época húmeda demanda máxima

Este escenario considera la operación del SNI en condiciones normales para la época húmeda. La figura 21 muestra el perfil de tensiones para el escenario época húmeda demanda máxima, habiéndose encontrado por el método continuado que $\lambda_{\max} = 0.283780$, valor que significa que la red colapsa por voltaje cuando alcanza aproximadamente el 28.38 % de su cargabilidad. Mientras que las tablas VIII y IX muestran las transferencias de potencia en los casos base y continuado respectivamente.

Figura 21. Perfil de tensiones para el escenario época húmeda demanda máxima

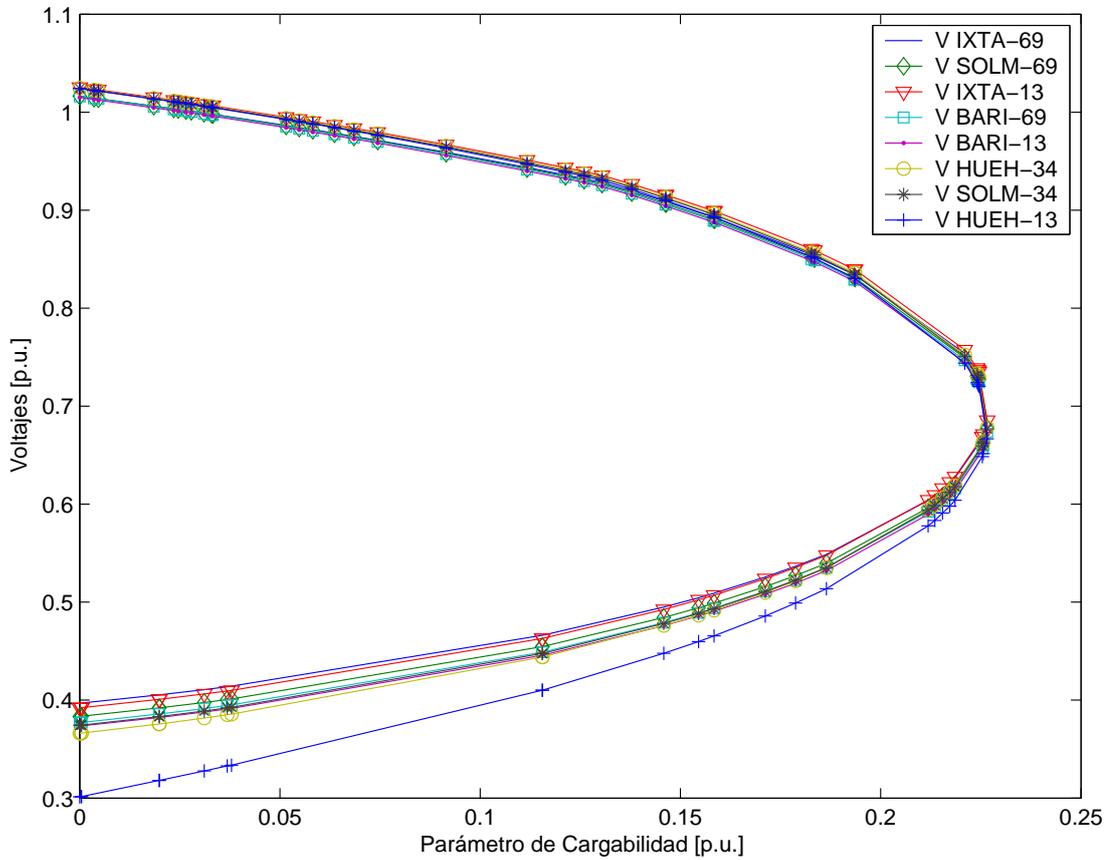


Tabla VIII. Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$ para el escenario época húmeda demanda máxima

Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTB [MW]	Reg. Voltaje CTB [%]	Corriente CTT [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	174,49	3,196	466,29
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	5,56	4,588	69,57
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	7,07	2,883	37,44
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	75,56	2,883	209,9
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	68,71	2,883	204,1
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	87,25	3,196	233,14
7	ESCU-231 230	GSUR-230 230	151,16	2,883	419,96
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	38,27	3,034	310,52
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	156,37	1,781	388,68
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	78,16	1,781	194,28

