

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA

Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales

Tesis Doctoral



**Control en Tiempo Real del Sistema
Eléctrico de Potencia mediante técnicas
de Inteligencia Artificial**

Autor: Ing. Jorge Vaschetti

Director: Dr. Víctor Hugo Sauchelli

Marzo de 2013

Control en Tiempo Real del Sistema Eléctrico de Potencia mediante técnicas de Inteligencia Artificial

Autor

Ing. Jorge C. Vaschetti

Director de Tesis

Dr. Víctor Hugo Sauchelli

Comisión Asesora

Dra. Elizabeth Vera de Payer
(Universidad Nacional de Córdoba)

Dr. Mario Rafael Hueda
(Universidad Nacional de Córdoba)

Dr. Víctor Hugo Sauchelli
(Universidad Nacional de Córdoba)

Esta tesis fue enviada a la Facultad de Ciencias Exactas Física y Naturales de la Universidad Nacional de Córdoba, para cumplimentar los requerimientos de obtención del grado académico de Doctor en Ciencias de la Ingeniería.

Córdoba, Argentina

Marzo de 2013



Doctorado en Ciencias de la Ingeniería
Escuela de Cuarto Nivel Académico
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales
Universidad Nacional de Córdoba
República Argentina

Avda. Vélez Sarsfield 1601 – Tel. 54 351 433 4404 - 5000 Córdoba


Acta Tribunal de Tesis de Doctorado

En la Ciudad de Córdoba, a los cuatro días del mes marzo de 2013, se reúne el Tribunal de Tesis designado por la Carrera del Doctorado en Ciencias de la Ingeniería para examinar y calificar la tesis del Ing. Jorge Carlos Vaschetti, Titulada: “CONTROL EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA MEDIANTE TÉCNICAS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL” realizada bajo la dirección del Dr. Victor Sauchelli.

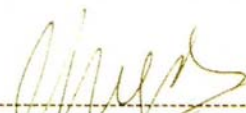
El tribunal, integrado por el Dr. Eduardo Atilio Destefanis, el Dr. Fernando H. Magnago y el Dr. Benjamin Kuchen, después de haber analizado la tesis durante el periodo previo a su defensa y de presenciar su exposición oral, acuerda por unanimidad calificar la Tesis como:

APROBADA

A los efectos de dejar constancia se firma la presente acta.



Dr Eduardo A. Destefanis
UTN - Facultad Regional Córdoba



Dr Fernando H. Magnago
UNRC-Facultad de Ingeniería



Dr. Benjamin Kuchen
Universidad Nacional de San Juan

"Los países ricos lo son porque dedican dinero al desarrollo científico-tecnológico, y los países pobres lo siguen siendo porque no lo hacen. La ciencia no es cara, cara es la ignorancia".

"Tenemos ideales elevados y pensemos en alcanzar grandes cosas, porque como la vida rebaja siempre y no se logra sino una parte de lo que se ansía, soñando muy alto alcanzaremos mucho más".

"Para una voluntad firme, nada es imposible, no hay fácil ni difícil; fácil es lo que ya sabemos hacer, difícil, lo que aún no hemos aprendido a hacer bien".

Bernardo Houssay.

"Porque desengañemosnos, el ejemplo... Si, el ejemplo es el maestro más sabio para la formación de las buenas costumbres. Nada valen teorías, en vano las maestras explicarán y harán comprender a sus discípulas lo que es justicia, verdad, buena fe, etc., y todas las virtudes, si en la práctica las desmiente, ésta arrollará todo lo bueno, y será la conducta en los días ulteriores de la depravación..."

Manuel Belgrano. Correo de Comercio, 17 de marzo de 1810.

Dedicada

A mi esposa, María del Milagro

A mis hijos, Nicolás, Virginia y Luciano

Agradecimientos

Parecía lejano el día en que me sentaría a escribir esta página, pero llegó.

Si bien es cierto que se trata de un esfuerzo personal, no es menos cierto que si el entorno en cual uno se desenvuelve no es el apropiado, todo es mucho más difícil, por no decir imposible.

Justo es agradecer a muchos que me acompañaron y aún ayudaron a concretar este sueño, sin que el orden refleje la importancia, deseo dar las gracias a las siguientes personas: Al Dr. Luis Rafael Canali y al Dr. Mario Modesti, quienes permitieron mi reinserción en la universidad; al Ing. Jorge Arcurio, y a través de él, a todo el Departamento Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Córdoba, quienes me recibieron como uno más; a mis compañeros del Grupo de Investigación sobre Calidad de Potencia, Ing. Carlos Ibarlucea y Carlos Coyos, los cuales muchas veces me apoyaron en tareas para liberarme de trabajo, y fueron fuente permanente de consulta; a los integrantes del GASEP y del IPSEP de la Universidad Nacional de Río Cuarto, lugar donde tomé la mayoría de los cursos, y quienes siempre me trataron más como un colega que como a un alumno; a la Comisión Asesora, la cual me tuvo paciencia cuando no podía cumplir en tiempo y en forma; al jurado de tesis, siempre es una carga leer y presenciar una defensa, ellos me honraron con su presencia; al Dr. Víctor Sauchelli quién aceptó ser mi director, y al cual me une una vieja amistad cuyos comienzos se remontan a la época en que era su alumno; que decir de mi esposa y mis hijos, cuántas cosas soportaron, pero creo que valió la pena, estoy seguro de lo orgullosos que están del logro obtenido.

Por último deseo dedicar un párrafo muy especial a quienes ya no están, mis padres, Leonor María y Trento, a mis suegros, Rosa y Fermín, quienes no pudieron ver este sueño concretado y sin los cuales nada de esto pudo ser posible.

Jorge C. Vaschetti

Marzo de 2013

Listado de publicaciones derivadas de la tesis

- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J., Ibarlucea C., Coyos C., Dean J. y Modesti M., “*Simulador de entrenamiento y certificación, para operadores de centro de control*”, Congreso Internacional sobre Distribución Eléctrica CIDEL 2006, 27 al 29 de Noviembre, Buenos Aires – Argentina (2006).
- Modesti M., **Vaschetti J.** y Canali L., “*Plataforma de simulación de columna de destilación en tiempo real vía interNET*”, 8º Congreso Interamericano de Computación Aplicada a la Industria de Procesos CAIP 2007, 1 al 5 de Julio, Asunción-Paraguay (2007).
- Gómez Targarona J., **Vaschetti J.**, Ibarlucea C. y Coyos C., “*Generación Distribuida: Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión*”, XIII ERIAC (Decimotercer Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE), 24 al 28 de Mayo, Puerto Iguazú-Argentina (2009).
- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J., Ibarlucea C. y Coyos C., “*Modelización y Simulación de un Sistema SMIB utilizando software libre*”, XIV ERIAC (Decimocuarto Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE), 29 al 2 de Junio, Ciudad del Este-Paraguay (2011).
- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J. y Amatti J. C., “*Modelización y Simulación de un Sistema de Protección Inteligente con inclusión de Generación Distribuida*”, XIV ERIAC (Decimocuarto Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE), 29 al 2 de Junio, Ciudad del Este-Paraguay (2011).
- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J. y Amatti J. C., “*Modelado y Simulación de un Seccionador Tensión-Tiempo para Protección Inteligente con inclusión de Generación Distribuida*”, Centro de Información Tecnológica CIT, Vol. 23, Nº 2, La Serena-Chile (2012).

- Vaschetti J.** y Sauchelli V., “*Artificial Neural Network Applied to the Problem of Secondary Voltage Control*”, IEEE Latin America Transactions, Vol. 10, N° 2, pp. 1518-1524, (2012).
- Vaschetti J.**, Magnago F. y Sauchelli V., “*Automatic Voltage Control in Electrical Power System based on Expert Systems*”, Centro de Información Tecnológica CIT, Aceptado para su publicación, La Serena-Chile (2012).
- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J. y Arcurio J., “*Simulation of a Wind-Power Plant Linked to a Transmission Grid—Part I: Modeling the Basic Wind Farm*”, IEEE Argencon 2012, 13 al 15 de Junio, Córdoba-Argentina (2012).
- Vaschetti J.**, Gómez Targarona J. y Arcurio J., “*Simulation of a Wind-Power Plant Linked to a Transmission Grid—Part II: Capacitive Compensation and Pitch Control*”, IEEE Argencon 2012, 13 al 15 de Junio, Córdoba-Argentina (2012).

Índice

Listado de publicaciones derivadas de la tesis	v
Índice	vii
Lista de acrónimos	1
Lista de símbolos principales	5
Resumen	8
Abstract	11
Astratto	14
Capítulo 1: Introducción	17
1.1 Planteo del problema	17
1.2 Objetivos y Alcances de los estudios realizados	21
1.3 Metodología de investigación	23
1.4 Contenido de la tesis	25
Capítulo 2: El Sistema Eléctrico de Potencia	28
2.1 Introducción	28
2.2 Controles del Sistema de Potencia	29
2.3 Estados de Operación	31
2.4 Criterios de diseño y operación, evaluación de desempeño	33
2.5 Resumen y conclusiones	35
Capítulo 3: Estabilidad y Control en Sistemas de Potencia	36
3.1 Introducción	36
3.2 Potencia Activa y Reactiva	36

3.3 Potencia Activa y Reactiva en el Generador	41
3.4 Potencia Activa y Reactiva en la Red	48
3.5 Estabilidad y Control de la Frecuencia	54
3.6 Estabilidad y Control del Voltaje	66
3.7 Resumen y conclusiones	80
Capítulo 4: Operación y Control de los Sistemas de Potencia	82
4.1 Control Automático de la Generación (AGC)	82
4.1.1 Introducción	82
4.1.2 Control Primario	86
4.1.3 Control Secundario (Control Suplementario)	93
4.1.4 Control Terciario	97
4.1.5 Esquema de Cortes por Subfrecuencia	99
4.2 Control Automático de la Tensión	105
4.2.1 Introducción	105
4.2.2 Planificación y Análisis	106
4.2.2.1 Planificación y Análisis Dinámico	107
4.2.2.2 Planificación y Análisis Estático	112
4.2.3 Control de la Tensión	118
4.2.3.1 Introducción	118
4.2.3.2 Control Manual de la Tensión	119
4.2.3.3 Control Automático de la Tensión	124
4.2.3.3.1 Nodos Pilotos	126
4.2.3.3.2 VSTR (Very Short Term Rescheduling)	132
4.2.3.3.3 Control Terciario de la Tensión	135
4.2.3.3.4 Control Secundario y Primario de la Tensión	137
4.2.3.4 Control Manual vs. Control Automático	138

4.3 Resumen y conclusiones	140
Capítulo 5: Inteligencia Artificial en Sistemas Eléctricos de Potencia	143
5.1 Introducción	143
5.2 Sistemas Expertos	146
5.3 Redes Neuronales (ANN Artificial Neural Networks)	158
5.4 Algoritmo Genético	170
5.5 Resumen y conclusiones	183
Capítulo 6: Diseño de un Controlador Experto	184
6.1 Introducción	184
6.2 Fundamentos del control de la tensión	186
6.2.1 Estructura jerárquico del control de tensión	186
6.2.2 Selección de los nodos pilotos	187
6.3 Descripción del sistema experto	190
6.3.1 Bloques de un sistema experto	190
6.3.2 Lenguajes basados en reglas: CLIPS	191
6.3.3 Bases de conocimientos y reglas aplicadas al control de tensión	192
6.3.4 Controlador Experto	195
6.4 Resultados de la simulación	198
6.5 Análisis de los resultados	201
6.6 Conclusiones	204
Capítulo 7: Diseño de un Controlador Neuronal	206
7.1 Introducción	206
7.2 Control de la tensión	207
7.2.1 Esquema europeo del control de tensión	207
7.2.2 Selección de los nodos regionales	208
7.3 Flujo óptimo de potencia	209

7.4 Controlador Neuronal	212
7.4.1 Esquema de control	212
7.4.2 Estructura de la red neuronal	213
7.5 Simulación	217
7.5.1 Caso de estudio	217
7.5.2 Generación de datos	218
7.5.3 Resultado de la simulación	219
7.6 Influencia de los parámetros de la red neuronal	221
7.6.1 Introducción	221
7.6.2 Cantidad de neuronas en la capa oculta	221
7.6.3 Cantidad de capas ocultas y funciones de activación	226
7.7 Conclusiones	227
Capítulo 8: Sistema Zona Sur EPEC	229
8.1 Introducción	229
8.2 El Sistema de la Zona Sur de EPEC	229
8.3 Simulador para entrenamiento de operadores	230
8.4 Selección de los nodos pilotos	234
8.4.1 Introducción	234
8.4.2 Algoritmo Fuzzy c-means	236
8.4.3 Nodos pilotos Zona Sur EPEC	239
8.5 Control Experto Zona Sur EPEC	245
8.6 Control Neuronal Zona Sur EPEC	254
8.7 Resumen y conclusiones	261
Capítulo 9: Conclusiones y líneas futuras de investigación	263
9.1 Introducción	263
9.2 El Controlador Experto	265

9.3 El Controlador Neuronal	266
9.4 Controlador Experto vs. Neuronal	267
9.5 Limitaciones de los resultados	268
9.6 Contribuciones originales de la tesis	268
9.7 Líneas futuras de investigación	270
Referencias	272
Apéndice A: Simulador para entrenamiento de operadores de centro de control	280
Apéndice B: Tablas de datos de los sistemas eléctricos utilizados	430
B.1 Definición de la estructura de datos	430
B.2 Tablas de datos	432
Apéndice C: Listado de los programas desarrollados	437
C.1 Programa para la generación de datos aplicados al entrenamiento de la red neuronal	437
C.2 Programa desarrollado para entrenar y generar la red neuronal	440
C.3 Programa desarrollado para el estudio por regresión lineal sobre las componentes de salida	441
C.4 Programa desarrollado para el estudio de la vinculación generador-barra infinita (Swing equation)	442
C.5 Programa desarrollado para el cálculo de la matriz de admitancia a partir de un archivo en formato PSS/E (.raw)	445
C.6 Desarrollo de un modelo de simulación en Simulink para el sistema WSCC-9	446
C.6.1 Introducción	446
C.6.2 Modelo Simulink del sistema Nine-bus (WSCC-9)	447
C.7 Programa desarrollado para evaluar la función de optimización	450

que sirve de soporte al algoritmo genético	
C.8 Programa desarrollado para resolver un algoritmo genético del tipo continuo	452
C.9 Programa desarrollado para ensayar las reglas del Controlador Experto	454

Lista de acrónimos

ACE	Area Control Error (Error del Área de Control).
Adaline	ADaptive Linear Neuron (Neurona Lineal Adaptiva).
AESO	Alberta Electric System Operator (Operador del Sistema Eléctrico de Alberta).
AG	Algoritmo Genético (Genetic Algorithm).
AGC	Automatic Generation Control (Control Automático de la Generación).
ANN	Artificial Neural Networks (Redes Neuronal Artificial).
ART	Adaptive Resonance Theory (Teoría de la Resonancia Adaptiva).
ATC	Available Transfer Capability (Capacidad de Transporte Disponible).
AVR	Automatic Voltage Regulator (Regulador de Tensión Automático).
BFGS	Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (Algoritmo de Broyden, Fletcher, Goldfarb y Shanno).
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
CEGB	Central Electricity Generating Board (Dirección de Centrales Generadoras de Electricidad).
CIGRE	International Council of Large Electric Systems (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas).
CLIPS	C Language Integration Production System (Sistema de Producción Integrado en Lenguaje C).
DAC	Desconexión automática de carga.
DAG	Desconexión automática de generación.
DDE	Dynamic Data Exchange (Intercambio Dinámico de Datos).
DLAT	Desconexión programada de líneas de alta tensión.

EC	Evolutionary Computing (Computación Evolutiva).
EDF	Electricité du France (Electricidad de Francias).
EMS	Energy Magnagement System (Sistema de Gestión de la Energía).
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (Ente Nacional para la Energía Eléctrica).
EPEC	Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Córdoba.
ERAC	Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE.
ES	Expert System (Sistema Experto).
FACTS	Flexible Alternate Current Transmission System (Sistema de Transmisión Flexible de Corriente Alterna).
FIFO	First Input – First Output (Algoritmo el primero que entra es el primero que sale).
FS	Fuzzy System (Sistema de Lógica Difusa).
GFO	Generation Facility Owners (Propietarios de las Centrales de Generación).
HMI	Human Machine Interface (Interfaz Hombre Máquina).
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
IP	Internet Protocol (Protocolo de Red IP).
ISO-NE	Independent System Operator – New England (Operador Independiente del Sistema de Nueva Inglaterra).
LCC	Local and Regional Control Centers (Centros de Control Regional y Local).
LMC	Losses Minimization Control (Control de Minimización sin Pérdidas).
LMBP	Levenberg-Marquardt Backpropagation (Algoritmo de retro-propagación de Levenberg y Marquardt).
Matlab	Matrix Laboratory (Lenguaje de programación científico).
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MIMO	Multiple Input Multiple Output (Múltiple Entrada Múltiple Salida).
MLP	Multi Layer Perceptron (Perceptrón multi-capas).

MSE	Mean Square Error (Error Cuadrático Medio).
NASA	National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de la Aeronáutica y el Espacio).
NERC	National Electric Reliability Council (Consejo de Confiabilidad Eléctrica Nacional).
NPCC	Northeast Power Coordinating Council (Consejo de Cordinación del Sistema de Potencia del Noreste).
NR	Newton – Raphson (Algoritmo de Newton – Raphson).
NVR-TVRR	National Voltage Regulation, Tertiary Voltage Regulation (Regulación de Voltaje Nacional, Regulación Terciaria de Voltaje).
NYISO	New York Independent System Operator (Operador Independiente de Nueva York).
OED	Organismo Encargado del Despacho.
OLE	Object Linking and Embedding (Vinculación y Encapsulado de Objetos).
OLTC	On Load Tap Changer (Cambiador de Tope Bajo Carga).
OPC	OLE for Process Control (Protocolo OLE para Control de Procesos).
OPF	Optimal Power Flow (Flujo Optimo de Potencia).
ORPF	Optimal Reactive Power Flow (Flujo Optimo de Potencia Reactiva).
PID	Proportional, Integral and Derivative (Control Proporcional, Integral y Derivativo).
PQR-SVR	Power Reactive Regulator, Secondary Voltage Regulation (Regulador de Potencia Reactiva, Regulación Secundaria de Voltaje).
PROLOG	PROgrammation en LOGique (Lenguaje de programación lógico).
PSERC	Power Systems Engineering Research Center (Centro de Investigación en Ingeniería de Sistemas de Potencia).
PSS	Power System Stabilizer (Sistema Estabilizador de Potencia).
RPF	Reserva Primaria de Frecuencia.
RSF	Reserva Secundaria de Frecuencia.

RVR-SVR	Regional Voltage Regulator, Secondary Voltage Regulation (Regulación de Voltaje Regional, Regulación Secundaria de Voltaje).
SACE	Smoothing of Area Control Error (Índice de alisado del Error del Área de Control).
SADI	Sistema Argentino de Interconexión.
SC	System Controller (Controlador del Sistema).
SCADA	Supervisory Control and Data Adquisition (Control Supervisado y Adquisición de Datos).
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SPS	Special Protection Schemes (Esquema de Protección Especial).
STRS	Short Term Reactive Scheduling (Reprogramación de Reactivo de Tiempo Corto).
SVC	Static VAr Compesator (Compensador Estático de Reactivo).
TFO	Transmission Facility Owners (Propietarios del Sistema de Transmisión).
THQ	TransEnergie Hydro Quebec (Empresa TransEnergie de Quebec Canadá).
UCT	Universal Coordinated Time (Tiempo Universal).
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Unión para la Coordinación de la Transmisión de la Electricidad).
ULTC	Under Load Tap Changer (Cambiador de Tope Bajo Carga).
VBA	Visual Basic for Applicattion (Visual Basic para aplicaciones).
VSTR	Very Short Term Reactive dispatch (Despacho de Reactivo de Tiempo muy Corto).
WSCC	Western System Coordinated Council (Consejo de Coordinación de Sistemas de la Costa Oeste).

Lista de símbolos principales

B_{ij}	Susceptancia entre la línea j y la i .
dQ/dV	Derivada de la potencia reactiva con respecto a la tensión.
e	Vector error.
E_g	Fasor de la tensión interna del generador.
E_i	Tensión interna del generador sincrónico.
E_t	Tensión a bornes del generador sincrónico.
f	Frecuencia del sistema.
f_0	Frecuencia nominal.
FP	Factor de Potencia.
G_{ij}	Conductancia entre la línea j y la i .
H	Constante de Inercia.
Hz	Hertz, frecuencia.
I_a	Fasor de la corriente de armadura del generador sincrónico.
i_{an}	Corriente entre los extremos a y n .
$I_{m\acute{a}x}$	Corriente Máxima.
I_L	Fasor de la corriente de carga.
I^*	Complejo conjugado de la corriente.
I_f	Corriente de campo.
I_{SC}	Corriente de cortocircuito.
\mathbf{I}	Matriz identidad.
j	Unidad imaginaria.
J	Momento de Inercia.

J	Jacobiano de la función dada.
J_R	Jacobiano reducido.
<i>K_D</i>	Constante de amortiguación.
KV	Kilo Volt, tensión.
<i>L_s</i>	Inductancia de la bobina del estator.
MW.	Mega Watt, potencia.
MVar.	Mega Volt-Ampere Reactivo.
<i>M_s</i>	Inductancia mutua de las bobinas del estator.
<i>M_f</i>	Inductancia mutua de la bobina de campo y de la bobina de estator.
<i>m_h^l</i>	Cantidad de neuronas en la capa oculta.
<i>m</i>	Cantidad de salidas.
<i>n</i>	Cantidad de entradas.
<i>p</i>	Potencia instantánea.
<i>P</i>	Potencia activa.
<i>P_e</i>	Potencia eléctrica.
<i>P_m</i>	Potencia mecánica.
<i>P_L</i>	Potencia de carga.
<i>pu</i>	Por unidad.
p,t	Vector par de entrada-salida provisto para el entrenamiento.
<i>Q</i>	Potencia reactiva.
<i>Ras</i>	Función de Rastrigin.
<i>s</i>	Variable de Laplace.
<i>s_G</i>	Pendiente del generador.
<i>S</i>	Potencia aparente en potencia, matriz de sensibilidad en optimización.
<i>t</i>	Tiempo Absoluto.
<i>T_e</i>	Par eléctrico.
<i>T_m</i>	Par mecánico.

v_{an}	Tensión entre los extremos a y n .
$V_{m\acute{a}x}$	Tensión Máxima.
V	Valor complejo de la tensi3n.
V^*	Complejo conjugado de la tensi3n.
V_a	Tensi3n de armadura del generador sincr3nico.
V_i^{SP}	Voltaje de operaci3n del nodo i -esimo.
w	Pulsaci3n angular.
X_d	Reactancia sincr3nica.
X_{SC}	Reactancia de cortocircuito.
\mathbf{x}	Conjunto de coeficientes de la red neuronal, pesos (W) y polarizaciones (b).
Y_{ii}	Autoadmitancia del nodo i .
Y_{ij}	Admitancia entre el nodo i y el j .
\mathbf{y}	Vector de salida entregado por la red neuronal.
Z	Impedancia.
Z_L	Impedancia de carga.

Letras Griegas

ΔP	Incremento de potencia.
Δf	Incremento de frecuencia.
δ	Angulo de carga del generador sincr3nico.
θ	Angulo de desfase entre tensi3n y corriente.
μ_k	Tasa de aprendizaje en la iteraci3n k , ajustable.

Control en Tiempo Real del Sistema Eléctrico de Potencia mediante técnicas de Inteligencia Artificial

Resumen

En la presente tesis se trata el desarrollo de un control automático de voltaje para un sistema eléctrico de potencia. Para la síntesis del control se utilizan técnicas de inteligencia artificial. Se proponen dos controladores, un Controlador Experto y uno Neuronal. El objetivo fundamental de ambos es mantener el perfil de tensiones dentro de los límites establecidos por la normativa. El objetivo del control se consigue en forma óptima en el sentido de las mínimas pérdidas activas y la máxima capacidad de transporte. Ambos controladores resultan aptos para operar en tiempo real y en sistemas de gran envergadura.

En relación al Control Automático tradicional (Francia, Italia) los controladores desarrollados presentan la ventaja de permitir la operación de dispositivos de control de diversas características (Continuos, discretos, lineales y no lineales) además de la gestión tradicional por medio del Generador Sincrónico. En particular el Controlador Experto resulta adaptable frente a cambios topológicos del Sistema de Potencia no necesitando modificarse el algoritmo de control. En este sentido el Controlador Neuronal depende mucho del proceso de entrenamiento que se haya seguido. La presente tesis desarrolla un mecanismo de entrenamiento y validación que permite obtener una estructura neuronal óptima.

Con respecto a los controladores inteligentes que se pueden encontrar en la literatura los desarrollados en la presente tesis presentan los siguientes aportes:

Controlador Experto

- Gestiona tanto los dispositivos conmutables como los continuos (SVC, Transformadores, Generadores y rechazo de carga).
- Maneja en forma conjunta el perfil de tensiones y la minimización de pérdidas evitando el uso de un algoritmo dos pasos.

- En los estudios realizados no se recurrió a la modificación de los sistemas compensándolos en forma local facilitando así el objetivo de minimizar las pérdidas.
- La utilización del concepto de nodo piloto permite prescindir del cálculo de la matriz de sensibilidad cada vez que se produce una contingencia.
- La utilización de un *Kernel* específico permite que los cambios y/o ampliaciones que se realicen en el sistema de potencia se puedan reflejar en la base de datos que actúa como soporte sin necesidad de cambiar la lógica del controlador.
- La estructura jerárquica junto con el concepto de nodo piloto permiten la aplicación del controlador en tiempo real y el tratamiento de sistemas de gran envergadura.
- Parte del control terciario del voltaje, como es el despacho óptimo de reactivo con minimización de pérdidas, se calcula en el Controlador Experto gestionando los factores de participación de los generadores.

Controlador Neuronal

- El método de diseño propuesto provee un mecanismo que permite determinar la estructura óptima de la red neuronal.
- El mecanismo de entrenamiento contempla la realización de un controlador óptimo en el sentido de las pérdidas, los costos y los factores de participación de los generadores involucrados en el control.
- La estructura jerárquica y el concepto de nodo piloto le permiten a este controlador extender su rango de aplicación a sistemas de potencia de gran envergadura.

Para validar los controladores se recurre a técnicas de simulación, obteniéndose como subproducto un simulador para entrenamiento de operadores de centro de control, el cual fue utilizado en dos cursos que se dictaron durante el transcurso de la presente tesis, uno para la Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Córdoba y otro para la Dirección Provincial de Energía de la Provincia de Corrientes. Por último ambos controladores son aplicados a un sistema real y sus resultados confrontados con los obtenidos por la telemetría en tiempo real del sistema.

Los conceptos desarrollados en la presente tesis fueron expuestos en diez publicaciones, dos de las cuales constituyen el núcleo fundamental de la tesis y fueron publicados en revistas internacionales indexadas. El simulador fue expuesto en un congreso internacional, el resto de las publicaciones son relativas a temas asociados a la tesis. Un detalle preciso de las mismas puede verse en las páginas v y vi.

Palabras clave

Sistemas Eléctricos de Potencia, Análisis de Contingencias, Inteligencia Artificial, Control Automático de Generación, Sistemas Expertos, Redes Neuronales, Algoritmo Genético, Control de Voltaje, Control de Frecuencia, Aislamiento de Carga, Modelado, Simulación en Tiempo Real.

Real Time Control of Power System using Artificial Intelligence techniques

Abstract

This thesis is about the development of an automatic voltage control for the electrical power system. To design the controller artificial intelligence techniques were used. We propose two controllers, an Expert Controller and the other a Neural Controller, the main objective of both is to maintain the voltage profile within the limits set by the operating policies and procedures. The control objective is achieved in an optimal way in the sense of minimum active power losses and maximum transfer capability. Both controllers are capable of operating in real time and in large systems.

In relation to traditional Automatic Control (France, Italy) developed controllers have the advantage of allowing the operation of control devices of different characteristics (continuous, discrete, linear and nonlinear) besides traditional management by the synchronous generator, the Expert Controller is particularly adaptable to topological changes in the Electrical Power System need not change the control algorithm, in this sense Neural Controller depends much of the training process that has been followed, this thesis develops a mechanism for training and validation allows to obtain a optimum neural structure.

In respect of intelligent controllers that can be found in the literature developed in this thesis presents the following contributions:

Expert Controller

- Manages both switchable devices such as continuous (SVC, transformers, generators and load rejection).
- Jointly manages the voltage profile minimizing losses and avoiding the use of a two-step algorithm.
- The studies were not locally compensated in order to minimize losses.

- The use of pilot node concept allows to dispense with the calculation of the sensitivity matrix whenever a contingency occurs.
- Using a specific Kernel allows changes and / or additions in the electrical power system can be reflected in the database that acts as a support without changing the controller logic.
- The hierarchical structure together with the application of the pilot node concept enable us real time processing and treatment of large systems.
- Part of tertiary voltage control as the optimal dispatch of reactive minimizing losses is calculated in the expert controller by means of the participation factors of the generators.

Neural Controller

- The proposed design approach provides a mechanism to determine the optimal structure of the neural network.
- The training mechanism aims to develop a controller optimal in the sense of the active losses, costs and participation factors involved in controlling generators.
- The hierarchical structure and the concept of pilot node allow this controller to extend its range of application to real-world electrical power systems.

To validate the controller, simulation techniques was used, obtaining as a byproduct a simulator for training control center operators, which was used in two courses that were issued during the course of this thesis, one for the Power Company of the Province of Córdoba and one for the Power Company of the Province of Corrientes. Finally both controllers are applied to a real system and confronted with results obtained by the real-time telemetry system.

The concepts developed in this thesis were presented in ten publications, two of which were the core of the thesis and were published on international journals, the simulator was presented at an international conference, the rest of the publications are on topics associated with the thesis, a precise detail of these can be seen in the pages iii and iv.

Keywords

Electric Power Systems, Contingency Analysis, Artificial Intelligence, Automatic Generation Control, Expert Systems, Neural Network, Genetic Algorithm, Control Voltage, Frequency Control, Privacy Load Modeling, Simulation in Real Time.

Controllo in tempo reale del sistema elettrico di potenza utilizzando tecniche di Intelligenza Artificiale

Astratto

In questa tesi è lo sviluppo del controllo automatico della tensione per il sistema elettrico di potenza. Per la sintesi di controllo utilizzato tecniche di intelligenza artificiale. Si propone due controller, un controller esperto e uno neurale, l'obiettivo fondamentale di ambo è di mantenere il profilo di tensione nei limiti stabiliti dalle normative. L'gli obiettivi di controllo è realizzato in modo ottimale nel senso di perdita minima e massima capacità di trasporto. I controllori sono in grado di operare in tempo reale e in grandi sistemi. Per validare i controllori e usato technique di simulazione. Si ottiene come sottoprodotto un simulatore di formazione degli operatori per il centro di controllo. Infine, entrambi i controller sono applicati ad un sistema reale ei risultati confrontati con quelli ottenuti in tempo reale dei sistema di telemetria.

In relazione al controllo automatico tradizionale (Francia, Italia), il controllori sviluppati hanno il vantaggio di consentire il funzionamento dei dispositivi di controllo di caratteristiche diverse (continua, discreta, lineare e non lineare), oltre alla gestione tradizionale dal generatore sincrono, il Controllore Esperto è particolarmente adattabile alle modifiche nella struttura di sistema elettrico, non hai bisogno di modificare l'algoritmo di controllo, in questo senso, il Controllore Neuronale dipende in gran parte del processo di addestramento, in questa tesi si sviluppa un meccanismo di addestramento che permette ottenere una struttura neuronale ottimale.

Rispetto ai controlli intelligenti che possono essere trovati in letteratura, il sviluppato in questa tesi presenta i seguenti contributi:

Controllore Esperto

- Gestisce entrambi i dispositivi, discreti e continui (SVC, trasformatori, generatori e il rigetto di carico).

- Gestisce congiuntamente il profilo di tensione di minimizzare le perdite di attivo ed evitando l'uso di un algoritmo in due fasi.
- Non usato sistemi di compensazione locale per facilitare la minimizzazione di perdite attive.
- Utilizzando il concetto di nodo pilot permette di fare a meno del calcolo della matrice di sensibilità quando si verifica una contingenza.
- La utilizzazione di un kernel specifico permette modifiche e / o integrazioni da apportare al sistemi elettrici di potenza che può essere riflessa nel database che funge da supporto senza modificare la logica di controllo.
- La struttura gerarchica con il concetto di nodo pilot permette il calcolo in tempo reale e grandi sistemi.
- Parte del controllo terziario della tensione è calcolata nel controllore esperto gestire i fattori di partecipazione dei generatori.

Controllore Neuronale

- L'approccio progettuale proposto fornisce un meccanismo per determinare la struttura ottimale della rete neurale.
- Il processo di addestramento intende sviluppare un controller ottimale nel senso delle perdite, costi, e fattori de partecipazione dei generatori di controllo.
- La struttura gerarchica con il concetto di nodo pilot permette il calcolo in tempo reale e grandi sistemi.

Per convalidare i risultati dei controllori stato usato la simulazione, ottenendo come sottoprodotto un simulatore per il controllo del centro di formazione degli operatori, che è stato utilizzato in due corsi che sono stati rilasciati nel corso di questa tesi, uno per la compagnia elettrica della Provincia di Córdoba e uno per la Provincia di Corrientes. Infine, entrambi i controller sono applicate a un sistema reale e confrontati con i risultati ottenuti in tempo reale di sistema di telemetria.

I concetti sviluppati in questa tesi sono stati presentati in dieci pubblicazioni, di cui due sono alla base della tesi e pubblicati su riviste internazionali, il simulatore è stato presentato a una conferenza internazionale, il resto della pubblicazioni sono su argomenti associato alla tesi, un dettaglio preciso di questi può essere visto nel iii pagine e iv.

Parole chiave

Sistemi Elettrici, Analisi di Contingenza, Intelligenza Artificiale, Controllo Generazione Automatica, Sistemi Esperti, Rete Neuronale, Algoritmo Genético ,Controllo della Tensione, Controllo della Frequenza, Righetto di Carico, Modellazione, Simulazione in Tempo Reale.

Capítulo 1

Introducción

1. 1. Planteo del problema

El 14 de Agosto del 2003 en la costa este de los Estados Unidos y Canadá se produjo un apagón generalizado, todo comenzó con la salida de servicio de una central de 375 MW y culminó con la afectación de 50.000.000,00 de personas, demorándose un día para devolver la luz a la ciudad de Nueva York y casi dos días a la ciudad de Detroit. El Informe Final [Meyer et al., 2004] pone de manifiesto un conjunto de situaciones que desencadenaron el evento, algunas de las cuales se resumen a continuación:

1. Protecciones y controles primarios que por error en la operación o por acciones innecesarias contribuyeron a la propagación del evento.
2. Inhabilidad del operador para prevenir mediante el sistema EMS-SCADA la propagación de la perturbación.
3. Acciones automáticas no disponibles para prevenir o iniciar comandos que:
 - Eviten sobrecarga de líneas.
 - Contrarresten la declinación del voltaje.
 - Inicien acciones automáticas y preplaneadas para separar en islas el sistema de potencia.
4. Usualmente no se debe a una causa simple (contingencia n-1, n número de dispositivos que componen el sistema de potencia, n-1 falla de un componente).
5. Eventos de baja probabilidad y de muy difícil predicción.

6. Infinito número de contingencias (n-m), no previstas por el diseñador del sistema.
7. Acciones manuales de los operadores no suficientemente rápidas para evitar la evolución de la perturbación.

Como consecuencia de todo esto se sugieren medidas de corto y largo plazo, entre las medidas de corto plazo están:

1. Implementación de esquemas de protección especiales (SPS Special Protection Schemes), como pueden ser la desconexión automática de generación.
2. Estudios de estabilidad transitoria y excursión de voltaje, haciendo uso de modelos aptos para simulación en tiempo real.
3. Mejorar el monitoreo, el diagnóstico y la calidad del Centro de Control, desarrollando algoritmos mas avanzados que actúen "más rápido que la simulación en tiempo real".
4. Mejorar el entrenamiento de los operadores del Centro de Control.

Entre las medidas de largo plazo se sugieren las siguientes:

1. Robustecer la transmisión y distribución implementando:
 - La construcción de líneas.
 - La compensación *shunt* y SVC.
 - La utilización de dispositivos FACTS (Flexible Alternate Current Transmission System).
2. Emplear nuevas tecnologías que posibiliten la protección, monitoreo y control en forma amplia de la grilla de potencia (Wide Area protection, monitoring and control).

En particular para evitar el colapso de tensión sugiere un orden de acción a seguir en los dispositivos a controlar:

1. Conmutar los capacitores *shunt* y los compensadores estáticos SVC.

2. Bloquear los topes de los transformadores para evitar la recuperación de la tensión en la carga por acción de los mismos.
3. Agotar los recursos de generación reactiva.
4. Como última línea de defensa, aislar carga.

La formulación de un control automático bajo el concepto clásico o moderno que incluya todos los aspectos involucrados en las medidas sugeridas anteriormente, hacen pensar que sería sumamente dificultoso arribar a buen puerto [Saxena et al., 2010; Chen and Bonnell 1991; Antsaklis and Passino, 1993]. Por lo dicho anteriormente es que se propone en la presente tesis el desarrollo de un controlador basado en técnicas de inteligencia artificial, recurriendo a la flexibilidad que estas técnicas poseen como principal fundamento para resolver el presente problema.

Entre las técnicas de Inteligencia Artificial utilizadas para controlar la grilla de potencia, podemos distinguir las siguientes [Laughton, 1997; Wollenberg and Sakaguchi, 1987]:

1. Sistemas Expertos con Base de Conocimiento [Prasad et al., 2000].
2. Sistemas de Lógica Difusa [Ekel et al., 2001].
3. Redes Neuronales Artificiales [Ferreira et al., 2000].
4. Computación Evolutiva [Yoshida et al., 2000].

Un análisis a priori de estas técnicas permite detectar las siguientes características de las mismas:

- Las técnicas (1), (2) sufren un cuello de botella en el planteamiento de las reglas, además necesitan de un experto para la programación e interpretación de las mismas, experto que puede no considerar todas las opciones posibles.
- Por otra parte (1) y (2) permiten una formulación del problema mas cercana al lenguaje diario del experto, permitiendo tratar con situaciones altamente complejas, paralelas y difusas.
- Si la grilla es altamente interconectada y con gran cantidad de componentes, el proceso de inferencia puede insumir un tiempo considerable, tiempo que no es aceptable para la estabilidad del sistema.

- Es posible utilizar (3) si se dispone de algún método inteligente para construir la Red, esto implica no dejar de considerar ningún caso posible. Una vez que se ha formalizado la red el tiempo de resolución que insume es mínimo.
- La promesa de aprendizaje y generalización de (3), junto con la capacidad de resolver situaciones altamente paralelas en tiempos mínimos la hacen altamente elegible.
- Los algoritmos del tipo (4) presentan el atractivo de formalizar las leyes de manera precisas e independientes del experto, manejan situaciones altamente paralelas e incluyen desde el inicio del concepto de optimización.
- Sin embargo (4) pueden no converger hacia una solución y se necesita evaluar muy bien lo requerimientos de computación pues son altamente consumidoras de recursos, sobre todo temporales. Esto último puede ser altamente peligrosos en términos de estabilidad transitoria.

Una revisión exhaustiva y profunda de los trabajos [IEEE; PSERC] realizados a nivel internacional revela que:

- En el área del control unificado las técnicas utilizadas se basan en la Teoría de Control Moderna, Programación Dinámica, Control Predictivo, Control No Lineal, Control Conmutado, Control Híbrido; este conjunto de técnicas se denomina Control Global, más recientemente Control Global Híbrido (continuo y discreto).
- Las técnicas de Inteligencia Artificial son aplicadas a problemas separados (estabilidad transitoria, operación en régimen), o utilizan soluciones prometedoras pero de respuesta temporal inadecuada.
- No se han encontrado planteos donde se considere la ausencia de un dispositivo por fuera de servicio, sea por mantenimiento, sea por falla, en todo caso si se considera la falla de una línea se supone que se cuenta con todos los generadores que operan en la grilla.
- En la mayoría de los casos no se especifica el grado de modelación utilizado en los componentes del sistema, por ejemplo los controles primarios de los dispositivos, siendo que estos tienen fundamental importancia en la estabilidad

del sistema, por ejemplo un control de sobreexcitación puede tomar el mando por sobre el control de tensión de una máquina y ordenar su desconexión.

- Otras casos no tienen en cuenta la estabilidad angular, teniendo estas especificaciones muy precisas en su máxima excursión y en la excursión de retroceso (back swing), sobre todo si el centro de carga está alejado del centro de generación.

Las consideraciones mencionados anteriormente, y las posibilidades que brindan las técnicas de Inteligencia Artificial para tratar con problemas altamente no lineales, paralelos, de gran escala, con incertidumbres en el modelo y en las acciones de control, difusos en las definiciones, hacen pensar que una solución a este problema pueda ser obtenida mediante la aplicación de estas técnicas.

1.2. Objetivos y alcances de los estudios realizados

La tesis establece objetivos primarios y objetivos secundarios, estos últimos en algunos casos son resultantes de la metodología de investigación y en otros casos son condición necesaria.

Objetivos primarios

- Desarrollar un controlador para operación en régimen permanente de la grilla de potencia basado en técnicas de inteligencia artificial.

El controlador debe permitir la operación de la grilla de potencia en condición de régimen (Despacho Económico, Regulación de Voltaje, Regulación de Frecuencia), y bajo perturbaciones del tipo n-m (Fallas de “m” componentes sobre un total de “n”, donde $m \ll n$).

- Emplear en el desarrollo del controlador por lo menos dos de las técnicas propuestas en párrafos anteriores.

La tesis debe permitir evaluar el desempeño de por los menos dos tipos de técnicas de inteligencia artificial para ser aplicadas al control de la grilla de

potencia los cuales deben verificar los criterios de desempeño establecidos por los administradores del sistema.

- Independizar, o por lo menos estructurar, la configuración del controlador de la topología de la red.

Un sistema de potencia es dinámico por naturaleza en su conformación, evoluciona instante a instante, ya sea en forma programada o por contingencias que se producen, los equipos se conectan y desconectan. Es por esto que se hace necesario un controlador cuya operación dependa lo menos posible de esta situación.

Objetivos secundarios

- Desarrollar un esquema de simulación que permita evaluar el controlador.

Para evaluar el desempeño del controlador se hace necesario implementar un esquema de simulación donde se resuelva el modelo de la grilla de potencia y que se comunique con el controlador recibiendo señales de mando y enviando información del estado del sistema.

- Generar una aplicación que utilice técnicas de Inteligencia Artificial, que ayuden en la operación de los Centro de Control de la Red de Energía.

Los sistemas EMS-SCADA (Energy Management System – Supervisory Control and Data Acquisition), cuando se genera una perturbación en la grilla de potencia, envían al operador del Centro de Control mensajes de alarmas de muy distinto origen y prioridad, es necesario filtrar estas para priorizar las acciones correctivas.

- Desarrollar interfaces que permitan la implementación de la simulación.

Dado el requisito de comunicación y sincronización con el controlador y con fracciones del modelo que corren en forma separada en distintos computadores

(paralelización), se hace necesario implementar rutinas y esquemas que permitan este tipo de implementación.

1.3. Metodología de investigación

La metodología empleada en el desarrollo de la presente tesis se basa en un ciclo que comprende: adquisición de conocimientos teóricos, simulación de un caso estándar, validación de los controladores para el caso estándar, extensión de los controladores a un caso real, validación del controlador aplicado al caso real.

Se implementó un esquema de cursos que permitió la adquisición de conocimientos específicos sobre los sistemas eléctricos de potencia, estos conocimientos abarcaron el planeamiento, diseño, operación y control de los SEP.

Paralelamente se fue desarrollando, con personal de la Empresa Provincial de Energía Eléctrica de Córdoba, las especificaciones de un simulador para entrenamiento de operadores de centro de control. La implementación de este simulador permitió conocer en profundidad la herramienta que fue utilizada posteriormente en el desarrollo de los controladores, Matlab® – Simulink® – SimPowerSystem®.

También se tomaron cursos y se realizaron estudios sobre técnicas de inteligencia artificial, se pudo así aprovechar al máximo la herramienta seleccionada la que cuenta con importantes paquetes sobre el tema.

Los métodos y controladores desarrollados fueron probadas sobre casos de bibliotecas utilizados por la comunidad científica internacional, se pudo así comparar los resultados obtenidos, se utilizó también como patrón testigo los resultados arrojados por el cálculo clásico del flujo óptimo de potencia.

Al final de la tesis se aplicaron los controladores inteligentes al modelo desarrollado y empleado en el simulador para entrenamiento de operadores denominado Zona Sur EPEC. Se pudo así validar resultados con la telemetría obtenida en tiempo real por el centro de operaciones y comparar los resultados con valores y situaciones reales.

En síntesis, se realizaron las siguientes tareas:

- 1) Estudio de los sistemas eléctricos de potencia.

Planeamiento, diseño, operación y control. Modelado y simulación utilizando los paquetes PSS/E®, ATP®, DlgSILENT® y Matlab/Simulink®. Sistemas de protecciones en media y alta tensión. Métodos numéricos aplicados a los SEP. Calidad de potencia en sistemas eléctricos. Optimización en sistemas eléctricos de potencia.

- 2) Análisis de trabajos publicados en los últimos años sobre el tema.

Estudio de las técnicas de Inteligencia Artificial: Sistemas Expertos, Redes Neuronales, Lógica difusa, y Algoritmos Genéticos.

- 3) Estudio de la operación y equipamiento del Centro de Control de la EPEC.

Análisis de la seguridad de operación. Estudio y clasificación de la casuística de contingencias. Métodos de la operación.

- 4) Relevado y modelado de los componentes controlados por el EMS-SCADA de la Empresa Provincial de Energía Eléctrica, a nivel de variable de control y variable de salida.

- 5) Desarrollo del simulador para entrenamiento de operadores de centro de control.

- 6) Desarrollo del Controlador Experto para el control secundario de tensión. Validación del controlador utilizando el sistema de nueve barras y tres generadores del WSCC (Western System Coordinated Council).

- 7) Desarrollo del Controlador Neuronal para el control secundario de tensión. Validación del controlador utilizando el sistema de nueve barras y tres generadores del WSCC (Western System Coordinated Council).

- 8) Aplicación de los controladores desarrollados al sistema de la Zona Sur EPEC. Validación de los controladores con los datos obtenidos en tiempo real por la telemetría del centro de control.

1.4. Contenido de la tesis

La redacción de la presente tesis se ha dividido en 9 capítulos y 3 apéndices, los cuales se describen a continuación.

Capítulo 1, Introducción, trata sobre el planteo del problema, los objetivos de la tesis y la metodología seguida para la investigación.

Capítulo 2, El Sistema Eléctrico de Potencia. En este capítulo se realiza una breve descripción de un Sistema Eléctrico de Potencia, de los controles existentes, de los estados de operación y de las transiciones que ocurren como consecuencia de perturbaciones a las que se ve sometido en el día a día, se presentan los criterios de diseño y evaluación de desempeño.

Capítulo 3, Estabilidad y Control en Sistemas de Potencia. Se presentan los fundamentos teóricos sobre los distintos tipos de estabilidad que se consideran en un sistema eléctrico, los controles asociados a estos tipos de estabilidad, frecuencia, voltaje y ángulo.

Capítulo 4, Operación y Control en Sistemas de Potencia. Se describe detalladamente los distintos tipos de operación y control que existen a nivel mundial para la gestión de la frecuencia y de la tensión.

Capítulo 5, Inteligencia Artificial en Sistemas de Potencia. Se presentan los fundamentos teóricos de las principales técnicas de inteligencia artificial, sistemas expertos, redes neuronales, lógica difusa y algoritmos genéticos, también se efectúa una revisión sobre la aplicación de estas técnicas en los sistemas eléctricos.

Capítulo 6, Diseño de un controlador experto. Este capítulo está constituido por la publicación en la cual se presenta el desarrollo de un controlador experto basado en una nueva metodología que utiliza en el concepto del nodo piloto y el flujo óptimo de potencia, la cual permite obtener un controlador experto para el control secundario de voltaje. Se aplica el controlador a un caso de biblioteca evaluándose su comportamiento con respecto técnicas clásicas.

Capítulo 7, Diseño de un controlador neuronal. Este capítulo está constituido por la publicación en la cual se presenta el desarrollo de un controlador neuronal basado en una nueva metodología que utiliza en el concepto del nodo piloto y el flujo óptimo de potencia, la cual permite obtener un controlador neuronal para el control secundario de voltaje. Se aplica el controlador a un caso de biblioteca evaluándose su comportamiento contra técnicas clásicas.

Capítulo 8, Sistema Zona Sur EPEC. Se presenta brevemente el modelo del sistema empleado en el desarrollo del simulador para entrenamiento de operadores de centro de control a los fines de su vinculación con los controladores desarrollados en los capítulos 5 y 6, se aplican estos controladores al Sistema Zona Sur EPEC y se valida su comportamiento contra los datos de la medición en tiempo real y contra el procedimiento clásico.