11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	164,29	2,206	412,24
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	10,5	5,457	89,05

Tabla IX. Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.28378$ para el escenario época húmeda demanda máxima

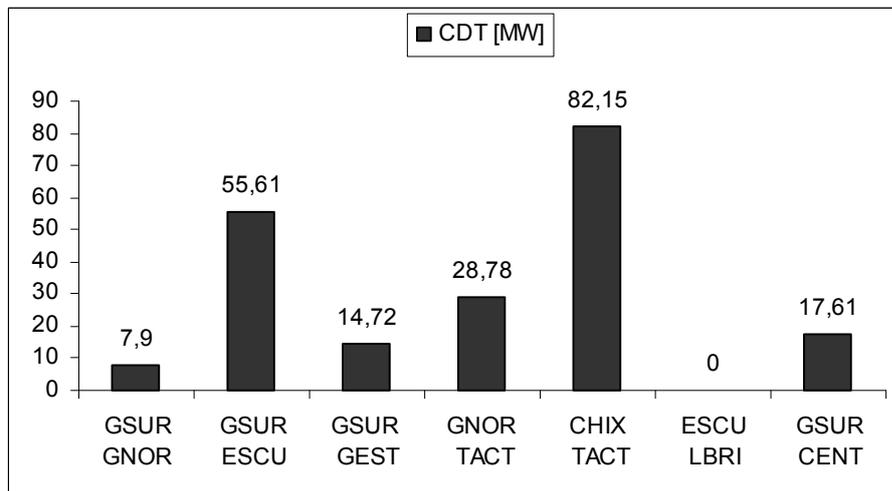
Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTT [MW]	Reg. Voltaje CTT [%]	Corriente CTT [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	232,06	2,385	632,99
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	6,96	5,225	91,72
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	14,97	3,196	84,82
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	94,09	2,206	277,04
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	83,43	3,195	277,13
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	116,03	2,385	316,5
7	ESCU-231 230	GSUR-230 230	188,24	2,206	554,3
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	51,02	5,150	440,09
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	211,14	2,385	542,19
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	105,54	2,385	271
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	212,84	6,247	558,1
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	13,51	5,322	120,66

La mayoría de enlaces en media tensión (13.8, 34.5 y 69 kV) sufren colapso de tensión para este escenario de acuerdo con la figura 21.

Bajo este escenario, las líneas Guatenorte – Tactic e INDE I del enlace Guatesur – Guatecentro presentan corrientes de 633 A y 709.38 A con lo cual sobrepasan su respectivo límite térmico dado en la tabla IV (capítulo 1); mientras que los enlaces en 69 kV Guatenorte – Novela, Guatesur – San Juan Gascon y El Rancho – Sanarate violan el límite de regulación de tensión establecido en las NTSD y las NTCSTS de la CNEE.

La figura 22 muestra las capacidades de transferencia de los enlaces 230 kV que no violan límites operativos en el que se incluye el enlace Guatesur – Guatecentro en 69 kV, puede apreciarse que el enlace Guatesur – Guatenorte presenta una capacidad disponible de transporte de 7.90 MW.

Figura 22. Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV Y 69 kV para el escenario época húmeda demanda máxima



En la figura 23 se muestra el perfil de voltajes para el escenario época húmeda demanda máxima en el cual se ha hecho la simulación de la conexión de los enlaces Guatesur – Sololá y Sololá – Los Brillantes en 230 kV de acuerdo con el plan de expansión de la red 2000–2010 del INDE, así mismo se incluye el enlace Playa Grande – Barillas en 69 kV obteniéndose $\lambda_{\max} = 0.308798$ lo que significa que el sistema colapsa por tensión cuando alcanza una cargabilidad de aproximadamente el 30.87%. Nótese que esta cargabilidad está muy próxima a la obtenida en el escenario época húmeda demanda máxima $\lambda_{\max} = 0.283780$ y a pesar de ello los voltajes en los nodos susceptibles a

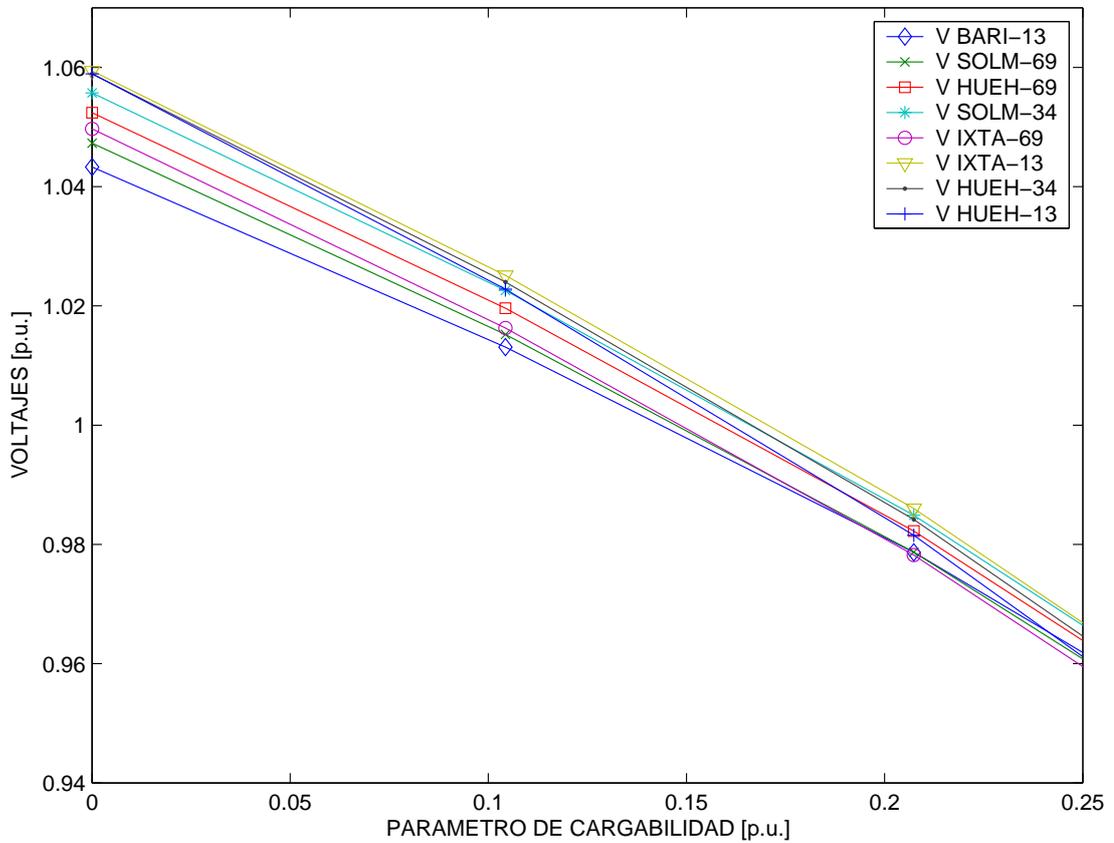
colapso de tensiones aumentan considerablemente de acuerdo a la comparación de resultados de la tabla X.

Tabla X. Voltaje de los nodos del SNI susceptibles a colapso

Nombre del nodo	$\lambda = 0.283780$ Época húmeda condición normal [p.u.]	$\lambda = 0.793052$ Época seca condición normal [p.u.]	$\lambda = 0.308798$ Época húmeda con enlace [p.u.]
HUEH-34	0,7694	0,8788	0,9196
HUEH-13	0,7606	0,8692	0,9459
IXTA-69	0,7710	0,8807	0,9162
IXTA-13	0,7747	0,8875	0,9226
SOLM-69	0,7663	0,8808	0,9193
SOLM-34	0,7677	0,8862	0,9239
BARI-69	0,7637	0,8814	0,9404
BARI-13	0,7616	0,8814	0,9231

La tabla X muestra los voltajes que resultan en los nodos de la porción de la red de occidente susceptibles a colapso de tensión para los escenarios épocas seca y húmeda para la demanda máxima, estos han sido identificados como los nodos en los cuales la tensión decae con mayor rapidez en relación a la potencia incremental propia de las simulaciones del método continuo practicadas en el modelo del SNI.