Capítulo 9, Conclusiones, aportes y recomendaciones para futuros trabajos. Se presentan en este capítulos las conclusiones a las que se ha arribado en la presente tesis, los principales aportes originales que entrega y la futuras líneas de trabajo que surgen de la misma.

Apéndice A, Simulador para entrenamiento de operadores de centro de control. Aquí se trata en forma detalla el simulador desarrollado que ha operado como plataforma de simulación y que ha permitido implementar los controladores diseñados sobre un ejemplo real, el simulador fue utilizado para el dictado de cursos en la Empresa Provincial de Energía de Córdoba y en la Dirección de Energía de la Provincia de Corrientes.

Apéndice B, Tablas de datos de los sistema eléctricos utilizados. Se detallan los parámetros de cada componente que integra los sistemas tratados en la presente tesis.

Apéndice C, Listado de los programas desarrollados. Se adjuntan los códigos fuentes o los diagramas de simulación que han sido utilizados a lo largo de la presente tesis, en alguno de ellos se presentan las gráficas resultantes de su ejecución.

Capítulo 2

El sistema Eléctrico de Potencia

2.1. Introducción

La función de un sistema de potencia es la de convertir energía naturalmente disponible a energía eléctrica, transportándola hacia los centros de consumo [Kundur, 1994].

La Fig. 2.1 permite visualizar en forma reducida los componentes del mismo, el sistema de generación es acoplado al sistema de transmisión mediante transformadores elevadores de tensión (Step up Transformers).

Como componentes principales del sistema de transmisión se encuentran las líneas de transporte de alta tensión y las estaciones transformadoras de tensión. Por medio de estas últimas y a través de líneas de transmisión que operan generalmente en el orden de los 132 Kv hacia abajo, se alimentan las subestaciones transformadoras, estas últimas son las encargadas de distribuir la energía en los usuarios finales.

El sistema, dependiendo del país que se analice, se encuentra altamente interconectado con caminos alternativos y redundantes sometido permanentemente a perturbaciones, siendo la variación del consumo a lo largo del día la principal de ellas.

2.2. Controles del Sistema de Potencia

En la operación y control del sistema de potencia intervienen distintos niveles tratando cada uno de satisfacer distintos requerimientos, los cuales pueden ser contrapuestos, o según sea la situación unos tienen prioridad por sobre los otros [Kundur, 1994].

Bajo un estado de operación normal el sistema debe cumplir con las siguientes consignas:

- Proveer la energía a un mínimo costo.
- Mantener la frecuencia constante, el nivel de voltaje constante y determinado nivel de confiabilidad (márgenes de operación y estabilidad adecuados).
- El sistema debe poder controlar permanentemente la generación de potencia activa y reactiva para el cambio de demanda permanente. Debe tenerse en cuenta que no es posible almacenar convenientemente la energía eléctrica en las cantidades requeridas por los sistemas de potencia.

La Figura 2.1 muestra una estructura genérica de los controles y su interrelación. En ella se pueden apreciar distintos bloques los cuales responden a los requerimientos anteriormente planteados. También se pueden apreciar controles más específicos referidos a componentes individuales.

Bajo condiciones normales de operación el Centro de Control recibe diariamente la programación del día. Esta ha sido calculada con un día de anticipación en base a la demanda estacional, los contratos de carga /generación, los mantenimientos preventivos, los flujos de intercambio, los mantenimientos correctivos, las cotas hidráulicas, la operación económica, etc.

Las funciones primordiales del Centro de Control son: La regulación carga / frecuencia, el despacho económico, el intercambio de potencia entre áreas vecinas, y la disponibilidad de unidades [Dy-Liacco, 1999].

El sistema de transmisión tiene como objetivos fundamentales: Controlar la tensión en las barras del sistema, operar los dispositivos compensadores, y mantener las potencias de las líneas dentro de los límites de operación de las mismas.

Existen en los componentes primarios del Sistema de Potencia controles que son propios de estos, tal es el caso del Sistema de Generación donde se trata de mantener las consignas

de potencia y frecuencia dentro del rango de operación del dispositivo (control de sobrecitación, temperatura, vibraciones, corrientes máximas, etc.) [Kundur, 1994].

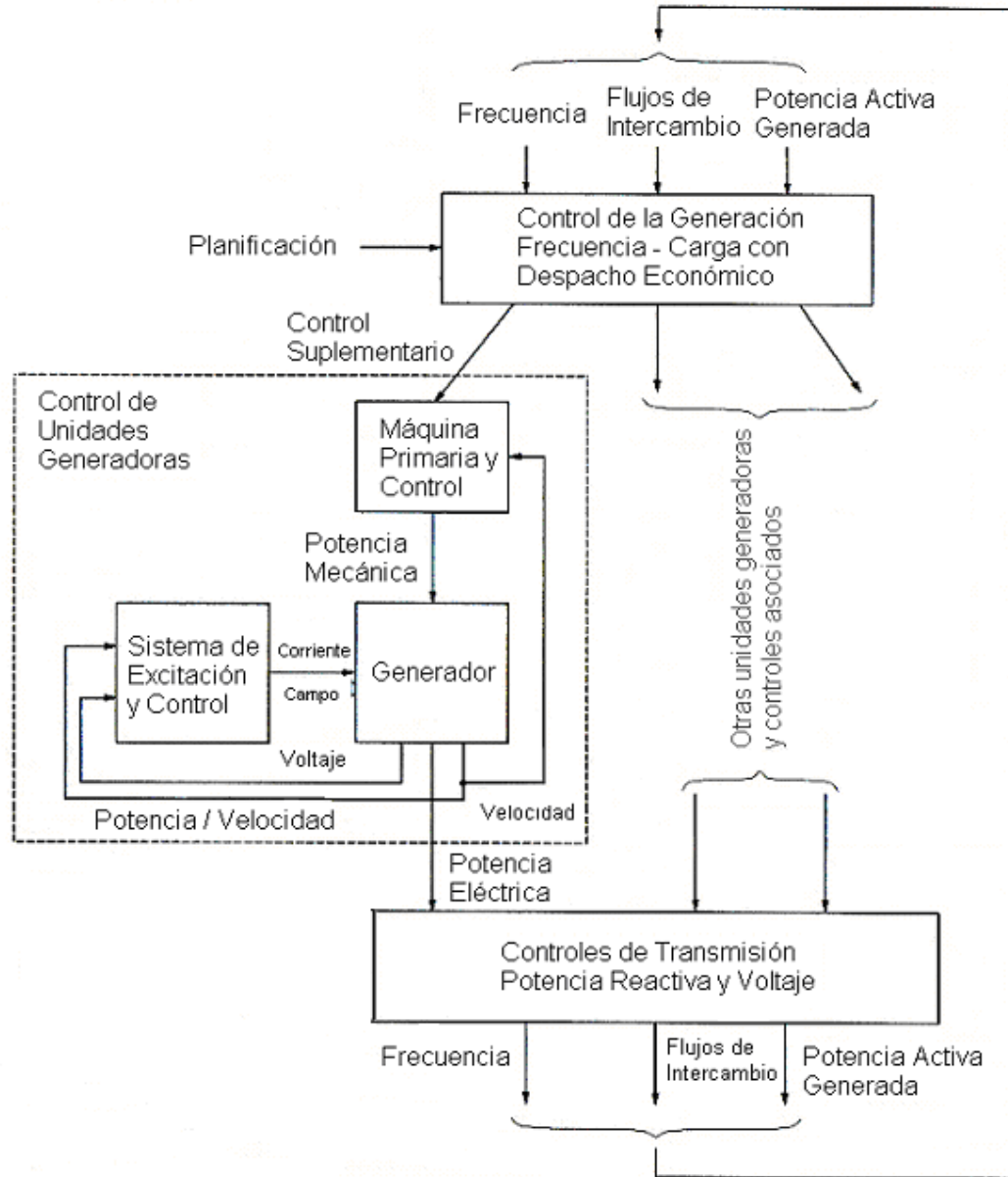


Figura 2.1. El sistema de potencia y sus controles asociados.

2.3. Estados de Operación

La variación de la demanda (la carga requerida al sistema) a lo largo del día y de la época del año constituye la perturbación normal del sistema. Puede suceder que esta exceda el rango de operación pasando a ser una perturbación anormal, pero mientras se mantenga dentro de los límites establecidos se considera que el sistema opera en estado normal teniendo como objetivo los descriptos en párrafos anteriores.

Sucede también que una perturbación suele desencadenar una serie de eventos que pueden llevar el sistema al estado del colapso. Como ejemplo podemos citar el apagón del 14 de Agosto del 2003 en la costa este de los Estados Unidos y Canadá [Meyer, 2004]. Todo comenzó con la salida de servicio de una central de 375 MW y culminó con un apagón que afectó a 50.000.000,00 de personas, demorándose un día para devolver la luz a la ciudad de Nueva York y casi dos días a la ciudad de Detroit.

Con el objeto de analizar y poder diseñar una correcta estrategia de control, se presenta un diagrama de estados del Sistema de Potencia, Figura 2.2. [Kundur, 1994]. Cada estado cambia el objetivo del control y sus prioridades, no existe una única acción que nos lleve a determinada situación, lo que se define aquí específicamente son los estados.

En el ESTADO NORMAL, el sistema se encuentra operando dentro de los parámetros especificados, niveles de tensión, frecuencia, y potencias. Ningún equipo está operando fuera de sus límites. Si disponemos de un índice o criterio que mida la confiabilidad del sistema, este estado es considerado normal si el sistema puede tratar con una contingencia de manera segura manteniendo las variables dentro de sus especificaciones.

En el ESTADO DE ALERTA, las variables permanecen dentro de las especificaciones y se cumple con todas las restricciones operativas, sin embargo el índice o criterio que determina la operación segura y la posibilidad de que una contingencia no pueda ser manejada ha sido alcanzado, por ejemplo la presencia de una tormenta de cierta envergadura, puede colocarnos en este estado (Tornado en La Patagonia, posibilidad de falla doble en el corredor Comahue - Buenos Aires).

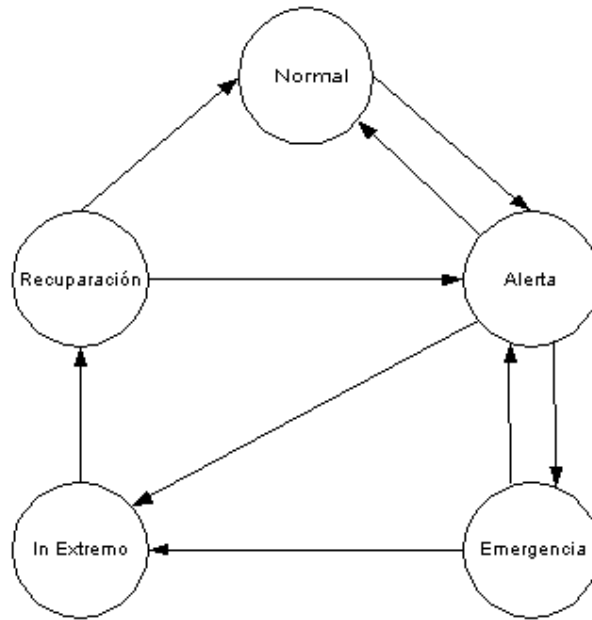


Fig. 1.2. Diagrama de estados de un sistema eléctrico de potencia.

Nótese aquí el criterio difuso con que se define una transición, "tormenta de cierta envergadura".

Con la desaparición de la tormenta se retorna nuevamente al ESTADO NORMAL, sin embargo si alguno de los componentes del sistema o el sistema en si mismo opera fuera de las especificaciones se pasa al ESTADO DE EMERGENCIA. Si la aplicación de una medida correctiva es tal que se mantiene el Estado de Emergencia, entonces se pasa al ESTADO IN EXTREMIS.

En el ESTADO DE RECUPERACIÓN se permanece mientras se ejecutan maniobras o se activan controles con el objeto de recuperar el Estado Normal o el de Alerta.

La correcta caracterización de los eventos permiten diseñar las correctas estrategias de control, no obstante se debe notar que una subtensión o sobretensión pueden resultar en un estado *In Extremis* o no según el criterio que se haya establecido. En todo caso manejar estas situaciones difusas puede requerir de técnicas especiales.

2.4. Criterios de diseño y operación, evaluación de desempeño

Reconociendo al Sistema de Potencia como un Sistema de Control no lineal, multivariable, de orden superior y operando en un entorno de permanente cambio, se hace necesario recurrir a la formulación de criterios, tanto para el diseño como para la operación, que permitan evaluar el desempeño del mismo para tales situaciones.

Una de las herramientas válidas que se reconocen es el modelado y simulación del sistema de potencia, existen estudios a nivel formal basados en espacio de estado (Análisis Modal), o clásicos como flujo de potencia y corriente de cortocircuito, pero desde el punto de vista del control y la operación la primera es fundamental [Molina, 2004].

Con el objeto de evaluar el desempeño del sistema de potencia y dictar normas, a partir del apagón de Noviembre de 1965 en la costa noreste de los Estados Unidos y Canadá, fue creado en 1968 el NERC (National Electric Reliability Council), este tabuló las contingencias (Fallas testigos) que debían ser analizadas en dos grandes grupos, Normales y Extremas [NPCC, 2004].

CONTINGENCIAS NORMALES

- Falla trifásica permanente sobre un generador, línea de transmisión, transformador o barra, con tiempo de despeje de falla normal y teniendo en cuenta el recierre del interruptor.
- Cortocircuito simultáneo fase - tierra sobre diferentes fases en torres adyacentes y sobre líneas múltiples, teniendo en cuenta el tiempo de despeje normal.
- Cortocircuito fase - tierra sobre línea de transmisión, transformador o barra con retardo en el tiempo de despeje debido a fallas en el interruptor, o retardos en el canal de comunicación.
- Pérdida de algún dispositivo sin fallas.
- Falla monofásica permanente en un interruptor con tiempo de despeje normal.

CONTINGENCIAS EXTREMAS

- Pérdida total de la capacidad de generación en una central.

- Pérdida de todas las líneas de una estación generadora, estación transformadora o subestación.
- Pérdida de todas las líneas de transmisión en una trayectoria dada.
- Falla trifásica permanente sobre un generador, línea de transmisión, transformador, o barra con tiempo de despeje anormal teniendo en cuenta el recierre del interruptor.
- Variación súbita de una gran carga o centro de carga.
- Falla de operación sobre un esquema especial de protección como desconexión de generación, o aislación de carga

El SADI (Sistema Argentino de Interconexión) [Molina, 2004] ha definido la estabilidad del Sistema de Potencia (SEP) de la siguiente manera: Se dice que el SEP es transitoriamente estable si se verifican todos los criterios de desempeño dinámicos frente a fallas testigos.

Los principales parámetros que se usan para medir el margen de estabilidad transitoria del SEP frente a fallas testigos son las excursiones de la:

- Tensión en nodos claves de la red.
- Frecuencia.
- Ángulos de los rotores de grupos de generadores claves en relación al centro de carga.

Se consideran recursos estabilizantes permitidos en la operación del SADI a los siguientes:

- Cortes programados de carga, DAC (Desconexión automática de carga).
- Desconexión programada de grupos generadores, DAG (Desconexión automática de generación).
- Desconexión programada de líneas de alta tensión, DLAT.

El SADI considera al sistema de potencia estacionariamente estable si como consecuencia de una falla testigo y con posterioridad a la actuación de los recursos de control permitidos el SEP arriba a un escenario post falla que cumple con las siguiente condiciones:

- Los principales parámetros (Tensión, frecuencia, ángulo de los rotores) no presentan oscilación.

- El perfil de tensiones es aceptable.
- Los flujos de potencia por líneas son tales que no existen riesgo de desconexión no programada de otros componentes del sistema de transporte y/o grupos generadores.

2.5 Resumen y conclusiones

En el presente capítulo se presenta una descripción de los sistemas eléctricos de potencia, sus elementos constituyentes, modo de operación y las perturbaciones normales a la que se encuentra sometido.

Seguidamente se presenta un análisis de los tres controles básicos presentes en un sistema de potencia, el control carga-frecuencia, el control de tensión y los controles primarios de los generadores. Cada control tiene un objetivo primario el cual es descrito en el presente capítulo.

A continuación se detallan los estados de operación de un sistema eléctrico de potencia y las perturbaciones más comunes que producen las transiciones de estados y las condiciones de operación por la cual se lo clasifica en un estado determinado. Es importante notar que si bien los estudios se realizan para contingencias del tipo $n - 1$ (Un solo dispositivo falla de un total de n) generalmente las fallas más severas son consecuencia de una cadena de eventos.

Reconociendo la complejidad y la importancia que presentan los sistemas eléctricos se hace necesario estudiar los mismos para evaluar su comportamiento y fijar criterios para su desempeño. La simulación constituye una de las herramientas de estudio más importante, existen simulaciones estáticas y dinámicas y también existe un conjunto de estudios normalizados que se deben realizar sobre los modelos a los fines de su estudio.

La normativa emanada de los responsables del sistema eléctrico, a la que se deben subordinar los distintos actores, constituye la base de la operación y de la fijación de los criterios de desempeño para un correcto funcionamiento, claramente se expresa en la normativa los cursos de acción a seguir y los valores que se deben mantener para las distintas variables.

Capítulo 3

Estabilidad y Control en Sistemas de Potencia

3.1 Introducción

En el capítulo anterior se ha definido el concepto de Estabilidad Transitoria y Permanente de un Sistema de Potencia y se han enunciado las condiciones que los mismos deben cumplir a los fines de ser considerados estables.

A continuación se analizarán las causas y los tipos de inestabilidades que existen así como los controles que son necesarios implementar. Primeramente se tratarán los conceptos de potencia activa y reactiva desde un punto de vista genérico, luego desde el generador sincrónico, continuando por la red de transmisión, para después terminar con los controles correspondientes.

3.2 Potencia Activa y Reactiva

Si en el circuito de la Figura 3.1 se expresa el voltaje y la corriente alternos de la siguiente manera [Grainger, 1994]:

$$v_{an} = V_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) \quad (3.1)$$

$$i_{an} = I_{m\acute{a}x} \cos(\omega t - \theta) \quad (3.2)$$

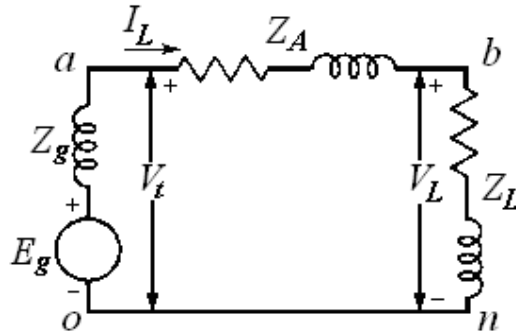


Figura 3.1. Circuito utilizado para formular la potencia instantánea.

la potencia instantánea es:

$$p = v_{an}i_{an} = V_{m\acute{a}x}I_{m\acute{a}x} \cos(\omega t) \cos(\omega t - \theta) \quad (3.3)$$

En estas ecuaciones el ángulo θ es positivo cuando la corriente atrasa en relación al voltaje, y es negativo cuando la corriente adelante a la tensión. La potencia instantánea resulta positiva cuando v_{an} e i_{an} son de igual signo, siendo negativa cuando los signos son contrarios. En el primer caso la potencia es suministrada a la carga, mientras que en el segundo la carga transfiere potencia al sistema, esto se aprecia en la Figura 3.2.

Si v_{an} e i_{an} están en fase (como es el caso de una carga resistiva pura) la potencia instantánea nunca será negativa, mientras que si la tensión y la corriente se encuentran desfasadas 90° (adelanto para cargas puramente inductivas y atraso para las puramente capacitivas) presenta medios ciclos positivos y negativos por igual, siendo su valor promedio cero Figura 3.3 y Figura 3.4.

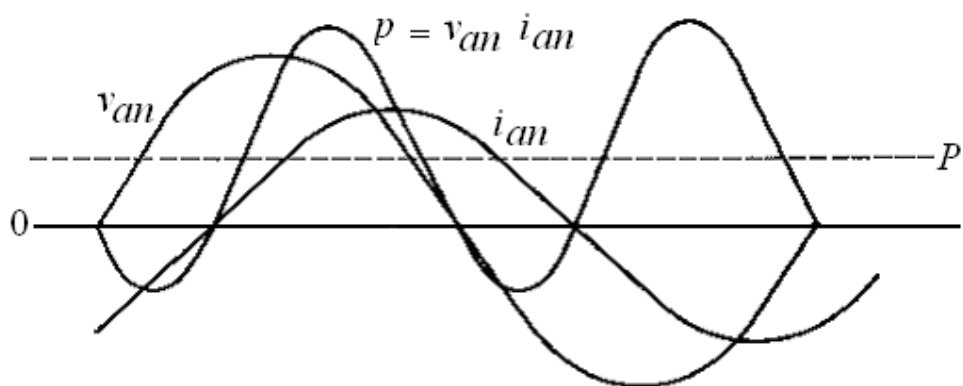


Figura 3.2. Potencia instantánea recibida o transferida por la carga.

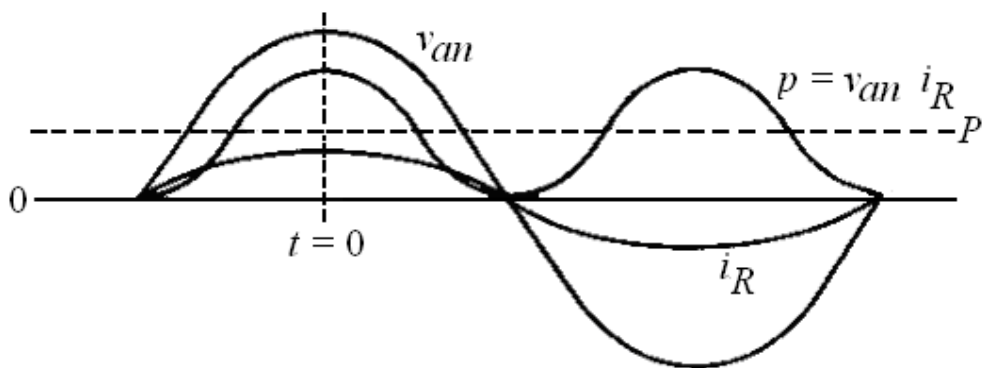


Figura 3.3. Potencia entregada a una carga resistiva.

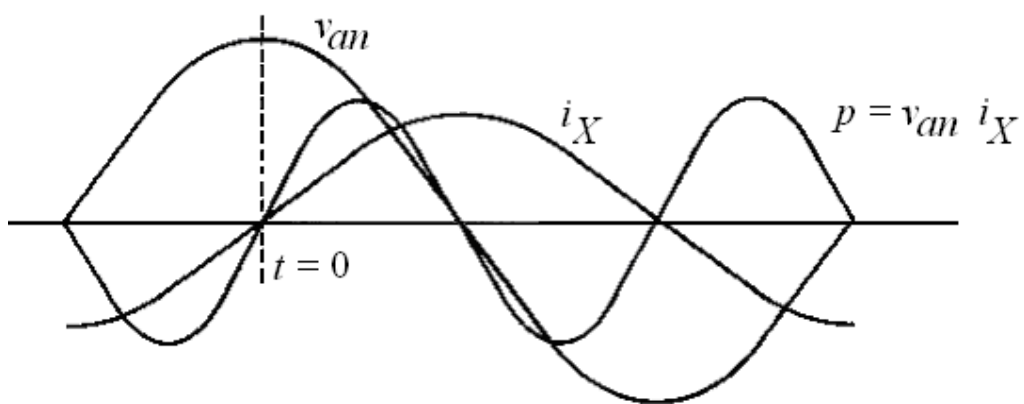


Figura 3.4. Potencia entregada a una carga inductiva.

Aplicando identidades trigonométricas a la Ecuación (3.3) se obtiene la Ecuación (3.4)

$$p = \frac{V_{\text{máx}} I_{\text{máx}}}{2} \cos \theta (1 + \cos 2 \omega t) + \frac{V_{\text{máx}} I_{\text{máx}}}{2} \sin \theta \sin 2 \omega t \quad (3.4)$$

El primer término de la Ecuación (3.4) siempre es positivo y tiene un valor promedio de

$$P = \frac{V_{\text{máx}} I_{\text{máx}}}{2} \cos \theta \quad (3.5)$$

A la potencia promedio P se la denomina potencia activa o real, usándose como unidad de medida en los sistemas de potencia el MW (Mega Watts). El coseno del ángulo de fase θ , entre el voltaje y la corriente se llama factor de potencia, siempre y cuando no existan armónicos en el sistema. Se dice que un circuito inductivo tiene un factor de potencia en atraso y que un circuito capacitivo lo tiene en adelante.

El segundo término de la Ecuación (3.4) es alternadamente positivo y negativo, teniendo un valor promedio igual a cero. Esta componente de la potencia instantánea p se denomina potencia reactiva instantánea y representa el flujo de energía que alternadamente va hacia la carga y regresa de ella. El valor máximo de esta potencia pulsante Q se denomina potencia reactiva y se mide en MVar (Mega Volt-Ampere Reactivo), Ecuación (3.6).

$$Q = \frac{V_{\text{máx}} I_{\text{máx}}}{2} \sin \theta \quad (3.6)$$

Teniendo en cuenta la definición del valor cuadrático medio (rms), como el cociente entre el valor máximo dividido por $\sqrt{2}$, se puede expresar a P y Q de la siguiente manera:

$$P = |V| |I| \cos \theta \quad (3.7)$$

$$Q = |V| |I| \sin \theta \quad (3.8)$$

Si se conoce el voltaje y la corriente se pueden expresar los mismos en forma fasorial de la siguiente manera:

$$V = |V| \angle \alpha \quad (3.9)$$

$$I = |I| \angle \beta \quad (3.10)$$

Donde

α Representa el ángulo del fasor de tensión en la carga con respecto al fasor de referencia.

β Representa el ángulo del fasor de corriente en la carga con respecto al fasor de referencia.

Si ahora se expresan en forma polar y se efectúa el producto de la tensión por el complejo conjugado de la corriente se obtiene la siguiente expresión:

$$VI^* = |V| e^{j\alpha} |I| e^{-j\beta} = |V||I| e^{j(\alpha-\beta)} = |V||I| \angle \alpha - \beta \quad (3.11)$$

Por norma a este producto se lo designa con la letra S y se le llama potencia compleja, Ecuación (3.12).

$$S = VI^* = |V||I| \cos(\alpha - \beta) + j |V||I| \sin(\alpha - \beta) \quad (3.12)$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.12) la expresión para S queda

$$S = P + j Q \quad (3.13)$$

en la que $\theta = \alpha - \beta$.

La potencia reactiva será positiva si $\alpha > \beta$, lo cual significa que la corriente atrasa al voltaje y el circuito es inductivo, por el contrario si $\alpha < \beta$, Q resulta negativo y la corriente adelanta al voltaje siendo el circuito capacitivo.

3.3 Potencia Activa y Reactiva en el Generador

La Figura 3.5.a representa el modelo simplificado de la fase a de un generador sincrónico [Grainger, 1994], esta fase está adelantada 120° grados con respecto a la fase b , y 240° con respecto a la fase c . Los voltajes y corrientes sinusoidales son de estado estable. La Figura 3.5.b es la representación fasorial de la Figura 3.5.a.

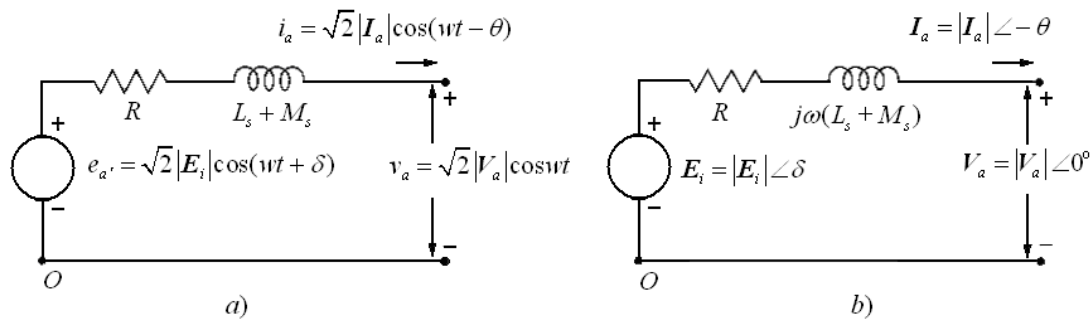


Figura 3.5. Modelo simplificado de la fase de un generador sincrónico, a) Representación trigonométrica, b) Representación fasorial.

En la Figura 3.5.b, el fasor I_a representa la corriente en el bobinado fijo de la máquina (armadura), V_a el voltaje de armadura que se toma como fasor de referencia, E_i el voltaje interno del generador sin carga, el ángulo θ es el factor de potencia (ángulo por el cual la corriente atrasa o adelanta a la tensión de armadura), el ángulo δ representa el desfase que existe entre el voltaje de armadura y el voltaje interno del generador. Este ángulo se encuentra vinculado al ángulo del rotor mecánico de la flecha del generador (eje de la máquina primaria que acciona el generador) y se denomina ángulo de potencia o carga; R

es la resistencia de armadura, L_s es la inductancia propia de cada devanado, y M_s la inductancia propia mutua de pares de bobinados adyacentes.

Teniendo en cuenta las definiciones anteriores y la Figura 3.5 la ecuación fasorial para el voltaje es

$$V_a = E_i - R I_a - j\omega L_s I_a - j\omega M_s I_a \quad (3.14)$$

si se toma

$$Z_d = R + jX_d = R + j\omega(L_s + M_s) \quad (3.15)$$

se puede formular la (3.14) como

$$V_a = E_i - I_a Z_d = E_i - I_a R - jI_a X_d \quad (3.16)$$

en la que X_d recibe el nombre de *reactancia sincrónica*, la Figura 3.6 es la representación fasorial de (3.16).

A continuación se analizará la capacidad que tiene el generador sincrónico para suministrar potencia activa y para absorber o suministrar potencia reactiva [Grainger, 1994], para ello se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

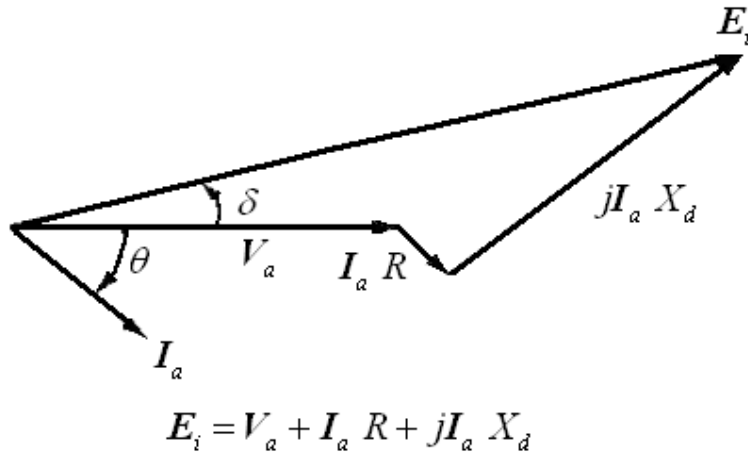


Figura 3.6. Representación fasorial de la Ecuación (3.16).

- No se considera la caída de tensión debido a la resistencia de armadura.
- Se designa como V_t (Voltaje en la barra de acoplamiento del generador al sistema) al voltaje V_a .
- Se considera el generador como conectado a una *Barra Infinita*, esta es una barra que representa al sistema de potencia en su totalidad, y que dada la diferencia de potencia e inercia del sistema frente al generador este no puede cambiar ni la tensión de barra ni la frecuencia de la misma.

La Figura 3.6 se replantea mediante la Figura 3.7, en ésta no se ha tenido en cuenta R_a .

Al estar el generador conectado a una barra infinita quedan fijados V_t y la frecuencia de operación, como variables de control se dispone de la corriente de campo I_f conocida como *control de excitación* y vinculada con la *fem* E_i del generador mediante la Ecuación (3.17).

$$|E_i| = \frac{\omega M_f I_f}{\sqrt{2}} \quad (3.17)$$

donde M_f e I_f son, la Inductancia mutua de la bobina de campo con respecto a cada bobina del estator, y la corriente de campo respectivamente.

La otra variable de control que se tiene es el par mecánico de la flecha el cual se encuentra vinculado al *ángulo de carga* δ , este ángulo mide el desplazamiento entre el eje de cuadratura del rotor y la bobina *a* del estator tomada como referencia, ver Figura 3.8.

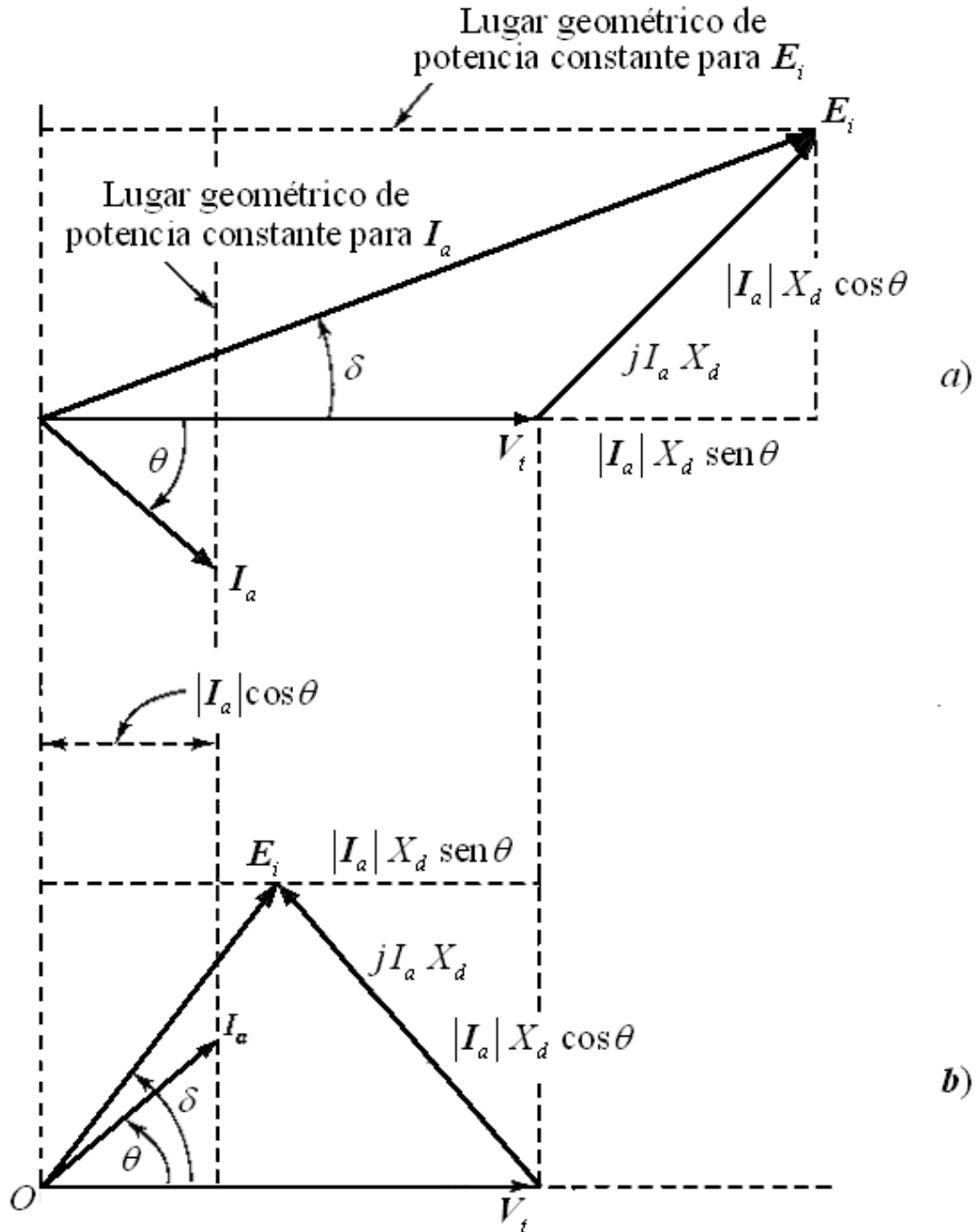


Figura 3.7. Diagrama fasorial de la vinculación generador sincrónico-barra infinita.

a) Diagrama de sobre excitación. b) Diagrama de subexcitación.

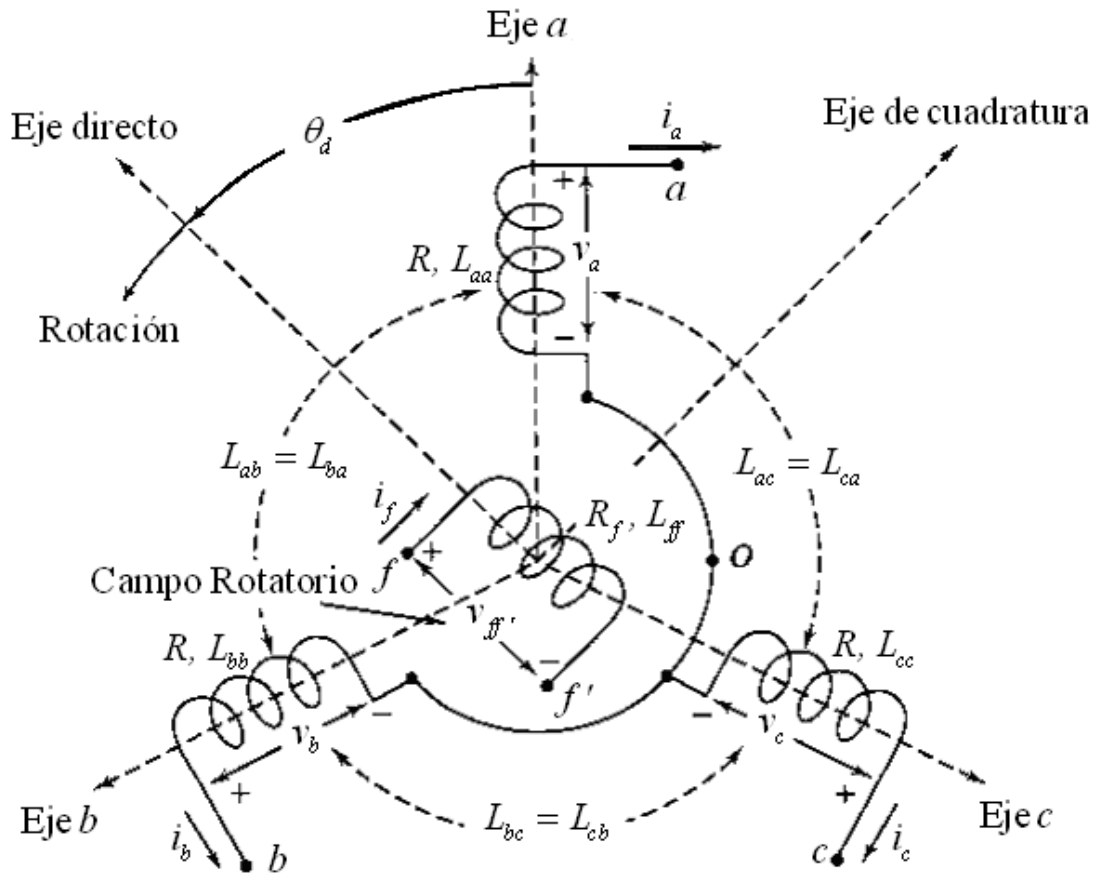


Figura 3.8. Esquema gráfico de un generador sincrónico.

$$\delta = \theta_{d0} - 90^\circ \quad t = 0 \quad (3.18)$$

$$\theta_d = \omega t + \theta_{d0} = \omega t + \delta + 90^\circ \quad (3.19)$$

La potencia compleja entregada al sistema por el generador se encuentra dada por las ecuaciones (3.12) y (3.13) formuladas a continuación para el ángulo θ y para V_t .

$$S = |V_t| |I_a| (\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta) \quad (3.20)$$

$$P = |V_t| |I_a| \cos \theta \quad (3.21)$$

$$Q = |V_t| |I_a| \operatorname{sen} \theta \quad (3.22)$$

Se considera ahora el caso en que el generador suministra P constante al sistema. Fijada esta condición, y estando el mismo conectado a la barra infinita, debe ser constante el producto $|I_a| \cos \theta$. Esto se traduce en el *lugar geométrico de potencia constante para E_i* . Variando I_f y manteniendo P constante se varía $|E_i|$, lo que permite el desplazamiento por el lugar geométrico mencionado.

Para el caso de la Figura 3.7 a) en el que

$$|E_i| \cos \delta > |V_t| \quad (3.23)$$

En este caso se define al generador como *sobreexcitado* y que el mismo se encuentra entregando potencia reactiva al sistema, comportándose como un capacitor. En la Figura 3.7 b), el generador está entregando la misma potencia activa P al sistema pero dada la condición

$$|E_i| \cos \delta < |V_t| \quad (3.24)$$

el generador se encuentra tomando potencia reactiva del sistema, comportándose como un inductor, y se define como *subexcitado*.

Se considera ahora el caso en el que se mantiene constante I_f , y por lo tanto $|E_i|$, variándose la potencia mecánica que acciona la flecha del generador. Si la potencia mecánica de entrada se incrementa aumenta el ángulo δ entre E_i y V_t . Esto rota el fasor E_i de módulo constante en sentido contrario a las agujas del reloj, aumentando la componente

$$|I_a| X_d \cos \theta \quad (3.25)$$

Por lo tanto un generador con mayor δ entrega más potencia eléctrica al sistema aumentando el contra par y restituyendo la frecuencia correspondiente a la barra infinita.

La Figura 3.9 no es más que la Figura 3.7 rotada, con escala por unidad y con los límites de operación permitidos por la máquina, esta curva se denomina *curva de capacidad QP de la máquina sincrónica*.

En la Figura 3.9 se ha fijado un posible punto de operación k donde se puede apreciar que si se fija P los márgenes para operar Q quedan limitados por los máximos mencionados anteriormente, si se desplaza el punto k un cuadro hacia adelante o hacia atrás se ve que disminuye o aumenta el margen de maniobrabilidad de Q de acuerdo al P fijado, el razonamiento inverso, fijar Q , y determinar el margen de maniobrabilidad P , también es válido.

El esquema de control planteado en la Figura 2.1 despacha en forma automática la potencia activa P desde el nivel superior, *Organismo Encargado del Despacho*. El despacho de la potencia reactiva Q y el perfil de tensiones de la red es una operación conjunta de los operadores del sistema, centros de operación, transportistas, distribuidores y generadores que en el caso de la mayoría de los países no se realiza en forma automática.

En particular en Argentina es regido por el Procedimiento Técnico N° 5 (Control de Tensión y Potencia Reactiva) coordinado por el Centro de Operaciones de CAMMESA (CAMMESA, PT5). En Italia y en Francia está automatizado mediante el Control Secundario de Tensión (Corsi et al., 2004). El motivo fundamental de la presente tesis es la automatización de este control mediante el uso de controladores inteligentes.

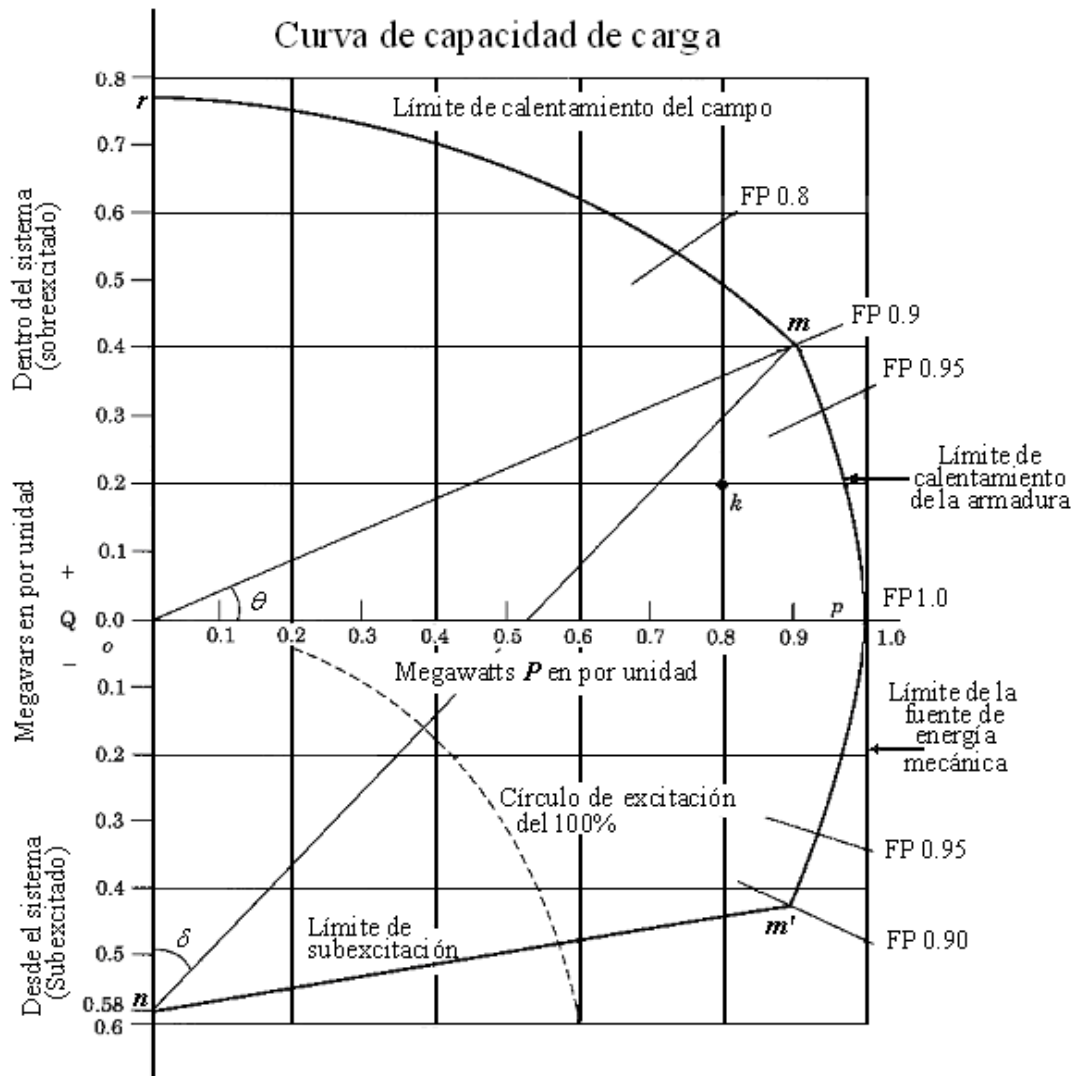
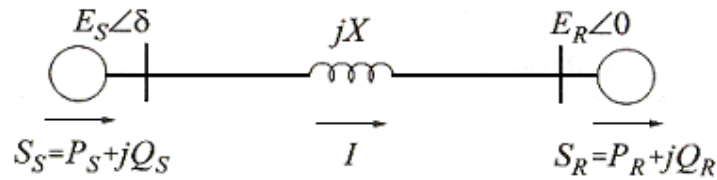


Figura 3.9. Curva de capacidad del generador sincrónico.

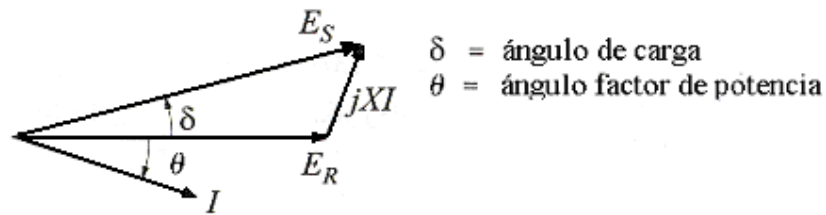
3.4 Potencia Activa y Reactiva en la Red

Se analiza a continuación la transferencia de potencia activa y reactiva en una red interconectada cuyo modelo simplificado es el de la Figura 3.10, el sistema representa dos secciones de un sistema de potencia interconectadas por una línea de transmisión en la que

no se han tenido en cuenta la resistencia y la capacidad de la misma, a los efectos prácticos las líneas de transmisión presentan características inductivas [Kundur, 1994].



(a) Diagrama equivalente



(b) Diagrama fasorial

Figura 3.10. Transferencia de potencia activa y reactiva en la red de transmisión.

Tomado como referencia el voltaje en el extremo receptor, E_R , a partir del diagrama fasorial, Figura 3.10 (b) se puede escribir la ecuación para la potencia compleja S_R del extremo receptor

$$S_R = P_R + jQ_R = E_R I^* = E_R \left[\frac{E_S - E_R}{jX} \right]^* \quad (3.26)$$

$$S_R = |E_R| \left[\frac{|E_S| \cos \delta + j |E_S| \text{sen} \delta - |E_R|}{jX} \right]^* \quad (3.27)$$

Tomando la parte real y la parte imaginaria de la Ecuación (3.27), y planteando las ecuaciones para el extremo emisor se obtienen las siguientes relaciones

$$P_R = \frac{|E_S||E_R|}{|X|} \text{sen} \delta \quad (3.28)$$

$$Q_R = \frac{|E_S||E_R| \cos \delta - |E_R|^2}{|X|} \quad (3.29)$$

$$P_S = \frac{|E_S||E_R|}{|X|} \text{sen} \delta \quad (3.30)$$

$$Q_S = \frac{|E_S|^2 - |E_S||E_R| \cos \delta}{|X|} \quad (3.31)$$

A continuación se analizan tres casos que se presentan según valores y relaciones que se establecen en las ecuaciones (3.28) a (3.31).