Figura 23. Perfil de tensiones del escenario época húmeda demanda máxima para la simulación de la línea Guatesur – Sololá y Sololá – Brillantes en 230 kV



6.2.2. Contingencia Guatesur – Escuintla

Este escenario considera la operación del SNI en condiciones de contingencia para la época húmeda en el cual se ha obtenido por el método continuado que $\lambda_{\max} = 0.157763$, valor que significa que la red colapsa por voltaje cuando alcanza aproximadamente el 15.78% de su cargabilidad. Mientras que las tablas XI y XII muestran las transferencias de potencia en los casos base y continuado respectivamente.

Tabla XI. Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$, contingencia Guatesur – Escuintla

Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTB [MW]	Reg. Voltaje CTB [%]	Corriente CTB [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	174,87	2,059	472,39
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	5,30	2,827	66,26
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	7,47	1,942	30,19
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	219,93	1,942	603,11
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	68,26	1,942	197,51
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	87,43	2,059	236,20
7	GSUR-230 230	ESCU-231 230	0,00	1,942	0,00
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	37,51	2,178	305,25
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	156,8	1,115	391,97
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	78,37	1,115	195,92
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	164,83	1,428	413,58
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	10,22	3,385	87,38

Tabla XII. Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.157763$, contingencia Guatesur – Escuintla

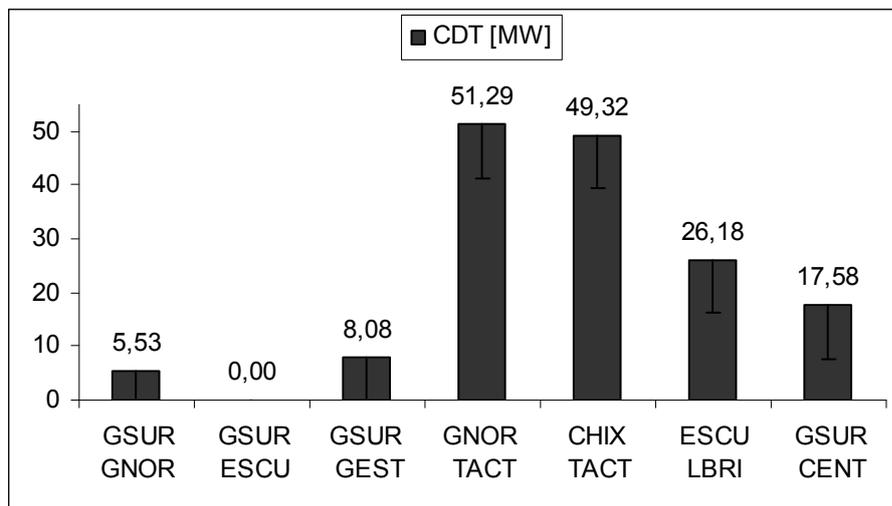
Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTT [MW]	Reg. Voltaje CTT [%]	Corriente CTT [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	209,06	1,505	572,66
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	6,04	3,183	78,37
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	13,00	2,059	52,38
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	248,89	1,428	705,92
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	76,34	2,065	231,46
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	104,53	1,505	286,33
7	GSUR-230 230	ESCU-231 230	0,00	1,428	0,00
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	44,31	3,298	373,12
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	189,68	1,505	484,69
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	94,81	1,505	242,27
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	191,01	3,861	489,66
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	12,00	3,252	105,14

Con la salida de uno de los circuitos del enlace 230kV Guatesur – Escuintla para la época húmeda, uno de los circuitos de Guatesur – Escuintla presenta una corriente de 706 A, mientras que la línea INDE I del enlace

Guatesur – Guatecentro presenta una corriente de 708.91 A con lo cual ambos enlaces sobrepasan su límite de operación térmica, esto ocasiona un incremento promedio del 28 % de la transferencia de potencia en los enlaces Escuintla – Jurún circuito simple y Jurún – Guatesur doble circuito en 138kV sin que esta línea alcance su límite de operación térmica.

La figura 24 muestra las capacidades de transferencia de los enlaces 230kV que no violan límites operativos en el que se incluye el enlace Guatesur – Guatecentro en 69kV, obtenida como la diferencia de la potencia del caso continuado y la potencia base, puede apreciarse que el enlace Guatesur – Escuintla presenta una capacidad disponible de transporte nula.

Figura 24. Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 kV y 69kV contingencia Guatesur – Escuintla



6.1.3. Contingencia Escuintla – Los Brillantes

El enlace Escuintla – Los Brillantes es uno de los más importantes del SNI ya que constituye el principal ramal en 230 kV entre las regiones sur y sur-occidente del país, además, por su ubicación estratégica juega un papel importante en la interconexión eléctrica entre las subestaciones de Belisario Domínguez (Tapachula, México) y Los brillantes (Retalhuleu, Guatemala) comprendida en el Plan Puebla – Panamá que junto a las líneas Guatesur – La Esperanza y Guatesur – Panaluyá comprendidas en el plan de expansión de la red 2000 -2010 de el INDE constituirán la columna vertebral del sistema de ramales de la interconexión con el resto del Istmo Centroamericano.

Bajo este escenario de contingencia el flujo de carga no converge para la época húmeda, a pesar de ello se obtiene para la época seca un $\lambda_{\max} = 0.374652$ lo cual significa que el sistema colapsa por voltaje cuando alcanza aproximadamente el 37.47% de cargabilidad.

6.1.4. Contingencia Chixoy – Tactic

La planta hidroeléctrica Chixoy con una capacidad de aproximadamente 245 MW es actualmente la más grande en su género operando en el SNI.

Este escenario considera la operación del SNI en condiciones de contingencia para la época húmeda obteniéndose por el método continuado $\lambda_{\max} = 0.283392$, valor que significa que la red colapsa por voltaje cuando alcanza aproximadamente el 28.34% de su cargabilidad. Mientras que las tablas XIII y XIV muestran las transferencias de potencia en los casos base y continuado respectivamente.

Tabla XIII. Capacidad de transporte base para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0$, contingencia Chixoy – Tactic

Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTB [MW]	Reg. Voltaje CTB [%]	Corriente CTB [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	174,62	3,309	462,45
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	5,54	4,712	69,45
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	7,18	2,950	50,82
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	151,07	2,950	426,97
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	68,71	2,950	211,01
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	87,31	3,309	231,22
7	ESCU-231 230	GSUR-230 230	75,52	2,950	213,4
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	38,26	3,058	310,88
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	235,31	1,695	586,78
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	0,00	1,695	0,00
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	164,27	2,239	412,71
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	10,46	0,548	89,43

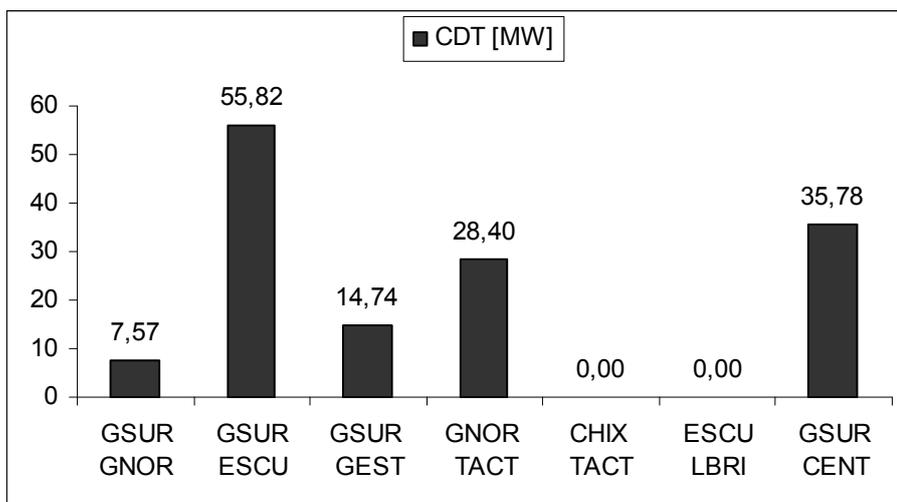
Tabla XIV. Máxima capacidad de transporte para los principales enlaces del SNI $\lambda = 0.283392$, contingencia Chixoy – Tactic