Primer caso a considerar $\delta = 0$, bajo esta suposición las ecuaciones (3.28) a (3.31) quedan de la siguiente manera

$$P_R = P_S = 0 \quad (3.32)$$

$$Q_R = \frac{|E_R| (|E_S| - |E_R|)}{|X|} \quad (3.33)$$

$$Q_S = \frac{|E_S| (|E_S| - |E_R|)}{|X|} \quad (3.34)$$

La potencia activa transmitida en la red es nula, mientras que la potencia reactiva depende del módulo de las tensiones, si $|E_S| > |E_R|$ resulta $Q_S > Q_R$ ambos positivos, implicando la transferencia de potencia reactiva desde el extremo emisor hacia el extremo receptor.

Por el contrario si $|E_S| < |E_R|$, resulta $|Q_S| < |Q_R|$ ambas negativas implicando la transferencia de potencia reactiva desde el extremo receptor hacia el extremo emisor.

La potencia reactiva consumida por X es

$$Q_S - Q_R = \frac{(|E_S| - |E_R|)^2}{X} = X |I|^2 \quad (3.35)$$

Segundo caso $|E_S| = |E_R|$ con $\delta \neq 0$. De las ecuaciones (3.28) a (3.31) se deducen las siguientes igualdades

$$P_S = P_R = \frac{|E|^2}{X} \text{sen} \delta \quad (3.36)$$

$$Q_S = -Q_R = \frac{|E|^2}{X} (1 - \cos \delta) = \frac{1}{2} X |I|^2 \quad (3.37)$$

Si δ es positivo P_S y P_R son positivos y la potencia activa fluye desde el emisor hacia el receptor, con el ángulo de carga negativo la situación se revierte, en cualquiera de los dos casos cada extremo aporta la mitad de la potencia reactiva consumida por X , la Fig. 3.11 a) y 3.11 b) muestran los diagramas fasoriales correspondientes.

Se puede apreciar que la potencia activa depende tanto del módulo de la tensión como del ángulo de carga, sin embargo en los sistemas de potencia las tensiones pueden diferir muy poco del valor nominal por lo que el control de la misma es por medio del ángulo de carga.

Para el caso en que la corriente I esté en fase con la tensión del extremo receptor (factor de potencia igual a uno), la tensión del extremo emisor es casi igual a la del receptor suministrando toda la potencia reactiva requerida por X , Figura 3.12.

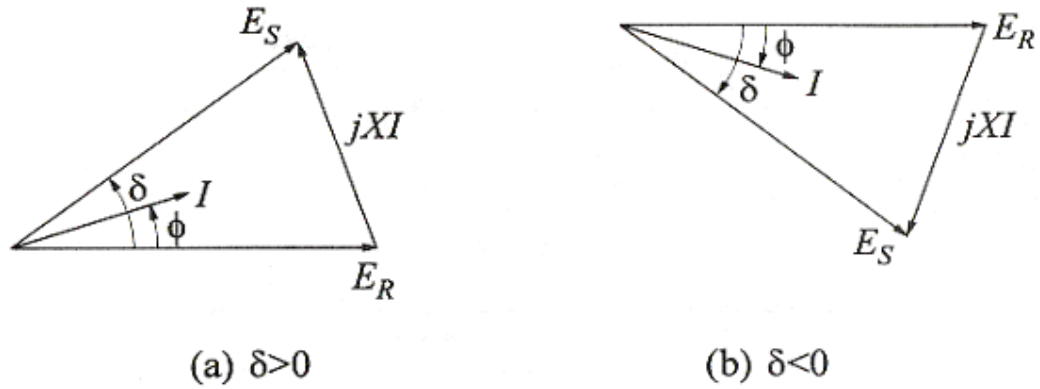


Diagrama fasorial con $E_S = E_R$

Figura 3.11. Diagrama fasorial de tensiones en los extremos receptor y transmisor de una línea de transmisión.

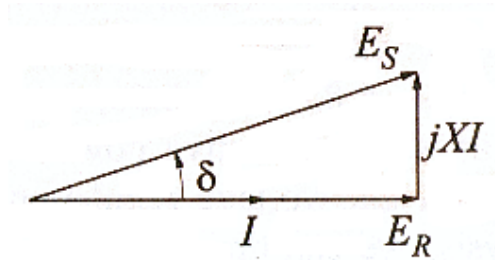


Figura 3.12. Diagrama fasorial de tensiones en una línea de transmisión para factor de potencia unitario en el extremo receptor.

Finalmente se considera el caso aplicable a cualquier valor de δ , E_S y E_R , para esta situación la corriente I , es

$$I = \frac{|E_S| \cos \delta - j |E_S| \operatorname{sen} \delta - |E_R|}{jX} \quad (3.38)$$

Operando con las ecuaciones (3.29), (3.31) y (3.38) se obtiene la Ecuación (3.39).

$$Q_S - Q_R = \frac{|E_S|^2 + |E_R|^2 - 2|E_S||E_R|\cos\delta}{X} = X|I|^2 \quad (3.39)$$

La Ecuación (3.39) muestra que la potencia reactiva absorbida por X en todo caso es $X|I|^2$, por analogía denominamos a este término como "*pérdida de potencia reactiva*" en asociación con las pérdidas de potencia activa RI^2 asociada a los elementos resistivos.

$$Q_{loss} = X|I|^2 = X \frac{|P_R|^2 + |Q_R|^2}{|E_R|^2} \quad (3.40)$$

$$P_{loss} = R|I|^2 = R \frac{|P_R|^2 + |Q_R|^2}{|E_R|^2} \quad (3.41)$$

De las ecuaciones (3.40) y (3.41) se desprende que un incremento en la potencia reactiva transmitida lleva a un incremento de las pérdidas en la potencia activa y reactiva.

Resumiendo los puntos anteriores se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La transferencia de potencia activa depende primariamente del ángulo por el cual el voltaje del extremo emisor adelanta al voltaje del extremo receptor.
- Para la potencia reactiva se llega a la conclusión que la transferencia depende del módulo de la tensión, siendo esta transmitida desde el extremo de mayor valor al de menor valor.
- La potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias puesto que esto implica una diferencia de voltaje entre extremos que exceden lo valores nominales especificados.
- Un incremento en la potencia reactiva transmitida ocasiona tanto un incremento en las pérdidas por potencia activa como reactiva.

El último punto es de fundamental importancia en el control del Activo y del Reactivo, puesto que al tratar de equilibrar tensiones mediante inyección de reactivo, se está incrementando las pérdidas por activo y reactivo disminuyendo la capacidad de transferencia de las líneas (ATC Available Transfer Capability) (Kundur, 1994).

3.5 Estabilidad y Control de la Frecuencia.

El objetivo que persiguen los dos puntos que continúan es presentar los efectos ocasionados por las variaciones en la potencias activa y reactiva como consecuencia de la demanda, las contingencias participan también en la redistribución de las mismas.

La demanda de potencia activa es un fenómeno local con repercusión global y de inmediata manifestación, mientras que el reactivo es un fenómeno local con repercusión local que puede extenderse geográficamente y de evolución temporal relativamente lenta [Molina, 2004].

Como se desprende de los párrafos anteriores se puede apreciar la evolución espacio-temporal de los fenómenos planteando situaciones de control diversificadas en ambas dimensiones.

En la Figura 3.13 se presenta el efecto en la frecuencia ante un aumento en escalón de la demanda de potencia activa para el SADI (Sistema Argentino de Interconexión), esto rige para cualquier SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), pero esta situación proviene de un registro del SADI.

En la gráfica se aprecia que ante un aumento súbito en la potencia activa demandada en cualquier punto del sistema, la frecuencia presenta un descenso oscilatorio como consecuencia del déficit generación-carga, la frecuencia puede ser medida en cualquier punto del sistema, para el caso bajo análisis está medida en el OED (Organismo Encargado del Despacho).

Inmediatamente actúan los controles automáticos de las unidades generadoras destinadas a la RPF (Regulación Primaria de Frecuencia), las que comienzan a compensar el desbalance, con un retardo temporal y para el SADI en forma manual por orden del OED (Organismo Encargado del Despacho), comienzan a actuar los operadores sobre los

generadores designados para la RSF (Regulación Secundaria de Frecuencia), restituyendo finalmente estos el desbalance de potencia activa.

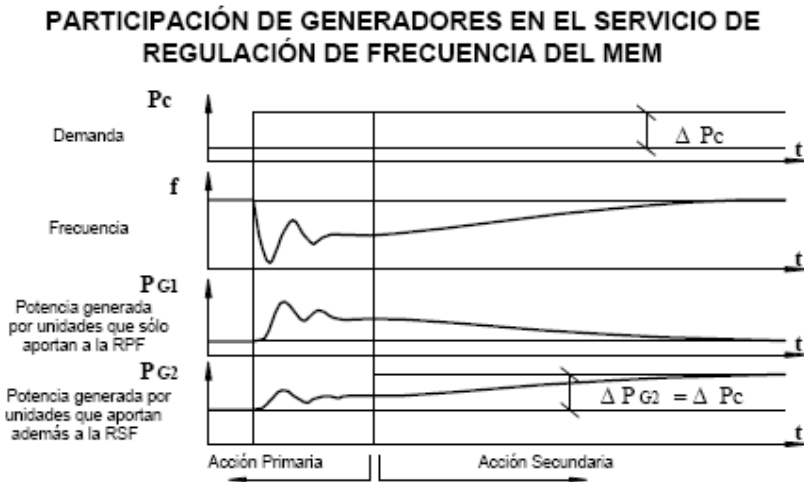


Figura 3.13. Perturbación de demanda en el SADI.

El procedimiento técnico número nueve (CAMMESA, PT9) fija las condiciones que deben cumplir los generadores para participar en el Servicio de Regulación de Frecuencia del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Sintetizando se requieren condiciones técnico-económicas para participar en la RPF o RSF; evidentemente la reserva rotante más económica y de mayor velocidad de puesta en servicio será factible de ser seleccionada para la RPF.

En el apartado 3.3 se analizó la relación existente entre la potencia activa, el ángulo de carga y el par sobre la flecha de la máquina síncrona, esto se encuentra resumido en la Figura 3.14, [Kundur, 1994].

Un aumento o disminución en la demanda se traduce en una variación en el par eléctrico T_e contra frenante del par mecánico T_m aplicado al generador síncrono por el *Gobierno Primario*, para el caso de la figura una turbina hidráulica. Esto ocasiona un aumento o disminución en la velocidad de la máquina (Frecuencia del sistema) que debe ser compensada por el controlador de velocidad abriendo o cerrando el paso de agua en la turbina.

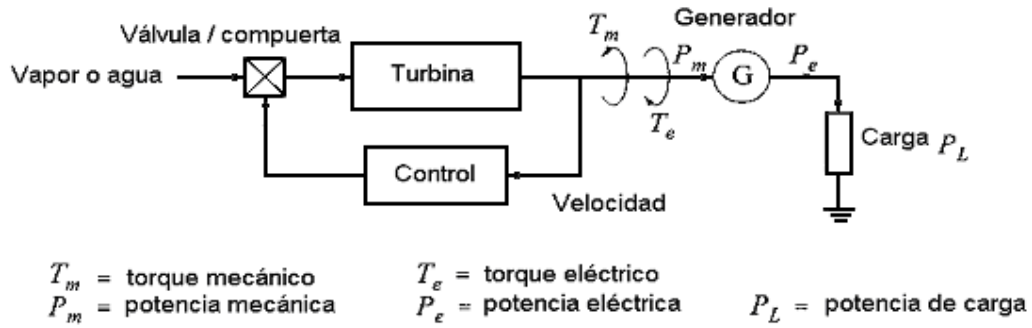


Figura 3.14. Diagrama de control de la máquina primaria.

Para poner mayor énfasis en la relación que existe entre la variación de la carga acoplada a un generador y la frecuencia eléctrica de la red, se analiza la ecuación de la dinámica rotacional de una máquina simple conocida como *swing equation* [Kundur, 1994; Grainger, 1994; Gómez Expósito, 2002].

De la Fig. 3.14 se tiene que

$$T_a = T_m - T_e \quad (3.42)$$

donde

T_a Torque acelerante en N.m/rad.

T_m Torque mecánico en N.m/rad.

T_e Torque electromagnético en N.m/rad.

La inercia combinada del generador y de la máquina primaria son aceleradas por un torque acelerante no balanceado, dinámica que se expresa en la siguiente ecuación

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (3.43)$$

donde

J Momento de Inercia combinado del generador y turbina en $kg.m^2$.

ω_m Velocidad angular del rotor, mecánica en rad/seg .

t Tiempo en seg .

Con el objeto de normalizar la potencia y la velocidad angular de la máquina para expresarlas en *pu* (por unidad), de uso común en sistema de potencia dados los valores puestos en juego, se define la constante de inercia H en por unidad de la siguiente forma

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (3.44)$$

donde

VA_{base} Es la potencia base del sistema en *Watts*.

ω_{0m} velocidad mecánica especificada en *rad/seg*.

sustituyendo (3.44) en (3.43) se obtiene (3.45)

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.45)$$

reordenando la (3.45) se obtiene la Ecuación (3.46)

$$2H \frac{d\left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}}\right)}{dt} = \frac{T_m - T_e}{VA_{base} / \omega_{0m}} \quad (3.46)$$

Poniendo de manifiesto los valores normalizados se obtiene la Ecuación (3.47)

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (3.47)$$

donde

\bar{T}_m Torque mecánico normalizado en por unidad.

\bar{T}_e Torque eléctrico normalizado en por unidad.

$\bar{\omega}_r$ Velocidad angular del rotor en *rad/seg* eléctricos.

p_f Cantidad de polos de la máquina sincrónica.

$$\bar{\omega}_r = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \frac{\omega_r / p_f}{\omega_0 / p_f} = \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \quad (3.48)$$

En el apartado 3.3 se definió el ángulo de carga δ como el desfase que existe entre la bobina de cuadratura con respecto a la fase de referencia. Poniendo al mismo en función de la velocidad angular expresada en grados eléctricos se tiene que

$$\delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0 \quad (3.49)$$

Derivando (3.49) con respecto al tiempo nos queda

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \Delta\omega_r \quad (3.50)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \omega_0 \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} \quad (3.51)$$

Reemplazando (3.51) en (3.47) se obtiene la (3.52)

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (3.52)$$

Si se tiene en cuenta el torque de amortiguamiento proporcional a la desviación de la velocidad angular, se puede re-escribir (3.52) como (3.53)

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \Delta \bar{\omega}_r \quad (3.53)$$

La Ecuación (3.53) se conoce como la ecuación de oscilación (swing equation), esta ecuación representa la excursión del ángulo del rotor ante perturbaciones en el sistema. Si se tiene en cuenta la Ecuación (3.50) se obtiene

$$\Delta \bar{\omega}_r = \frac{\Delta \omega_r}{\omega_0} = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.54)$$

De (3.53) y (3.54) se puede obtener la representación en espacio de estado del sistema bajo análisis, ecuaciones (3.55) y (3.56)

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \Delta \bar{\omega}_r \quad (3.55)$$

$$\frac{d\Delta \bar{\omega}_r}{dt} = \frac{1}{2H} \left(\bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \Delta \bar{\omega}_r \right) \quad (3.56)$$

Aplicando transformada de Laplace al conjunto de ecuaciones (3.55) y (3.56) se obtiene el diagrama en bloques de la Figura 3.15.

Se esta ahora en condiciones de verificar que sucede ante una variación de la carga, si varía ésta, variará el contrapar eléctrico \bar{T}_e . Suponiendo una disminución de la carga y en virtud de la Figura 3.15 se produce la respuesta temporal mostrada en la Figura 3.16, lo que se corresponde con un sistema de primer orden, verificándose en este caso un aumento en la frecuencia eléctrica $\bar{\omega}_r$.

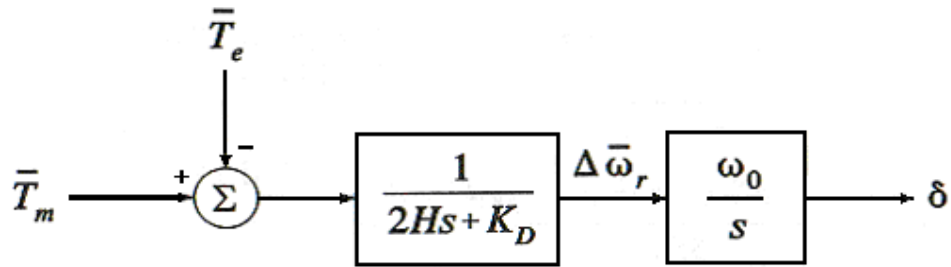
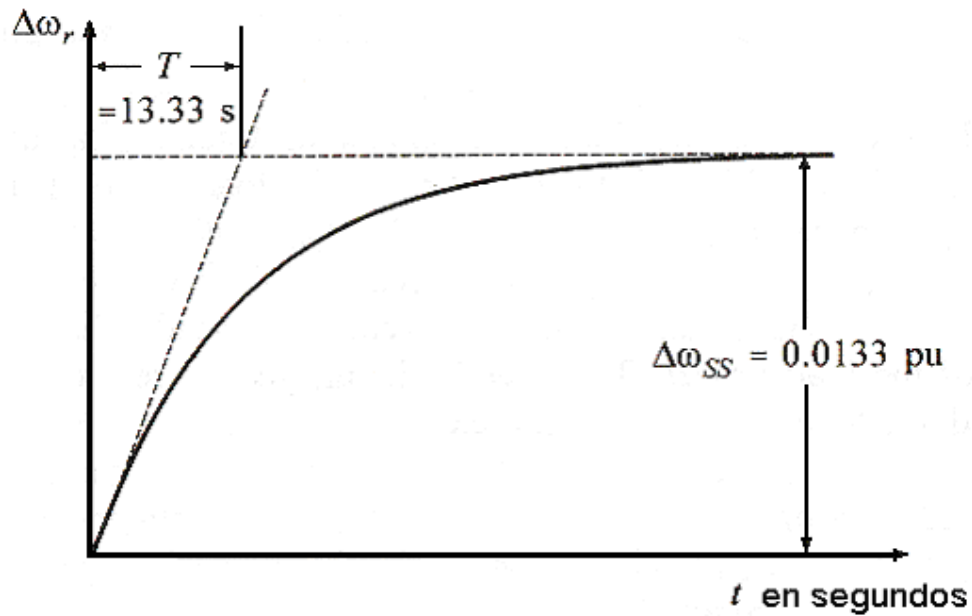


Figura 3.15. Representación en diagrama de bloques de la *swing equation*.



$$2H = 10.0 \text{ s} \quad D = 0.75 \text{ pu} \quad \Delta T_e = -0.01 \text{ pu}$$

Figura 3.16. Respuesta temporal de la *swing equation* ante un entrada escalón en la variación de la carga.

Con el objeto de mantener la frecuencia constante ante variaciones de la carga se implementa un control integral como el de la Figura 3.17. El esquema planteado presenta una evolución temporal ante un aumento tipo escalón en la demanda como el de la Figura 3.18.

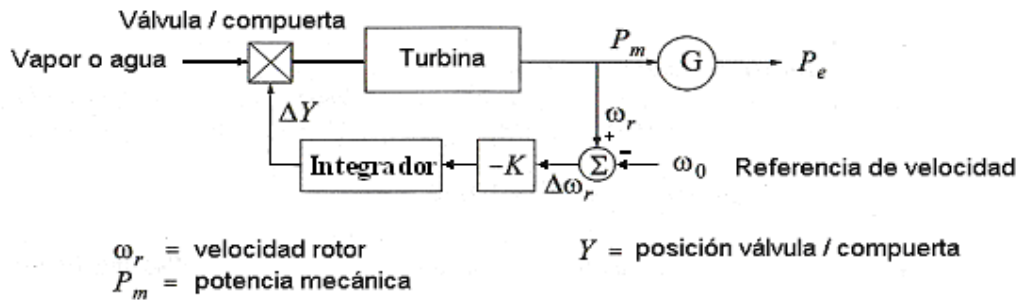


Figura 3.17. Control Integral del desvío de frecuencia.

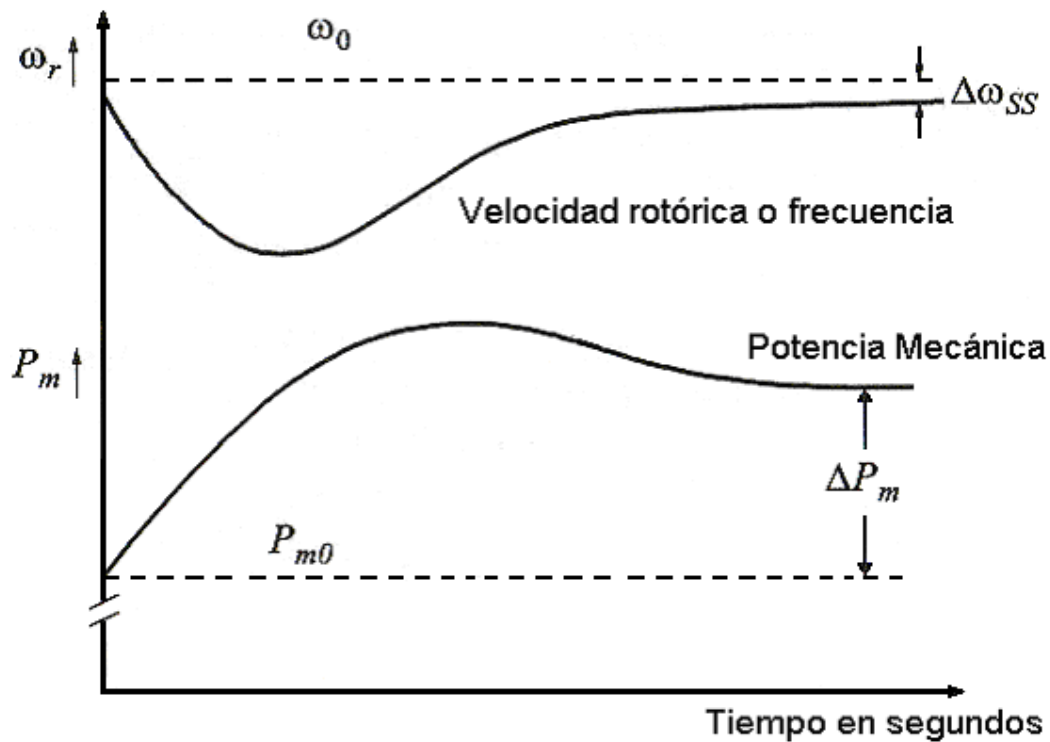


Figura 3.18. Respuesta temporal del Control Integral ante un escalón del carga.

Esto está bien en la medida que el generador suministra en forma aislada la potencia a la carga, o cuando en un grupo de generadores uno solo es el que está destinado a compensar las variaciones de la carga. Cuando se trata de múltiples generadores, los que deben ser despachados a su valor óptimo costo-potencia no funciona, en principio porque no se tiene

potencia como referencia, y luego porque cada generador debe ser despachado a un porcentaje de su potencia nominal.

Antes de analizar el esquema definitivo para el control carga-frecuencia, se modifica el esquema de control planteado en la Figura 3.17 de la manera propuesta en la Figura 3.19. Se ha agregado aquí un lazo proporcional realimentado desde la salida del integrador; este controlador recibe el nombre de *speed drop* y presenta la característica de que si la carga aumenta la frecuencia disminuye, tal como lo indica la Figura 3.20.

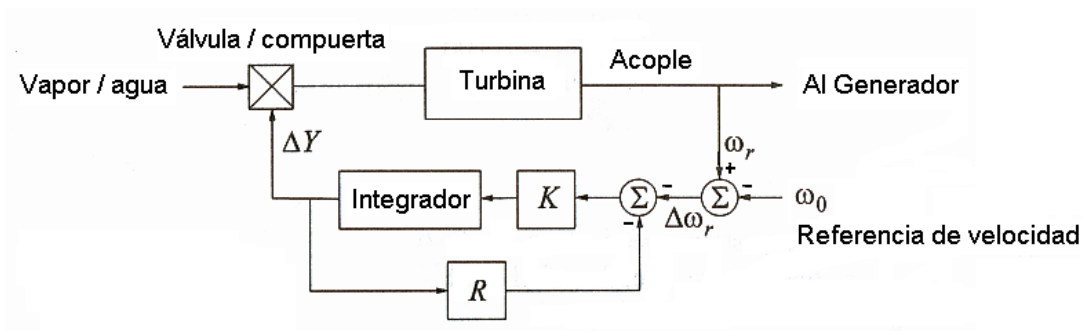


Figura 3.19. Esquema de control *speed drop*.

Se calcula R de manera tal que la variación de frecuencia esté en el orden del 2% al 5% para una variación de carga nula a carga plena. Los signos de realimentación son de tal manera que siempre $\omega_r < \omega_0$, lo que se aprecia en la Figura 3.21.

Para dar cumplimiento al despacho de máquina, y en particular al económico, falta agregar la referencia de potencia. Es decir, fijado un consumo para un día del año y para una hora, el OED (Organismo Encargado del Despacho) determina que máquina debe estar en servicio y a que potencia, en su valor más económico. Esto se consigue con un diagrama de control como el de la Figura 3.22.

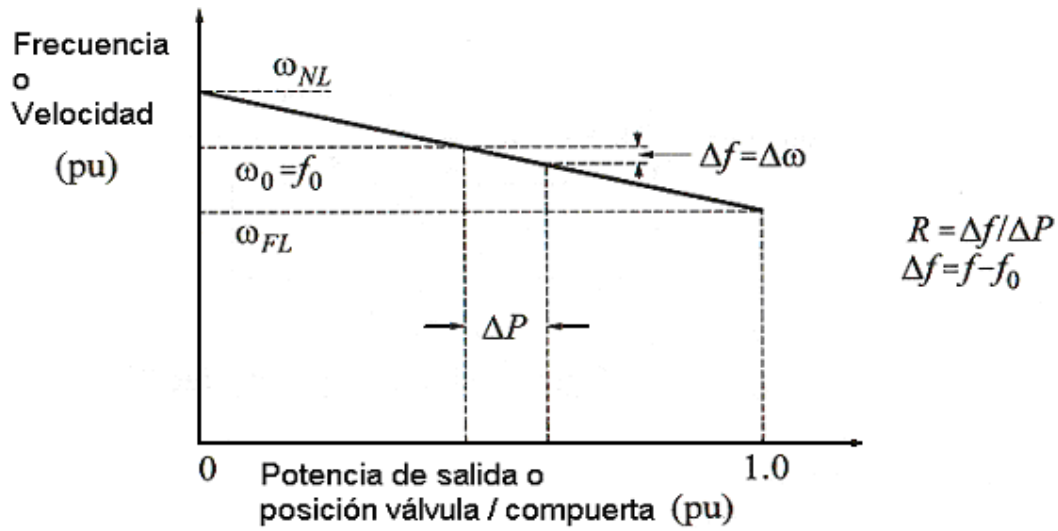


Figura 3.20. Ley de control para el esquema *speed drop*.

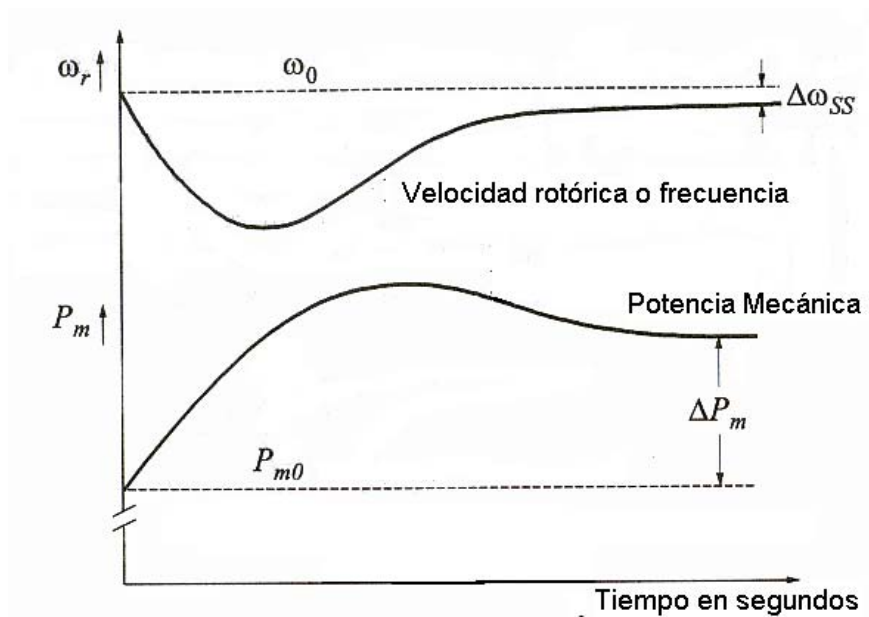


Figura 3.21. Respuesta temporal del Control *speed drop* ante un escalón del carga.

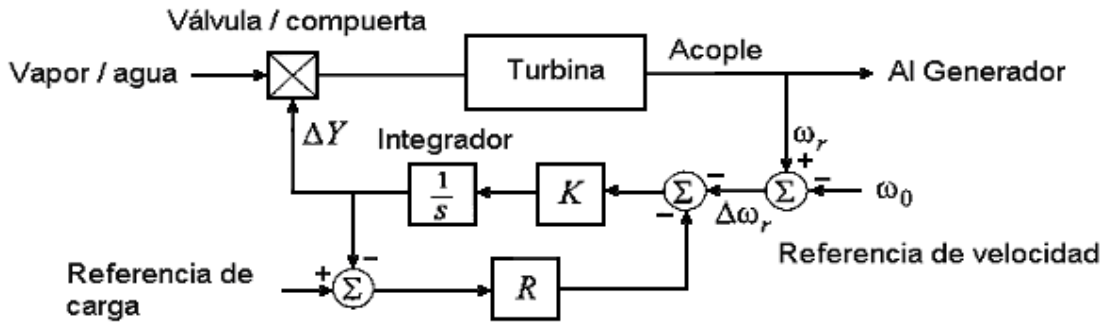


Figura 3.22. Diagramas en bloques del control frecuencia – carga.

La referencia de potencia actúa como un escalador de la curva frecuencia-carga. Si la máquina está operando al 50% de la potencia nominal de la misma para la frecuencia de operación se encuentra en el punto “B”. Fijada esta potencia de operación cualquier variación en la demanda se mueve por la recta del medio según la característica *speed drop*. Si la máquina es despachada al 100% el movimiento ocurre por la recta “C”.

El esquema de control propuesto permite despachar la máquina al porcentaje óptimo de potencia para su ecuación de costo con regulación de frecuencia especificado; esto se aprecia en los diagramas *speed drop* para máquinas simultáneas Figura 2.24, [Kundur, 1994].

En Figura 3.24 cada máquina tiene su curva y su potencia óptima de despacho, P_1 para la máquina 1 y P_2 para la máquina 2. Ante una variación en la demanda la frecuencia experimenta un Δf , la característica *speed drop*, hace que cada máquina contribuya con su porción óptima de potencia, P'_1 y P'_2 .

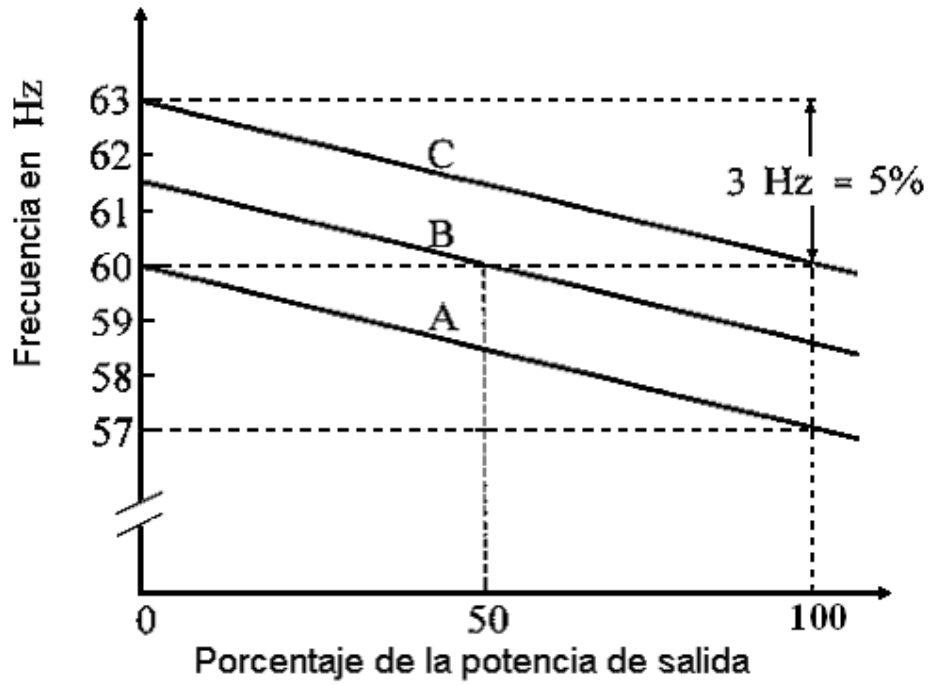


Figura 3.23. Curvas frecuencia – carga para diferentes despachos.

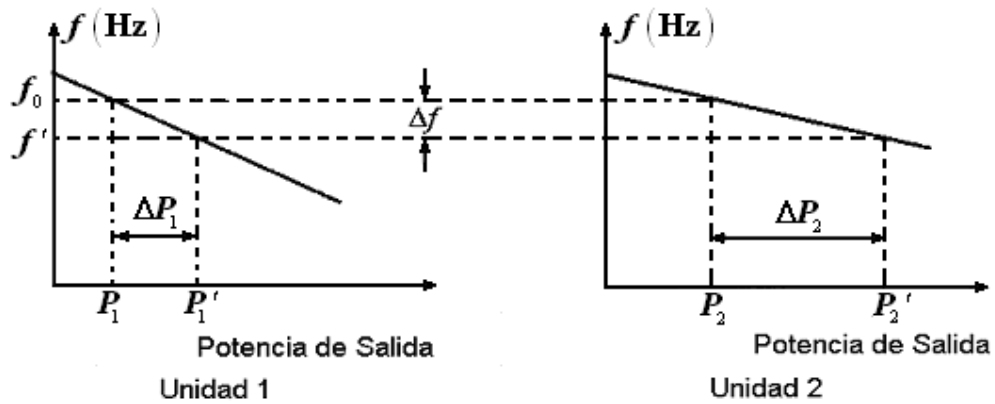


Figura 3.24. Curva frecuencia – carga para despacho simultáneo de máquinas.

3.6 Estabilidad y Control del Voltaje.

En el apartado 3.5 se hizo referencia al fenómeno de estabilidad en frecuencia. Se mostró que el mismo es ocasionado por un desbalance entre la oferta y demanda de activo, restableciéndose el equilibrio mediante el par mecánico de la máquina primaria que actúa sobre el generador sincrónico.

Se tratará a continuación el fenómeno de la estabilidad y control de la tensión. En apartados anteriores se mostró que la tensión está vinculada al control de la potencia reactiva por diferentes medios, remotos utilizando la tensión de excitación del generador sincrónico y local mediante compensadores estáticos y/o dinámicos. Se mostrará también que el fenómeno de depresión de tensión es local y que su tiempo de propagación hacia toda la geografía del sistema es en principio lento y que depende del estado de operación de la red, [Kundur, 1994; Molina, 2004].

Una de las conclusiones extraídas en el punto 3.4 fue que el valor y sentido de la potencia reactiva dependía del módulo de la tensión existente entre el extremo emisor y el receptor. Inversamente se puede decir que de acuerdo a como se inyecte la potencia reactiva entre el nodo emisor y receptor será el valor de la tensión en estos nodos.

La Fig. 3.25 representa un sistema radial simple compuesto por un generador E_S , una impedancia de línea Z_{LN} y una impedancia de carga Z_{LD} . El generador está suministrando una potencia aparente a la carga $S_R = P_R + Q_R$. Planteando las ecuaciones fasoriales de red se tiene que la corriente que circula por la misma puede ser expresada como

$$I = \frac{E_S}{Z_{LN} + Z_{LD}} \quad (3.57)$$

$$Z_{LN} = |Z_{LN}| \angle \theta \quad (3.58)$$

$$Z_{LD} = |Z_{LD}| \angle \varphi \quad (3.59)$$

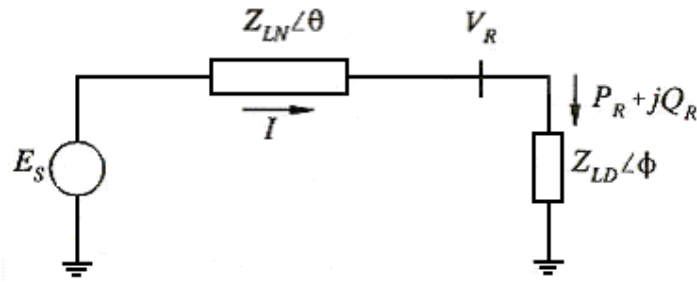


Figura 3.25. Sistema radial simple.

La magnitud de la corriente está dada por la Ecuación (3.60)

$$|I| = \frac{|E_S|}{\sqrt{(|Z_{LN}| \cos \theta + |Z_{LD}| \cos \varphi)^2 + (|Z_{LN}| \sin \theta + |Z_{LD}| \sin \varphi)^2}} \quad (3.60)$$

La Ecuación (3.60) puede ser expresada como

$$|I| = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{|E_S|}{|Z_{LN}|} \quad (3.61)$$

donde F ha sido obtenido como consecuencia del desarrollo del binomio de la Ecuación (3.34). Aplicando identidades trigonométricas y normalizado por $|Z_{LN}|$, queda la expresión para F como

$$F = 1 + \left(\frac{|Z_{LD}|}{|Z_{LN}|} \right)^2 + 2 \left(\frac{|Z_{LD}|}{|Z_{LN}|} \right) \cos(\theta - \varphi) \quad (3.62)$$

La magnitud del voltaje en el extremo receptor es

$$|V_R| = |Z_{LD}| |I| = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{|Z_{LD}|}{|Z_{LN}|} |E_S| \quad (3.63)$$

La potencia activa suministrada a la carga es

$$P_R = |V_R| |I| \cos \varphi \quad (3.64)$$

haciendo uso de la Ecuación (3.61) se puede re-escribir la Ecuación (3.64) como

$$P_R = \frac{|Z_{LD}|}{F} \left(\frac{|E_S|}{|Z_{LN}|} \right)^2 \cos \varphi \quad (3.65)$$

En la Figura 3.26 se han graficado las ecuaciones (3.61), (3.67) y (3.65) para valores normalizados, con una línea cuya característica es inductiva, $\theta = 84.3^\circ$ y un $\cos \phi = 0.95$ en atraso; para poder considerar cualquier valor de carga también ésta ha sido normalizada en términos de la impedancia de línea Z_{LN} .

Se aprecia en la Figura 3.26 que ha medida que la carga aumenta (Z_{LD} disminuye), la potencia activa transmitida a la misma disminuye a partir de un determinado valor, siendo máxima cuando la impedancia de línea es igual a la impedancia de la carga. Esto muestra que hay un máximo de potencia que puede ser transmitido a través de una impedancia con una fuente de tensión constante.

A partir del valor $Z_{LD} = Z_{LN}$ el decrecimiento de la tensión supera el crecimiento de la corriente y de ahí que la potencia disminuye. Dependerá del tipo de carga lo que suceda, si la impedancia es constante el sistema puede estabilizarse con valores de tensión muy por debajo de los permitidos, si la característica de la carga es de potencia constante el sistema

directamente es inestable puesto que aumentará corriente y disminuirá tensión para mantener P constante encaminándose a un colapso de tensión.

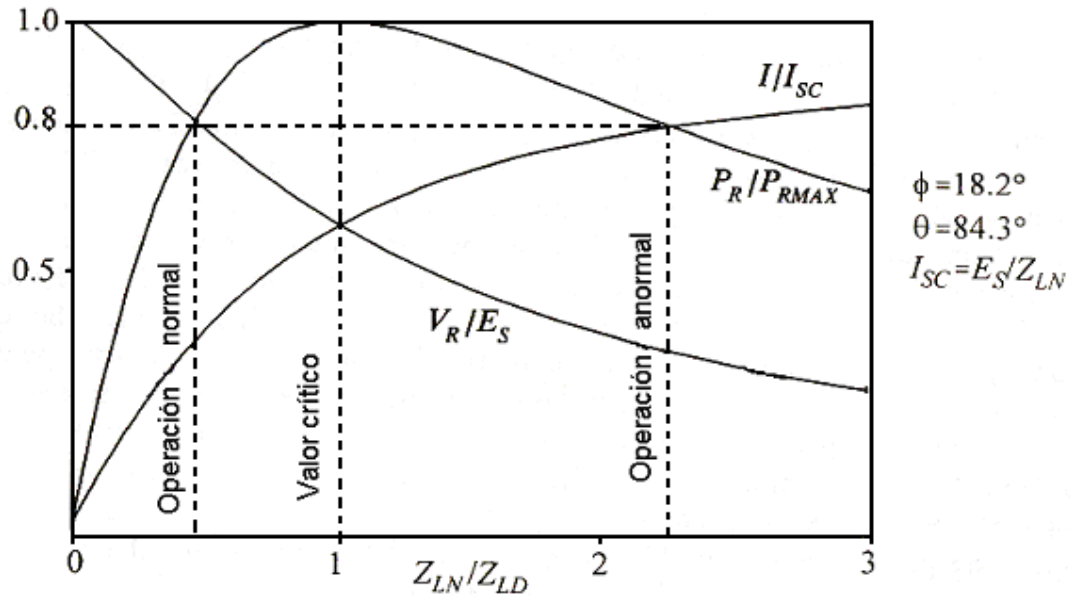


Figura 3.26. Gráfica normalizada de la tensión, potencia y corriente en el extremo receptor de una línea de transmisión radial.

Si la carga es alimentada a través de un transformador del tipo ULTC (Under Load Tap Changer, variación de tensión bajo carga) este tratará de mantener la tensión especificada en la carga para mantener la potencia demandada. Esto ocasionará una disminución en la tensión primaria y por consecuencia en el secundario volviendo actuar el transformador para reponer la tensión de modo de mantener la potencia repitiéndose así el ciclo hasta el colapso de tensión. Una de la primeras medidas de control cuando se detecta este fenómeno es precisamente bloquear el cambio automático del tope.

La Figura 3.27 muestra el diagrama fasorial de la Figura 3.25.

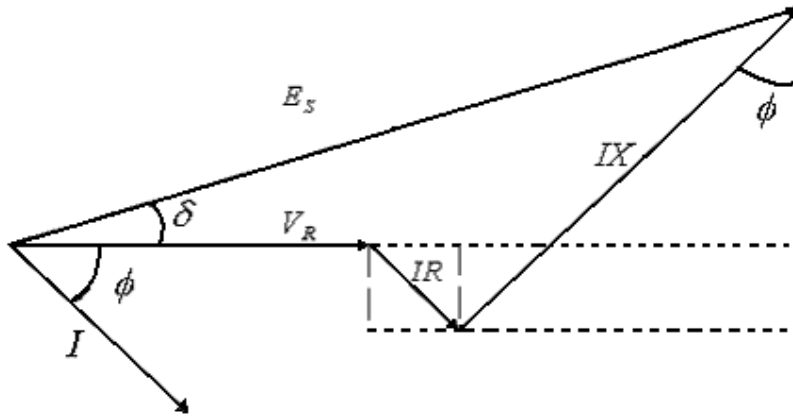


Figura 3.27. Diagrama fasorial de una línea de transmisión radial.

Calculando el módulo de E_S se tiene que

$$|E_S|^2 = (|V_R| + |IR| \cos \phi + |IX| \operatorname{sen} \phi)^2 + (|IX| \cos \phi - |IR| \operatorname{sen} \phi)^2 \quad (3.66)$$

Despreciando R en la Ecuación (3.66) y utilizando la definición de P y Q dada por las ecuaciones (3.7) y (3.8) la Ecuación (3.66) queda

$$|E_S|^2 = \left(|V_R| + |X| \frac{Q}{|V_R|} \right)^2 + \left(|X| \frac{P}{|V_R|} \right)^2 \quad (3.67)$$

Desarrollando los cuadrados de la Ecuación (3.41) y multiplicando por $|V_R|^2$ se obtiene la Ecuación (3.68)

$$|E_S|^2 |V_R|^2 - |V_R|^4 - 2|X|Q|V_R|^2 = |X|^2 Q^2 + |X|^2 P^2 \quad (3.68)$$

tomando $u = |V_R|^2$ nos queda una ecuación de segundo grado

$$-u^2 + (|E_s|^2 - 2|X|Q)u - |X|^2(Q^2 + P^2) = 0 \quad (3.69)$$

$$u_{1,2} = \frac{-\left(|E_s|^2 - 2|X|Q\right) \pm \sqrt{\left(|E_s|^4 - 4|E_s|^2|X|^2Q^2\right) - 4|X|^2Q^2 - 4P^2|X|^2}}{-2} \quad (3.70)$$

Teniendo en cuenta que $|V_R| = \sqrt{u}$ se obtiene la Ecuación (3.71) de la Ecuación (3.70)

$$|V_R|_{1,2} = \sqrt{\frac{-\left(|E_s|^2 - 2|X|Q\right) \pm \sqrt{\left(|E_s|^4 - 4|E_s|^2|X|^2Q^2\right) - 4|X|^2Q^2 - 4P^2|X|^2}}{-2}} \quad (3.71)$$

En la Ecuación (3.71) se fijan las siguiente condiciones

$$\begin{aligned} |E_s| &= \text{dato} = \text{cte.} \\ |X| &= \text{dato} \\ Q &= P \operatorname{tg} \varphi \\ \operatorname{tg} \varphi &= \text{dato} \end{aligned} \quad (3.72)$$

Graficando la Ecuación (3.71) se obtiene la Figura 3.28 llamada *curva nariz* (nose curve).

Para interpretar la Figura 3.28 se debe tener en cuenta que los sistemas de potencia operan en niveles de tensión altos dentro de una banda especificada pequeña. Como segunda consideración y debido a la presencia de transformadores del tipo ULTC la carga es de potencia constante, los transformadores mantienen la tensión especificada en el secundario.

La Ecuación (3.71) presenta dos soluciones matemáticas, solo la parte superior al punto crítico representa la operación del sistema de potencia. Un aumento de la potencia activa consumida implica una disminución en el voltaje del extremo receptor. Alcanzado el punto crítico ($P_R = P_{RMAX}$) se inicia una declinación incontrolable del voltaje que lleva al colapso del mismo.

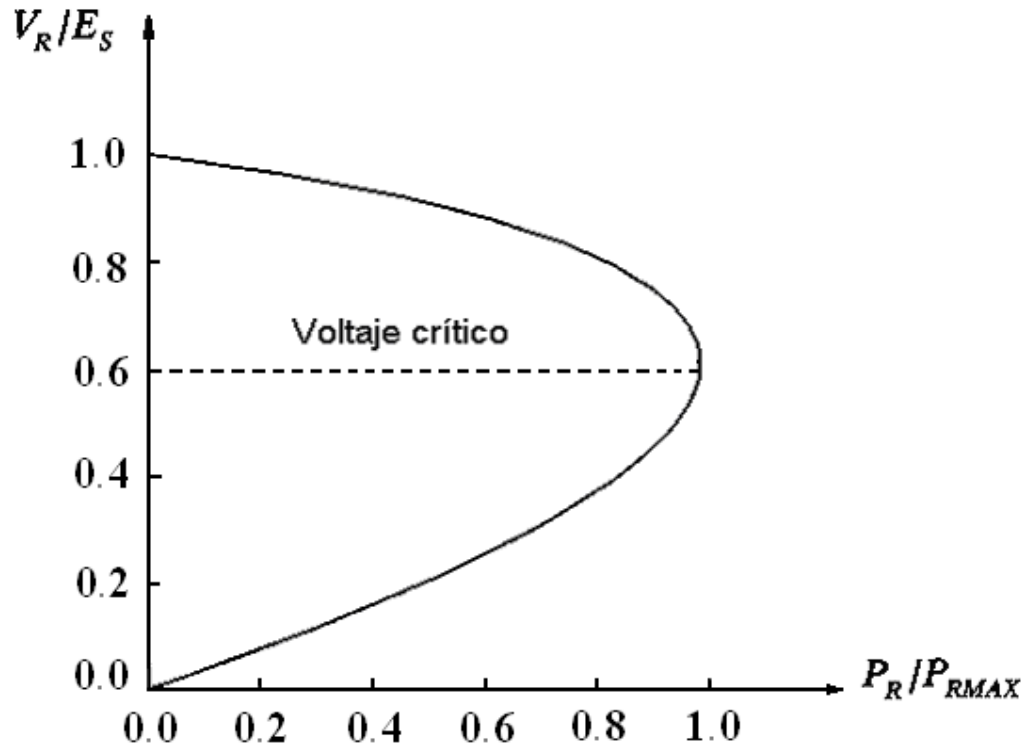


Figura 3.28. Curva *nariz*.

En realidad los esquemas especiales de protección SPS (Specials Protections Schemes), como las protecciones por sobre carga de línea y los lazos de realimentación que tratan de mantener las consignas, son los que inestabilizan el sistema.

Se puede ver en la Ecuación (3.71) la dependencia de V_R con respecto a P y Q . La Figura 3.27 fue trazada para $\cos \phi = 0.95$ en atraso. En la Figura 3.29 se presenta la misma curva pero para distintos valores del $\cos \phi$.

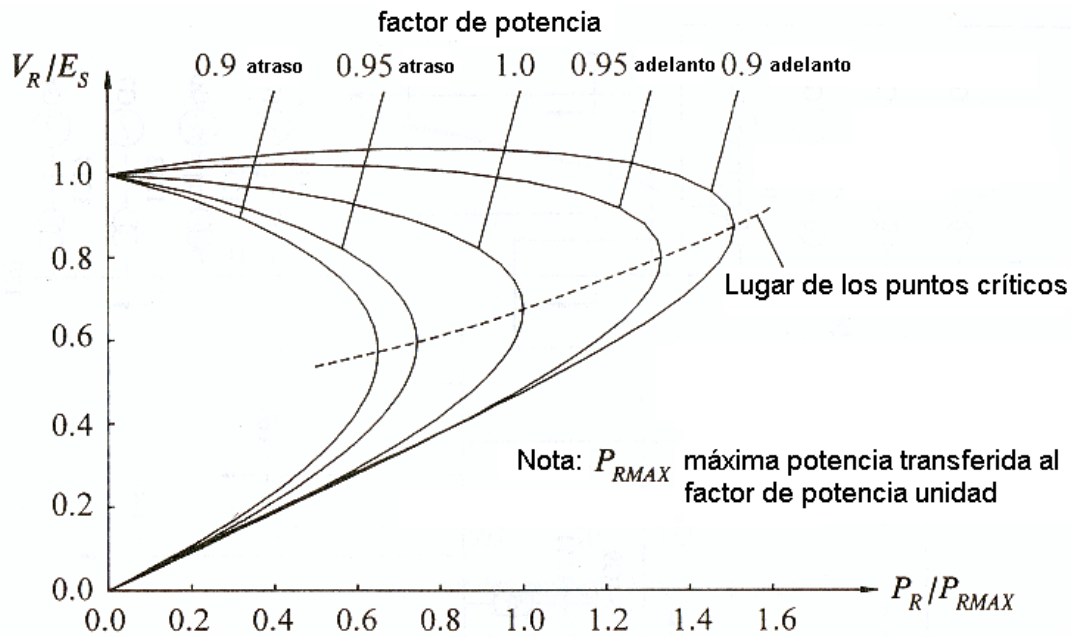


Figura 3.29. Curva *nariz* para distintos valores del factor de potencia de la carga.

La compensación capacitiva, factor de potencia en adelanto, extiende el rango de operación aplanando la curva, mientras que la compensación inductiva, factor de potencia en atraso, acentúa la característica decreciente de V con respecto a P . De aquí que para las líneas descargadas deba colocarse un reactor para evitar la sobre tensión. Desde el punto de vista de la operación, el factor de potencia en adelanto no da tiempo para visualizar el fenómeno; cuando este se presenta se está sobre el punto crítico, mientras que un factor en atraso permite visualizar la declinación del voltaje e inferir que en algún momento se alcanzará el punto crítico.

La Figura 3.29 indica que ante una contingencia el factor de potencia puede cambiar bruscamente conduciendo la barra de carga a un punto de operación inestable para una demanda de potencia determinada. La determinación de la curva de la Figura 3.29 es complicada para sistemas de alta complejidad por lo que se prefiere trabajar con la curva $Q-V$ la cual se puede trazar mediante un programa de flujo de potencia (El flujo no converge para la curva $P-V$ mas allá del punto crítico). Esta figura se presenta a continuación, y está derivada de la Ecuación (3.71) en la que ahora se fija P variando Q .

Esta curva presenta un efecto similar a la Figura 3.29, un incremento en la demanda de potencia reactiva por parte de la carga implica una disminución del voltaje en el extremo receptor. Esta curva se presenta de una manera distinta a la mostrada en la Figura 3.30 y está relacionada a la forma en como se releva la misma, para eso se analizará el circuito presentado en la Figura 3.31.

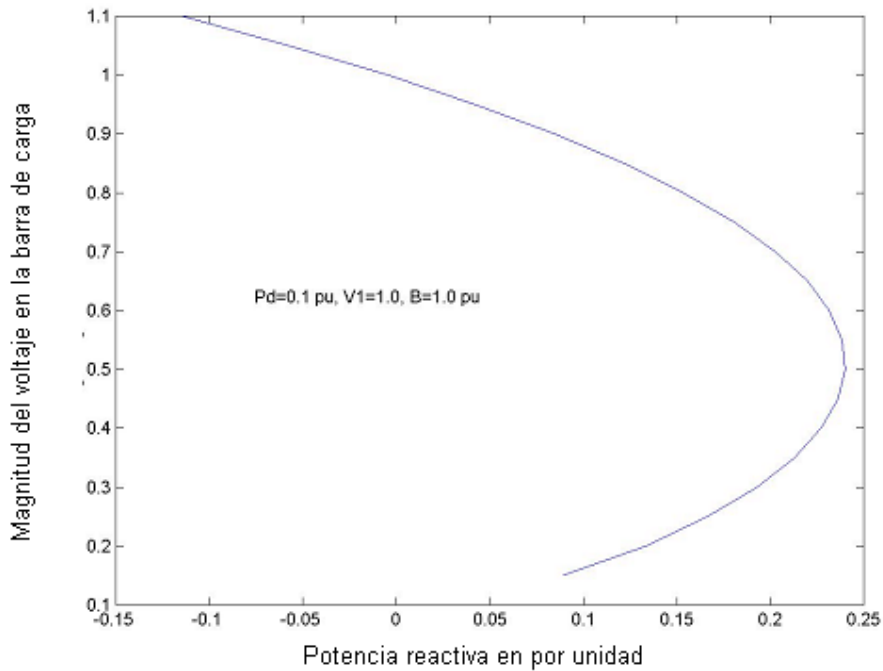


Figura 3.30. Curva $V - Q$ en el extremo receptor de una carga.

Se trata de un diagrama donde un generador sincrónico con capacidad solamente reactiva, inyecta o toma reactivo de la barra en la que se encuentra la carga, de esta manera se analiza la sensibilidad y el límite que tiene la barra con respecto al reactivo para la tensión de barra especificada. Si se dispone de un programa de flujo de potencia se procede de la siguiente manera:

1. Se modela en la barra bajo estudio un generador sincrónico con $P=0$ y con un amplio margen de potencia reactiva.

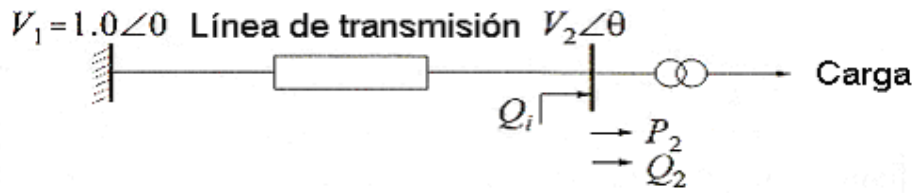


Figura 3.31. Circuito para relevar la curva $Q-V$.

2. Se fija la tensión de barra en un determinado valor.
3. Se resuelve el flujo de potencia.
4. Se toma la lectura Q del generador y se grafica el punto.
5. Repetir los pasos 2 a 4.

Como consecuencia de este procedimiento se obtiene la Figura 3.32, que no es más que la Figura 3.30 vista desde el generador como compensador de reactivo y rotados los ejes.

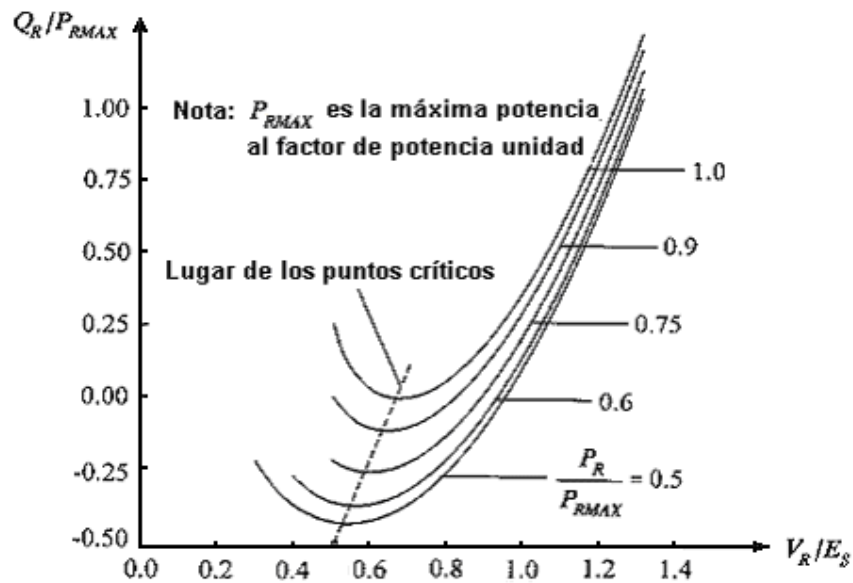


Figura 3.32. Curva $Q-V$ de la barra para distintos consumos de activo.

Es interesante notar en la Figura 3.32 que el margen de potencia reactiva que se puede tomar de la barra depende de la potencia activa que este absorbiendo la misma en ese momento; mientras menos sea esta ($P_R / P_{RMAX} = 0.5$), mas potencia reactiva se puede absorber antes de llegar el punto crítico. A partir de allí el descenso de tensión será incontrolable.

Otra forma de ver el fenómeno es analizando la pendiente de la curva, dQ/dV . El sistema es estable si la pendiente es positiva. El punto crítico se alcanza cuando la pendiente es cero.

Un sistema es estable en voltaje si la sensibilidad $V-Q$ es positiva para cada nodo de la red, y es inestable si la sensibilidad $V-Q$ es negativa para una barra al menos.

En sistemas de potencia complejos muchos son los factores que contribuyen a la inestabilidad de voltaje: sobrecarga en las líneas de transmisión, niveles de potencia transferidos, características de las cargas, capacidad reactiva del generador, características de los dispositivos compensadores, acciones de control no coordinadas y esquemas de protecciones.

Se presenta en la Figura 3.33 un sistema complejo compuesto por 39 barras, 9 generadores, 1 compensador sincrónico y un área bajo análisis determinada por el recuadro.

La Figura 3.34 presenta la curva $P-V$ para la barra 530. La curva ha sido obtenida como consecuencia de corridas sucesivas que calculan el flujo de potencia para distintos niveles de carga activa sobre el área. La carga del área es escalada hacia arriba manteniendo el factor de potencia. Se considera a las potencias absorbidas por la carga independiente de la tensión. El incremento de la potencia activa de los generadores se hace teniendo en cuenta la proporción acorde a su capacidad de generación.

Como se aprecia en la Figura 3.34, a pesar de ser un sistema complejo, la tensión en la barra presenta una característica similar al sistema radial simple con el que se hizo el análisis. Se ve que al acercarse al punto crítico una pequeña variación en la potencia activa demandada por el área lleva sin remedio a éste. El flujo de potencia no converge para potencias mayores al punto crítico C.

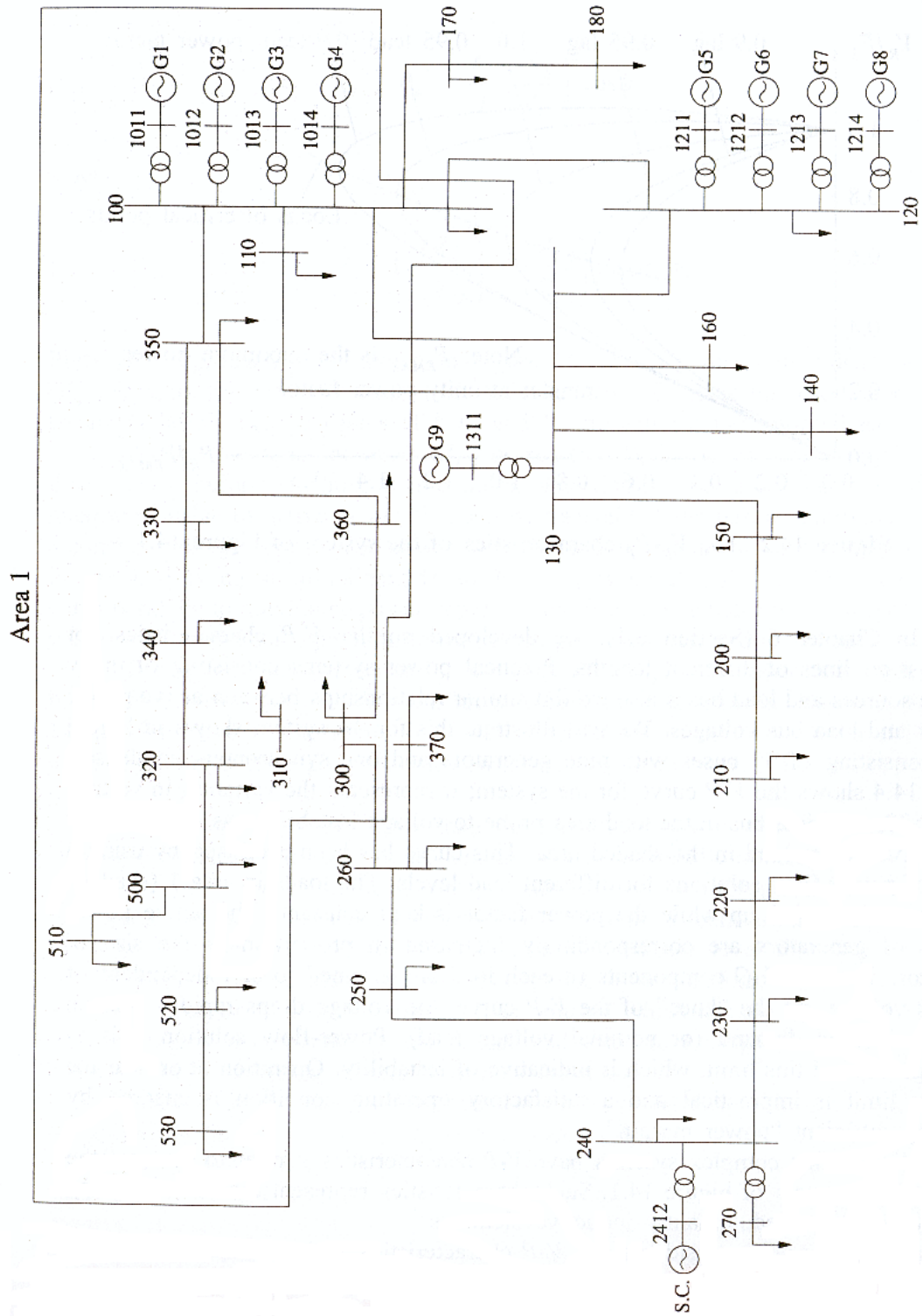


Figura 3.33. Sistema de 39 barras y 9 generadores para el análisis de la curva $Q-V$.

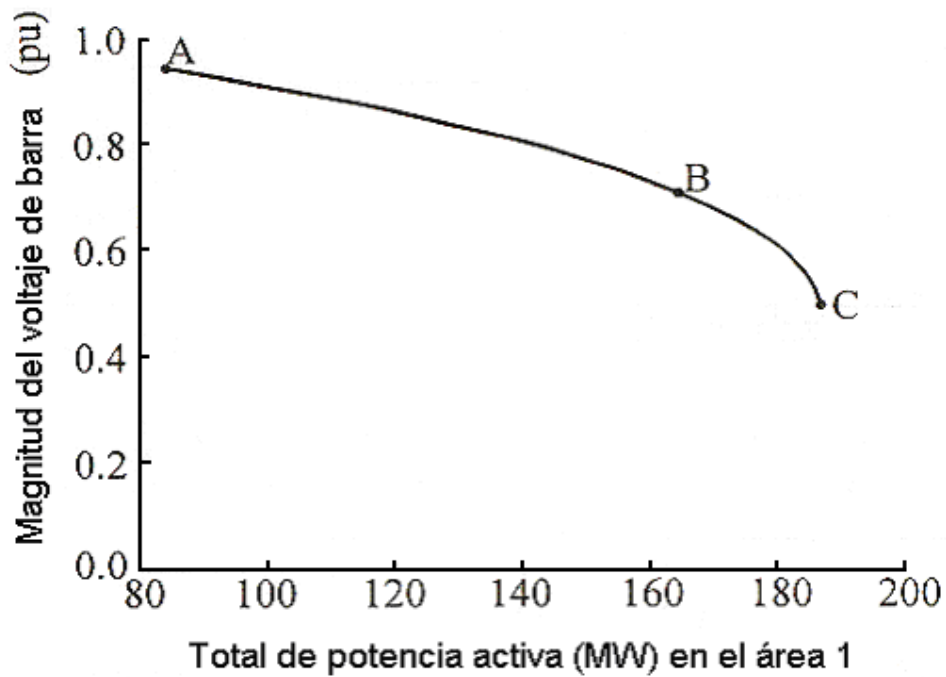


Figura 3.34. Curva *nariz* para la barra 530 del sistema de 39 barras.

Se computa ahora las curvas $Q-V$ para un grupo selecto de barras y para distintas potencias activas consumidas en el área, se mantiene como se dijo antes el factor de potencia constante, estas curvas son obtenidas inyectando y absorbiendo potencia reactiva en el nodo bajo análisis manteniendo un perfil de tensión especificado.

Se puede observar en la Figura 3.35 que el margen de absorción de potencia reactiva disminuye con el aumento de potencia activa consumida por el área. Dicho de otra forma, la tangente nula sube dejando menos margen de potencia reactiva para absorber mientras la potencia activa consumida por el área aumenta.

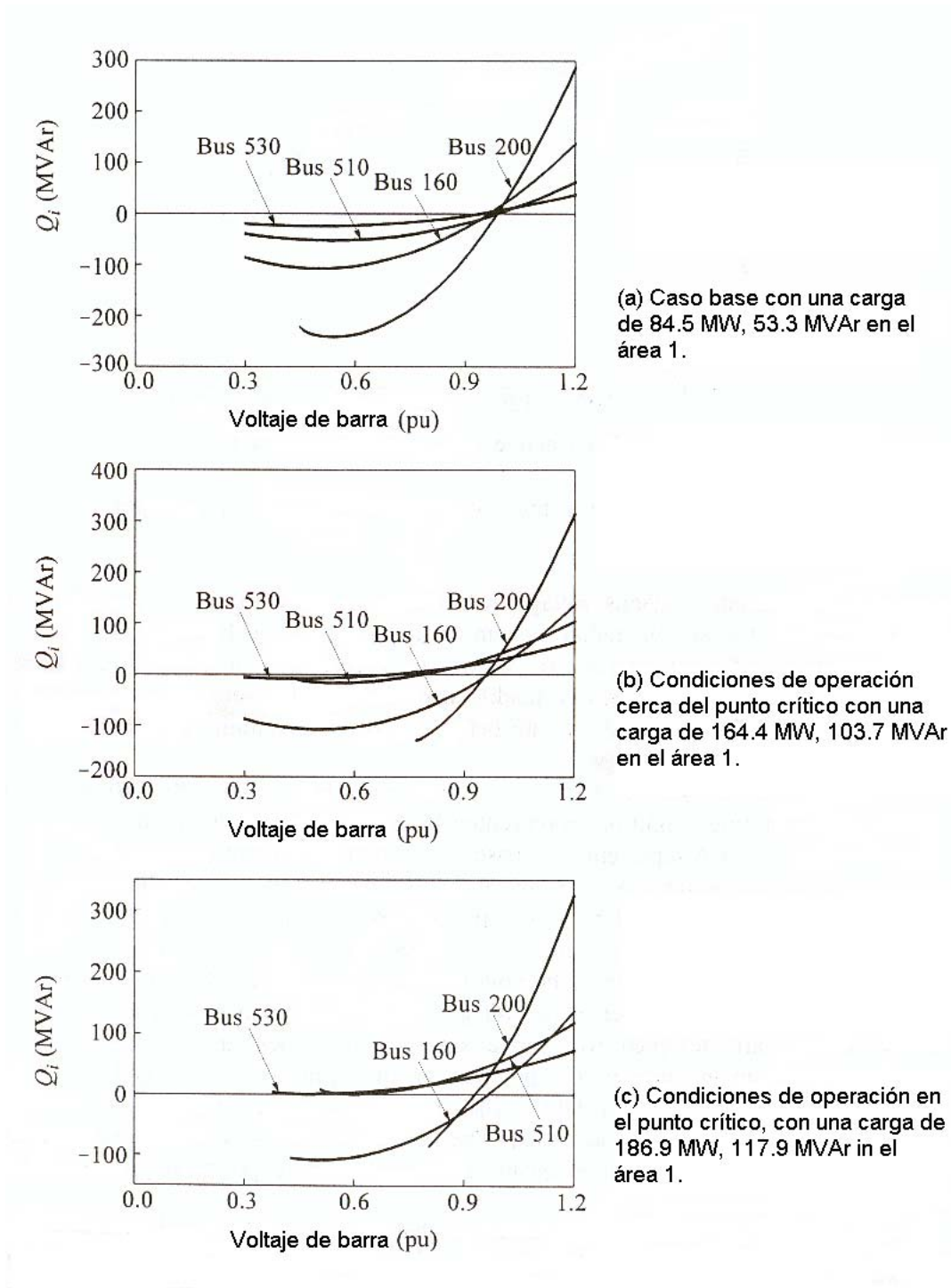


Figura 3.35. Margen de potencia reactiva para un grupo de barras del sistema de 39 barras.

En las barras 510 y 530 se tiene muy poco margen. Este desaparece inmediatamente aumenta el consumo del área. La barra 160 al comienzo tiene un margen superior a 100

MVar, al final se reduce a 100 Mvar. Se debe recordar que si una sola barra presenta pendiente negativa en el punto de operación, el sistema se considera inestable.

Desde el punto de vista del generador, la absorción o inyección de potencia reactiva se logra mediante el control de la excitación de campo. Haciendo uso del AVR (Automatic Voltage Regulator), en la Figura 2.1 se puede apreciar este control, el mismo es local al generador, fijándose al referencia en forma manual a pedido del Organismo Encargado del Despacho (OED).

La presente tesis trata la automatización de este control haciendo uso de controladores inteligentes.

3.7 Resumen y conclusiones

En el presente capítulo se trata el concepto de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia y se presentan los controles asociados a los distintos componentes del sistema los cuales manejan la dinámica del mismo.

Se comienza el desarrollo del capítulo presentando los conceptos de potencia activa y potencia reactiva. Mientras que la potencia activa es la encargada de realizar el trabajo efectivo y su sentido es desde los generadores hacia los consumidores, la potencia reactiva es oscilante entre los generadores y lo consumidores. Esta última es la responsable de establecer los campos magnéticos necesarios en los dispositivos para que éstos brinden las prestaciones para las que fueron diseñados.

Si bien la potencia reactiva va de un lado a otro, su desplazamiento ocupa un lugar en las líneas de transmisión que limita el desplazamiento de la potencia activa, ocasionando además una pérdida por su transporte y la necesidad de contar con recursos para su disponibilidad.

La función fundamental de un generador sincrónico es la de entregar la potencia activa consumida por el sistema, como función secundaria y no menor es la de entregar y absorber la potencia reactiva faltante y / o sobrante en el sistema. Es el elemento preferido en el control del reactivo ya que su manejo le es totalmente natural y lo hace en forma

continua; se lo prefiere por sobre los elementos conmutados dado que éstos sufren las consecuencias de la conmutación.

El sistema de transmisión es el encargado de transportar tanto la potencia activa como la reactiva hacia los centros de carga. Es a la vez también un consumidor de ambas, en el caso de la potencia reactiva se puede constituir en un proveedor de ésta, esto último depende del nivel de tensión a la que opera y de las características constructivas de la misma. El tránsito de ambas potencias ocupan una porción del canal de transmisión por lo cual una va en detrimento de la otra.

Se presenta en este capítulo la principal simplificación que se realiza en los sistemas eléctricos de potencia, desacoplar el origen de la potencia activa de el de la potencia reactiva. Mientras que la primera se mueve por diferencia de ángulo la segundo lo hace por diferencia de tensión; se deja expresado en forma clara los límites de esta suposición.

El desequilibrio entre la oferta y la demanda de potencia activa constituye la principal perturbación de la frecuencia siendo el control automático de la reserva primaria el encargado de absorber en primera instancia este desbalance. Una consecuencia inmediata de este fenómeno los constituye la pérdida de sincronismo del generador que se traduce en una inestabilidad en el ángulo del rotor.

El manejo del perfil de tensiones es un aspecto crítico en la operación del sistema. Como por lo general el control de éste es realizado en forma manual la variación que se permite en él es muy pequeña, del orden del 3% para el sistema de 500 kV. Como se dijo en párrafos anteriores la potencia reactiva es el medio de control idóneo y el generador sincrónico su principal proveedor. El análisis $Q - V$ se constituye en la principal herramienta para su análisis. La inestabilidad de tensión es un fenómeno de origen local y de lenta evolución por lo que se dificulta su predicción y control siendo los transformadores con cambio de tope bajo carga uno de los principales responsables de este fenómeno.

Capítulo 4

Operación y Control de los Sistemas de Potencia

4.1 Control Automático de la Generación (AGC)

4.1.1 Introducción

Dado un patrón de demanda anticipado, la generación es programada a lazo abierto con el objeto de equilibrarla. Esto se hace con un día de anticipación, y se actualiza cada hora con reajustes automáticos cada quince minutos.

Variaciones en la demanda no anticipadas, y que no ocasionan cortes por sub-frecuencia, son manejadas en forma automática por el AGC (Automatic Generation Control) actuando sobre las máquinas destinadas a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) [UCTE, A1].

Grandes variaciones o contingencias de envergadura son manejadas por el operador experto basado en reglas preestablecidas de antemano, por estudios de operación y planificación hechos fuera de línea. Controlando este procedimiento existen esquemas especiales de protección (SPS Special Protections Schemes) como el esquema de cortes por sub-frecuencia, la desconexión automática de generación (DAG), la desconexión automática de demanda (DAC) [Molina, 2004].

Se puede apreciar en Figura 4.1 el esquema del control AGC, éste actúa directamente sobre la máquina primaria fijando la referencia para la potencia mecánica de la misma [Kundur, 1994].

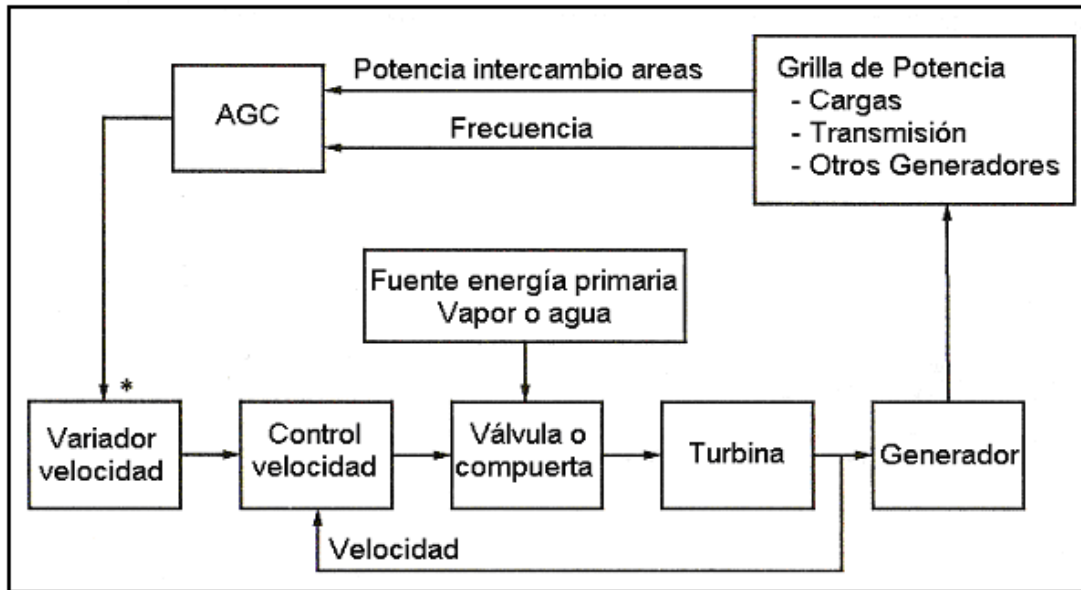


Figura 4.1. Control Automático de Generación (AGC).

En la Fig. 4.2 se pueden apreciar dos máquinas, la inferior sin control suplementario y la superior con control suplementario; ambas tienen característica de control *speed drop* (ver apartado 3.5) [Kundur, 1994; UCTE, A1]. Las máquinas absorben en forma inmediata las variaciones de carga disminuyendo o aumentando su frecuencia dentro de la banda especificada, 2% a 5%, entregando la reserva para la RPF (Regulación Primaria de Frecuencia). Se debe tener en cuenta que el control tipo *speed drop* es un control del tipo proporcional, tal como se aprecia en la Figura 4.2.

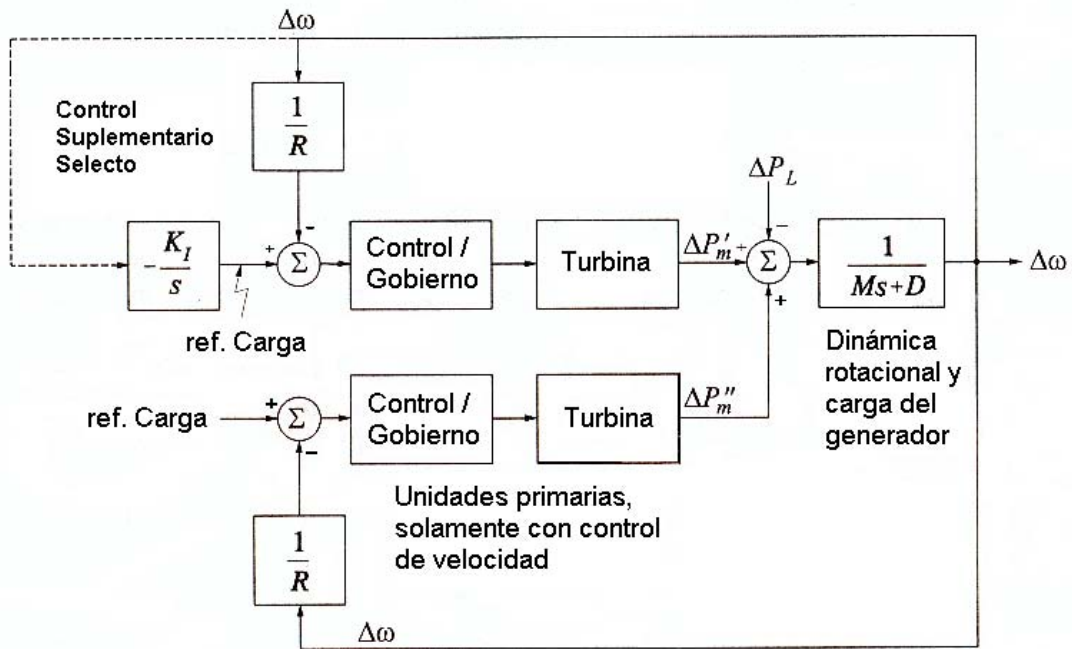


Figura 4.2. Diagrama de bloques del control AGC.

Ante una variación en la carga del tipo escalón se produce un transitorio en la frecuencia como el representado en la Figura 4.3.

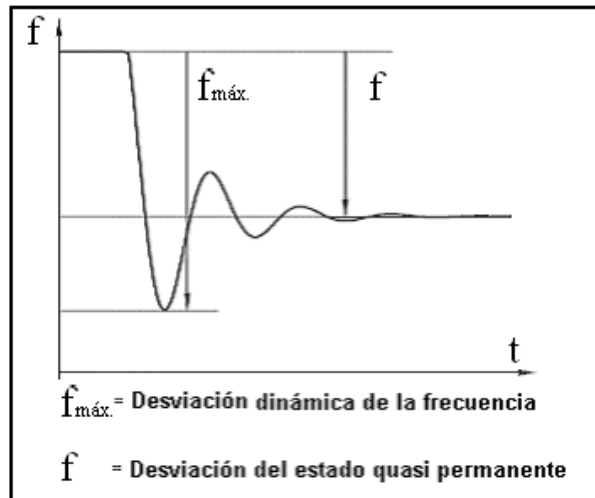


Figura 4.3. Respuesta transitoria de la frecuencia ante una variación del tipo escalón en la demanda.

Si el pico de la excursión excede el valor especificado actúan los relays de corte por sub-frecuencia aislando carga (cortes parciales) para compensar el desbalance, dentro del período de 15s a 30s, Figura 4.5, comienza la acción del control suplementario recomponiendo la frecuencia, la reserva primaria y los flujos de intercambio entre áreas vecinas. El control suplementario es un control del tipo integral [Molina, 2004; UCTE, A1].

Existe en tercer nivel de control [UCTE, A1], el cual puede ser manual o automático y es el encargado del despacho diario de todas las máquinas generadoras, con un día de anticipación y con ajustes cada hora, este control es el encargado del despacho económico, del manejo de las reservas, de la programación de los flujos de intercambio con áreas vecinas, de la disponibilidad por mantenimiento y del manejo de la reserva terciaria o reserva de 15 minutos.

La Fig. 4.4 presenta la estructura jerárquica de los controles involucrados, mientras que la Figura 4.5 da un diagrama temporal en el que actúan los distintos controles.

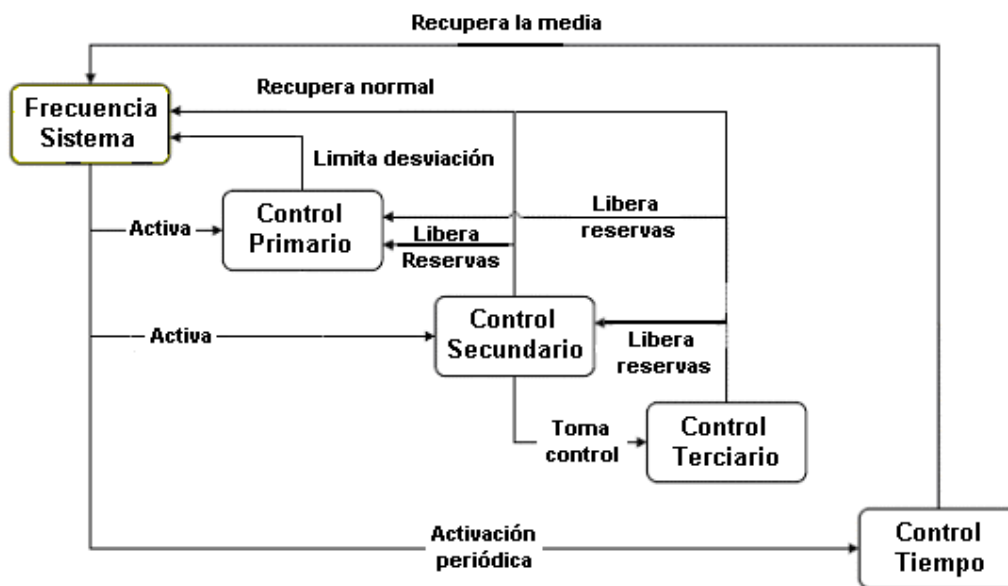


Figura 4.4. Estructura jerárquica del control frecuencia – carga.

Debido a las permanentes oscilaciones de la frecuencia ocasionadas por el desbalance entre generación – demanda, existe un valor medio de esta que se traduce en un error temporal con respecto al Tiempo Universal (UCT Universal Coordinated Time), por lo que este desvío deber ser corregido a intervalos regulares. Esta función es llevada a cabo por el control de tiempo y centralizada para todo el sistema.

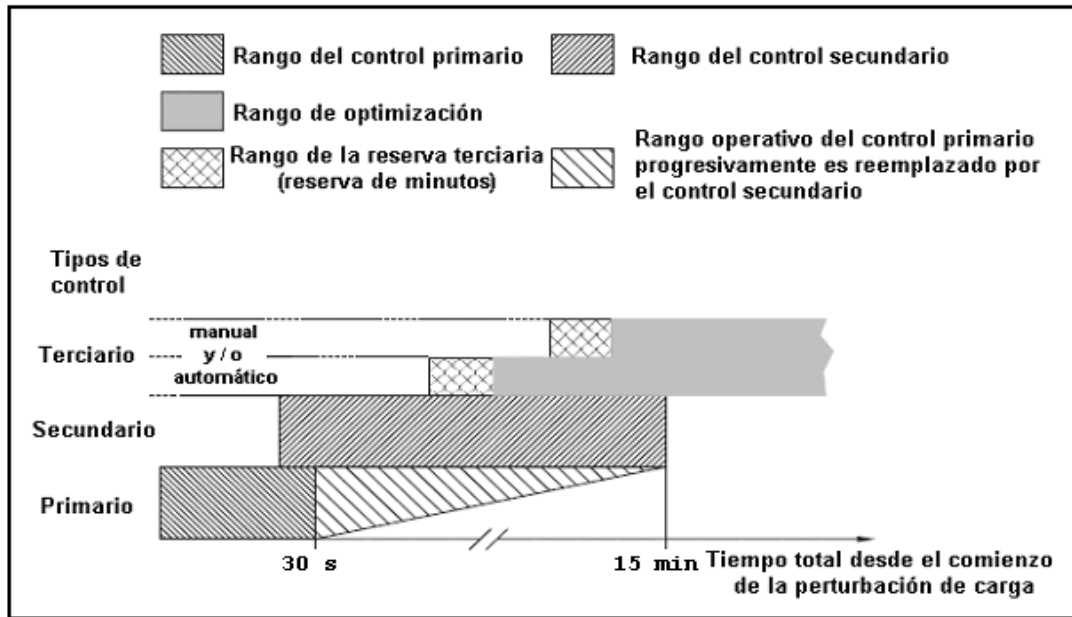


Figura 4.5. Diagrama temporal del control jerárquico frecuencia – carga.

4.1.2 Control Primario

PENDIENTE DEL GENERADOR

Se define la pendiente del generador (Droop) a la expresión dada por la Ecuación (4.1) [Kundur, 1994; UCTE, A1].

$$s_G = \frac{-\Delta f / f_n}{\Delta P_G / P_{Gn}} \text{ en } \% \quad (4.1)$$

$$\Delta f = f - f_n \quad (4.2)$$

$$\Delta P_G = P_G - P_{Gn} \quad (4.3)$$

donde

s_G	Pendiente del generador.
f	Frecuencia actual de operación.
f_n	Frecuencia nominal de operación.
P_G	Potencia activa de operación del generador.
P_{Gn}	Potencia activa nominal del generador.

La contribución de cada generador para corregir la perturbación depende de esta pendiente y de la reserva primaria destinada a tal efecto. La Figura 4.6 muestra un caso para dos generadores con distintas pendientes.

Fijado el punto de operación en f_0 se define la reserva primaria. Para el caso de la Figura 4.6 ambos tienen la misma reserva.

Para una perturbación en el rango de f_a la contribución del generador a es mayor que la del generador b . Si la perturbación es del orden de f_b el generador a habrá agotado toda su reserva primaria mientras que el b aún dispone parte de ella. Si la perturbación es superior a f_b ambos generadores habrán entregado toda su reserva primaria, siendo en ambos casos iguales.

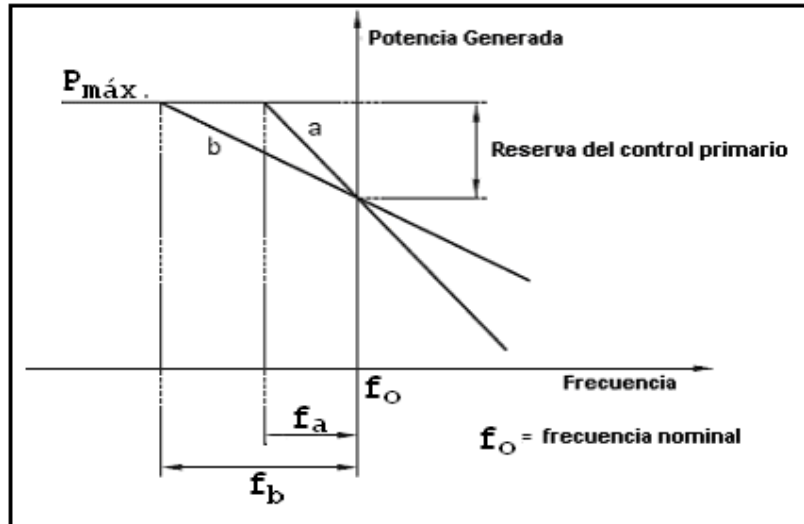


Figura 4.6. Característica reserva primaria - frecuencia de los generadores.

CARACTERÍSTICA POTENCIA - FRECUENCIA DE LA RED

El sistema se encuentra estructurado en Áreas de Control, delimitadas en general por un operador, y Areas Sincrónicas que es la agrupación de Areas de Control. Como ejemplo de Areas de Control podemos citar España, Italia, Francia, etc. y como Area Sincrónica, el resto de Europa [UCTE, A1].

Se define la desviación de potencia del área sincrónica como ΔP_a causante de una desviación Δf de la frecuencia nominal, quedando definido el *Lambda* del área sincrónica como

$$\lambda_u = \frac{\Delta P_a}{\Delta f} \text{ en MW / Hz} \quad (4.4)$$

en la que ΔP_a es negativo si representa un déficit de potencia.

Igualmente existe un *Lambda* para el Area de Control, este se define como

$$\lambda_i = \frac{-\Delta P_i}{\Delta f} \text{ en MW / Hz} \quad (4.5)$$

donde ΔP_i es la perturbación de potencia medida en las líneas de interconexión del área que causó la contingencia, y Δ_f es la desviación de frecuencia ocasionada por la perturbación de potencia medida en el área de la contingencia.

Estos valores permiten definir el incremento o decremento de potencia necesario en el área para compensar una determinada desviación de frecuencia, permitiendo ajustar los controladores primarios para satisfacer la entrega de reserva primaria.

BASES DEL CONTROL PRIMARIO

Como se mencionó anteriormente el sistema se encuentra permanentemente bajo perturbaciones que desequilibran la relación demanda - generación, causando una desviación de la frecuencia que provoca la inmediata reacción de los generadores involucrados en el control primario [UCTE, A1].

La proporcionalidad del control primario y la contribución global al equilibrio de generación – demanda, hacen que la frecuencia sea restablecida en forma inmediata dentro de límites permitidos. Medidas adicionales como la separación de carga (load-shedding) [Molina, 2004] pueden ser requeridas para lograr este objetivo.

Consecuentemente el intercambio de potencia entre áreas vecinas quedará establecido en un valor no programado; esto ocasionará la acción del Control Secundario el cual mediante la acción de un control integral restablece el intercambio y la frecuencia en un intervalo de tiempo de 15 s a 30 s, ver Figura 4.5.

El control secundario [UCTE, A1] tiene por misión recomponer los flujos de intercambio, reestablecer la frecuencia a su valor nominal, y recuperar el valor de la Reserva Primaria de Frecuencia, ver Figura 4.5.

La desviación máxima de la frecuencia, $f_{dyn,max}$ depende de los siguientes factores:

- De la amplitud y evolución temporal de la perturbación que afecta el desbalance de potencia.

- De la energía rotante de las máquinas.
- Del número de generadores afectados al control primario, del nivel de reserva primaria, y de la distribución de esta entre los generadores.
- De las características dinámicas de las máquinas y de los controladores.
- De las características dinámicas de las cargas, particularmente de los transformadores.

La desviación f en el estado cuasi-estable depende de los siguientes factores:

- De la característica *speed-drop* de los generadores bajo el control primario del área sincrónica.
- De la sensibilidad del consumo a las variaciones de frecuencia.

PRINCIPIO DE LA ACCION CONJUNTA [UCTE, A1]

Cada operador de área debe contribuir a la solución de la perturbación de acuerdo a un coeficiente de contribución en el control primario. Este coeficiente es calculado a intervalos regulares para cada área de control mediante la siguiente fórmula

$$C_i = \frac{E_i}{E_a} \quad (4.6)$$

$$C_i = \frac{E_i}{E_a} \quad (4.7)$$

donde

E_i Energía generada en el área de control, incluye la producción para exportación y la programada para el área.

E_a Suma de la Energía generada por cada área (energía generada en el área sincrónica).

Para asegurar el principio de la acción conjunta los λ de cada área deben mantenerse constante, principalmente para desviaciones pequeñas de la frecuencia donde las bandas muertas de los controles inciden fuertemente en la generación eléctrica del control primario.

RESERVA PRIMARIA [UCTE, A1]

La reserva primaria para toda el área sincrónica es determinada por el administrador global en base a la experiencia, cálculos teóricos basados en estudios de planificación y operación, y en los parámetros de operación. Obtenida la reserva primaria del área sincrónica es posible determinar la reserva primaria de cada área de control haciendo uso del coeficiente de contribución C_i mediante la siguiente fórmula

$$P_{pi} = C_i P_{pa} \quad (4.8)$$

donde

P_{pa} Potencia de reserva primaria para el área sincrónica.

C_i Coeficiente de contribución del área de control.

P_{pi} Reserva primaria del área de control.

El total de la reserva primaria deberá ser puesto en juego para un valor máximo de desviación $\pm \Delta f_{max}$; el signo positivo implica una reducción de la potencia operativa del orden de la reserva primaria, mientras que el signo negativo implica un aumento en la potencia operativa en el orden de la reserva primaria.

Con el objeto de invocar lo menos posible la acción del control primario, la frecuencia del sistema no deberá caer / subir un $\pm \Delta f_{min}$ por largos períodos bajo condiciones de no perturbación.

TIEMPO DE ENTREGA DE LA RESERVA PRIMARIA [UCTE, A1]

Los tiempos de entrega de la reservas primarias para las distintas áreas de control deberán ser lo más similar posible con el objeto de disminuir las interacciones dinámicas entre las áreas.

La Figura 4.7 ejemplifica el caso de una perturbación del orden de los 3000 MW en el área sincrónica. En este ejemplo una pérdida de generación, la reserva primaria de cada área de control ha sido determinada mediante el coeficiente de contribución C_i y debe ser activada totalmente en 15 s para una perturbación del orden del 50%, 1500 MW; o en un tiempo límite lineal de 30 s para una perturbación de 3000 MW.

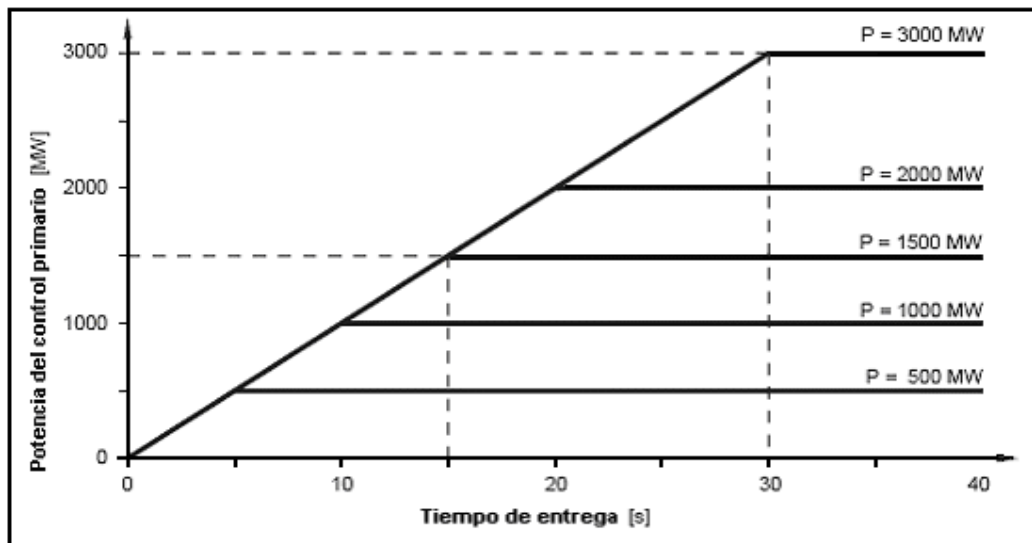


Figura 4.7. Potencia vs. Tiempo de entrega de la reserva primaria.

4.1.3 Control Secundario (Control Suplementario).

El Control Secundario de Potencia Activa [Kundur, 1994; UCTE, A1], también llamado Control Suplementario, o Control Frecuencia - Carga, o AGC (Automatic Generation Control), es el encargado, mediante una acción integral, de recomponer los flujos de intercambio entre áreas de control de un área sincrónica, de restaurar la frecuencia a su valor nominal y de restituir la reserva primaria de frecuencia a su valor nominal, con el objeto de estar disponible para responder a una nueva perturbación, Figura 4.5.

Al producirse un desbalance generación - carga en el área de control, éste refleja una variación en el intercambio de flujo programado entre áreas ocasionando la intervención del control secundario.