Número de línea	Barra de procedencia	Barra de destino	CTT [MW]	Reg. Voltaje CTT [%]	Corriente CTT [A]
1	TACT-230 230	GNOR-230 230	231,42	2,548	627,93
2	GNOR-69 69.0	NOVE-69 69.0	6,88	5,333	90,66
3	GNOR-230 230	GSUR-230 230	14,75	3,309	101,61
4	ESCU-231 230	GSUR-230 230	188,29	2,239	564,82
5	GSUR-230 230	GEST-231 230	83,45	3,285	287,82
6	TACT-230 230	GNOR-230 230	115,71	2,548	313,96
7	ESCU-231 230	GSUR-230 230	94,12	2,239	282,3
8	GSUR-69 69.0	SJGA-69 69.0	51,01	5,197	440,9
9	CHIX-231 230	TACT-230 230	316,78	2,548	814,7
10	CHIX-231 230	TACT-230 230	0,00	2,548	0,00
11	ESCU-231 230	LBRI-231 230	212,79	6,317	559,06
12	SANA-69 69.0	RANC-69 69.0	13,43	5,431	120,98

Bajo este escenario, las líneas Guatenorte – Tactic y Chixoy – Tactic presentan corrientes de 814.70 A y 627.93 A respectivamente, con lo cual sobrepasan su respectivo límite térmico dado en la tabla IV del capítulo 1; mientras que los enlaces en 69 kV Guatenorte – Novela, Guatesur – San Juan Gascon, El Rancho – Sanarate y el enlace Escuintla – Los Brillantes en 230 kV violan el límite de regulación de tensión establecido en las NTSD y las NTCSTS de la CNEE.

La figura 25 muestra las capacidades de transferencia de los enlaces 230 kV que no violan límites operativos, en el que se incluye el enlace Guatesur – Guatecentro en 69 kV. En esta gráfica se aprecia que los enlaces Escuintla – Brillantes y Chixoy – Tactic, no presentan una capacidad disponible de transmisión alguna, mientras que el enlace Guatesur – Escuintla presenta su máxima transferencia de potencia en este escenario.

Figura 25. Capacidad disponible de transporte de los enlaces 230 Kv y 69kV contingencia Chixoy – Tactic



6.2 Capacidad Disponible de Transmisión del SNI libre de contingencias

En esta sección se estudia la capacidad disponible de transmisión cuando el SNI opera en estado normal, es decir, cuando tanto los generadores como el resto de equipos presentes en la red trabajan dentro de sus límites de operación.

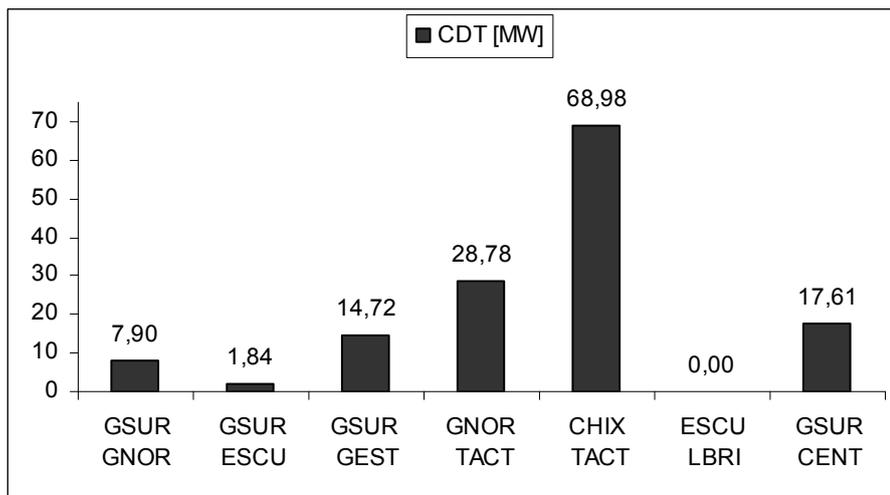
La tabla XV muestra las capacidades de transmisión disponibles para los escenarios época seca y época húmeda para la máxima demanda. En estos escenarios no se consideran contingencias; para analizar los resultados en estas condiciones se selecciona la menor capacidad de transporte en ambos escenarios como la CDT del SIN. En el caso de los enlaces en 69 kV se viola el límite de regulación de voltaje de acuerdo con las normas NTSD y las NTCSTS de la CNEE en ambos escenarios a excepción del enlace Guatesur–Guatecentro.