Como se desprende del párrafo anterior, el control secundario actúa en forma paralela al control primario, reaccionando a desequilibrios en la ecuación generación – carga, por más pequeñas que estas sean. Para no dañar la acción del control primario, el control secundario debe operar bajo el método de la caracterización de la red.

Mientras que todos los controles de área contribuyen al control primario en forma proporcional a C_i , solamente el control secundario del área bajo la perturbación debe responder a ésta. Los parámetros de todos los controladores secundarios de todas las áreas deben ser sintonizados para dar cumplimiento a esta pauta.

Dentro de un área de control determinada, la generación del área debe cubrir, junto con la generación importada, toda la demanda del área. La reserva secundaria movilizada por el control secundario del área debe estar disponible para soportar contingencias que desequilibren la ecuación generación - carga del área sometida a la perturbación. El control secundario es aplicado a unidades reservadas a tal efecto, ver Figura 4.2.

Cuando el consumo excede la generación por períodos prolongados se debe recurrir a la separación de carga para equilibrar la ecuación de generación - carga, o a la modificación de contratos de generación. Existen otros tipos de reservas como lo son aquellas en las que los grandes usuarios están dispuestos a desconexiones inmediatas de cargas para permitir el balance.

METODO DE LA CARACTERIZACION DE LA RED [UCTE, A1]

Para determinar cuando una variación en el flujo de intercambio se debe a un desbalance en el área de control, o a la actuación de la reserva primaria, el método de la caracterización de la red debe ser aplicado al control secundario de todas las áreas de control en el área sincrónica.

Se define el Error del Area de Control (ACE Area Control Error) en tiempo real para el control secundario de la siguiente manera:

$$ACE = P_{mess} - P_{prog} + K_{ri} (f_{mess} - f_0) \quad (4.9)$$

donde

P_{mess} Suma instantánea de la potencia activa transferida, medida en la línea de intercambio.

P_{prog} Intercambio de potencia activa programado entre el área de control y las áreas vecinas.

K_{ri} Factor K in MW / Hz para el área de control, fijado en el control secundario del área.

f_{mess} Frecuencia medida.

f_0 Frecuencia nominal.

El error del área de control es igual al desbalance en el flujo de intercambio menos el aporte del control primario del área a la restauración de la frecuencia, si K_{ri} es igual a la característica potencia - frecuencia del área.

La transferencia de potencia es considerada positiva para la exportación y negativa para la importación. Para el primer caso el ACE resulta positivo, requiriendo una disminución de la potencia en el control secundario. Para el caso negativo del ACE lo que se necesita es un aumento en la potencia del control secundario.

El ACE debe ser mantenido muy cerca del valor cero en cada área de control, esto persigue dos objetivos:

- El balance del área de control, si $f_{mess} = f_0$, el ACE representa el desbalance en el intercambio de potencia.
- No degradar la acción del control primario, en la Ecuación (4.9) y en la Figura 4.2 vemos que el término $\lambda_i (f_{mess} - f_0)$ representa la contribución de potencia por parte del control primario para estabilizar la frecuencia. Esta potencia debe ser sustraída al desbalance de potencia para no neutralizar la acción del control primario, lo cual es cierto para $K_{ri} = \lambda_i$. En la práctica y debido a la incertidumbre en la variación de la carga con la frecuencia, $K_{ri} > \lambda_i$ ligeramente para acentuar la acción del control primario y no ir contra él.

Cuando el $\Delta f = 0$ y $P_{mess} = P_{prog}$ el ACE también será igual a cero.

Con el objeto de simplificar el análisis se explicará el método para un sistema compuesto por dos áreas de control.

a) Antes de la contingencia

Se asume que antes de una perturbación la condición del sistema es:

$$\Delta f = 0$$

$$\Delta P_{12} = 0$$

siendo ΔP_{12} la potencia transferida del área uno a la dos.

b) Perturbación y Control Primario

Si en la red 2 se pierde generación de potencia en un valor P_a , el control primario estabiliza la frecuencia en $f_0 + \Delta f$. De la Ecuación (4.4) se obtiene para la red completa $\Delta f = P_a / \lambda_u$, puesto que P_a es negativo, Δf también lo es. Esto coincide con el hecho físico de que ante una pérdida de generación se produce una disminución en la frecuencia.

En respuesta a la desviación de frecuencia el control primario de cada área de control reacciona con su correspondiente característica potencia - frecuencia, Ecuación (4.5), activando las siguientes potencias

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= -\lambda_1 \Delta f \\ \Delta P_2 &= -\lambda_2 \Delta f\end{aligned}\tag{4.10}$$

Como $\Delta f < 0$, la Ecuación (4.10) implica aumentos de potencia dando:

$$\Delta P_1 + \Delta P_2 = -\Delta P_a\tag{4.11}$$

estabilizándose la frecuencia en un valor menor a f_0 .

c) Comportamiento del Control Secundario

Como se puede apreciar de la Ecuación (4.11) el intercambio programado de potencia no es más cero, siendo que $\Delta P_{12} = \Delta P_1$. Considerando al área 1 como exportadora el valor ΔP_{12} es positivo, visto del lado del área 2 se tiene que $\Delta P_{21} = -\Delta P_{12}$.

Bajo la condición $K_{r1} = \lambda_1$ en el control secundario 1, y $K_{r2} = \lambda_2$ en el control secundario 2, reemplazando en la Ecuación (4.9) se obtiene:

$$\begin{aligned}ACE_1 &= \Delta P_{12} + K_{r1} \Delta f = \Delta P_{12} + (-\Delta P_1) = 0 \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} + K_{r2} \Delta f = -\Delta P_1 + (-\Delta P_2) = \Delta P_a\end{aligned}\tag{4.12}$$

De la Ecuación (4.12) se puede apreciar que el controlador secundario 1 no reacciona mientras que el controlador primario 1 se mantiene mientras exista la diferencia Δf . En el área 2 reaccionan tanto el controlador primario como el secundario, la pérdida de generación P_a es compensada por el controlador secundario del área 2. Tan pronto como se recompone Δf deja de actuar el control primario del área 2.

4.1.4 Control Terciario

El control terciario [UCTE, A1] es una operación manual o automática de los generadores y/o cargas participantes en el mismo con el objeto de lograr lo siguiente

- Garantizar una provisión adecuada en tiempo y forma de la reserva secundaria.
- Distribuir la potencia involucrada en la reserva secundaria de la mejor forma entre los generadores que participan de la misma basado en consideraciones de despacho económico.

Las acciones que se pueden ejecutar para lograr los objetivos anteriores son las siguientes

- Conexión o desconexión de generadores.
- Variación del punto de operación de los generadores.
- Cambios en la programación de los intercambios de flujo entre áreas.
- Control de cargas mediante separación de las mismas (Load Shedding)

Ya sea que el control terciario actúe en forma suplementaria o como un nivel jerárquico individual, los tiempos de programación están dentro de la planificación de la operación, pero su acción equivale temporalmente a los del control secundario.

RESERVA TERCIARIA [UCTE, A1]

La potencia que puede ser entregada en forma manual o automática bajo el control terciario para complementar o proveer una adecuada reserva secundaria se denomina reserva terciaria o de 15 minutos.

En la Figura 4.5 se puede ver que a los 15 minutos debe estar totalmente entregada y haber comenzado su despacho al minuto; el resto del tiempo es destinado a la acción de optimización y redistribución de potencias y cargas por parte del control terciario.

La reserva terciaria debe ser usada de manera tal que recupere el rango del control secundario Figura 4.8. En esta figura se puede apreciar la conexión de un tercer generador cuya potencia de salida es fija y que permite recuperar el rango mencionado con la reserva secundaria recompuesta.

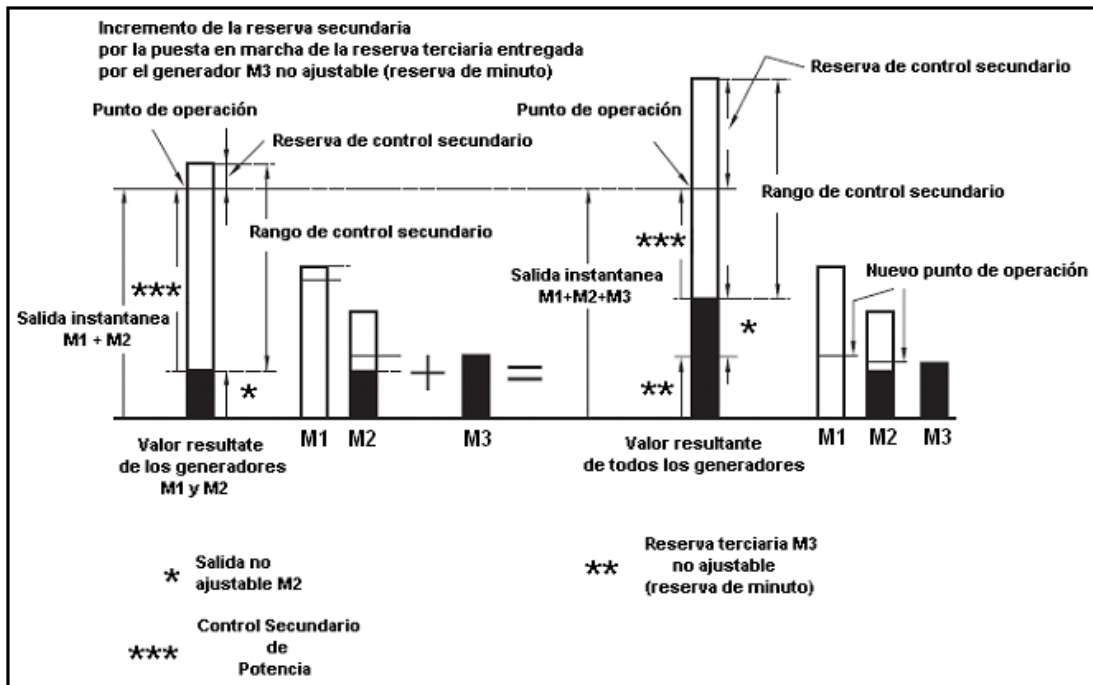


Figura 4.8. Recomposición de la reserva secundaria por acción del control terciario.

La Figura 4.9 presenta un diagrama espacial de la organización por áreas y de la localización del control de área [Kundur, 1994]

4.1.5 Esquema de Cortes por Subfrecuencia

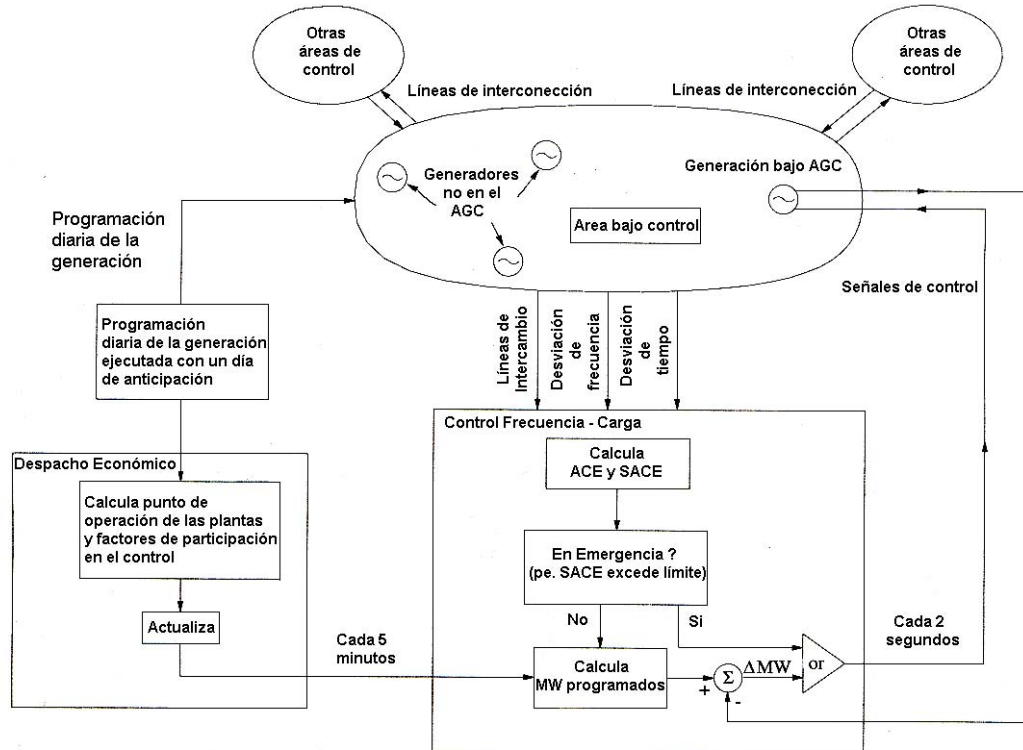


Figura 4.9. Esquema del control terciario frecuencia – carga.

El corte por subfrecuencia o aislación de carga (Load Shedding) [Molina, 2004] es un recurso que debe usarse en última instancia, pues hace a la calidad del servicio; no obstante, un Sistema de Potencia está sometido a esquemas especiales de protección que son los que en última instancia protegen al mismo de cualquier falla de diseño u operación en condiciones no planificadas.

Se reproduce en la Figura 4.10 la Figura 3.13; en ella se puede apreciar la reacción de la frecuencia y de las reservas ante una perturbación escalón en el consumo. Se ve como la frecuencia en primera instancia decae para luego comenzar a recuperarse por acción de la reserva primaria en primera instancia, y luego por la reserva secundaria que recupera además la primaria.

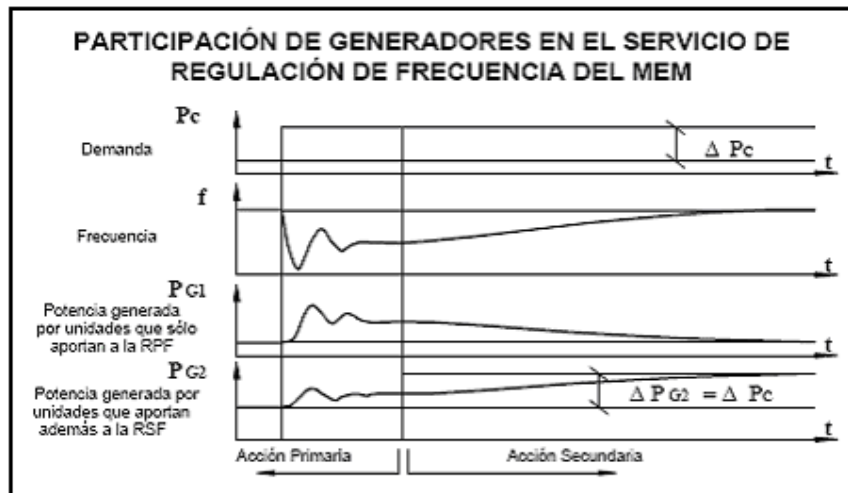


Figura 4.10. Perturbación de demanda en el SADI.

En la Figura 4.11 se presenta un estudio sobre la evolución de la frecuencia en el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) para distintos valores de la perturbación [Molina, 2004].

La perturbación se presenta como un déficit porcentual de la demanda, es interesante notar que la evolución de un déficit de 50 MW para una demanda de 500 MW es igual que el déficit de 1000 MW para una demanda de 10.000 MW, en ambos casos el déficit es del 10%.

Estas curvas son obtenidas mediante simulación dinámica y luego corroboradas con registros de operación.

Se ve en la Figura 4.11 que la evolución temporal va desde los 2 seg. hasta un valor superior a los 10 seg.. El valor de 49 Hz. es el primer escalón para los cortes, la forma de la curva depende básicamente de los siguientes factores:

- Magnitud del desbalance entre generación y demanda.
- Inercia del parque rotante.

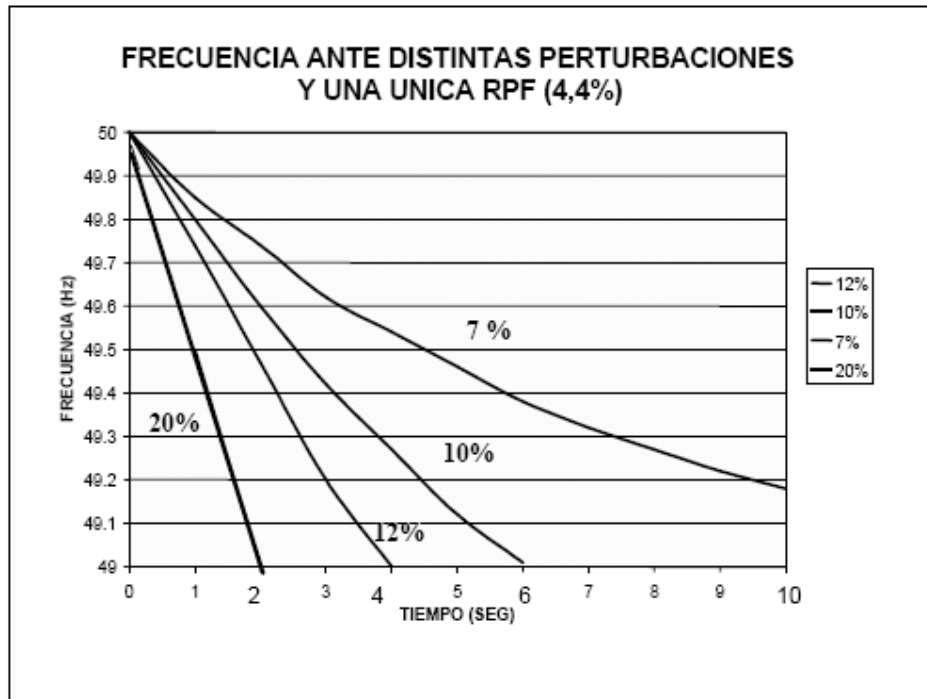


Figura 4.11. Evolución de la frecuencia en el SADI para diferentes valores de la perturbación de demanda.

En la Figura 4.12 se puede apreciar en que tiempo y que porcentaje de la reserva primaria se ha puesto en servicio antes del primer escalón de cortes. Si la perturbación es del orden del 7% el 75% de la RPF ha sido entregada alrededor de los 10 seg., mientras que si la perturbación es del 20% el 38% de la RPF se ha entregado a los 2 seg. El valor de la reserva primaria para todos los casos es del orden del 4.4% [Molina, 2004].

Los siguientes factores tienen influencia en la evolución temporal sobre la entrega de la RPF:

- Retardo en la producción de vapor en las calderas.
- Efecto *penstock* en las tuberías de las centrales hidroeléctricas.
- Proceso de combustión en las turbinas de gas.
- Retardos en los servomecanismos.

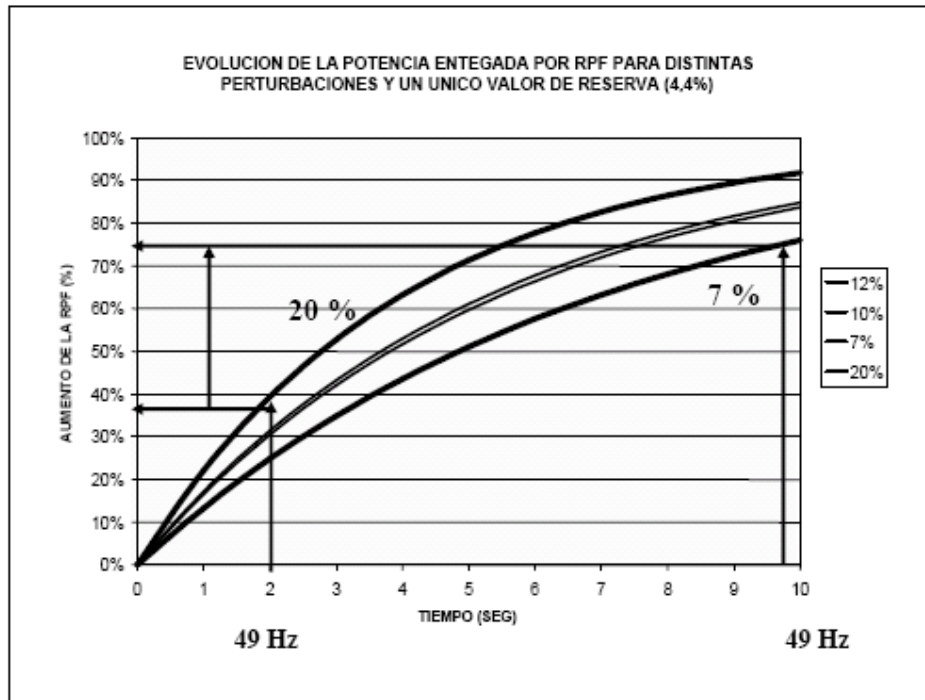


Figura 4.12. Evolución de la entrega de la reserva primaria en relación al valor de la perturbación para el primer escalón de corte por subfrecuencia.

Una relación interesante de estudiar es el tamaño necesario de la RPF para evitar cortes por subfrecuencia. Se aprecia en la Figura 4.13 que un aumento de la reserva primaria del 3% al 5% evita los cortes para perturbaciones del 8% entre generación y demanda. Este valor permite dimensionar el tamaño de la RPF. Se recalca que estos estudios se realizan mediante simulación dinámica [Molina, 2004].

Un parámetro adicional a tener en cuenta es el valor de la derivada de la frecuencia; esto permite implementar un control del tipo predictivo. En la Figura 4.14 se puede apreciar la evolución tanto del valor de la frecuencia como el de su derivada. El estudio se realiza para evitar el primer escalón.

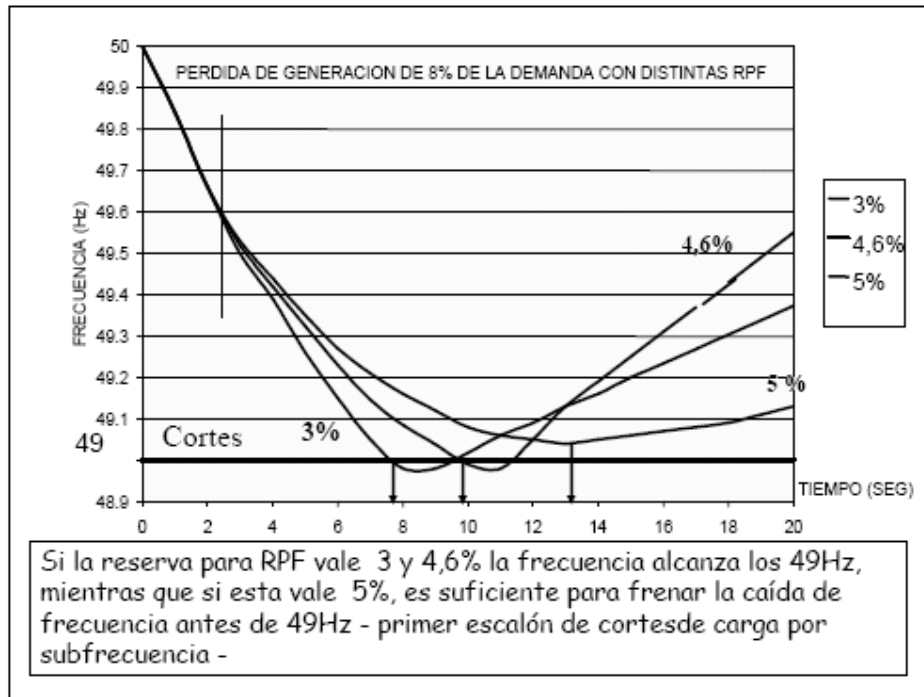


Figura 4.13. Cálculo de la reserva primaria para evitar el primer escalón de cortes por subfrecuencia para un valor dado de la perturbación.

El registro de la Figura 4.14 ha sido obtenido en el momento que se produjo una falla en el transporte y como consecuencia de ésta ha actuado el SPS (Special Protection Scheme) DAG (Desconexión Automática de Generación) generando un desbalance entre generación y demanda [Molina, 2004].

Los valores específicos a desconectar se presentan en la Figura 4.15 como porcentajes del total de la carga. El séptimo escalón contempla una desconexión del 42% del total de la carga en ese momento; estos porcentajes pueden ser rechazados tanto por el valor absoluto de la frecuencia como por el valor de la derivada. El séptimo escalón contempla cortes por permanencia de la frecuencia debajo de los 49.2 Hz. durante 15 seg., 17 seg. y 19 seg [Molina, 2004].

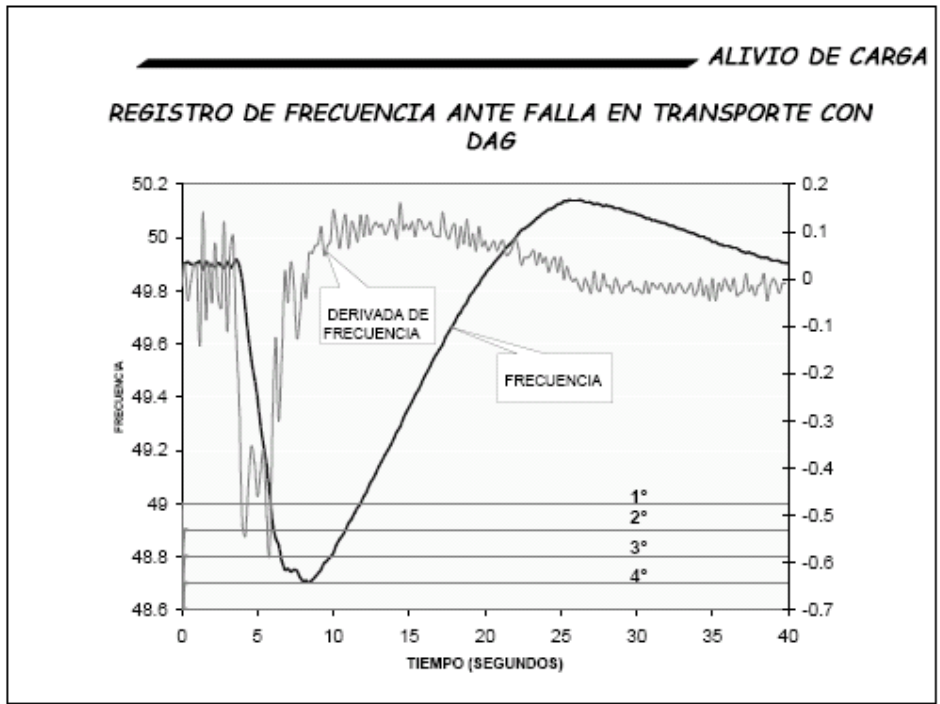


Figura 4.14. Evolución de la frecuencia y su derivada ante una falla en el transporte con desconexión automática de generación.

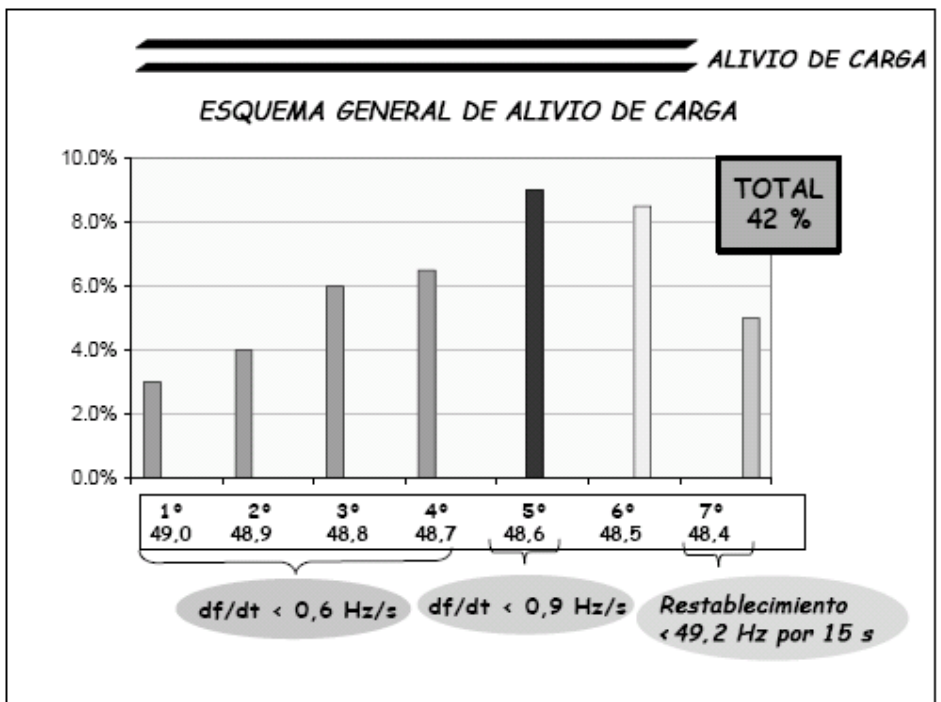


Figura 4.15. Esquema de cortes por subfrecuencia para el SADI.

4.2 Control Automático de la Tensión

4.2.1 Introducción.

En el apartado 3.6 se trató la estabilidad en tensión. Se caracterizó a la misma como un fenómeno cuyo comienzo es local, de una evolución temporal lenta que depende del punto de operación $P-V$ $Q-V$, estando relacionada con la deficiencia de potencia reactiva, y que se puede extender a todo el sistema en forma de colapso [Kundur, 1994].

Las Figuras 3.33 ejemplifica el caso para un nodo de una red relativamente compleja.

El objetivo del Control de Tensión es mantener un perfil de tensiones especificado en las barras del sistema, gestionar los recursos reactivos minimizando las pérdidas, y evitar el colapso [Molina, 2004].

Hay diferentes escenarios posibles para el colapso de tensión, a continuación se describe uno típico que causa una inestabilidad a largo plazo [Kundur, 1994; Molina, 2004].

- Algunas líneas de transmisión de alta tensión están muy cargadas, la capacidad de generación reactiva disponible en el área crítica se reduce considerablemente, las reservas de potencia reactiva están al mínimo o se encuentran muy alejadas del área crítica.
- Debido a una falla se desconecta una línea muy cargada, incrementándose la carga y las pérdidas en otras líneas del sistema.
- Disminuye la tensión en la carga, el control de tensión de los generadores restaura las tensiones a borne del generador incrementando la excitación, se acerca al límite térmico de la sobre excitación en la que actuaran las protecciones térmicas.
- Después de algunos minutos y dependiendo de la dinámica de los transformadores tipo OLTC (On Load Tap Changers), éstos restauran las

tensiones en las cargas recomponiendo la demanda. Se incrementa la demanda y las pérdidas en las líneas de transmisión ocasionando bajas de tensión.

- El incremento de la demanda de potencia reactiva aumenta la salida de reactivo de los generadores. Cuando actúan las sobreprotecciones comienza la disminución de la tensión de salida. Esta porción de potencia reactiva de la carga se satisface desde otro generador fuera del área crítica lo que proporciona la sobrecarga de los generadores en cascada. Pocos generadores están disponibles para el control de tensión y están localizado lejos del área crítica.
- El sistema se encuentra en un punto crítico que se caracteriza por un perfil de tensiones deprimido, generadores cargados y sin margen de reactivo, líneas fuera de servicio por sobrecargas y otras en estado de carga excesiva. Toda esta combinación puede llevar al colapso de tensión.

Para evitar el colapso de tensión, lo primero que se debe hacer es un estudio de estabilidad y planificación que diga como se encuentra el sistema en relación al punto crítico; se deben tomar las medidas necesarias en cuanto a recomposición de reservas y compensaciones. En base a lo anterior implementar un sistema de operación y control de tensión que garantice el cumplimiento de criterios de estabilidad.

4.2.2 Planificación y Análisis

En este punto se hará solo mención a los estudios que posibilitan la planificación y el análisis, no se harán consideraciones teóricas de los mismos.

Se necesita conocer dos aspectos básicos que tienen que ver con la inestabilidad, la proximidad al estado de inestabilidad, el mecanismo y los factores preponderantes.

Sobre la distancia al punto de inestabilidad se necesita conocer el nivel de carga, los márgenes de potencia activa y reactiva, los recursos reactivos disponibles y la adopción de un índice de cuantificación para distintas situaciones.

En cuanto a los mecanismos que provocan la inestabilidad, éstos involucran cuestiones que tienen que ver sobre cómo y porqué ocurre la misma, cuales son las áreas débiles, cuales son los factores que contribuyen a la misma, que cargas y que generadores debilitan o potencian las tensiones de que barras.

4.2.2.1 Planificación y Análisis Dinámico

Los mecanismos que conducen al colapso de voltaje son de lenta evolución, esto atenta contra los análisis del tipo dinámico, sin embargo estos estudios permiten, mediante simulación, un detalle cronológico de los eventos que preceden y que siguen al colapso [Kundur, 1994].

La simulación dinámica permite estudiar la coordinación de las protecciones y los controles, ensayar las acciones de operación - restauración, y examinar en detalle la evolución temporal de los estados posibles.

En las simulaciones dinámicas es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos relativos a los componentes simulados:

- Cargas: es importante tener en cuenta el comportamiento y la modelación de las mismas con respecto a su dependencia con la tensión y la frecuencia así como su composición. No pueden dejar de modelarse los efectos de los transformadores tipo OLTC; estos juegan un papel importante en el colapso.
- Generadores: deben tenerse en cuenta los controles asociados a los mismos, no solo los relativos a los lazos de operación sino también aquellos que tienen que ver con las protecciones, puestos que estos últimos detienen las acciones de control.
- Control Automático de la Generación (AGC): en aquellas contingencias en las que se producen un marcado desfase entre la generación y la demanda, este control puede cambiar sustancialmente el punto de operación del

generador variando la disponibilidad de reactivo e interfiriendo en la acción del control de tensión.

- Protecciones y Controles: existe una permanente competencia entre quién predomina ante un evento, si la protección o el control. Si las protecciones no se simulan adecuadamente, el comportamiento real puede variar sustancialmente del simulado ya que se puede suponer que se cuenta con un recurso que ha sido desconectado por una protección.

En la Figura 4.19 se aprecia un caso de biblioteca compuesto por 10 barras, tres generadores, cinco transformadores fijos, un transformador tipo OLTC (On Load Tap Changer), siete líneas de transmisión, y dos centros de carga [Kundur, 1994].

Se simula una contingencia que implica perder una de las líneas de transmisión entre las barras seis y la siete para tres condiciones distintas de carga del sistema. Solamente el generador tres (G3) tiene modelado el control de protección de sobreexcitación. La carga en la barra ocho es del tipo potencia constante, tanto en su componente activa como reactiva; la carga en la barra ocho se modela con un 50% de impedancia constante y un 50% de corriente constante.

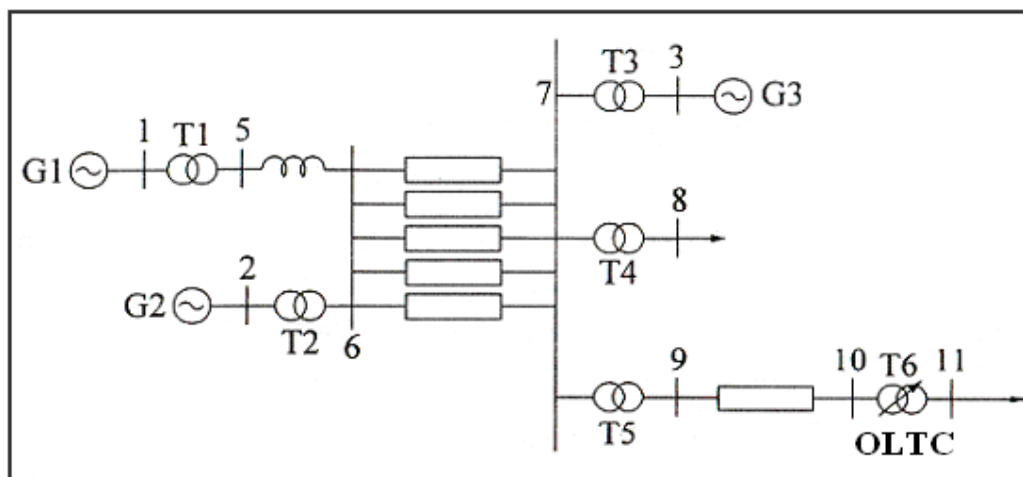


Figura 4.19. Sistema ejemplo para el colapso de tensión.

Los valores de carga son los siguiente:

- Caso 1, 6655 MW, 1986 MVar.
- Caso 2, 6755 MW, 2016 MVar.
- Caso 3, 6805 MW, 2031 MVar.

En la Figura 4.20 se grafican las tensiones de las barras 11, 10 y 7 para los tres niveles de cargas detallados anteriormente, mientras que en la Figura 4.21 se grafican los parámetros del generador tres: corriente de campo, potencia reactiva entregada por el generador, tensión a bornes del generador; también para los tres casos de cargas.

Presentada la contingencia en $t_0 = 0$, lo primero que se aprecia es una depresión de tensión en los nodos como consecuencia de la redistribución de las potencias activas y reactivas de la red. La acción del AVR (Automatic Voltage Regulator), que es el regulador primario local de tensión del cual se hablará más adelante, se incrementa la corriente de campo del generador tres y por consiguiente la entrega del reactivo recomponiendo la tensión de barra del generador.

Conjuntamente con la acción del AVR reacciona el controlador del transformador OLTC de la barra once recomponiendo la tensión. El sistema queda estabilizado con tensiones en las barras siete y diez menores a las que tenía antes de la contingencia, aunque dentro de los límites permitidos, todo lo anterior bajo el nivel de carga uno.

Si se repite el análisis para el nivel de carga dos. Se ve que la primera parte del transitorio presenta un comportamiento similar al analizado para el nivel de carga uno. La diferencia se presenta a partir del momento en que el control de sobreexcitación del generador toma el comando del mismo anulando el AVR. Esto se produce alrededor de los 180 seg. A partir de este momento cesa la entrega de reactivo por parte del generador, queda fijado en el nivel de seguridad térmico. El controlador lo retorna al valor de seguridad, lo que ocasiona la disminución en las tensiones de barra.

A partir del hecho anterior no se cuenta con AVR y comienza la reacción del controlador del transformador OLTC tratando de recomponer la tensión de la barra once. El generador ha comenzado a comportarse como una impedancia fija para el sistema, disminuyendo la tensión de barra correspondiente. El proceso termina cuando el tope del transformador

llega a su máximo, quedando el nivel de tensiones deprimido en todas las barras y bastante más bajo que en la situación de carga uno.

Para la situación de carga dos el proceso es similar al anterior pero acelerado como consecuencia de los valores del limitador de sobreexcitación. Se debe tener en cuenta que se permiten excesos temporales de sobreexcitación limitados en el tiempo y en valor.

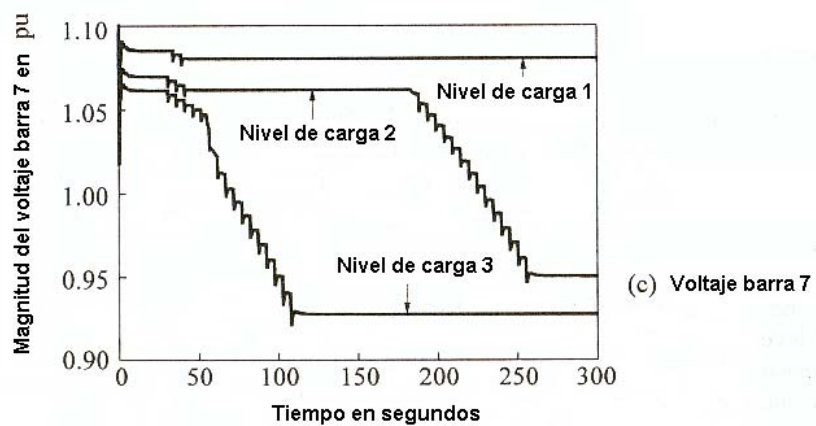
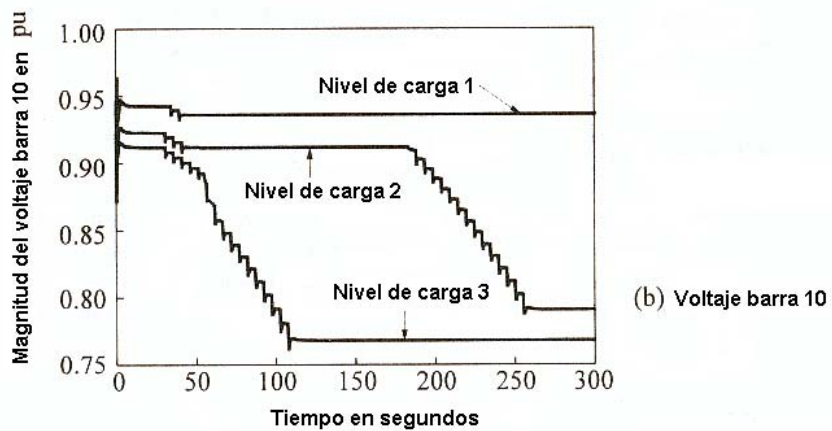
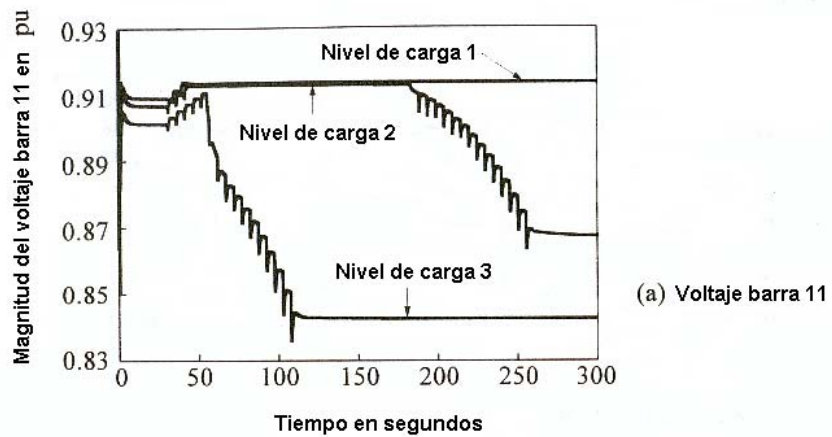


Figura 4.20. Perfil dinámico de tensiones del sistema ejemplo para el colapso de tensión.

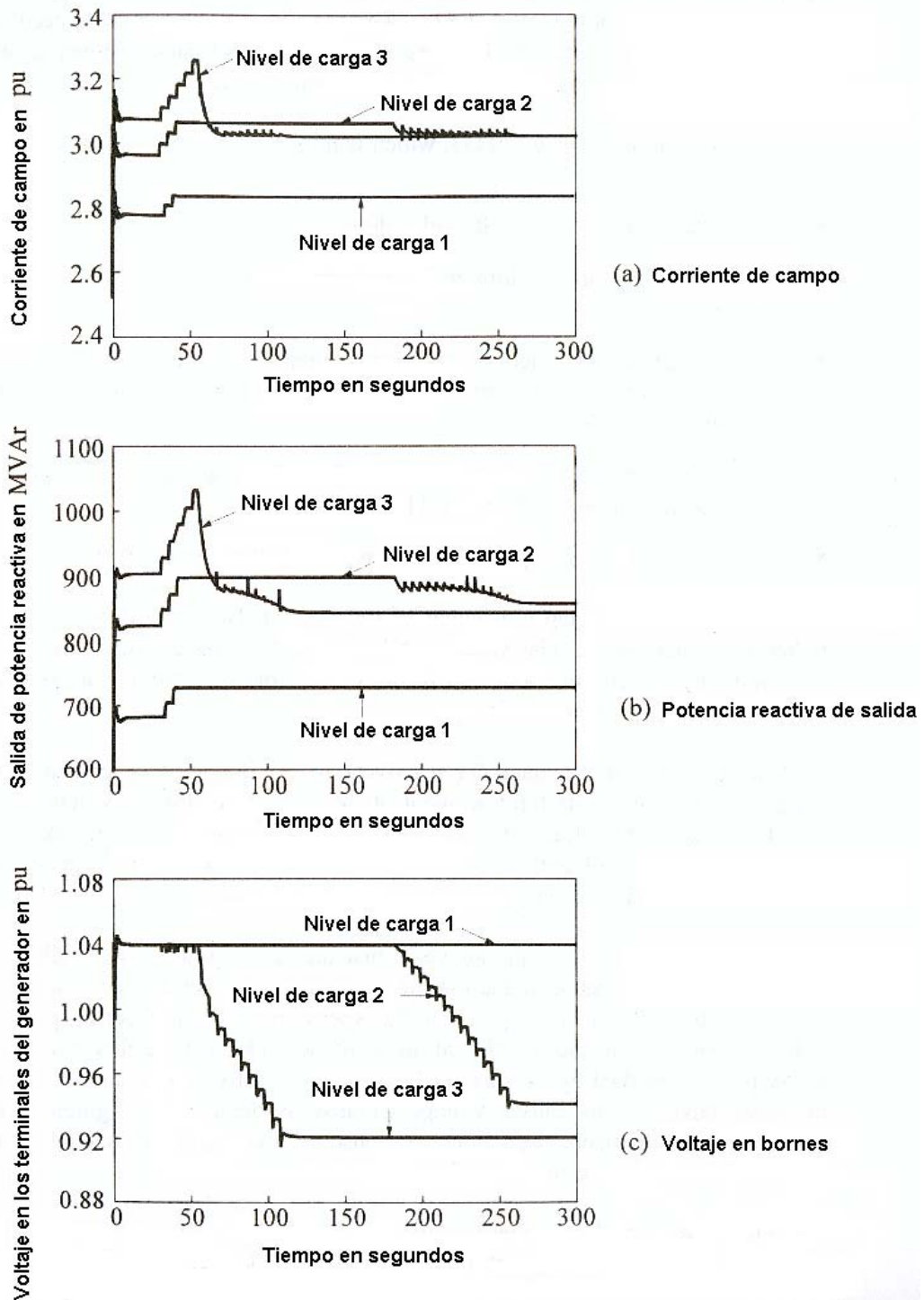


Figura 4.21. Perfil dinámico de corriente, potencia y tensión en el generador 3 del sistema ejemplo para el colapso de tensión.

La simulación anterior ha permitido estudiar el fenómeno de depresión teniendo en cuenta la acción conjunta de los controles y de las protecciones. Se podría haber considerado la conmutación de recursos compensadores y medir la acción resultante en el tiempo de los mismos.

Un estudio clásico que se efectúa mediante la utilización de la simulación, es la relación que existe entre el tiempo de despeje de una falla y el valor que adquiere el ángulo del rotor de una máquina con respecto al de referencia. Se puede así evaluar la efectividad de la protección con respecto a la pérdida de sincronismo y como consecuencia de esta el desenganche de la central generadora.

4.2.2.2 Planificación y Análisis Estático

En el apartado 3.6 se vio la importancia del estudio de las curvas $V-P$ y $Q-V$ para el estudio de la estabilidad en tensión. En este apartado se profundizará el tema, sobre todo para poder interpretar luego el concepto de nodo piloto en el esquema de control de tensión automático.

De todos los posibles estudios estáticos, Flujo de Potencia, Análisis de Sensibilidad $V-Q$, Análisis Modal $Q-V$, Determinación de la Distancia al punto de Inestabilidad, Análisis de Flujo por el Método de la Continuidad, se presentará el segundo y tercer método en forma introductoria y como paso previo a la implementación del control automático [Kundur, 1994].

Al principio, la determinación de las curvas $V - Q$, se basaba en la corrida sucesiva de flujo de potencia sobre nodos selectos del sistemas variando las distintas condiciones de carga. Esto conducía a voluminosos estudios con la consiguiente posibilidad de error. Con la aparición del computador personal y de las técnicas numéricas ha sido posible automatizar este proceso, pudiendose obtener un estudio detallado de la sensibilidad de cada barra.

Planteando las ecuaciones de nodos de una red en términos de la matriz de admitancia se tiene que [Kundur, 1994; Grainger, 1994]:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Donde

n Cantidad de nodos de la red

Y_{ii} Autoadmitancia del nodo i , suma de todas las admitancias que terminan en el nodo i .

Y_{ij} Admitancia mutua entre el nodo i y j , negativo de la suma de todas las admitancias entre el nodo i y el j .

V_i Fasor del voltaje a tierra en el nodo i .

I_i Fasor de la corriente que fluye hacia el nodo i .

De los distintos métodos que existen para resolver el sistema dado por la Ecuación (4.13), se explicará brevemente el de Newton – Raphson. Este método se basa en la expansión en serie de Taylor. Sea el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ \dots & \dots \dots \dots \dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \quad (4.14)$$

Si se expande en serie de Taylor la Ecuación (4.14) en el entorno del punto x_n^0 y se desprecian los términos de orden superior, quedando la siguiente expresión matricial:

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \dots \dots \dots \dots \dots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

La cual puede se escrita en forma compacta como:

$$\Delta \mathbf{f} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{x} \quad (4.16)$$

donde \mathbf{J} es el Jacobiano. Si los valores estimados (x_1^0, \dots, x_n^0) , fueran exactos, los errores $\Delta \mathbf{f}$ y $\Delta \mathbf{x}$ serían nulos. Si se aplica una solución recursiva al sistema lineal dado por la Ecuación (4.16) y partiendo de un valor estimado se obtiene un nuevo punto dado por:

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i \quad (4.17)$$

el proceso se detiene cuando el error Δf_i se encuentra dentro de la tolerancia especificada.