Tabla XV. CDT del SNI en estado normal

Enlaces SNI	Tensión [kV]	Época Húmeda [MW]	Época seca [MW]	CDT [MW]
GSUR–GNOR	230	7,90	54,51	7,90
GSUR–ESCU	230	55,61	1,84	1,84
GSUR–GEST	230	14,72	16,93	14,72
GNOR–TACT	230	28,78	69,36	28,78
CHIX–TACT	230	82,15	68,98	68,98
ESCU–LBRI	230	0,00	39,87	0,00
GSUR–CENT	69	17.61	61.61	17.61

La figura 26 muestra las capacidades de transferencia en las cuales no se consideran contingencias, en este gráfico puede apreciarse que para el enlace Escuintla – los Brillantes se opta por una capacidad de transmisión nula ya que cuando se considera esta contingencia el flujo de carga no converge.

Figura 26. CDT de los enlaces 230 Kv y 69 kV para el caso libre de contingencias



CONCLUSIONES

1. El Sistema Nacional Interconectado actualmente carece de Capacidad Disponible de Transmisión ya que algunas de las líneas más críticas del sistema están altamente cargadas en operación normal y cuando se considera el criterio de adecuación N -1 y se hacen los incrementos de potencia, alcanzan rápidamente su límite térmico.
2. Para el caso libre de contingencias el Sistema Nacional Interconectado tiene una Capacidad Disponible de Transmisión mínima de 1.84 MW en el enlace Escuintla – Guatesur y una Capacidad Disponible de Transmisión máxima de 68.98 MW en el enlace Chixoy – Tactic.
3. De acuerdo al análisis de estabilidad de voltaje las contingencias más críticas para el sistema en orden son: para el escenario época húmeda demanda máxima: salida de la línea Guatesur – Escuintla y salida de la línea Escuintla – Los Brillantes, para el escenario época seca demanda máxima: salida de la línea Chixoy – Tactic y salida de la línea Escuintla – Los Brillantes.
4. El Sistema Nacional Interconectado es más susceptible a sufrir colapso de tensiones en el escenario época húmeda demanda máxima con la salida de un circuito de la línea Guatesur – Escuintla,

ya que alcanza su punto de máxima cargabilidad a un porcentaje de del 15% siendo esta la contingencia más crítica del sistema.

5. De acuerdo con el análisis de estabilidad de voltaje, para todos los escenarios de estudio incluyendo los casos de contingencia los nodos 13.8 kV, 34.5 kV y 69 kV del noroccidente del país sufren colapso de tensión; especialmente la red de los municipios Soloma, Barillas y la cabecera departamental de Huehuetenango así como el municipio de Ixtahuacán en el departamento de San Marcos.