Se utilizará ahora en forma conjunta el método de la matriz de admitancia nodal y Newton - Raphson. Aplicando la ecuación de potencia en coordenadas polares al nodo k se obtiene lo siguiente:

$$S_k = P_k + j Q_k = V_k I_k^* \quad (4.18)$$

desarrollando la Ecuación (4.13) para el nodo k se tiene que:

$$I_k = \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m \quad (4.19)$$

sustituyendo la Ecuación (4.19) en la (4.18) se obtiene la Ecuación (4.20).

$$P_k + j Q_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) V_m^* \quad (4.20)$$

el producto fasorial de V_k y V_m^* puede ser escrito en notación polar de la siguiente manera

$$V_k V_m^* = (|V_k| e^{j\theta_k}) (|V_m| e^{-j\theta_m}) = |V_k| |V_m| e^{j(\theta_k - \theta_m)} \quad (4.21)$$

$$V_k V_m^* = |V_k| |V_m| (\cos \theta_{km} + j \operatorname{sen} \theta_{km}) \quad (4.22)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (4.23)$$

igualando la parte real e imaginaria de la Ecuación (4.20) y utilizando las igualdades dadas por la ecuaciones (4.21), (4.22) y (4.23) se obtienen las siguientes expresiones:

$$P_k = |V_k| \sum_{m=1}^n (G_{km} |V_m| \cos \theta_{km} + B_{km} |V_m| \operatorname{sen} \theta_{km}) \quad (4.24)$$

$$Q_k = |V_k| \sum_{m=1}^n (G_{km} |V_m| \operatorname{sen} \theta_{km} - B_{km} |V_m| \cos \theta_{km}) \quad (4.25)$$

Las ecuaciones (4.24) y (4.25) muestran que, la potencia activa y la reactiva en un nodo determinado de la red es función de la magnitud de la tensión y del ángulo de cada nodo de la red. Si la potencia activa y reactiva son especificadas para cada nodo de la red, entonces se tiene que:

$$P_k(\theta_1, \dots, \theta_n, |V_1|, \dots, |V_n|) = P_k^{SP} \quad (4.26)$$

$$Q_k(\theta_1, \dots, \theta_n, |V_1|, \dots, |V_n|) = Q_k^{SP} \quad (4.27)$$

donde el superíndice SP denota el valor especificado, la forma de las ecuaciones (4.26) y (4.27) coincide con las ecuaciones (4.17), por lo que es posible hacer un desarrollo de Taylor de éstas alrededor de un punto de operación y obtener una forma similar a la Ecuación (4.15) obteniendo una expresión matricial como la Ecuación (4.16), todo lo cual se refleja en la Ecuación (4.28).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

La matriz de las derivadas parciales constituye el Jacobiano del sistema y representa la sensibilidad del nodo: variación de potencia activa y reactiva en relación a la variación de tensión y ángulo del mismo.

Esta relación es sumamente importante, puesto que muestra que la potencia reactiva no solo está influenciada por el nivel de tensión sino también por el ángulo. Lo mismo vale para la potencia activa; ahora bien se había demostrado en la sección 3.4 que si las variaciones de tensiones en los nodos eran las especificadas se consideraba la independencia entre $Q - \theta$ y $P - V$.

El párrafo anterior no se cumple para contingencias que presentan grandes variaciones de tensión y por lo tanto no pueden considerarse los controles de activo y reactivo independientes uno del otro.

Utilizando la notación \mathbf{J} para denotar el Jacobiano se puede escribir la Ecuación (4.28) como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Donde

ΔP = Incremento de la potencia activa en la barra.

ΔQ = Incremento del reactivo inyectado en la barra.

$\Delta\theta$ = Incremento del ángulo de voltaje en la barra.

ΔV = Incremento de la magnitud del voltaje en la barra.

Es claro por la Ecuación (4.29) que la potencia activa se encuentra afectada tanto por el ángulo como por la tensión. Con el objeto de estudiar las curvas $Q-V$, se puede analizar el sistema para distintas condiciones de carga manteniendo durante el estudio de las curvas $\Delta P = 0$, para luego realizar un nuevo análisis variando las condiciones de carga.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores la Ecuación (4.29) se reduce a la Ecuación (4.30).

$$\Delta Q = \mathbf{J}_R \Delta V \quad (4.30)$$

donde \mathbf{J}_R está dada por la Ecuación (4.31).

$$\mathbf{J}_R = \left[\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta} \mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \right] \quad (4.31)$$

Operando sobre la Ecuación (4.30) se obtiene la Ecuación (4.32). Esta última deja a la vista en análisis de sensibilidad $V-Q$ utilizando la inversa del Jacobiano reducido.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (4.32)$$

En realidad y por razones de eficiencia computacional se resuelve la Ecuación (4.30) en lugar de la Ecuación (4.32), la sensibilidad $V-Q$ se analiza con la pendiente de la curva $Q-V$, según lo que se vio en el apartado 3.6.

Una sensibilidad positiva representa una operación estable. Cuando la sensibilidad es negativa el sistema es inestable. Inyecciones o absorciones de potencia reactiva generan efectos contrarios en las tensiones de barra. Cuando la pendiente de la curva es nula el sistema se encuentra en el punto crítico; aquí la matriz resulta singular.

4.2.3 Control de la Tensión

4.2.3.1 Introducción

A diferencia de lo que sucede con el control de la frecuencia donde existe un criterio unificado (ACE, Area Control Error) para su control, apartado 4.1, en el caso del control de tensión hay en la actualidad dos ideas distintas; el criterio americano, que se basa en la operación y control del reactivo mediante especificaciones y procedimientos estrictos bajo el mando de los operadores del centro de control [AESO, OPP702; ISO-NE, OP12]; y el criterio europeo que nació en Francia y que hoy está extendido. Este modo de operación se basa en un control automático jerarquizado utilizando el concepto de nodo piloto [CEGB, 1988; Corsi et al., 2004].

El control primario de tensión, que se realiza mediante el AVR (Automatic Voltage Regulator) de la máquina generadora, es común a ambos y se encarga de mantener la consigna de la tensión en barra.

Se analizará en primera instancia el control manual; este tipo de control se aplica en nuestro país al Sistema Interconectado. Luego se presentará el control automático de

origen europeo. El motivo fundamental de la presente tesis es su reemplazo por un control inteligente.

4.2.3.2 Control Manual de la Tensión

En la Figura 4.22 se presenta el diagrama de control de la excitación del generador. En los apartados 3.3, y 3.6 se trató el problema del reactivo y su control en el generador. En ellos se vio que controlando la tensión de campo se puede controlar el reactivo que genera o absorbe la máquina, y mediante este la tensión a bornes de la misma [Kundur, 1994].

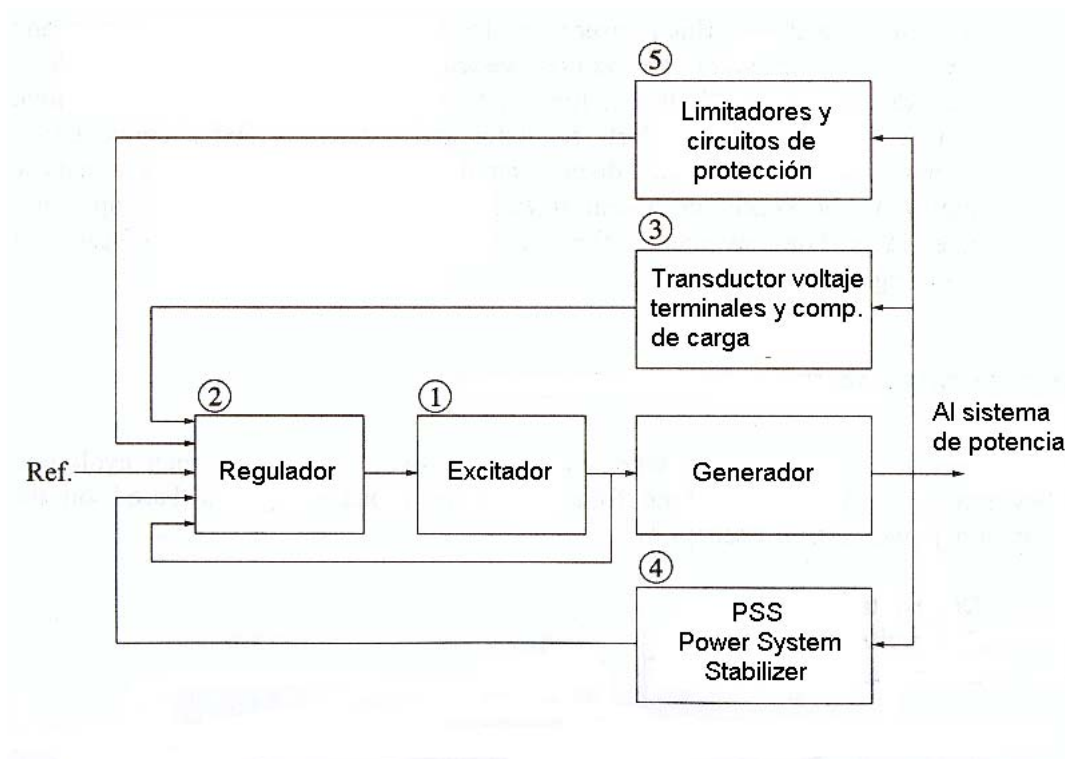


Figura 4.22. Diagrama de control para la excitación del generador sincrónico.

El diagrama en bloques de la Figura 4.22 muestra la referencia para el lazo de control, la señal puede ser fijada en forma manual, como es el caso que se está analizando, o en forma automática como será visto en el apartado que sigue.

Existen otros tres bloques que cumplen las siguientes funciones:

Bloque N° 3. Si la realimentación de tensión se toma del lado de alta del transformador elevador que acopla el generador al sistema, se debe compensar la carga que le impone el transformador al generador; si solo se toma a bornes del generador solo se necesita el transductor.

Bloque N° 4. El PSS (Power System Stabilizer) es un bloque que realiza las veces de un amortiguador para compensar las oscilaciones del rotor, y representa una parte de amortiguación. Técnicamente es un compensador para estabilización.

Bloque N° 5. Este bloque incluye los controles de protección del generador, en particular los de sobreexcitación y subexcitación. Se dijo anteriormente que cuando este control toma el mando se inhabilita el lazo principal dejando de responder el generador a la referencia.

La diferencia fundamental entre los dos sistemas, el americano y el europeo, es precisamente como se fija esta referencia. El americano lo hace en forma manual bajo procedimientos de operación, mientras que el europeo lo hace en forma automática. En la Figura 4.23 se presenta una estructura jerárquica que permite operar los recursos para el control de tensión bajo el concepto americano, en este caso se está graficando el SADI (Sistema Argentino de Interconexión) [Molina, 2004].

La complejidad de las interacciones depende de las capas jerárquicas que existan, de las atribuciones que cada una tenga y de las normativas que permiten operar el sistema.

En un esquema complejo de múltiples áreas, si un área estima que la depresión de tensión no se debe a ella, informa al nivel superior para que este coordine con el área vecina. En algunos casos la sugerencia es la coordinación directa entre las posibles áreas causantes del

problema. Este fue uno de los principales problemas en el *blackout* de la costa Este de los Estados Unidos y Canadá (Meyer, 2004).

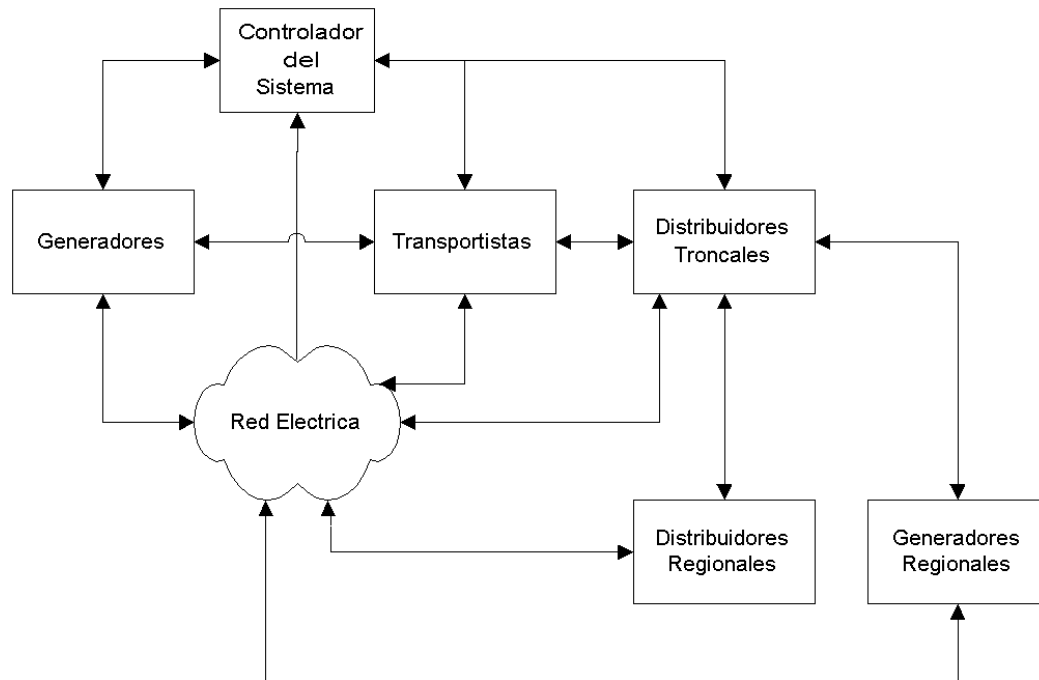


Figura 4.23. Esquema jerárquico para el control de tensión en forma manual.

De la lectura del párrafo anterior no debería causar sorpresa el *blackout* de la costa Este de los Estados Unidos y Canadá de Octubre del 2003. Si bien el proceso de colapso es lento, también lo es ponerse de acuerdo quién está causando el problema y cual es la solución.

En la Figura 4.23 el nivel vertical de los bloques implica jerarquías, las flechas entre los bloques y la Red Eléctrica indica Telemetría / Mando, en todo caso lo que refleja el esquema es la norma y no la excepción. Las flechas entre bloques implican comunicaciones con el objeto de consultas y/o acciones a ejecutar.

La correcta operación depende de la acción conjunta de todos los bloques siguiendo directivas expresas en formas de Procedimientos Técnicos y Normativas. Para el caso del SADI el Procedimiento Técnico N° 5 rige el Control de la Tensión y Potencia Reactiva

[CMMESA, PT5]; para el caso de AESO (Alberta Electric System Operator) el OPP 702 (Operating Policies and Procedures) gestiona el Control del Voltaje [AESO, OPP702].

A continuación se reseña brevemente a modo de ejemplo lo sustancial de las normas de tres operadores. Como primera medida se muestran distintas políticas para los accionamientos de los dispositivos, los que reflejan un orden de prioridad para su puesta en funcionamiento.

Alberta Electric System Operator (AESO) - OPP 702

Directivas: AESO.

Coordina: SC (System Controller - Centro de Control)

Opera: TFO (Transmission Facility Owners - Transportistas)

GFO (Generation Facility Owners - Generadores)

Controles:

- Ajuste del voltaje en los terminales de la máquina.
- Conmutación del banco de capacitores y/o reactores.
- Ajuste del tap de los OLTC.
- Puesta en marcha y/o ajuste de los compensadores SVC.
- Generación forzada.
- Conmutación de líneas.

Northeast Power Coordinating Council (NPCC) - Procedure C-04 - ISO NE OP 12

Directivas: NPCC, NERC (North American Electric Reliable Council).

Coordina: NYISO (New York Independent System Operator).

ISO-NE (Independent System Operator New England).

THQ (TransEnergie Hydro Quebec).

Opera: TFO (Transmission Facility Owners - Transportistas)
GFO (Generation Facility Owners - Generadores)
LCC (Local and Regional Control Centers).

Controles:

- Ajuste de los taps de transformadores OLTC.
- Conmutación de los bancos de capacitores y reactores.
- Ajuste de los compensadores SVC.
- Ajuste del reactivo generado por la máquina.
- Otros procedimientos.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) - PT N° 5

Directivas: CAMMESA

Coordina: CAMMESA

Opera: Distribuidores.
Transportistas.
Generadores.

Controles:

- Conmutación de los bancos de capacitores y reactores.
- Reguladores de excitación de las máquinas.
- Regulación de los tap de los transformadores OLTC.
- Generación forzada.
- Separación de carga.

La operación de estos dispositivos, si bien es por telemando en algunos casos, en otros es por acción directa del operador. Si la conclusión es que se debe operar un dispositivo que no es propio, debe solicitarse al responsable del equipamiento que lo opere.

El sistema parte de una planificación de la operación y de la especificación del perfil de tensiones de la red, punto de operación de generadores, reserva de reactivo, factores de potencia; de acuerdo a este esquema cualquier variación debe ser compensada por el recurso mas cercano y efectivo al problema.

4.2.3.3 Control Automático de la Tensión

Se dijo en párrafos anteriores que la diferencia fundamental entre el sistema manual y el automático radica en la forma que se gestiona la referencia del Control Automático de Tensión a bornes de la máquina (AVR). La Figura 4.24 presenta el esquema utilizado en Francia e Italia, países líderes en la aplicación del Control Automático de la Tensión [Corsi et al., 2004].

Se pueden distinguir en la Figura 4.24 tres niveles jerárquicos de control, un Nivel Terciario de aplicación nacional, un Nivel Secundario de aplicación regional, y un Nivel Primario de aplicación local (AVR). Estos niveles no solo son distribuidos espacialmente sino que también lo son temporalmente. El Nivel Primario es de actuación inmediata, mientras que el Nivel Secundario actúa una vez superado el transitorio del Nivel Primario, del orden del minuto. El Nivel Terciario es el último en actuar y su período se encuentra en la decena de minutos, tanto el esquema temporal como el espacial tienen por objeto desacoplar los controles para evitar oscilaciones y ordenes en contrario.

Las constantes de tiempos dominantes en los distintos niveles pueden ser resumidas de la siguiente forma [Corsi et al., 2004; Lin et al., 2003; Ilic et al., 2004]:

- VSTR (Very Short Term Reactive dispatch), 15 a 30 minutos.
- NVR-TVR (National Voltage Regulation, Tertiary Voltage Regulation), 5 minutos.

- RVR-SVR (Regional Voltage Regulator, Secondary Voltage Regulation), 50 segundos.
- PQR-SVR (Power Reactive Regulator), 5 segundos.
- AVR (Automatic Voltage Regulator), instantáneo a 0.5 segundos.

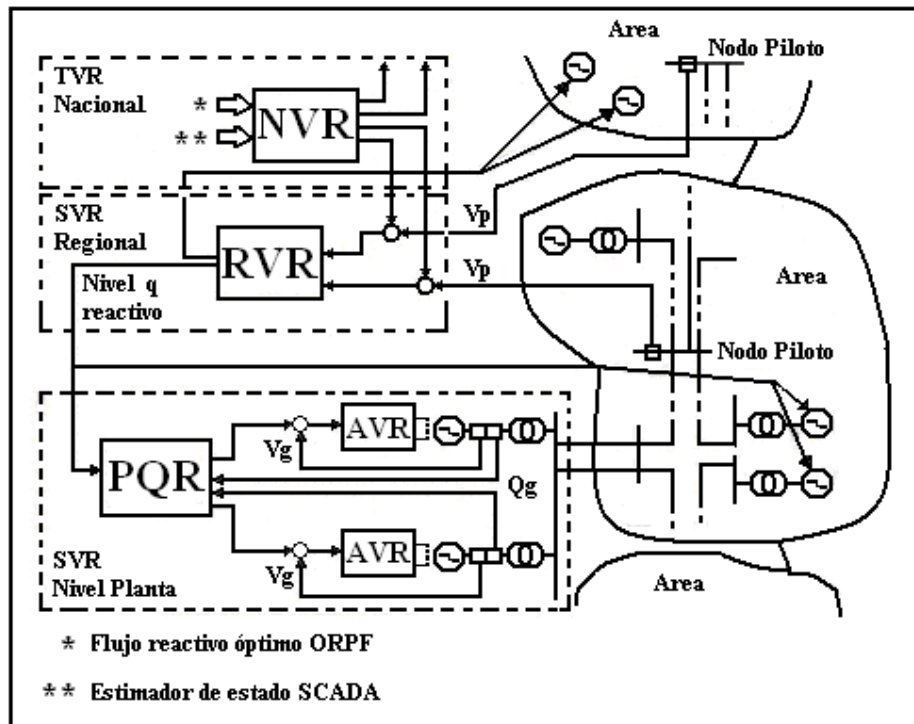


Figura 4.24. Esquema jerárquico del control automático de la tensión.

A continuación se resumen algunas de las ventajas que presenta el Control Automático de la Tensión:

- Mejora en la operación del sistema de potencia, lo cual se traduce en un perfil de tensiones más homogéneo.
- Incremento en la seguridad del sistema como consecuencia de un aumento en la reserva de reactivo para hacer frente a distintas contingencias.
- Aumento en la capacidad de transferencia de potencia activa reduciendo el riesgo de colapso de tensión.

- Disminución de los riesgos en la operación como consecuencia de decisiones apresuradas y/o equivocadas.

La base del sistema está constituida por la elección de los nodos pilotos. Las características que estos deben cumplir para su elección se desarrollan en el Apartado 7.2.2. La subdivisión del sistema en áreas reduce el orden de variables, acotando de esta manera el tamaño del sistema a controlar. Es necesario asegurarse el mínimo intercambio posible de reactivo entre las áreas.

La elección de las plantas generadoras de reactivo para el control, deben ser aquellas próximas a los nodos pilotos. La simple elección de estas plantas ya plantea una subdivisión en áreas.

4.2.3.3.1 Nodos pilotos.

Considerando al sistema de potencia correctamente diseñado y operado en forma normal, el mismo presenta las siguientes características [Kundur, 1994; Grainger, 1994; Danelli et al., 2004]:

- Un cambio en el ángulo de voltaje δ en una barra afecta principalmente al flujo de potencia activa en las líneas de transmisión.
- Un cambio en la magnitud de voltaje en una barra afecta principalmente al flujo de potencia reactiva.
- Las diferencias angulares entre dos barras de un sistema de potencia son por lo general pequeñas de manera que:

$$\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1 \quad (4.33)$$

$$\text{sen}(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j \quad (4.34)$$

- Las susceptancias de líneas B_{ij} son, por lo general, mucho mas grandes que las conductancias G_{ij} .
- La potencia reactiva Q_i que se inyecta en cualquier barra del sistema durante la operación normal, es mucho menor que la potencia reactiva que fluiría si todas las líneas de la barra estuvieran en cortocircuito con la referencia, esto hace que:

$$Q_i \ll |V_i|^2 B_{ii} \quad (4.35)$$

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, la Ecuación (4.28) se puede expresar en la siguiente forma:

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial \delta} \Delta \delta \quad (4.36)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V \quad (4.37)$$

Desarrollando la Ecuación (4.36) y la (4.37) a partir de las ecuaciones (4.24) y (4.25), y considerando las simplificaciones antes mencionadas obtenemos las siguientes expresiones:

$$\frac{\Delta P_i}{V_i^{SP}} = - \sum_{k=1}^{g+N} (B_{ik}) V_k^{SP} \Delta \delta_k \quad (4.38)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{V_i^{SP}} = - \sum_{k=1}^{g+N} (B_{ik}) \Delta V_k \quad (4.39)$$

En las ecuaciones (4.38) y (4.39) el límite g del índice k , denota las barras con generación, mientras que el resto de las barras se encuentran comprendidas en el límite N . Si además se

considera la expansión lineal en el entorno del valor de tensión $V_i^{SP} = 1$ [p.u.], se obtienen las expresiones matriciales siguientes:

$$\Delta P = -B \Delta \delta \quad (4.40)$$

$$\Delta Q = -B \Delta V \quad (4.41)$$

Si se opera subdividiendo las matrices dadas en las ecuaciones (4.40) y (4.41) en nodos con generación propia, los menos, y los que no tienen generación propia, los más, se obtiene el juego de ecuaciones (4.42) y (4.44) [Danelli et al., 2004].

$$\begin{aligned} [\Delta P]_g &= -[B]_{gg} [\Delta \delta]_g - [B]_{gN} [\Delta \delta]_N \\ [\Delta P]_N &= -[B]_{Ng} [\Delta \delta]_g - [B]_{NN} [\Delta \delta]_N \end{aligned} \quad (4.42)$$

$$\begin{aligned} [\Delta Q]_g &= -[B]_{gg} [\Delta V]_g - [B]_{gN} [\Delta V]_N \\ [\Delta Q]_N &= -[B]_{Ng} [\Delta V]_g - [B]_{NN} [\Delta V]_N \end{aligned} \quad (4.43)$$

El subíndice g representa los nodos con generación propia, y N a los restantes nodos; como se está buscando aquellos nodos en los que la tensión sea sensible a las variaciones de potencia reactiva, se manipula las ecuaciones (4.42) y (4.43) para conseguir ese objetivo, obteniéndose el juego de ecuaciones (4.44) y (4.45).

$$\begin{aligned} [\Delta V]_N &= [H]_{Ng} [\Delta V]_g + [X_{SC}]_{NN} [\Delta Q]_N \\ [\Delta Q]_g &= -[B_{eq}]_{gg} [\Delta V]_g + [D]_{gN} [\Delta Q]_N \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} [\Delta \delta]_N &= [H]_{Ng} [\Delta \delta]_g + [X_{SC}]_{NN} [\Delta P]_N \\ [\Delta P]_g &= -[B_{eq}]_{gg} [\Delta \delta]_g + [D]_{gN} [\Delta P]_N \end{aligned} \quad (4.45)$$

Siendo

$$\begin{aligned} [X_{SC}]_{NN} &= -[B]_{NN}^{-1} \\ [H]_{Ng} &= -[B]_{NN}^{-1} [B]_{Ng} = [X_{SC}]_{NN} [B]_{Ng} \end{aligned} \quad (4.46)$$

La primera de las ecuaciones que componen el par (4.44), pone de manifiesto la dependencia de la variación de tensión en los nodos mayoritarios con respecto al incremento de tensión en los nodos con generación, y al incremento de reactivo en el resto de los nodos.

Estos nodos, o un subconjunto de ellos, manifiestan la variación de tensión en la grilla debido a dos factores: La acción directa que se ejerce sobre la tensión en barra por medio de los generadores, matriz $[H]$; o la variación que se produce como consecuencia del reactivo en el resto de la grilla, matriz $[X_{SC}]$.

No debe sorprender el hecho de que el reactivo y el activo no se encuentren vinculados entre sí; todas las simplificaciones que se han hecho al respecto nos condujeron a ello.

Si como consecuencia de una contingencia, el reactivo en la red varía, los nodos que se hayan elegido para monitorear la variación de tensión indicarán esta situación; precisamente, se seleccionaran aquellos nodos efectuando un análisis de la matriz $[X_{SC}]$.

Existen dos razones para tomar a esta matriz como selectora de nodos pilotos:

- La primera ecuación del par (4.44) muestra que si se consideran los voltajes de los nodos generadores controlados (Con AVR o manualmente), la variación de tensión se manifiesta por medio de $[X_{SC}]$.
- Los elementos de la diagonal de $[X_{SC}]$, son los inversos de las admitancias propias de los nodos, los cuales determinan las potencias de cortocircuito del nodo, mientras que los elementos fuera de la diagonal, son los inversos de las admitancias mutuas, los cuales vinculan el nodo bajo análisis con el resto de la red.

En principio, a mayor potencia de cortocircuito existe una mayor vinculación con nodos vecinos. Téngase en cuenta que una inspección visual de los resultados, mas las consideraciones impuestas a los nodos, nos terminarán por confirmar la selección.

Para determinar los nodos pilotos, se formula el siguiente algoritmo sobre la matriz $[X_{SC}]$.

- El primer paso consiste en reordenar la matriz teniendo en cuenta las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} [X_{SC}]_{11}^{(1)} &< [X_{SC}]_{rr}^{(1)} \\ [X_{SC}]_{11}^{(1)} &> [X_{SC}]_{21}^{(1)} > [X_{SC}]_{31}^{(1)} > \dots >> [X_{SC}]_{N1}^{(1)} \end{aligned} \quad (4.47)$$

$r = 2, \dots, N$

Este paso lleva el nodo de mayor potencia de cortocircuito a la posición (1,1), y luego reordena la matriz en forma descendente en la primera columna; esto se puede apreciar en la Figura 4.25.

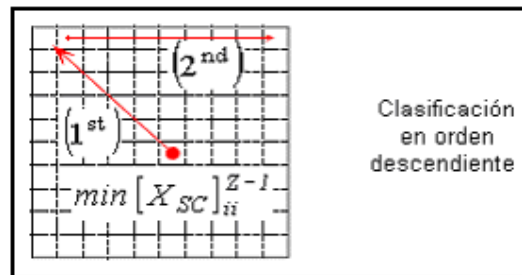


Figura 4.25. Reordenamiento de la matriz de cortocircuito.

- Se forman a continuación $N - 1$ relaciones entre los elementos de la primera columna, definiendo un coeficiente de acoplamiento relativo, el que es calculado de la siguiente manera:

$$\beta_{i1} = \frac{(X_{SC})_{i1}^{(1)}}{(X_{SC})_{11}^{(1)}}, \quad \text{con } i = 1, \dots, N \quad \text{donde } 0 < \beta_{i1} \leq 1 \quad (4.48)$$

- Habiendo fijado arbitrariamente un β_{\min} , todas aquellas N_1 filas en las que $\beta_{\eta 1} > \beta_{\min}$ con $\eta = 1, \dots, N_1$, son excluidas en la búsqueda del siguiente nodo piloto. El superíndice indica el nodo piloto encontrado, hasta aquí el (1).
- Si suponemos que se tienen hasta aquí Z nodos pilotos, la Figura 4.26 muestra la matriz superior descartada para el proceso de búsqueda, y deja la matriz inferior derecha para repetir los tres pasos anteriores hasta detener el proceso, lo que sucede cuando se arriba a un umbral fijado por:

$$(X_{SC})_{11}^{(Z+1)} > \frac{1}{S_{SC\min}} \quad (4.49)$$

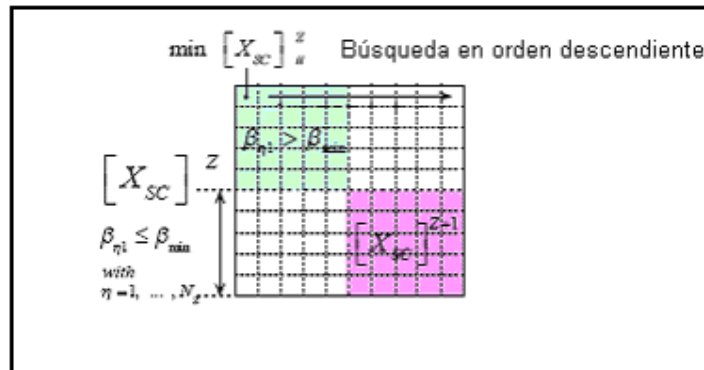


Figura 4.26. Composición de la matriz de nodos pilotos en el proceso de reordenamiento.

El resultado del proceso son Z nodos pilotos ubicados en posición (1,1) de los menores clasificados.

Hasta aquí no ha dicho nada sobre las áreas de influencia de los nodos pilotos, se han detectado, y se han descartados filas y columnas en virtud de una relación de acoplamiento con el nodo piloto bajo análisis. Pudiera ser que algún nodo descartado presentase mejor

relación con otro nodo piloto que no fue todavía analizado. Para corregir esta situación se construye otro proceso, cuyos pasos son los siguientes

- Definir una matriz de influencia de dimensión $N * Z$ mediante la siguiente relación:

$$\beta_{ij} = \frac{(X_{sc})_{ij}}{(X_{sc})_{jj}}, \quad \text{con } i = 1, \dots, N \quad \text{y } j = 1, \dots, Z \quad (4.50)$$

- Asociar el i -th nodo a la j -th área de influencia, bajo el j -th nodo piloto, utilizando la ecuación (4.50), buscar en valor más alto en cada fila asociado a la j -th columna.
- Identificar los nodos residuales que han quedado sin afiliar debido al bajo valor del coeficiente y asociarlos a un área en virtud de la inspección topológica.

Estos nodos, en una cantidad "justa", y que satisfacen las condiciones de acoplamiento, sensibilidad, y desacoplamiento, son los que se utilizan para realimentar el perfil de tensiones al control SVR-RVR (Secondary Voltage Regulator - Regional Voltage Regulator), cuyo esquema se puede apreciar en la Figura 4.24. La referencia para este control proviene del TVR-NVR (Tertiary Voltage Regulator - National Voltage Regulator).

4.2.3.3.2 VSTR (Very Short Term Rescheduling)

La reprogramación de corto plazo es la referencia que se utiliza para el nivel terciario, es una herramienta que permite obtener el flujo de potencia óptimo minimizando pérdidas [Corsi et al., 2004; Salamat Sharif et al., 1996; Grainger et al., 1996].

Bajo operación normal, planificación anticipada (forecasting), se utiliza la referencia STRS (Short Term Reactive Scheduling), la que se calcula con un día de anticipación (one day ahead). Cuando la curva de demanda difiere de la planificada se recurre a la VSTR, esta se obtiene del Estimador de Estado del Sistema, el cual es alimentado con la telemetría SCADA. Tanto la VSTR como la STRS también son utilizadas por el control manual y sirven de referencia para los AVR.

El problema de obtener el perfil de tensiones adecuado para los nodos pilotos implica la resolución de un doble proceso de optimización denominado, problema P y Q u ORPF (Optimal Reactive Power Flow). El primero de los problemas (P problem) trata del despacho económico de la potencia activa, contemplando los costos de generación y se aplica al AGC (Automatic Generation Control). El segundo (Q problem) trata del despacho de la potencia reactiva minimizando las pérdidas en la red (Losses Minimization Control - LMC), y se aplica al AVR (Automatic Voltage Regulator) [Salamat Sharif et al., 1996; Wu and Ma, 1995].

Las pérdidas de potencia activa en una red de transmisión están descritas por la siguiente función:

$$f_Q = \sum_{k \in N_E} P_{kLoss} = \sum_{k \in N_E} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2 V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (4.51)$$

Donde

f_Q	Pérdida de potencia activa en la red sujetas al despacho de potencia reactiva.
P_{kLoss}	Pérdida de potencia activa en la rama k .
N_E	Conjunto de todas las ramas de la red.
g_{ij}	Conductancia de la línea de transmisión entre la barra i y la j .
V_i	Voltaje de la barra i .
V_j	Voltaje de la barra j .
θ_{ij}	Diferencia del ángulo de voltaje entre la barra i y la j .

N_B	Conjunto de números de todas las barras.
N_i	Conjunto de números de las barras adyacentes a la i , incluida la i .
$k = (i,j)$	Par ordenado de números.
I	Subíndice que pertenece a N_B .
J	Subíndice que pertenece a N_i .

La minimización de la Ecuación (4.51) está sujeta al siguiente conjunto de restricciones:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0, \quad i \in N_0 \quad (4.52)$$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0, \quad i \in N_{PQ} \quad (4.53)$$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \quad i \in N_B \quad (4.54)$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad i \in \{N_{PV}, n\} \quad (4.55)$$

$$|Q_k| \leq Q_{kmax}, \quad k \in N_E \quad (4.56)$$

Donde

ΔP_i	Incremento de potencia activa en la barra i -ésima.
ΔQ_i	Incremento de potencia reactiva en la barra i -ésima.
P_{Gi}, P_{Di}	Potencia activa generada y demandada en la barra i -ésima.
Q_{Gi}, Q_{Di}	Potencia reactiva generada y demanda en la barra i -ésima.
N_0	Conjunto todas las barras excluida la barra de compensación.
N_{PQ}	Conjunto de números de todas las barras tipo PQ.
N_{PV}	Conjunto de números de todas las barras tipo PV.

N	Barra de compensación.
N_B	Conjunto de todas las barras.
N_E	Conjunto de todas las líneas de la red.
N_i	Conjunto de barras adyacentes al nodo i -ésimo incluido el nodo i -ésimo.

Las restricciones de igualdad ecuaciones (4.52) y (4.53), representan el balance de potencia. La Ecuación (4.53) solo se plantea para las barras PQ para garantizar que no se va a generar más de lo necesario.

La restricción de desigualdad Ecuación (4.54) fija el perfil de tensiones de la red, mientras que la Ecuación (4.55) fija los límites del reactivo disponible. Por último la Ecuación (4.56) fija el límite al reactivo total de la red, que incluye los límites de las líneas.

Independientemente del método que se utilice para solucionar este problema, clásicos (Programación No Lineal, Programación Lineal, etc.), o no clásicos, técnicas de Inteligencia Artificial (Redes Neuronales, Algoritmos Evolutivos, etc.); la resultante será un perfil de tensiones óptimo respetando el despacho reactivo que minimiza las pérdidas de activo.

La salida de este pronóstico se utiliza también como consigna de operación para las centrales que solo cuentan con AVR (Automatic Voltage Regulator). Estas centrales son operadas mediante comunicación con los Centros de Control.

4.2.3.3.3 Control Terciario de la Tensión

A nivel de toda la red opera el regulador terciario (NVR – National Voltage Regulator, TVR - Tertiary Voltage Regulator). Si la demanda del día difiere en un valor determinado de la programada la referencia para este controlador la constituye la salida del STRS o el VSTR, [Corsi et al., 2004].

Tomando como referencia el perfil de tensiones optimizado para los nodos pilotos, Figura 4.24, tiene como objetivo fijar los límites óptimos al control Integral que ejecuta, para ello

se utiliza la matriz de sensibilidad calculadas para estos nodos, que a la vez fueron las que determinaron su selección como tales.

Para lograr el objetivo propuesto en el párrafo anterior, este controlador minimiza la siguiente función cuadrática:

$$OF = [V_P + \Delta V_{PREF} - V_P^0]^T Q^2 [V_P + \Delta V_{PREF} - V_P^0] + [q_{LEV} + S^{-1} \Delta V_{PREF} - q_{LEV}^0]^T R^2 [q_{LEV} + S^{-1} \Delta V_{PREF} - q_{LEV}^0] \quad (4.57)$$

Donde

$[q_{LEV}^0]$ Vector de referencia nivel de reactivo, procedente del optimizador STRS o VSTR.

$[V_P^0]$ Vector de referencia voltaje nodos pilotos, procedente del optimizador STRS o VSTR.

$[q_{LEV}]$ Vector valor de reactivo actual, proveniente de la telemetría SCADA.

$[V_P]$ Vector valor del voltaje actual de los nodos pilotos, proveniente de la telemetría.

$[\Delta V_{PREF}]$ Vector incremento de voltaje nodo piloto, determinado como consecuencia del proceso de optimización.

Q^2, R^2 Matrices de coeficientes que magnifican el esfuerzo en el incremento de tensión antes que la gestión del reactivo; se obtienen por análisis de sensibilidad mediante corridas de flujo.

S Matriz de sensibilidad que vincula el incremento de tensión en los nodos pilotos al incremento de reactivo en el área; proviene del análisis de sensibilidad y de la determinación de los nodos pilotos.

La salida de este proceso de optimización es el vector $[\Delta V_{PREF}]$, Ecuación (4.57), el cual se utiliza como límites de integración para el control propuesto en la Ecuación (4.58).

$$V_{REF} = K_{IT} \left[\int_0^t [Q^2 + R^2 S^{-2}]^{-1} [Q^2] [V_P - V_P^0] dt \right]_{V_{Pmin}}^{V_{Pmax}} + \\ + K_{IT} \left[\int_0^t [Q^2 + R^2 S^{-2}]^{-1} [Q^2] [q_{LEV} - q_{LEV}^0] dt \right]_{V_{Pmin}}^{V_{Pmax}} \quad (4.58)$$

La constante de integración se encuentra sintonizada para operar dentro del rango temporal estipulado para el TVR.

4.2.3.3.4 Control Secundario y Primario de la Tensión

El control terciario fija la referencia de tensión óptima para los nodos pilotos. Esta referencia es utilizada por el control regional RVR para cerrar el lazo de tensión de los nodos pilotos, Figura 4.24 [Corsi et al., 2004].

La salida de este control PI (Proporcional Integral), es el nivel del reactivo para cada área de la región. La ley de control es la establecida en la Ecuación (4.59), en la cual los límites de integración se encuentran fijados por las restricciones de reactivo de cada área, y las constantes se encuentran sintonizadas para operar en el rango temporal del RVR.

$$q_{LEV} = \left[K_{PV} (V_{PREF} - V_P) + K_{IV} \int_0^t (V_{PREF} - V_P) dt \right]_{qmin}^{qmax} \quad (4.59)$$

Para cada planta hay un controlador integral que distribuye la potencia reactiva en base a las especificaciones del generador, y que tiene como límites las restricciones de tensión impuestas por la red. La Ecuación (4.60) representa el controlador integral.

$$V_{REF} = K_{IQ} \left[\int_0^t (Q_{REF} - Q_G) dt \right]_{V_{min}}^{V_{max}} \quad (4.60)$$

Como en los casos anteriores, la constante de integración se encuentra sintonizada para fijar la constante de tiempo del lazo. La potencia de referencia para la planta se obtiene mediante la Ecuación (4.61), donde Q_{LIM} se encuentra fijada por la capacidad de operación de la planta, siendo q_{LEV} el factor de participación de un generador en particular.

$$Q_{REF} = q_{LEV} Q_{LIM} \quad (4.61)$$

La salida de este controlador es la referencia para el AVR, el cual mantiene la tensión a bornes de la máquina y cuya constante de tiempo le permite responder en forma inmediata ante las variaciones locales de la tensión; este control es del tipo PID (Proporcional - Integral - Derivativo).

4.2.3.4 Control Manual vs. Control Automático

Como se mencionó en la explicación del control manual, este se rige por una serie de procedimientos rigurosos donde cada nivel del sistema acciona en forma local y dentro de los límites impuestos por la Planificación y la Operación en forma individual.

Esta forma de operación trae aparejada una serie de inconvenientes que tienen que ver con la pérdida de sincronismo y que se reflejan en la seguridad del sistema y en la operación óptima del mismo. En la Figura 4.27 (Curva *nariz*) se refleja el aumento en el margen de estabilidad (Curva V-P) como consecuencia de la utilización del control automático. La mejor prestación está dada cuando se utilizan los tres niveles [Kundur, 1994; Corsi et al., 2004].

La línea con rayas refleja el aumento en el margen de estabilidad como consecuencia de la utilización del control jerárquico, TVR - SVR – AVR. La línea punteada muestra la mejora

como consecuencia de la utilización del SVR - AVR, mientras que la línea continua muestra el margen por la operación del control manual, solamente AVR con referencia manual.

En la Figura 4.28 se aprecia la evolución del Índice de Estabilidad en relación a la potencia activa demandada, esta curva muestra un aumento en la capacidad de transferencia (del orden de 400 MW) antes de llegar al punto de inestabilidad como consecuencia de la acción del control jerárquico.

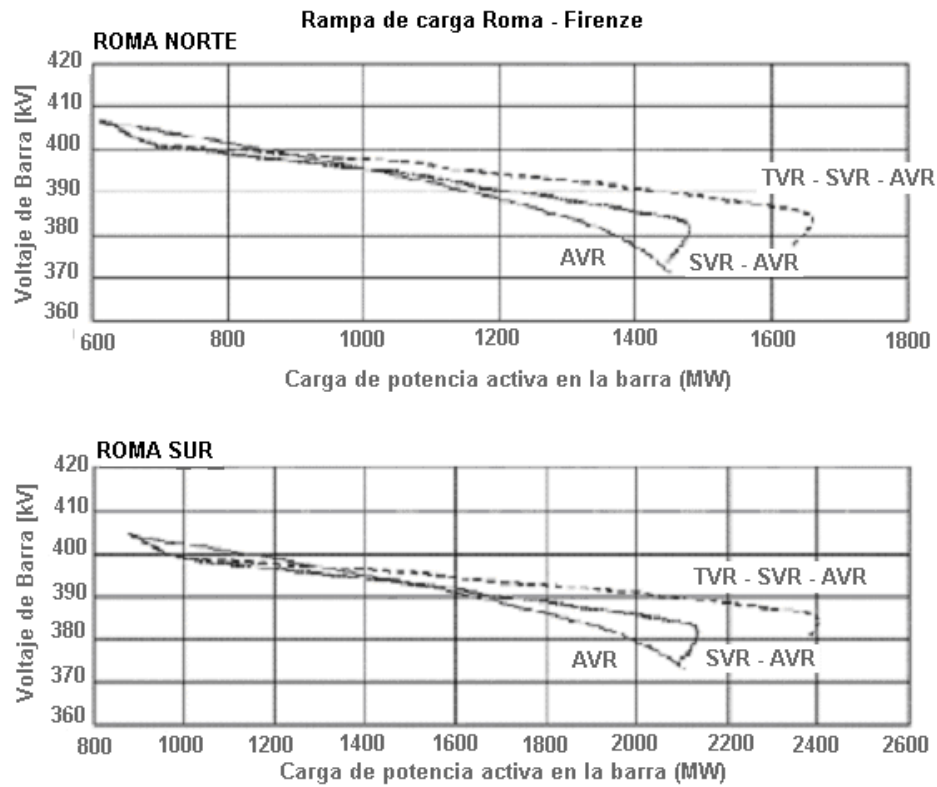


Figura 4.27. Curva *nariz* para la barra ROMA con el tipo de control utilizado como parámetro.

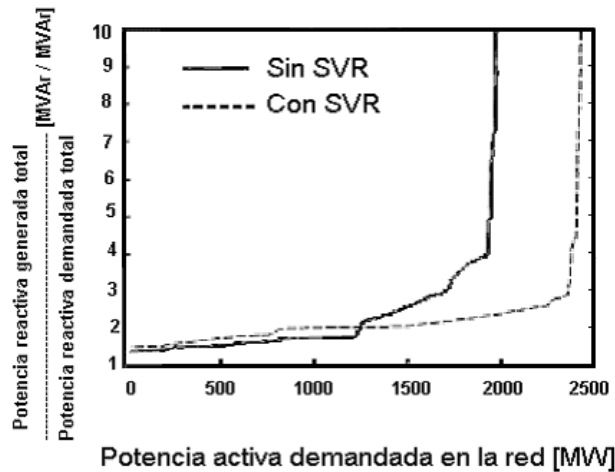


Figura 4.28. Índice de estabilidad en función de la potencia demandada con el tipo de control como parámetro.

4.3 Resumen y conclusiones

En el presente capítulo se trata en detalle dos de los principales controles que existen en un sistema eléctrico de potencia, el control carga – frecuencia y el control de tensión. En ambos se realiza un estudio de los mismos a nivel internacional encontrándose que el primero de los controles responde a una estructura generalizada mientras que el segundo admite dos variantes, la manual y la automática. Precisamente esta última es motivo de la presente tesis, en particular se trata de la implementación mediante controladores inteligentes.

El control automático de generación responde a una estructura jerárquica de tres niveles:

El primer nivel o control primario es el encargado del mantenimiento de la consigna por parte del generador una vez que éste ha sido despachado. Este control responde a un esquema del tipo *speed drop* el cual permite operar máquinas en simultáneo dentro de una central.

El segundo nivel del control carga – frecuencia lo constituye el control suplementario el cual tiene por principal objetivo reponer la reserva primaria que se ha empleado en el

control primario y dejar a éste en condiciones de responder con todo sus recursos a una nueva perturbación. La disponibilidad de la reserva secundaria depende el tipo de máquina y fundamentalmente influye en su elección el tiempo de puesta en marcha y su costo de operación. Este nivel también es el encargado de compensar los desequilibrios que se ocasionan en los flujos de intercambios entre áreas vecinas.

El tercer nivel los constituye el despacho económico y el despacho de unidad, se trata de balancear con un día de anticipación la oferta y la demanda. Para esto se tienen en cuenta criterios de costos y de disponibilidad. Durante la operación diaria este control se reajusta cada 15' y se hace en base al estimador de estado.

El esquema de corte por subfrecuencia es una protección de última instancia que desconecta carga para equilibrar la demanda. Cabe acotar que en países desarrollados es resistido pero que, a consecuencia de los apagones masivos que se han producido, va ganando terreno.

El control automático de la tensión en su variante manual se ejecuta mediante estrictos procedimientos a los que deben sujetarse todos los involucrados. Precisamente éste método fue uno de los principales responsables del apagón de la costa Este de los Estados Unidos en el 2003. Requiere de una cuidadosa planificación para su correcta implementación. Esta planificación se da tanto en forma estática como dinámica.

El control automático de la tensión se estructura en tres niveles, el primario encargado de mantener la consigna de tensión de la barra de generación y es el responsable de la respuesta dinámica del sistema frente a una perturbación. La combinación AVR-PSS es la encargada de este objetivo.

El nivel secundario se basa en los conceptos de área y de nodo piloto, vigila un conjunto de barras las cuales son representativas del comportamiento de un área, gestiona el reactivo de los generadores afectados al control de estos nodos. Es un control suplementario que compensa desequilibrios que no logran ser manejados por el control primario.

El control terciario está constituido por un despacho óptimo de reactivo con minimización de pérdidas activas, y busca proveer el reactivo desde el lugar más cercano al demandante dejando la mayor capacidad de transporte posible para el activo.

En los esquemas automáticos más modernos, como el Francés o el Italiano, la gestión automática se realiza exclusivamente mediante el generador sincrónico. Los otros recursos

son operados mediante despachos y procedimientos normativos. La inclusión analítica de éstos últimos es extremadamente dificultosa.

La presente tesis trata de la implementación del control secundario de tensión mediante técnicas de inteligencia artificial no limitándose al uso de los generadores como únicos recursos estabilizadores.

Capítulo 5

Inteligencia Artificial en Sistemas Eléctricos de Potencia

5.1 Introducción

El empleo de las técnicas de inteligencia artificial en los sistemas de potencia encuentra su razón de ser en las características propias del sistema, y en las originadas por la reestructuración del mercado eléctrico [Lin et al., 2003].

Entre las primeras se pueden mencionar las siguientes:

- Sistema altamente no lineal.
- Dispositivos continuos y discretos.
- Espacio de Estado multidimensional.
- Perturbaciones estocásticas de diferentes orígenes.
- Incertidumbres en la topología del proceso.
- Multiplicidad de objetivos en el control del sistema.

La reestructuración del mercado, hacia uno de libre competencia, deriva en las siguientes consecuencias:

- Operación del sistema en los límites técnicos del mismo posicionándolo en un punto de operación cercano a la falla.
- Ajusta sus recursos con un criterio comercial y no técnico, esto disminuye la confiabilidad.
- Operar el sistema con un criterio de minimización de recursos y costos maximizando la rentabilidad.
- La dinámica de las transacciones exigen rápidas respuestas sobre su factibilidad y puesta en marcha.
- La configuración y adaptabilidad de la topología es un requerimiento.
- Todos los puntos anteriores, agregan incertidumbre a la operación del sistema.

Las consideraciones anteriores, dificultan la formulación del problema mediante las técnicas matemáticas clásicas, lo que obliga a recurrir a técnicas heurísticas menos formales (en el sentido de fórmula matemática), y más cercanas al modo de razonamiento humano como lo son las técnicas empleadas en inteligencia artificial.

La Tabla 5.1 lista los trabajos presentados en el área de sistemas de potencia y que están basados en distintas técnicas de inteligencia artificial, en el área de operaciones se encuentran la mayor cantidad de aportes [Laughton, 1997].

Se presenta a continuación un resumen reducido de las fortalezas y debilidades de cada una de las siguientes técnicas:

1. Sistemas Expertos con Base de Conocimiento.
2. Sistemas de Lógica Difusa .
3. Redes Neuronales Artificiales.
4. Computación Evolutiva.

Las técnicas (1), (2) necesitan de un experto para la programación e interpretación de las reglas en las que se basan, experto que puede no considerar todas las opciones posibles.

Tabla 5.1. Técnicas de Inteligencia Artificial según el área de aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

Área		ES	FS	ANN	EC	Total		
Planificación	Expansión	Generación	6	4	-	5	15	
		Transmisión	5	-	-	2	7	
		Distribución	3	2	-	9	14	
	Estructural	Reactivo	4	-	1	7	12	
	Confiabilidad		-	2	-	-	2	
Operación	Planta	Programación Generación	8	-	-	1	9	
		Despacho Económico	3	1	1	21	26	
		Despacho Unidad	-	-	-	19	19	
		Despacho Reactivo	1	-	1	6	8	
		Control de Voltaje	4	3	4	1	12	
		Evaluación de Seguridad						
			Estática	5	5	7	2	19
		Dinámica	1	-	6	1	8	
		Planificación Mantenimiento	6	3	3	3	15	
		Gestión de Contratos	1	-	-	-	1	
		Monitoreo Equipos	14	3	4	-	21	
	Sistema	Pronóstico de Carga	4	2	12	4	22	
		Gestión del Consumo	13	2	-	-	15	
		Procesamiento de Alarmas						
			Diagnóstico de Fallas	32	4	13	11	60
			Restauración del Servicio	26	1	7	-	34
			Conmutación de Líneas	23	1	-	3	27
		Análisis de Contingencias	3	-	1	-	4	
		Dispositivos FACTS	-	-	-	3	3	
Modelización y Análisis	Estimación de Estado	1	-	4	3	8		
	Flujo de Potencia	1	-	4	7	12		
	Harmónicos	-	-	-	5	5		
	Estabilidad Transitoria	1	-	5	-	6		
	Estabilidad Dinámica							
	Diseño de Controladores	2	15	13	7	37		
	Simulación	5	-	-	-	5		
	Protección	12	-	7	-	19		
Totales		184	48	93	120	445		
ES	Sistemas Expertos (Expert Systems)							
FS	Lógica Difusa (Fuzz y Logic)							
ANN	Redes Neuronales (Artificial Neuronal Networks)							
EC	Algoritmos Genéticos (Evolutionary Computing)							

Por otra parte (1) y (2) tratan el problema con un lenguaje más cercano al experto físico permitiendo modelar situaciones altamente complejas, paralelas y difusas.

Si la grilla está altamente interconectada y con gran cantidad de componentes, el proceso de inferencia puede insumir un tiempo considerable, tiempo que no es aceptable para la estabilidad del sistema.

Es posible utilizar (3) si se dispone de algún método estructurado para construir la Red. Esto implica no dejar de considerar ningún caso posible, una vez que se ha formalizado la red el tiempo de resolución que insume es mínimo. La promesa de aprendizaje y

generalización, junto con la capacidad de resolver situaciones altamente paralelas en tiempos mínimos la hacen altamente elegible.

Sin embargo tiene dos aspectos negativos: la necesidad de un entrenamiento para su aprendizaje. Este puede no contener la totalidad de los casos y estar sujeto a errores. Por último no existe un método analítico para formular la topología correcta.

Los algoritmos del tipo (4) presentan el atractivo de formalizar las leyes de manera precisa e independiente del experto; manejan situaciones altamente paralelas e incluyen desde el inicio del concepto de óptimo. Sin embargo pueden no converger hacia una solución y se necesita evaluar muy bien los requerimientos de computación pues son altamente consumidoras de recursos, sobre todo temporales. Esto último puede ser altamente peligroso en términos de estabilidad transitoria.

Si bien se han evaluado todas las técnicas citadas para la ejecución de la presente tesis, solo se presentarán los conceptos teóricos relativos a las estrictamente utilizadas para el desarrollo de los controladores propuestos en los Capítulos 6 y 7.

5.2 Sistemas Expertos

Los sistemas expertos encuentran su uso en las más variadas aplicaciones en los sistemas de potencia, esto se puede apreciar en la Tabla 5.1, pero quizás las mayores aplicaciones se dan en el campo del monitoreo y Control Preventivo (Preventive Control) [Wehenkel and Pavella, 2004].

El Control Preventivo evalúa la seguridad de operación (Dynamic Security Assessment). Dado un punto de operación se determina cuán lejos se está de la inestabilidad mediante un índice, se efectúa un ranking de las posibles contingencias, y se sugiere una medida preventiva para levantar el estado de alerta. El ciclo de ejecución se encuentra en el orden de los 15 minutos.

La Figura 5.1 muestra un diagrama en bloques de un Sistema Experto. El sistema es capaz de aprender por medio de un experto, de un usuario o en forma automática, también da la posibilidad de actuar sobre el sistema a controlar en forma automática, o simplemente

brinda un asesoramiento sobre los pasos a seguir ante una determinada situación [Giarratano and Riley, 2004].

El núcleo del Sistema Experto lo constituyen la Base de Datos y Reglas (Base del Conocimiento), la Máquina de Inferencia (Mecanismo de Inferencia), la Interfaz con el Usuario, y la Memoria Activa.

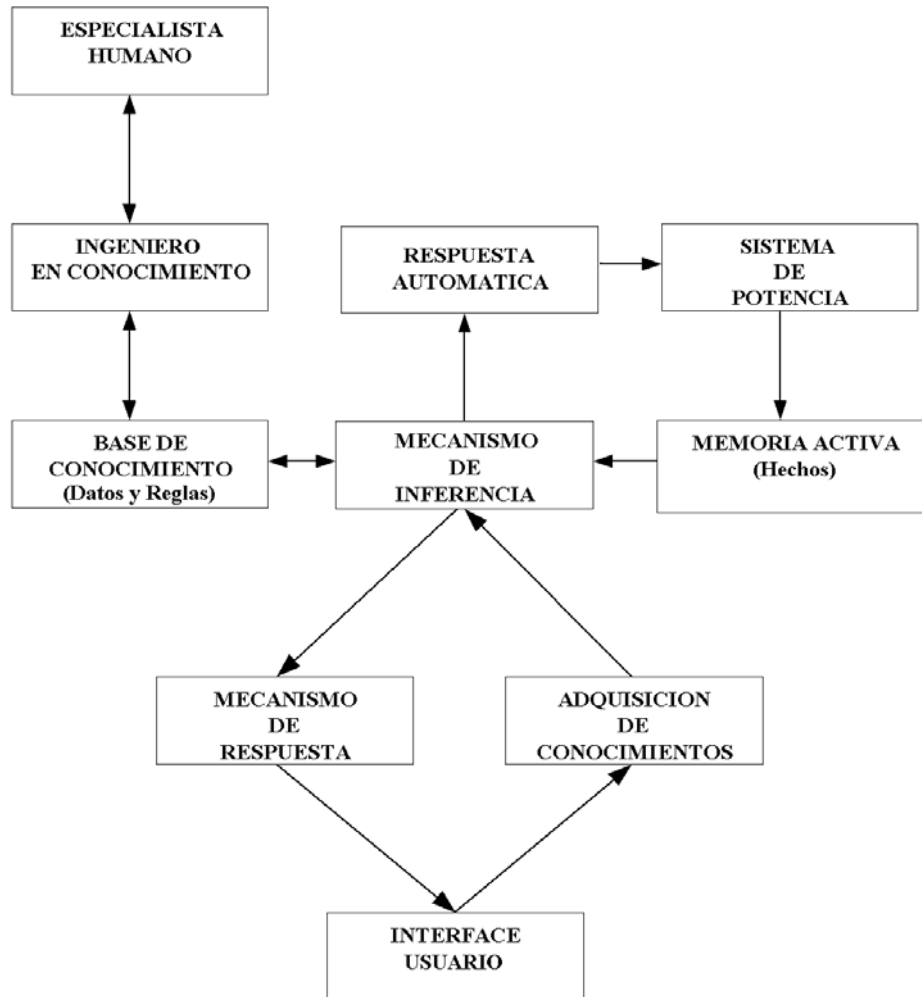


Figura 5.1. Diagrama en bloques de un Sistema Experto.

La Base de Datos y Reglas se construye a partir de un experto en sistemas eléctricos de potencia el cual transfiere, a través del ingeniero en conocimiento, su experiencia al

Sistema Experto. A continuación se lista un conjunto de conocimientos posibles de integrar la base:

- Límites superior e inferior de la tensión para cada barra del sistema.
- Límites superior e inferior de los *taps* de los transformadores OLTC.
- Límites superior e inferior del reactivo de los generadores.
- El valor del incremento de los controladores del tipo discontinuo, transformadores, compensadores estáticos.
- La tabla de sensibilidad, para cada par barra-controlador y para cada situación de contingencia, puede ser obtenida por corridas de flujos sucesivas.
- Matriz de sensibilidad tensión de barra-potencia reactiva, como en el punto anterior puede ser obtenida por corridas de flujo.

Dentro de las reglas que se pueden introducir en la base de conocimientos están las siguientes:

- El orden en que deben ser operados los controles: generadores, compensadores, transformadores y por último separación de carga.
- Los controladores conmutables deben ser operados una cantidad finita de veces.
- Comenzar la acción reguladora ante la violación del valor de tensión nominal en una barra.
- El Sistema Experto identifica la configuración de operación y calcula el árbol de sensibilidad correspondiente a la interacción voltaje- controles. También calcula el árbol de sensibilidad relativo a la relación voltaje-reactivo.
- Para cada barra con violación de voltaje, se determina la medida de control más efectiva utilizando el árbol de sensibilidad y la prioridad de controladores; luego calcula el valor de la acción de control para corregir la desviación.
- Si todas las violaciones han sido corregidas se reinicia el ciclo de monitoreo.
- Si no tiene una solución debe informar al operador del sistema.

Estas reglas se formalizan según el tipo de representación del conocimiento que se use, en su forma más general se expresan mediante sentencias del tipo IF...THEN.

Se denomina antecedente al argumento condicional del IF, y consecuente al argumento del THEN, por ejemplo, en la sentencia que sigue “la luz es roja” es el antecedente y “deténgase” el consecuente.

SI la luz es roja ENTONCES deténgase (5.1)

En la Memoria Activa del Sistema Experto se encuentran los cambios temporales del sistema de potencia vinculados con las reglas y los datos de la Base de Conocimiento, estos pueden ser obtenidos de la telemetría SCADA y representan el estado de los antecedentes y de los consecuentes de las reglas.

El Mecanismo de Inferencia es el encargado de obtener la solución del problema en base a los datos y las reglas, debe determinar si algo ha variado en el sistema haciendo uso de la Memoria Activa (estado del antecedente), asociar esa variación con los antecedentes correspondientes en las reglas, resolver los conflictos y prioridades de las reglas, determinar las prioridades, ejecutar los consecuentes de las reglas y fijar la condición de ejecución de una regla.

Para una correcta operación del mecanismo de inferencia es necesario escribir correctamente las reglas teniendo en cuenta el encadenamiento de unas con otras y prevenir los conflictos de prioridades, además deben formularse la cantidad de reglas mínimas posibles con el objeto de resolver en tiempo real la contingencia.

A continuación se ejemplifica el mecanismo de inferencia utilizado en CLIPS (C Language Integration Production System) desarrollado en el Centro Espacial Johnson de la NASA. Originalmente este lenguaje soportaba sistemas expertos basados en reglas. En la actualidad soporta los paradigmas de procedimientos y objetos, junto con el de reglas.

El mecanismo utilizado por CLIPS®, y el más común entre los sistemas expertos, es el mecanismo de inferencia mediante encadenamiento hacia delante; de los hechos hacia las conclusiones. La Figura 5.2 esquematiza este concepto, como ejemplo de encadenamiento hacia atrás, desde las conclusiones hacia los hechos, se puede citar el mecanismo de inferencia utilizado por el lenguaje PROLOG®.

Producidos los hechos, C - D - E - F indicados en la parte inferior de la Figura 5.2, el mecanismo de inferencia determina que la totalidad de los antecedentes de las reglas R2, y R3 se satisfacen, por lo tanto las activa y las coloca en la AGENDA de ejecución. La regla R1 exige simultáneamente el hecho B, que en este caso no se ha producido, por lo tanto no es activada, lo mismo sucede para la R4 y la R5.

La regla R2 tiene como consecuente el suceso H, este suceso activa las reglas R6 y R8, esta última como consecuencia del suceso J activado por la regla R6; finalmente las reglas R8 y R9 producen las conclusiones.

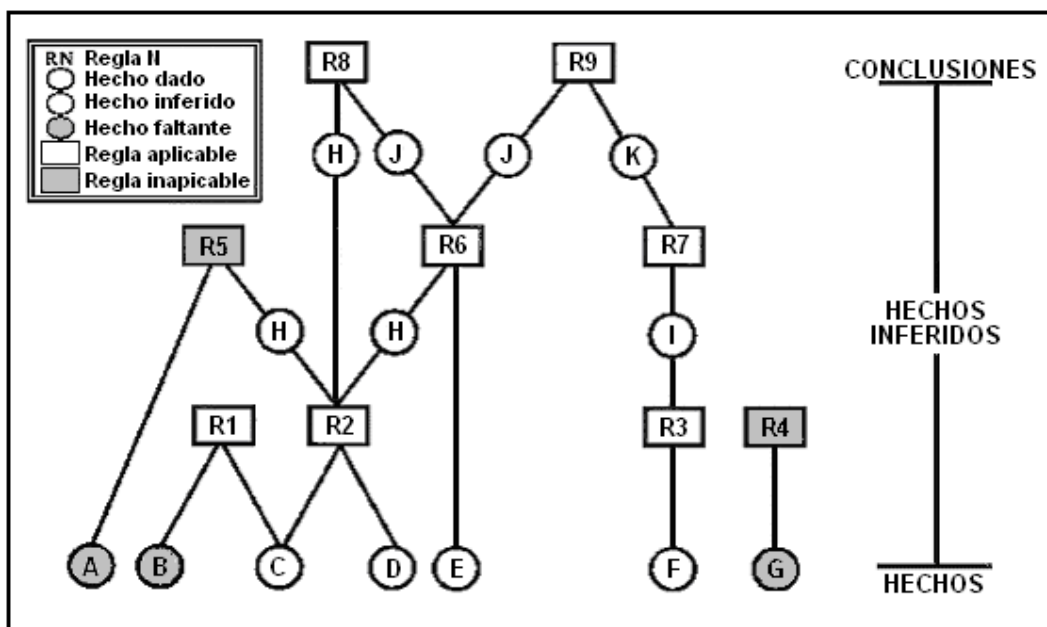


Figura 5.2. Diagrama del mecanismo de encadenamiento hacia delante.

El esquema de la Figura 5.2 presenta así los conceptos de simultaneidad, prioridad y encadenamiento. A partir de este ejemplo se puede inferir lo que esto representa para un sistema de potencia de miles de barras, de manera que la formulación de estas reglas debe hacerse con sumo cuidado.

La Figura 5.3 formula un criterio de calidad para evaluar el conjunto de reglas con el objeto de ejecutar en tiempo real la inferencia. El árbol de reglas debe ser lo más ancho y

lo menos profundo posible; esto permite arribar rápidamente a las conclusiones; también permite minimizar la interdependencia de las reglas.

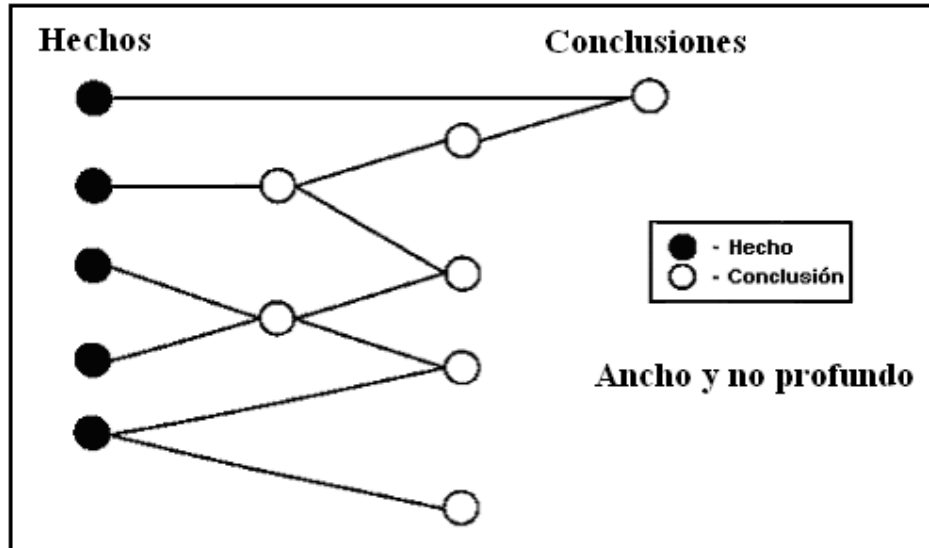


Figura 5.3. Criterio de calidad para la evaluación del conjunto de reglas de un Sistema Experto.

Si simplemente se verificase cada hecho en la memoria activa (Mediciones del sistema SCADA) contra el correspondiente antecedente de las reglas, Figura 5.4, se tardaría un tiempo que está ligado directamente al orden del proceso. Nuevamente basta imaginar la situación para un sistema de potencia de miles de barras.

Se hace necesario contar con un algoritmo que nos permita tratar con el problema arriba mencionado. Este es el caso de CLIPS que utiliza el algoritmo de comparación de patrones de Rete, el cual se encuentra esquematizado en la Figura 5.5.

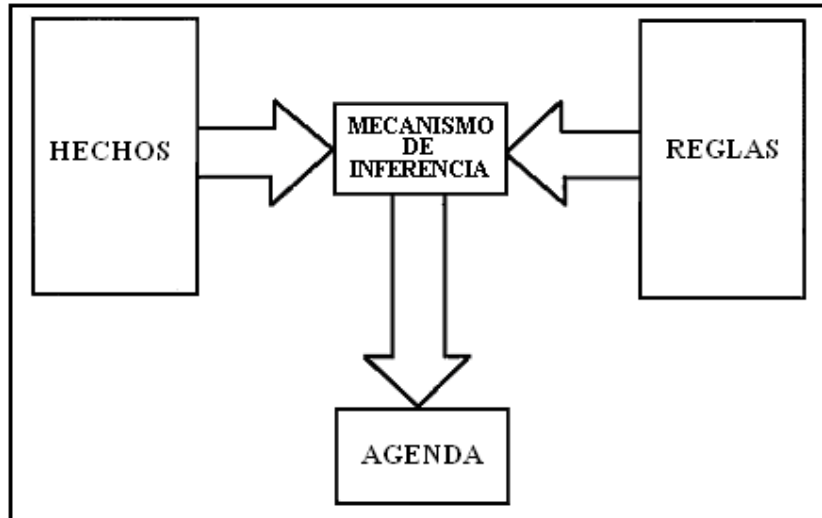


Figura 5.4. Mecanismo de comparación directa hechos – antecedentes.

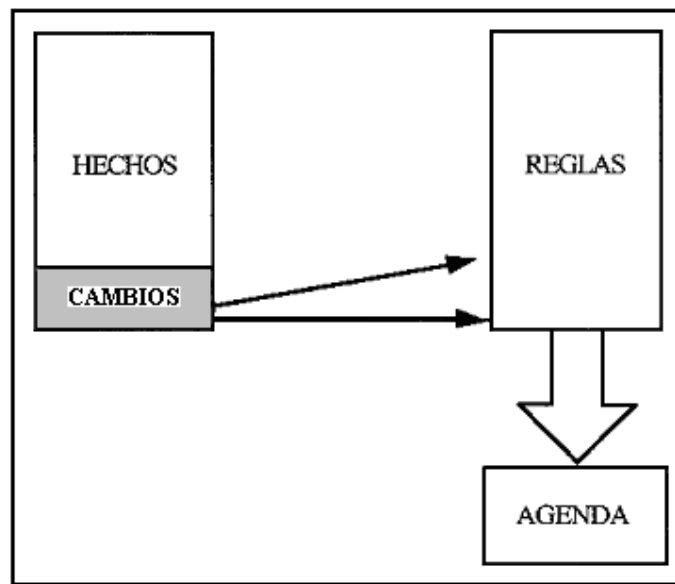


Figura 5.5. Algoritmo de comparación de patrones Rete.

Solo aquellos hechos que hubiesen cambiado de un ciclo de comparación a otro son verificados con los antecedentes de las reglas. Para esto es necesario que las reglas activas en la Agenda tengan memorizado los antecedentes que ya se han cumplido con anterioridad al nuevo ciclo de comparación. De esta forma se trata solo con un espacio reducido de hechos y solo es necesario actualizar la totalidad de los antecedentes en el caso

de que se hubiese producido una variación de todo el espacio de hechos; tal cual es el caso al iniciar el primer ciclo de comparaciones.

En la Figura 5.6 se puede apreciar un diagrama modificado del sistema IEEE-30 (30 barras) el cual se utiliza como caso de biblioteca. En la Tabla 5.2 se listan los rangos de operación en por unidad de los dispositivos controladores. La Figura 5.7 muestra los bloques y el orden de ejecución en la máquina de inferencia que resultan de las reglas planteadas [Cheng et al., 1988].

La Figura 5.8 representa un diagrama de la matriz de sensibilidad que relaciona el voltaje en cada barra con cada uno de los controles disponibles. En cada rama existe un valor que representa la sensibilidad con respecto a cada uno de los controles. Se hace notar que un control no solo afecta a una barra sino también a todas las otras. Un diagrama similar puede obtenerse para el despacho de potencia reactiva.

Tabla 5.2. Rango operativo de los controladores del sistema IEEE-30

Rango operativo de los controles		
Control #	Dispositivo	Rango pu.
1	Capacitor	0.0 - 0.2
2	Capacitor	0.0 - 0.2
3	Capacitor	0.0 - 0.16
4	Capacitor	0.0 - 0.18
5	tap Transformador	0.9 - 1.1
6	tap Transformador	0.9 - 1.1
7	tap Transformador	0.9 - 1.1
8	tap Transformador	0.9 - 1.1
9	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1
10	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1
11	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1
12	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1
13	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1
14	Voltaje Gen.	0.9 - 1.1

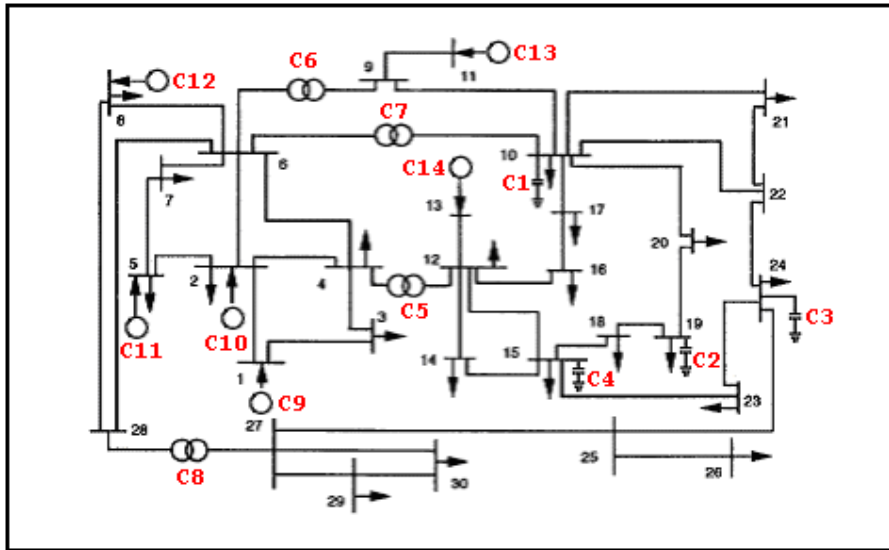


Figura 5.6. Diagrama esquemático del sistema IEEE-30.

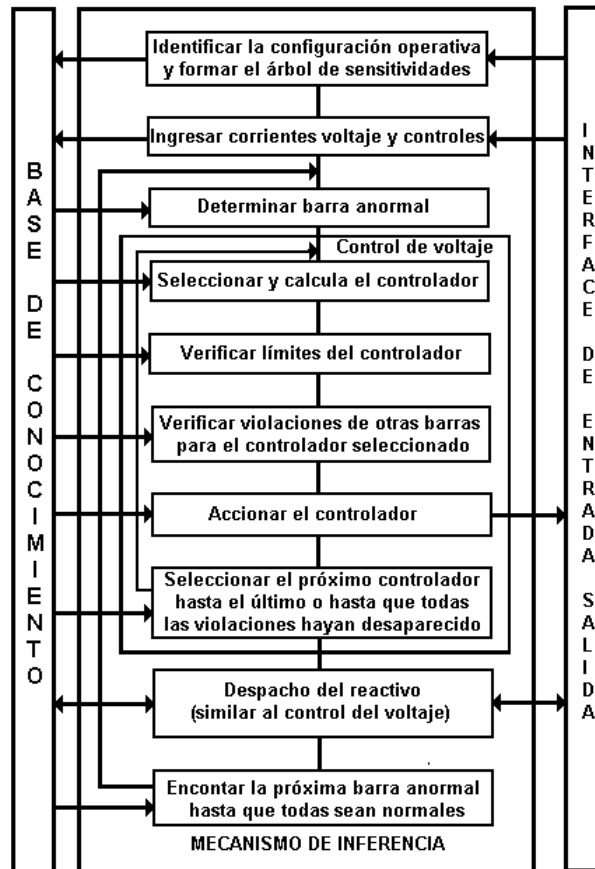


Figura 5.7. Diagrama de flujo del motor de inferencia para el sistema IEEE-30

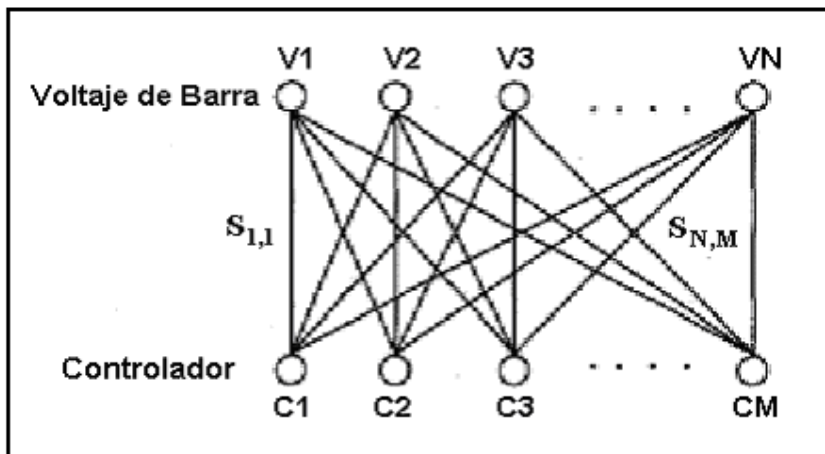


Figura 5.8. Árbol de sensibilidad para la matriz correspondiente al sistema IEEE-30

A continuación se somete el sistema a una contingencia; se plantea la desconexión de la línea de transmisión entre la barra 27 y la 30. Como consecuencia de esto el voltaje en la barra 29 es violado en 0.01987 pu, mientras que el voltaje en la barra 30 lo es por un valor de 0.07311, ver Tabla 5.3. El Sistema Experto reacciona ante estas violaciones de voltaje de la siguiente manera:

- Mantiene el control 8 en su valor original de 1.04 pu dado que si lo varía, altera las restricciones en las otras barras.
- Incrementa el control 12 de 1.01 pu a 1.052.
- Con el objeto de restablecer el valor del voltaje de la barra 30 incrementa el control 12 de 1.52 pu a 1.087.
- Mantiene el control 3 en 0.16 pu.
- Incrementa el control 1 desde 0.0 pu a su máximo de 0.2 pu.
- Mantiene el control 2 en 0.0 pu.
- Mantiene el control 4 en 0.02 pu.
- Incrementa el control 14 desde 1.071 pu a 1.0711 pu.

- Mantiene el control 10 en 1.045 pu.
- Mantiene el control 13 en 1.082
- Mantiene el control 6 en 1.05 pu.
- Mantiene el control 7 en 1.07 pu.
- Mantiene el control 11 en 1.01 pu.
- Mantiene el control 5 en 1.05 pu.
- Mantiene el control 9 en 1.06 pu.
- Disminuye la carga de potencia reactiva en la barra 30 en 0.02237 pu.

La mayoría de los controles se mantienen en sus valores debido a las restricciones en las tensiones de barra ya que si se mueven se violan estas tensiones; por último necesita ejecutar el despacho de reactivo para solucionar el problema de tensión en la barra 30; se recurre a la separación de carga para restaurar su valor dentro del rango de operación.

Con el objeto de valorar la presente tesis se hacen notar los siguientes inconvenientes del presente ejemplo los cuales son solucionados por el Controlador Experto propuesto en el Capítulo 6.

- El Sistema Experto analizado [Cheng et al., 1988] corrige los controladores con el objeto de colocar las barras dentro del rango operativo. No tiene en cuenta para la corrección el valor de las pérdidas activas.
- Se basa en la matriz de sensibilidad para ajustar los controladores, la cual debe ser recalculada para cada cambio topológico del sistema.
- Se propone un cálculo simplificado para la matriz de sensibilidad con el objeto de extender la aplicación para sistemas de gran porte y para la aplicación en tiempo real.
- Si bien se utiliza el lenguaje PROLOG® para codificar el Sistema Experto, la lógica de razonamiento se plantea en un esquema de pasos secuenciales y no en función de reglas cuya ejecución queda a cargo del motor de inferencias contemplando los conceptos de simultaneidad, prioridad y encadenamiento.

- No se puede inferir del trabajo analizado una solución que resuelva el problema de la permanente evolución de los sistemas eléctricos de potencia; no existen bases de datos consistentes con los cambios a diario que éstos experimentan.

Tabla 5.3. Valores operativos del sistema IEEE-30 antes, durante y después de producida la contingencia.

Barra #	Voltaje limite		Estados y Controles			
	sup.	inf.	normal	falla	cont. vol.	cont. v. & r.
1	1.10	0.90	1.0600	1.0600	1.0600	1.0600
2	1.10	0.95	1.0450	1.0450	1.0450	1.0450
3	1.05	0.95	1.0214	1.0213	1.0451	1.0453
4	1.05	0.95	1.0128	1.0125	1.0414	1.0417
5	1.01	0.95	1.0100	1.0100	1.0100	1.0100
6	1.10	0.90	1.0068	1.0066	1.0497	1.0500
7	1.05	0.95	0.9999	0.9997	1.0254	1.0256
8	1.10	0.95	1.0100	1.0100	1.0870	1.0870
9	1.10	0.90	1.0437	1.0433	1.0489	1.0495
10	1.05	0.95	1.0181	1.0175	1.0460	1.0473
11	1.10	0.90	1.0820	1.0820	1.0820	1.0820
12	1.05	0.95	1.0343	1.0340	1.0480	1.0488
13	1.10	0.90	1.0710	1.0710	1.0711	1.0711
14	1.05	0.95	1.0104	1.1000	1.0290	1.0299
15	1.05	0.95	0.9983	0.9977	1.0189	1.0200
16	1.05	0.95	1.0201	1.0197	1.0414	1.0422
17	1.05	0.95	1.0132	1.0127	1.0394	1.0404
18	1.05	0.95	0.9927	0.9921	1.0162	1.0173
19	1.05	0.95	0.9926	0.9920	1.0178	1.0189
20	1.05	0.95	0.9982	0.9976	1.0240	1.0252
21	1.05	0.95	1.0024	1.0016	1.0312	1.0327
22	1.05	0.95	1.0020	1.0012	1.0310	1.0325
23	1.05	0.95	0.9561	0.9550	0.9821	0.9840
24	1.05	0.95	0.9778	0.9762	1.0090	1.0119
25	1.05	0.95	0.9828	0.9794	1.0206	1.0269
26	1.05	0.95	0.9645	0.9610	1.0030	1.0094
27	1.05	0.95	0.9950	0.9905	1.0365	1.0449
28	1.05	0.95	1.0005	0.9999	1.0482	1.0490
29	1.05	0.95	0.9698	0.9301	0.9798	0.9993
30	1.05	0.95	0.9528	0.8770	0.9297	0.9615

5.3 Redes Neuronales - ANN (Artificial Neural Networks).

Las redes neuronales intentan simular el mecanismo de resolución de problemas empleados por las neuronas biológicas; en este sentido su fortaleza reside en la alta capacidad de procesamiento paralelo. Como se dijo en la introducción las mayores debilidades se encuentran en el aprendizaje y en la formulación de la topología del sistema neuronal [Laughton, 1997; del Brio et al., 2002].

La Figura 5.9 muestra la estructura de una neurona biológica, las funciones que desempeñan las partes son las siguientes:

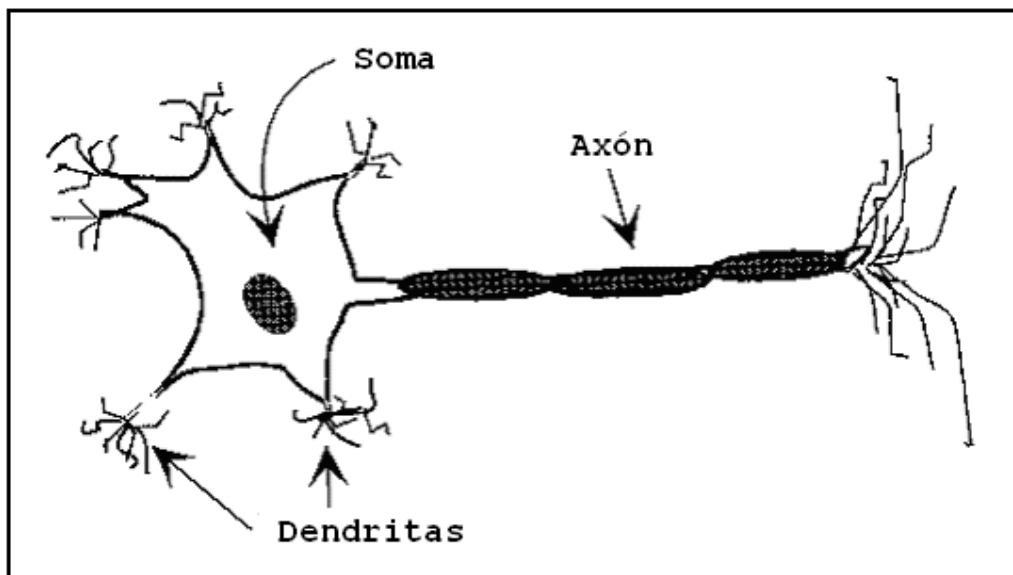


Figura 5.9. Diagrama de la estructura de una neurona biológica.

- Dendritas, constituyen el canal de entrada de información a la neurona, forman el árbol dendrítico; este árbol interconecta a la neurona con las vecinas, de las cuales recibe información.
- Soma, es el órgano de cómputo de la neurona.
- Axón, constituye el canal de salida de información y comunica a la neurona con la vecina, a la que le provee información.

La unión entre dos neuronas se denomina *sinápsis*, la que en su tipo más común no implica el contacto físico entre las neuronas, el contacto es de origen químico. La neurona que envía información se denomina *presináptica*, mientras a la que recibe información se le llama *postsináptica*.

La señal nerviosa se puede transmitir eléctrica o químicamente, la transmisión eléctrica prevalece en el interior de la neurona, mientras que la segunda lo hace en el exterior de la neurona.

La neurona *presináptica* libera sustancias químicas complejas denominadas neurotransmisores (glutamato o la adrenalina) los que atraviesan el vacío sináptico. Si la neurona *postsináptica* posee en las dendritas o en el soma canales sensibles a los neurotransmisores liberados, los fijarán, y permitirán el paso de iones a través de la membrana. Las corrientes iónicas provocaran potenciales *postsinápticos*, excitadores (positivos), e inhibidores (negativos). Estos potenciales se integraran en el soma tanto temporal como espacialmente (conjunto de todas las dendritas). Si se ha producido un suficiente número de excitaciones, la suma de los potenciales positivos puede elevar el potencial la neurona por arriba de los -45 mV (umbral de disparo), produciendo la transferencia de información a través de la neurona por medio del axón a una neurona vecina.

En la Figura 5.10 se puede apreciar la gráfica potencial-tiempo del proceso arriba descrito. Producido el proceso de transmisión de la información la neurona entra en un período de refracción durante el cual no está en condiciones de transmitir un nuevo impulso.

Se aprecia un comportamiento todo o nada (digital); siendo la magnitud de los impulsos generados todos iguales, la intensidad del impulso excitador (integración espacial en el soma) tiene que ver con la capacidad de recuperación para transmitir un nuevo impulso. A mayor intensidad excitadora mayor frecuencia de transmisión. El nivel de excitación queda codificado en la frecuencia de los pulsos producidos; esto no es exactamente lineal y varia según el tipo de neurona.

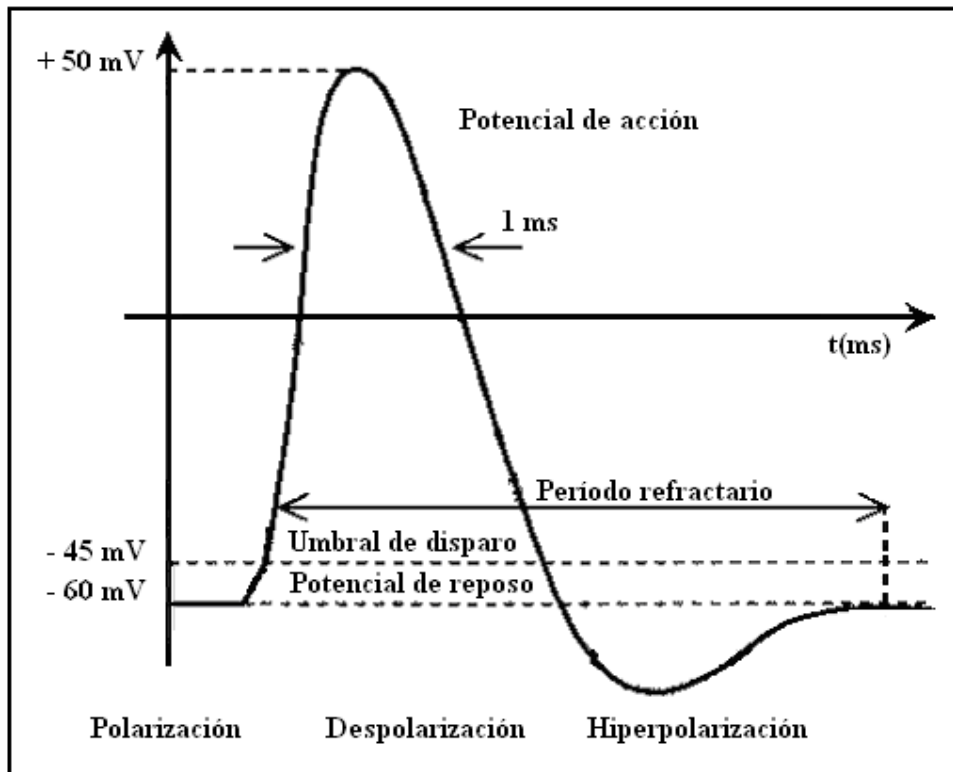


Figura 5.10. Respuesta temporal de la neurona.

Un comportamiento notable de la naturaleza es que si la información debe ser transmitida por distancias cortas, se hace directamente en forma analógica, mientras que lo hace en frecuencia para distancia largas, aumentando así la confiabilidad de la información transmitida.

El modelo artificial más estándar de neurona es el que está representado por la Figura 5.11. El valor de la salida es una función que depende de la suma de los valores ponderados de las entradas y del valor umbral de excitación.

El valor del umbral determina que valor de la suma ponderada es necesario para que la neurona transmita la señal de excitación. En este punto es útil una analogía que se puede establecer con los sistemas de ecuaciones lineales; si se fija el valor umbral en cero se puede relacionar la salida con la entrada de la forma indicada por la Ecuación (5.2).

$$y = \mathbf{A} \mathbf{x} \tag{5.2}$$

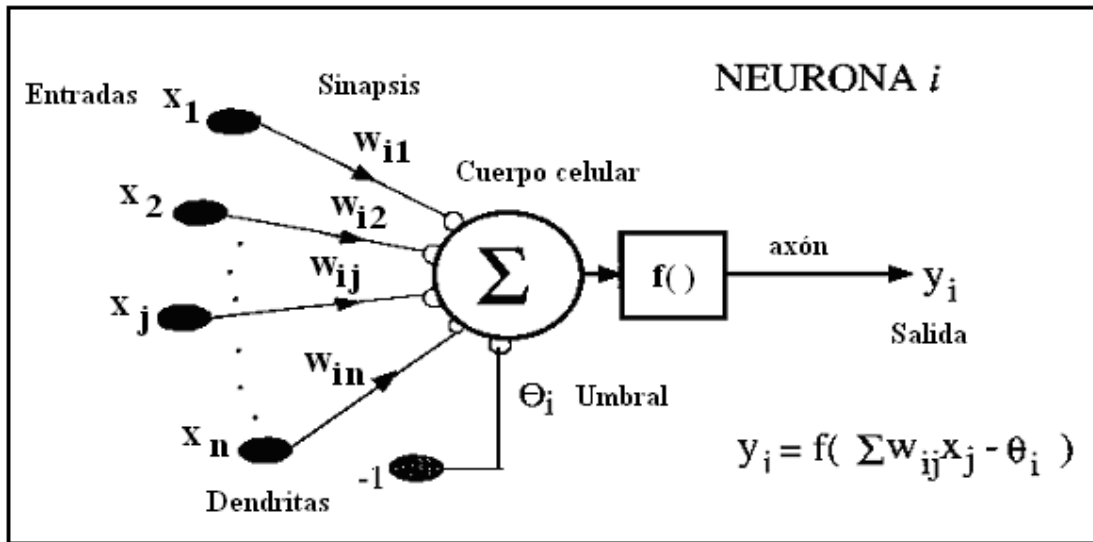


Figura 5.11. Modelo artificial de una neurona biológica.

La matriz A en la Ecuación (5.2) relaciona la entrada con la salida, y esta constituida por los pesos W_{ij} que ponderan la entrada. Si de alguna forma se conocen los pares entrada - salida (un conjunto suficientemente grande), es posible mediante algún método, ajustar la matriz A y de esta forma determinar los W_{ij} para satisfacer el par entrada - salida. Este mecanismo se llama aprendizaje supervisado.

Si el método de aprendizaje ha sido el correcto y la estructura neuronal también, la solución que determina los pesos ha sido la correcta; de este modo si se le presenta a la red neuronal un vector de entrada desconocido se obtendrá casi de inmediato (depende de la estructura neuronal y del modo en que ha sido sintetizada la misma, hardware y software) la respuesta correcta.

Uno de los modelos clásicos de neuronas es el de la Figura 5.12, La Adaline (ADaptive Linear Neuron). La salida es una combinación lineal de las entradas, esto permite que las entradas sean continuas.

En el caso de la Adaline, el voltaje de polarización no actúa como tal, aquí representa un parámetro adicional, y en realidad es una traslación funcional.

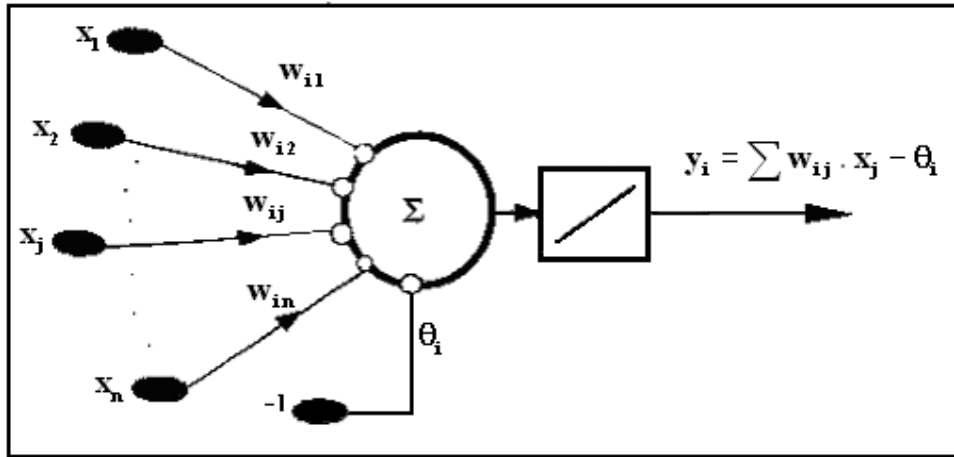


Figura 5.12. Diagrama y función analítica de la neurona Adaline.

En la Figura 5.13 se pueden apreciar otros tipos de relaciones funcionales de las cuales la escalón ($H[x]$) y la sigmoidea son las más comunes. La escalón se usa para entradas discretas y es la base para la estructura del Perceptrón. La función sigmoidea permite tanto entradas discretas como continuas.

Si la función de salida es la escalón $H(x)$ y las entradas son los valores discretos 0 y 1, entonces, de acuerdo a la Figura 5.14, la neurona planteada puede sintetizar correctamente la función lógica NAND entre las entradas x_1 y x_2 ; esta es la neurona base del perceptrón.

Las Figuras 5.15 y 5.16, muestran una estructura neuronal simple y una más compleja de tres capas; la multicapa presenta una capa de entrada, una oculta, y una capa de salida.

La cantidad de nodos de entrada depende del vector de entrada. Esto mismo sucede con la capa de salida pero referida al vector de salida. Tanto los nodos de la capa oculta, como la cantidad de capas ocultas afectan la convergencia de la solución y del error del sistema. No existe un método analítico para determinar las mismas debiéndose recurrir a métodos heurísticos y/o de prueba y error para encontrar una solución.

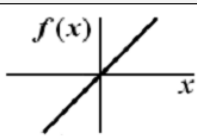
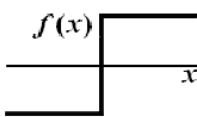
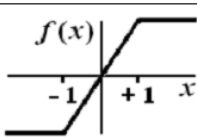
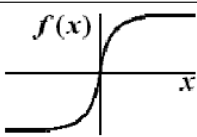
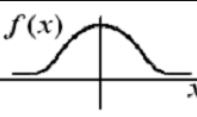
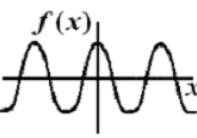
	Función	Rango	Gráfica
Identidad	$y = x$	$[-\infty, +\infty]$	
Escalón	$y = \text{signo}(x)$ $y = H(x)$	$\{-1, +1\}$ $\{0, +1\}$	
Lineal a tramos	$y = \begin{cases} -1, & \text{si } x < -1 \\ x, & \text{si } -1 \leq x \leq +1 \\ +1, & \text{si } x > +1 \end{cases}$	$[-1, +1]$	
Sigmoidea	$y = \frac{1}{1 + e^x}$ $y = \text{tgh}(x)$	$[0, +1]$ $[-1, +1]$	
Gaussiana	$y = A e^{-B \cdot x^2}$	$[0, +1]$	
Sinusoidal	$y = A \cdot \text{sen}(\omega x + \varphi)$	$[-1, +1]$	

Figura 5.13. Funciones de activación alternativas.