RECOMENDACIONES

1. Aumentar la capacidad de los enlaces Chixoy – Tactic, Tactic – Guatenorte, Guatesur – Escuintla y Escuintla – Los Brillantes para aumentar la confiabilidad de las transferencias de potencia entre las regiones norte – centro para la época húmeda y sur – centro para la época seca.
2. Incluir en el plan de expansión de la red 2000–2010 del Instituto Nacional de Electrificación la construcción de las líneas de transmisión en 69 kV entre Chajul departamento de El Quiche y Barillas departamento de Huehuetenango así como Playa Grande departamento de Alta Verapaz y Barillas departamento de Huehuetenango para aumentar el nivel de estabilidad de tensión del sistema en esta region, para ampliar la cobertura y por lo tanto brindar un servicio de mejor calidad a las comunidades rurales del en el nor – occidente del país.
3. Aumentar la capacidad del transformador 230/69 kV ubicado en la subestación Guatesur, por sufrir sobrecargas en todos los escenarios de estudio incluyendo los casos de contingencia.
4. Utilizar la metodología dada a conocer en este trabajo para elaborar estudios constantes de la Capacidad Disponible de Transmisión del Sistema Nacional Interconectado y así optimizar el uso de la red de

transporte que maneja el Operador del Sistema del Administrador del Mercado Mayorista.

5. Convertir el nivel de tensión de los enlaces Escuintla – Jurún y Jurún – Guatesur de 138 kV a 230 kV, con la finalidad de aumentar la capacidad de transmisión entre las regiones sur y centro del país.

BIBLIOGRAFÍA

1. K.P. Basu. "Power transfer capability of transmission line limited by voltage stability: simple analytical expressions" **IEEE Power Engineering**. (EE.UU) (Vol 20 No. 9) 2000.
2. Wladyslaw Mielczarski. **Fuzzy logic techniques in power systems**. Australia. Phisica Verlag. 1998.
3. Bergen, Arthur y Vittal, Vijay. **Power systems analysis**. 2 ed. E.E.U.U.: Prentice Hall, 2000.
4. Claudio A. Cañizares, Fernando Alvarado "Voltage collapse in large electric power systems" **IEEE Transactions on power systems**. (EE.UU) (Vol. 18 No. 1) 1993.
5. Chapman, S. **MATLAB programming for engineers**. 2 ed. E.E.U.U.: Thomson - Brooks/Cole, 2003.
6. Chapman, Stephen J. **Electric machinery and power system fundamentals**. E.E.U.U.: McGraw-Hill, 2002.
7. Federico Milano. **Power System Analysis Toolbox User Manual version 1.2.2**. s/e. Canadá, 2003.
8. Gómez Expósito, Antonio y otros. **Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica**. Madrid: McGraw-Hill / Interamericana de España, 2002.
9. Grainger, John. J. **Análisis de sistemas de potencia**. México: McGraw-Hill / Interamericana de México, 1996.
10. IEEE Standard Testcase Washington University homepage disponible en http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pg_testcase.html
11. Kundur, Prabha. **Power system stability and control**. E.E.U.U.: McGraw-Hill, 1994. 1174 p.

12. Miller, T. ***Reactive power control in electric systems***. E.E.U.U.: John Wiley & Sons, 1982.
13. Nakamura, S. **Análisis numérico y visualización gráfica con *MATLAB***. México: Prentice Hall, 1997.
14. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas de estudios para acceso a la red de transporte**. Guatemala. 1998. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>
15. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones**. Guatemala. 1998. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>
16. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas técnicas del servicio de distribución**. Guatemala. 1998. Disponible en <http://www.cnee.gob.gt>
17. *North American Electric Reliability Council –NERC– Available Transfer Capability*. EE.UU. 1995.
18. *North American Electric Reliability Council –NERC– Available Transfer Capability. definitions and determination*. EE.UU. 1996.
19. Venkataramana Ajarapu, Colin Christy. “*The continuation power flow: a tool for steady voltage stability analysis*” ***IEEE Transactions on power systems***. (EE.UU) (Vol 7 No.1) 1997.
20. W.F. Tinney. “*Available Transfer Capability calculations*” ***IEEE Transactions on power systems***. (EE.UU) (Vol. 13 No. 4) 1998.
21. Ying Xiao, Y.H. Song. “*Available Transfer Capability. Evaluation by stochastic programming*” ***IEEE Power Engineering***. (EE. UU) (Vol. 20 NO. 9) 2000.