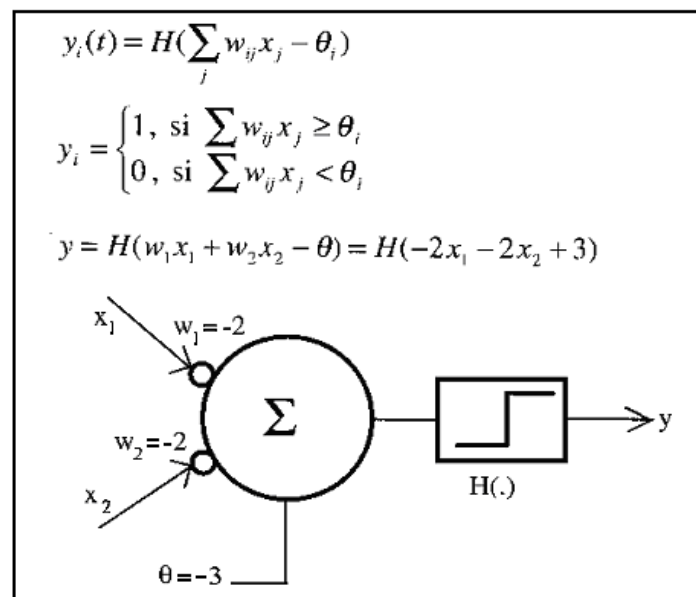


Figura 5.14. Diagrama de la neurona Perceptrón.

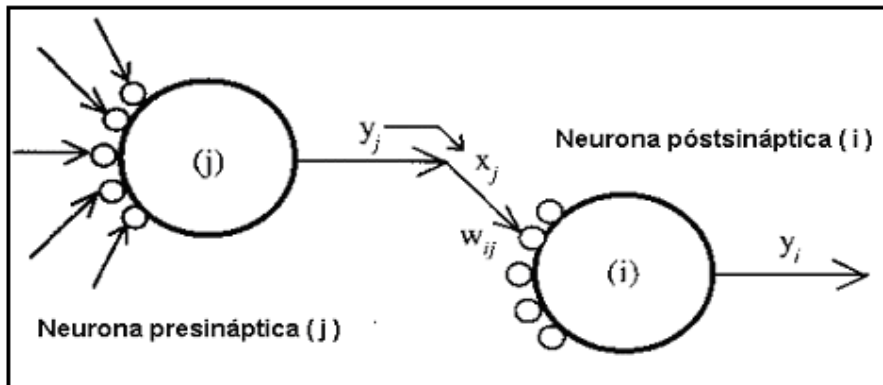


Figura 5.15. Estructura neuronal sencilla.

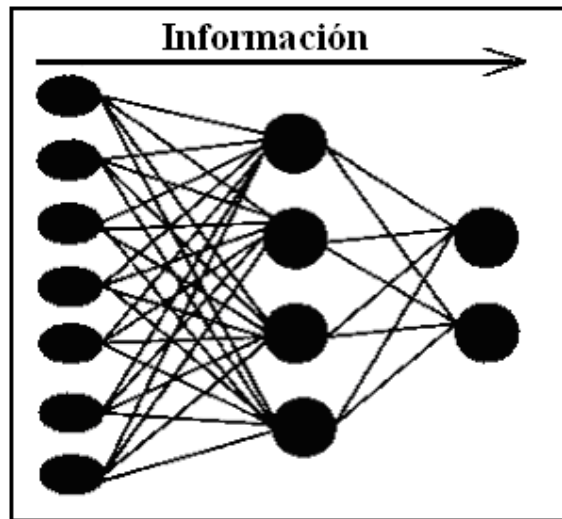


Figura 5.16. Estructura neuronal multicapa.

Es muy importante remarcar en este punto una característica de los sistemas de potencia: ante una contingencia la topología de los mismos cambia; se hace necesario entonces reconfigurar la solución. Esto es cierto tanto para los sistemas expertos como para los basados en redes neuronales; los primeros resuelven este problema con las matrices de

sensibilidad, debiendo existir una matriz para cada topología; los segundos deben cambiar la estructura neuronal.

En la presente tesis se formula un Controlador Experto que trata con el problema del cambio topológico, mientras que en el caso del Controlador Neuronal trata con el problema del entrenamiento y generalización pero no con el problema del cambio de la topología.

En la Figura 5.17 se presenta un sistema eléctrico de potencia de 24 barras. El mismo consiste de: 4 generadores, 11 transformadores, 16 líneas de transmisión, 4 capacitores shunt y 6 cargas [Bansilal et al., 2003].

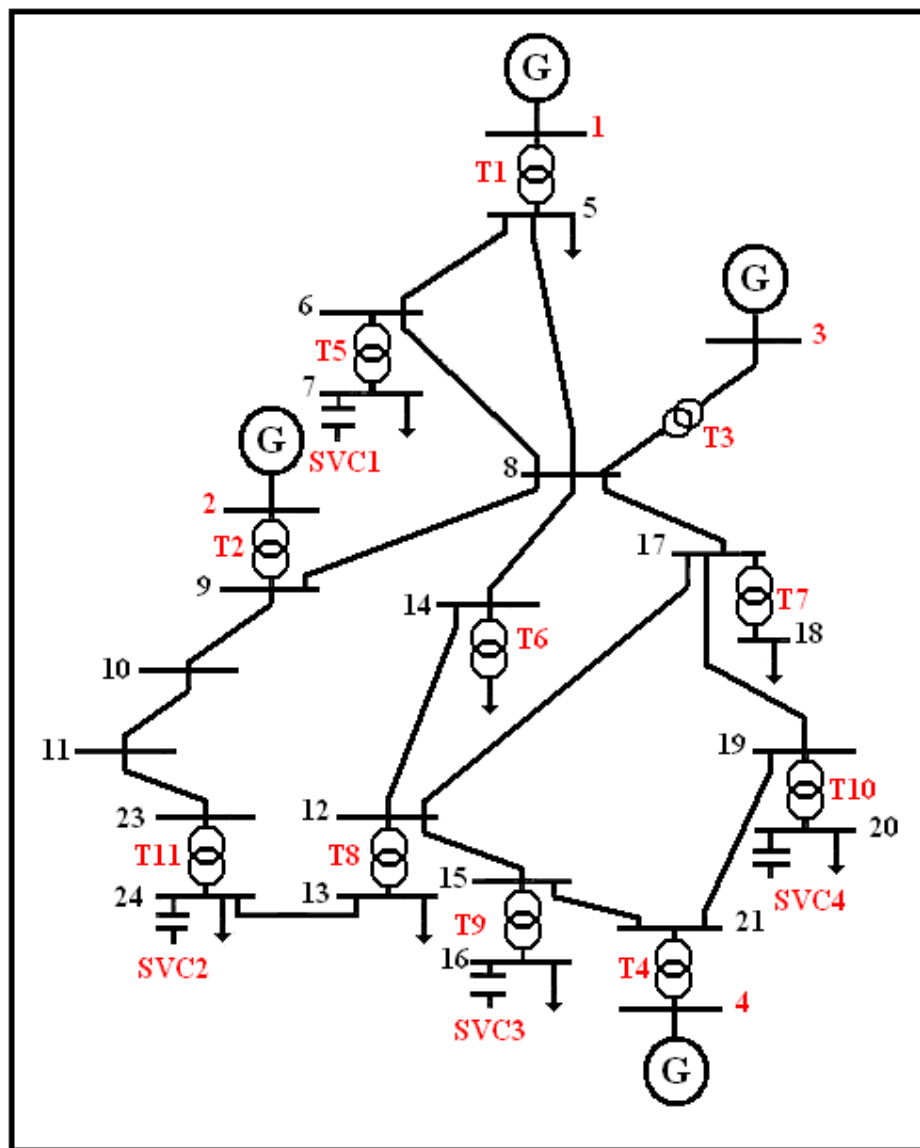


Figura 5.17. Sistema de potencia de 24 barras.

La Figura 5.18 muestra un diagrama del algoritmo elegido para entrenar a la red neuronal (modo aprendizaje supervisado) que controla la red propuesta en la Figura 5.17.

El algoritmo planteado en la Figura 5.18 posibilita la generación del vector de entradas y el de salidas; con estos vectores se plantea la estructura neuronal básica. Las capas intermedias se determinan también en función de este aprendizaje.

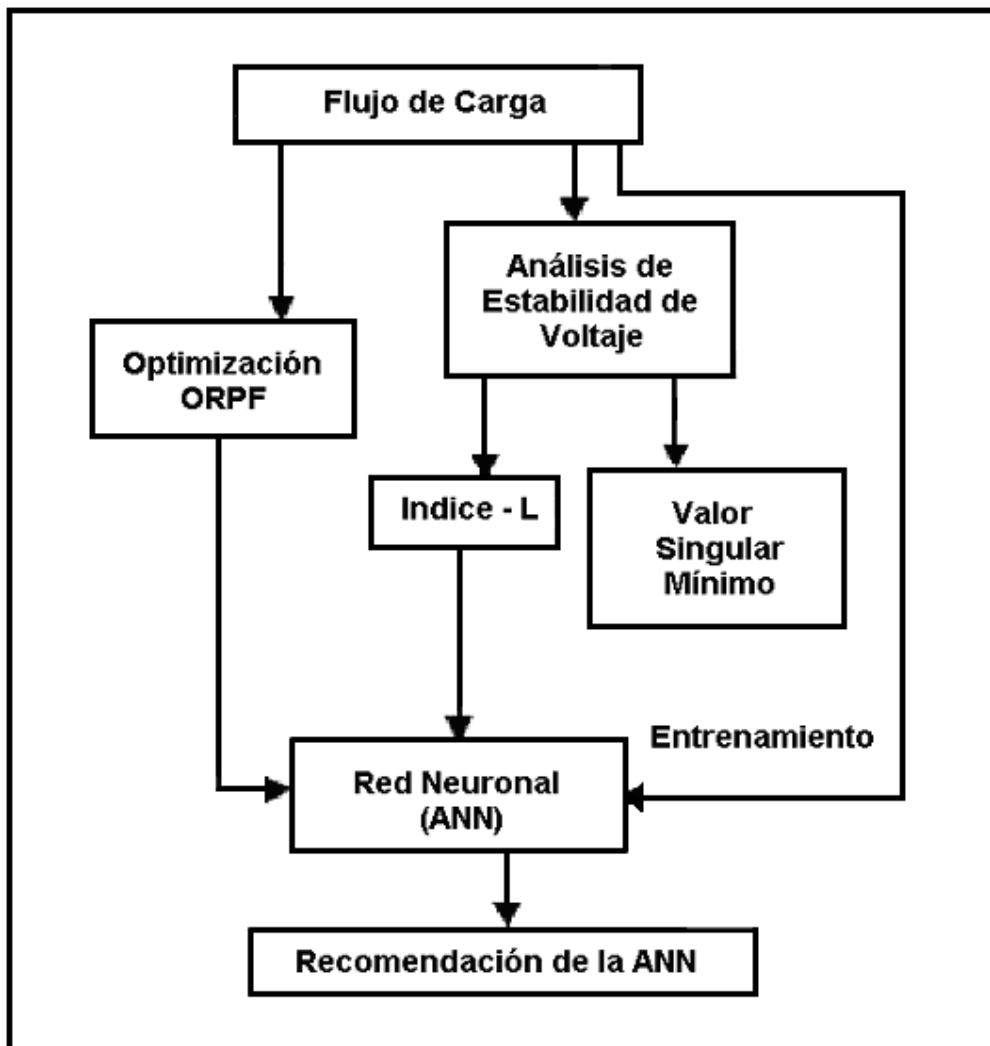


Figura 5.18. Mecanismo de entrenamiento para una red neuronal.

El entrenamiento parte de un estudio de flujo de potencia realizado para distintos escenarios y diferentes tipos de contingencias. Como datos de salida entrega los valores de

tensión de ciertas barras que permiten el monitoreo del sistema. Este estado es utilizado como entrada para el entrenamiento de la red neuronal utilizándose también como base para dos cálculos complementarios.

A partir de los datos entregados por el flujo de potencia se realizan estudios de estabilidad basados en la proposición de un índice del tipo L-Index sobre los nodos que se han elegido para monitorear el sistema. Para validar el índice se utiliza el Valor Singular Mínimo de la matriz Jacobiana que entrega el flujo de potencia. Los valores de los índices para cada nodo forman parte de los datos de entrada para el entrenamiento.

Utilizando un flujo óptimo (Optimal Reactive Power Flow) se obtienen los valores de generación, posición de los *taps* de los transformadores y de la compensación necesaria en las barras; esto representa el valor óptimo de salida de la red neuronal (variables de control). El objetivo de la optimización es minimizar el cuadrado de la suma de todos los L-Index.

Se dispone así de un conjunto entrada – salida para entrenar la red neuronal. La entrada está compuesta por los valores de tensión de los nodos de monitoreo y por los índices de estabilidad respectivos; la salida que corrige este estado está provista por el algoritmo de flujo óptimo que fija los valores de los controladores para corregir la contingencia.

La Tabla 5.4 presenta cuatro juegos de datos obtenidos del análisis del flujo de potencia para distintos factores de carga. Para cada estado se tienen las tensiones en las cuatro barras a monitorear y sus correspondientes índices “L” (L-Index). Cada uno de estos juegos se constituye en una entrada para la red neuronal. Conjuntamente con este juego de datos se proporciona a la red neuronal (salidas de la red) la posición óptima de los controladores para este estado del sistema de potencia.

Se procede al entrenamiento supervisado para cada juego de datos, se obtiene la convergencia hacia la solución óptima luego de 330 *epochs* (iteraciones), con un error del orden de 1×10^{-6} .

Para verificar la capacidad de generalización de la red se presenta la Tabla 5.5 con tres juegos de datos de prueba, los cuales no formaron parte del entrenamiento. En la Tabla 5.6 se presenta la respuesta de la red neuronal que sugiere en valores por unidad la posición de los controles; en este caso el factor de carga constituye la perturbación.

La Tabla 5.7 muestra a estructura resultante de la red neuronal y los parámetros de entrenamiento elegidos.

Tabla 5.4. Valores de entrenamiento para distintos estados de carga.

Multiplicador de Carga	0.100	0.110	0.120	0.130
V13	0.9709	0.9253	0.8694	0.7810
V20	0.9738	0.9383	0.8945	0.8268
V23	0.9903	0.9449	0.8902	0.8021
V24	0.9718	0.9254	0.8688	0.7790
L13	0.4363	0.5220	0.6350	0.8305
L20	0.3743	0.4413	0.5266	0.6625
L23	0.3808	0.4550	0.5521	0.7197
L24	0.4377	0.5242	0.6385	0.8372

Tabla 5.5. Datos de prueba para verificación de la red neuronal.

Multiplicador de Carga	0.105	0.118	0.125
V13	0.9480	0.8821	0.8322
V20	0.9563	0.9044	0.8658
V23	0.9670	0.9027	0.8534
V24	0.9484	0.8816	0.8311
L13	0.4776	0.6087	0.7142
L20	0.4066	0.4806	0.5835
L23	0.4168	0.5295	0.6199
L24	0.4794	0.6119	0.7187

Tabla 5.6. Valores sugeridos para los controladores por la red neuronal para los casos de la

Tabla 5.5.

Controlador	Multiplicador de carga.		
	0.105	0.118	0.125
T5	-0.9997	-1.0000	-0.9999
T6	0.2811	-1.0000	-1.0000
T7	-0.9997	-0.9994	-0.9994
T8	-0.9999	0.9520	0.9999
T9	-0.9997	-0.9999	-0.9998
T10	-0.9999	-0.9998	-0.9995
T11	-1.0000	-0.9994	-0.6684
Gen. 1	0.9999	1.0000	0.9999
Gen. 2	0.9996	1.0000	1.0000
Gen. 3	1.0000	1.0000	0.9998
Gen. 4	1.0000	1.0000	0.9999
SVC 1	-0.9999	-0.9998	-0.9995
SVC 2	0.9996	0.9997	0.9996
SVC 3	0.9999	0.9997	0.9996
SVC 4	0.9998	0.9993	0.9995

Tabla 5.7. Estructura de la red neuronal y parámetros de entrenamiento.

Parámetro	Valor
Neuronas de Entrada	9
Número de capas ocultas	1
Neuronas ocultas	19
Neuronas de Salida	15
Paso del Gradiente	0.5
Tasa de Error	1×10^{-6}
epochs	1000

El número de capas ocultas, como se ha dicho más arriba, surge de un procedimiento de prueba y error debido a los criterios de convergencia y generalización. El número de neuronas de entrada queda fijado por las barras de monitoreo y sus respectivos índices de estabilidad. Se ha agregado también como entrada el factor de carga; el número de neuronas de salida está fijado por la cantidad de dispositivos de control (Generadores, SVC, y Transformadores reguladores).

Al igual que en el caso de los sistemas expertos y con el objeto de valorar la presente tesis se hacen notar los siguientes inconvenientes del presente ejemplo los cuales son solucionados por el Controlador Neuronal propuesto en el Capítulo 7.

- No se propone un método para el diseño óptimo de la red neuronal.
- No se propone un mecanismo para extender el controlador a sistemas de gran envergadura.
- La selección de los nodos a monitorear se efectúa en base a un criterio de estabilidad y no en base a un criterio que permita resolver el punto anterior.
- La optimización se basa en la minimización de la suma cuadrática de los L-Index para los nodos de monitoreo; nada se dice acerca de las pérdidas activas en el sistema.

5.4 Algoritmo Genético.

El Algoritmo Genético forma parte de la denominada Computación Evolutiva; fundamentalmente es un algoritmo de búsqueda y optimización global y hace uso del mecanismo de evolución biológico [Matlab, 7.1GA; del Brio et al., 2002].

La Computación Evolutiva es una rama de la Inteligencia Artificial, cuyas principales características son:

- Utilización de procedimientos iterativos y de crecimiento progresivo.
- Basada en agentes múltiples.
- Búsqueda guiada en forma aleatoria.
- Procesamiento paralelo.
- Utiliza mecanismos biológicos como la reproducción, la mutación, el entrecruzamiento, la selección natural y la supervivencia.

Las siguientes técnicas son parte de la Computación Evolutiva:

- Algoritmos Evolutivos.
- Colonias Inteligentes.
- Auto Organización.
- Vida Artificial.
- Templado de acero simulado.

La idea básica del algoritmo se encuentra esquematizada en la Figura 5.19, y se puede resumir en los siguientes pasos [Haupt y Haupt, 2004]:

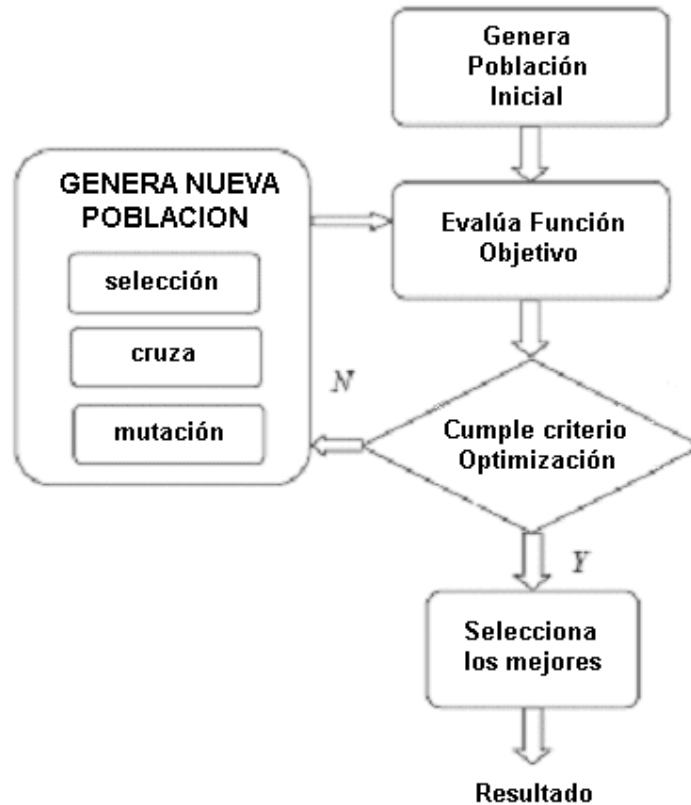


Figura 5.19. Principales funciones de un Algoritmo Evolutivo.

- Generación aleatoria de una población inicial (conjunto de soluciones).
- Evaluación de una función objetivo para todos los individuos (espacio de soluciones) de una población.
- Comparación de la función valuada contra el criterio de optimización propuesto.
- Si el criterio no se satisface se genera una nueva población en base a mutación, cruzamiento, reproducción, y selección.
- Si el criterio de optimización se satisface se selecciona de la población el mejor individuo (solución).

Se plantea localizar el mínimo de la función Rastrigin dada por la Ecuación (5.3) cuya gráfica está representada en la Figura 5.20. En la Figura 5.21 se muestran los mínimos locales, y el mínimo global en [0;0].

$$Ras(x) = 20 + x_1^2 + x_2^2 - 10(\cos 2\pi x_1 + \cos 2\pi x_2) \quad (5.3)$$

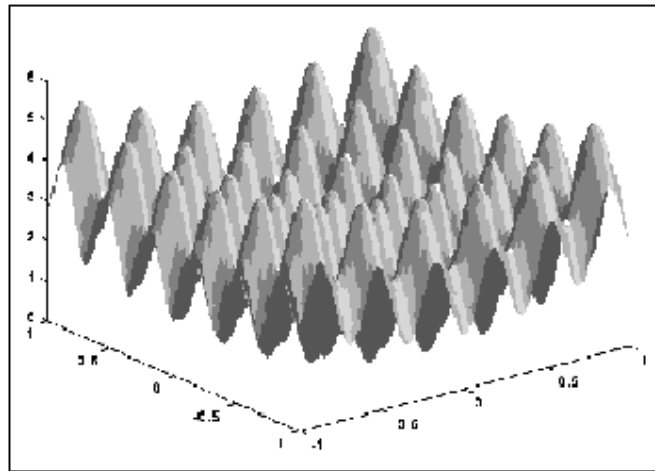


Figura 5.20. Función de Rastrigin.

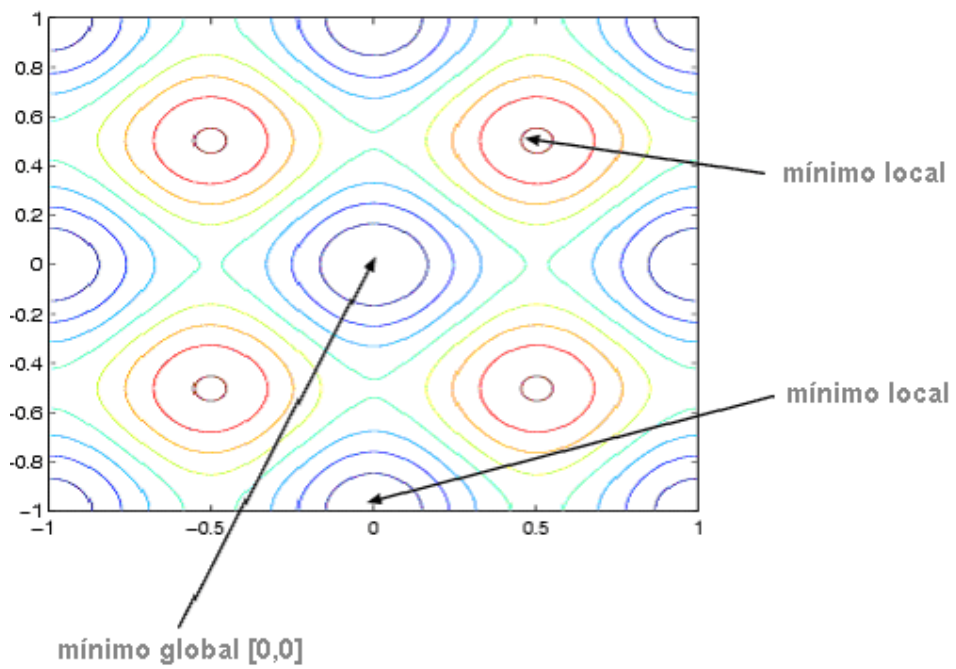


Figura 5.21. Mínimos de la función de Rastrigin.

El primer paso del algoritmo es generar una población (conjunto de soluciones) en forma aleatoria. En la Figura 5.22 se aprecia marcadas con “*” cada una de las soluciones que componen la población inicial. Si bien una mayoría está cerca de un mínimo local, existe un grupo que está cercano a otro mínimo local y existe un par de soluciones que están cercanas al mínimo global; los individuos son de la forma (x_1, x_2) .

A pesar de la posición que ocupan la mayoría de los individuos de la población, cercanos a un mínimo local, son capaces de encontrar el mínimo global. Algunos de los parámetros con los cuales se puede controlar en la creación de la población son:

- Tamaño de la población: mientras más grande es la población, menor es la posibilidad de que retorne un mínimo local, pero mayor es el tiempo de procesamiento.
- Tipo de función estocástica que controla la distribución de los individuos.
- Distancia promedio existente entre los individuos de la población.

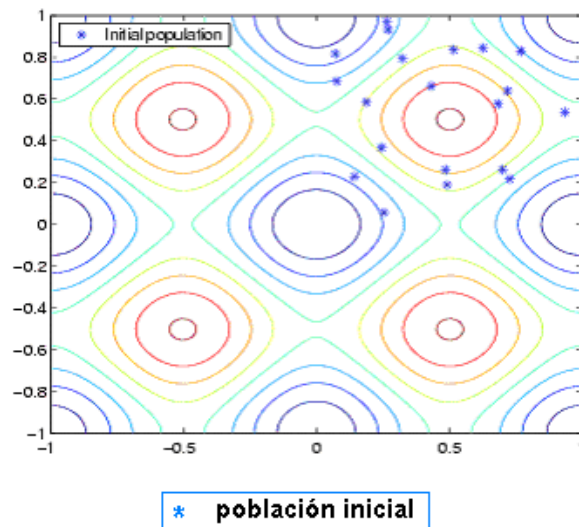


Figura 5.22. Distribución inicial de la población en el dominio de definición de la función de Rastrigin.

En la Figura 5.23 se puede apreciar una de las consecuencias de manejar correctamente o incorrectamente estos parámetros. Se presentan dos poblaciones generadas con una estructura de parámetros muy diferentes una de la otra; una resulta en una población muy concentrada (Rojo) y la otra en una dispersa (Azul).

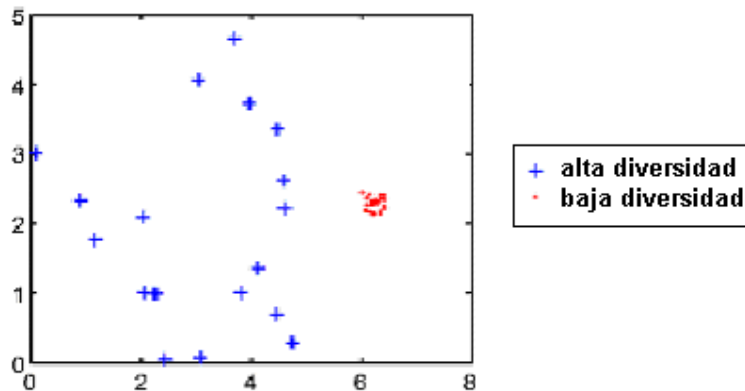


Figura 5.23. Conjunto de soluciones para la función Rastrigin con alta y baja diversidad.

El otro proceso trascendente del algoritmo es la generación de una nueva población (espacio de soluciones) si la función no ha convergido hacia un mínimo. Para crear una nueva población se recurre a los siguientes pasos:

- **Padres:** se selecciona de la población actual, aquellos individuos que mejor aproximan la solución, y que serán usados para generar hijos.
- **Elite:** son aquellos padres (soluciones que mejor ajustan el óptimo) de la generación anterior que pasan a formar parte de la nueva población.
- **Hijos por Cruza:** se recombinan soluciones, se entrecruzan padres, proceso de procreación.
- **Mutación:** se alteran un grupo determinado de bits de los genes (uno de los vectores solución) del Hijo por Cruza (representación binaria de una solución).

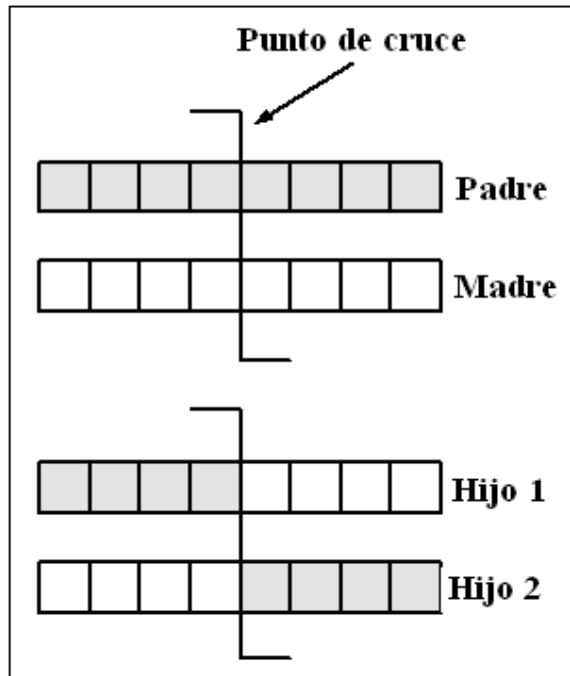


Figura 5.26. Representación de la procreación por cruzamiento de padres.

En las figuras anteriores los puntos de mutación y entrecruzamiento son fijados al azar para cada operación.

Como resultado del proceso que genera una nueva población se dispone ahora de un conjunto de soluciones disponible para comprobar (dentro de la tolerancia especificada) si es el mínimo buscado. La Figura 5.27 presenta distintas soluciones y sus orígenes luego de varias iteraciones. En la Figura 5.28 se aprecia como la población se ha aproximado al máximo global (0,0) luego de 100 iteraciones.

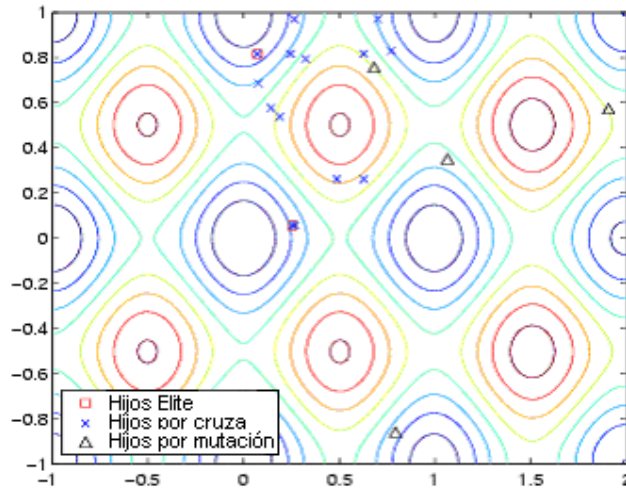


Figura 5.27. Distribución de la población luego de 100 iteraciones y origen de los individuos.

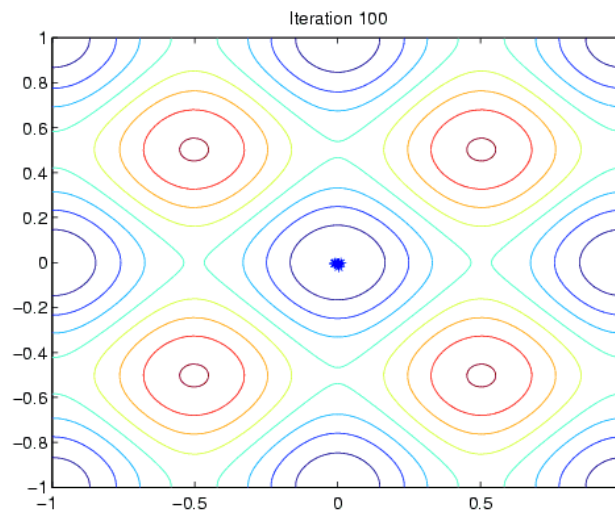


Figura 5.28. Distribución de los individuos luego de 100 iteraciones.

El algoritmo se detiene si se cumple alguna de las siguientes condiciones:

- Se ha alcanzado el número de generaciones previstos; máxima cantidad de iteraciones.
- Se cumple el tiempo límite de procesamiento.

- Límite de ajuste: existe una solución que no cambia con el correr de las iteraciones.
- Tolerancia: el mínimo de la función se encuentra dentro de un valor de tolerancia para una cantidad determinadas de iteraciones.

Se aplica ahora el algoritmo descrito al sistema de potencia de la Figura 5.29. Este sistema es el caso de estudio IEEE-30 pero aquí en su forma original sin modificaciones [Wu and Ma, 1995].

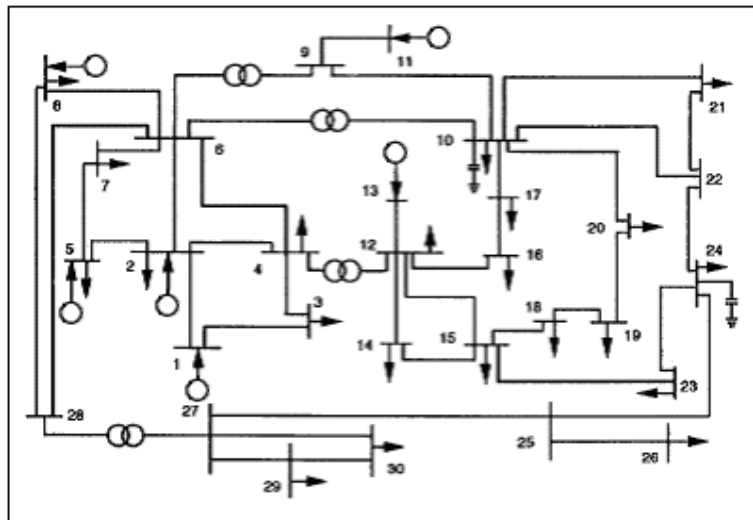


Figura 5.29. Sistema de potencia IEEE-30 barras.

El sistema consiste de: 43 líneas; 6 barras de generación tipo PV (flechas entrantes, 1-2-5-8-11-13). La barra 1 es la *Slack*, el resto de las barras son del tipo PQ, todas las unidades están en por unidad.

Las restricciones planteadas en las ecuaciones (5.4) y (5.5) fijan los límites operativos.

$$V_{PV_{\min}} = 0.9 \text{ pu}, \quad V_{PV_{\max}} = 1.1 \text{ pu}. \quad (5.4)$$

$$V_{PQ\min} = 0.95 \text{ pu}, \quad V_{PQ\max} = 1.05 \text{ pu}. \quad (5.5)$$

El cálculo del flujo de potencia sin optimización arroja los resultados tabulados en la Tabla 5.8. Se indica en la columna NR (Newton - Raphson), los voltajes V_{26}, V_{29}, V_{30} , están fuera de los valores permitidos por las restricciones para las tensiones de las barras tipo PQ.

Se optimiza ahora el despacho de potencia reactiva minimizando las pérdidas de potencia activa; se trata de un problema de optimización cuyo planteo queda definido por el conjunto de ecuaciones (5.6) a (5.11).

Tabla 5.8. Valores resultantes en el sistema IEEE-30 para distintos algoritmos de optimización.

Variables	Algoritmos		
	NR	AG	BFGS
PL	2.8340	2.8340	2.8340
QL	1.0445	1.0445	1.0445
PG	2.894	2.884	2.888
QG	0.980	0.877	0.902
PLOSS	0.060	0.050	0.054
Porcentaje		16.23%	12.34%
QLOSS	-0.064	-0.139	-0.115
Nodos PV			
V1	1.0000	1.0700	1.0440
V2	1.0000	1.0610	1.0460
V5	1.0000	1.0390	1.0490
V8	1.0000	1.0410	1.0370
V11	1.0000	1.0720	1.0840
V13	1.0000	1.0620	1.0620
Nodos PQ			
V3	0.9710	1.0502	1.0500
V9	0.9650	1.0450	1.0503
V26	0.9320	1.0350	1.0300
V29	0.9400	1.0400	1.0350
V30	0.9280	1.0250	1.2000

La Ecuación (5.6) representa las pérdidas de potencia activa en la red y es la función a minimizar. La suma se extiende a todas las líneas del sistema, desde la barra i -ésima hasta la j -ésima.

Las ecuaciones (5.7) y (5.8) representan las restricciones del sistema; la Ecuación (5.7) representa el balance de potencia reactiva en las barras tipo PQ teniendo en cuenta la potencia inyectada a las barras adyacentes.

El conjunto de restricciones (5.8) fija los límites para las tensiones de barra y para el reactivo generado en las barra tipo PV y *slack*.

$$\min f_Q = \sum_{k \in N_E} P_{kLoss}(V, \theta) = \sum_{k \in N_E} g_k (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (5.6)$$

$$s.t. h_{Qi} = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad i \in N_{PQ} \quad (5.7)$$

$$\begin{aligned} V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} & \quad i \in N_B \\ Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} & \quad i \in \{N_{PV}, n_s\} \end{aligned} \quad (5.8)$$

Donde

- N_E Conjunto de las líneas de transmisión.
- N_i Conjunto de las barras adyacentes a la i , incluida la i .
- N_{PQ} Conjunto de las barras tipo PQ.
- N_B Conjunto de las barras del sistema.
- N_{PV} Conjunto de las barras tipo PV.
- n_s Número de la barra slack.

La función de optimización generalizada dada por la Ecuación (5.9) incorpora como penalización a la función dada por la Ecuación (5.6) y contempla por medio de los multiplicadores de Lagrange los excesos en los límites de tensión y de potencia reactiva. Las asignaciones definidas en la ecuaciones (5.11) rigen para el caso en que los valores estén fuera de los límites permitidos, de lo contrario son cero. Los coeficientes λ (factores de penalización) de la ecuación (5.9) pueden ser definidos en forma estática o dinámica

para distintos rangos de la violación (método estático o método dinámico). En general se determinan por prueba y error.

$$\min f_Q = \sum_{k \in N_E} P_{kLoss}(V, \theta) + \sum_{i \in N_{Vlim}} \lambda_i (V_i - V_{ilim})^2 + \sum_{i \in N_{Qlim}} \lambda_i (Q_{Gi} - Q_{Gilim})^2 \quad (5.9)$$

$$s.t. h_{Qi} = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad i \in N_{PQ} \quad (5.10)$$

$$\begin{aligned} V_{ilim} &= V_{imax} & \text{if } V_i > V_{imax} \\ V_{ilim} &= V_{imin} & \text{if } V_i < V_{imin} \\ Q_{Gilim} &= Q_{Gimax} & \text{if } Q_{Gi} > Q_{Gimax} \\ Q_{Gilim} &= Q_{Gimin} & \text{if } Q_{Gi} < Q_{Gimin} \end{aligned} \quad (5.11)$$

N_{Vlim} Conjunto de las barras con voltaje fuera del nominal.

N_{Qlim} Conjunto de las barras con potencia reactiva inyectada fuera de la nominal.

El problema de optimización planteado en la Ecuación (5.9) ha sido resuelto por medio del algoritmo genético y por medio de la técnica clásica BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno) el cual es una modificación del método *steepest descent*.

En la Tabla 5.8 los resultados para el algoritmo genético están indicados en la columna AG, mientras que los del BFGS están en la columna homónima.

En la Tabla 5.8 se puede ver que el voltaje en la barra V_3 se ha excedido en un valor mínimo; el resto de los valores está dentro de las especificaciones. Mientras que en el algoritmo BFGS el voltaje V_9 es el que se ha excedido, también en un valor pequeño. El método AG presenta una disminución de la pérdidas activas del orden del 16% con respecto al método de NR, mientras que para el método BFGS la disminución es del orden del 12%.

Los voltajes sugeridos para los generadores están dentro de los valores planteados en las restricciones.

Por último se muestra en la Figura 5.30 la convergencia de la potencia activa inyectada por la barra slack en función del número de iteraciones para el algoritmo genético; mientras que en la Figura 5.31 se muestra exactamente lo mismo para el algoritmo BFGS. Se puede apreciar que el primero converge en el orden de las 50 iteraciones mientras que el segundo lo hace en el orden de las 600. El valor de convergencia es de 0.99 en pu, se supone igual o similar tiempo de ejecución por iteración para ambos algoritmos; para este tamaño de sistema y con las máquinas actuales visualmente no existe diferencia.

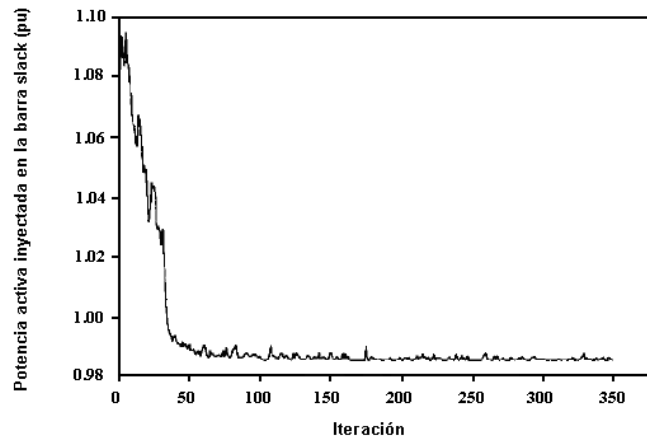


Figura 5.30. Potencia inyectada en la barra slack para el AG en función de las iteraciones.

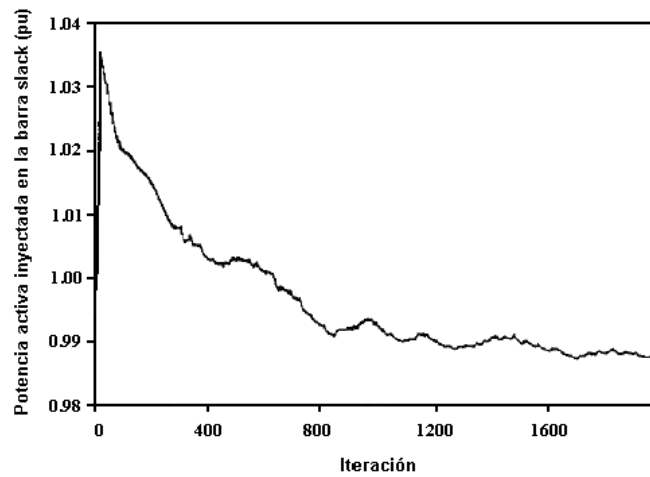


Figura 5.31. Potencia inyectada en la barra slack para el BFGS en función de las iteraciones.

5.5 Resumen y conclusiones

En el este capítulo se tratan los aspectos teóricos de las técnicas de inteligencia artificial que fueron utilizadas para el desarrollo de la presente tesis, se presenta también un ejemplo de aplicación de cada una de ellas.

El motivo fundamental para la aplicación de estas técnicas se basa en los criterios de flexibilidad y adaptabilidad; flexibilidad a la hora de incluir leyes y dispositivos de dificultosa formulación analítica y adaptabilidad para soportar cambios en el sistema bajo control sin tener que modificar el controlador.

Se tratan primero los sistema expertos poniéndose énfasis en la importancia que tiene la correcta formulación de las reglas para un desempeño óptimo del mecanismo de inferencia. Se resalta también la importancia de utilizar un *Kernel* específico con el objeto de evitar escribir un algoritmo que responda al paradigma de procedimientos antes que al de experto. En este sentido de presenta la utilización de CLIPS como una herramienta idónea para tal efecto.

Seguidamente se tratan los principios de las redes neuronales y en particular del perceptrón multicapa con aprendizaje por retroalimentación, constituyendo éste una herramienta fundamental a la hora a aproximar funciones no lineales de más de una variable. Se pone el énfasis en el proceso de generación del par entrada-salida que constituye la base del entrenamiento de la red y del cual depende la calidad del controlador.

Si bien no se ha presentado un controlador genético que pudiera ser implementado en forma concreta, se ha desarrollado a lo largo de la presente tesis uno que permite comparar prestaciones a la hora de optimizar índices. Naturalmente este tipo de algoritmo encuentra su mayor aplicación en el campo de la optimización. La ejecución en paralelo y el concepto de micro algoritmo permiten augurar un futuro promisorio a esta técnica.

Capítulo 6

Diseño de un Controlador Experto

6.1. Introducción

Un adecuado perfil de tensiones es necesario para mantener el sistema operando en forma segura. Existen una serie de eventos que pueden afectar este perfil, conexiones y desconexiones no programadas de cargas, de generación, de líneas de transmisión, operación incorrecta del sistema, o cualquier otro dispositivo que pueda salir o entrar en servicio en forma programada o no. El elemento de control para mitigar estas contingencias es el reactivo del sistema, el cual es provisto básicamente por el sistema de generación (Kundur, 1994).

Un inadecuado monitoreo y control de la tensión pueden llevar el sistema a un colapso de tensión, lo que ha ocasionado en algunas oportunidades apagones masivos (Ilic M., 2007). En los países en desarrollo y en muchos industrializados el control de la tensión se realiza en forma manual mediante la coordinación conjunta entre el centro de despacho y el operador del sistema de transporte. Esto puede ocasionar una descoordinación o una equivocada operación causando el colapso de tensión por eventos en cascada (Ilic M., 2007).

El control automático de la tensión es una técnica ampliamente probada en países como Francia, Italia y en general utilizada total o parcialmente en la Unión Europea (Cañizares et al., 2005). El esquema propuesto por éstos se basa en un control jerárquico desacoplado en el tiempo y en el espacio utilizando controladores proporcionales e integrales con base en el generador sincrónico como elemento fundamental de control (Corsi et alt., 2004). La utilización de otros dispositivos de control como son los transformadores con cambio de tope bajo carga, reactores de líneas, capacitores de compensación, dispositivos FACTS y

la compleja relación existente entre estos elementos, han hecho que se recurra a técnicas de Inteligencia Artificial con el objeto de dotar a los controladores de valoraciones cualitativas y flexibles (Saxena et al., 2010; Marques et al., 2005; Lin et al., 2003; Bansilal et al. 1997).

A lo largo del tiempo se han desarrollado sistemas expertos que controlan los dispositivos conmutables, dejando la excitación del generador bajo el control del regulador local (AVR – Automatic Voltage Regulator) para el transitorio (Bansilal et al., 1995). En otros casos los objetivos de perfil de tensión y de pérdidas en el sistema se manejan en forma escalonada utilizando primeramente un sistema experto para corregir los niveles en barra y luego un algoritmo de optimización rápida para minimizar las pérdidas (El-Sayed M., 1998). Algunos trabajos presentan sistemas con compensación reactiva en casi todas las barras por lo que el ajuste local conlleva necesariamente a pérdidas mínimas (Pimpa et al., 2002). Existen trabajos en los que solamente se corrige el nivel de tensión en barra (Khaldi M., 2003)

El objetivo del presente trabajo es el desarrollo de un controlador experto que retenga el concepto de nodo piloto y que maneje en forma conjunta el objetivo del perfil de tensiones y la minimización de pérdidas en el sistema, incluyendo el rechazo de carga si es necesario. Se utiliza CLIPS como herramienta fundamental para implementar el experto. Se verá a lo largo del trabajo la importancia de utilizar un núcleo específico. Como apoyo para el cálculo se utiliza el programa MATLAB; se presentan las diferentes formas de interconexión entre ambos paquetes. El algoritmo desarrollado se simula utilizando dos sistemas de prueba típicos, y los resultados se comparan con otras tecnologías existentes.

El trabajo esta organizado de la siguiente manera: primero se presentan los fundamentos básicos del control de la tensión, describiendo los niveles jerárquicos del mismo, la selección del nodo piloto y la descripción detallada de las ecuaciones relacionadas con el mencionado control. Segundo se describen en forma resumida los conceptos más importantes de un sistema experto incluyendo las reglas y bases de conocimiento. Luego se presentan las simulaciones realizadas y se discuten los resultados obtenidos. Finalmente se presentan las conclusiones más importantes del trabajo.

6.2. Fundamentos del control de la tensión

6.2.1. Estructura jerárquica del control de tensión

El control automático de la tensión, se estructura en tres niveles jerárquicos (Corsi et al., 2004):

- **Nivel Terciario** de aplicación nacional, NVR-TVC (National Voltage Regulation, Tertiary Voltage Control), tiempo de respuesta 5 minutos.
- **Nivel Secundario** de aplicación regional, RVR-SVC (Regional Voltage Regulator, Secondary Voltage Control), tiempo de respuesta 50 segundos.
- **Nivel Primario** de aplicación local, AVR (Automatic Voltage Regulator), tiempo de respuesta instantáneo a 0.5 segundos.

La Figura 6.1 ilustra en forma esquemática un diagrama de la estructura jerárquica de control automático de tensión. Estos niveles no solo están distribuidos espacialmente sino que también lo están temporalmente, el Nivel Primario es de actuación inmediata, mientras que el Nivel Secundario actúa una vez superado el transitorio siendo su constante de tiempo del orden del minuto, y finalmente el Nivel Terciario es el último en actuar y su constante de tiempo se encuentra en el orden de los minutos. Tanto el esquema temporal como el espacial tratan de desacoplar los niveles para evitar oscilaciones y órdenes en contrario.

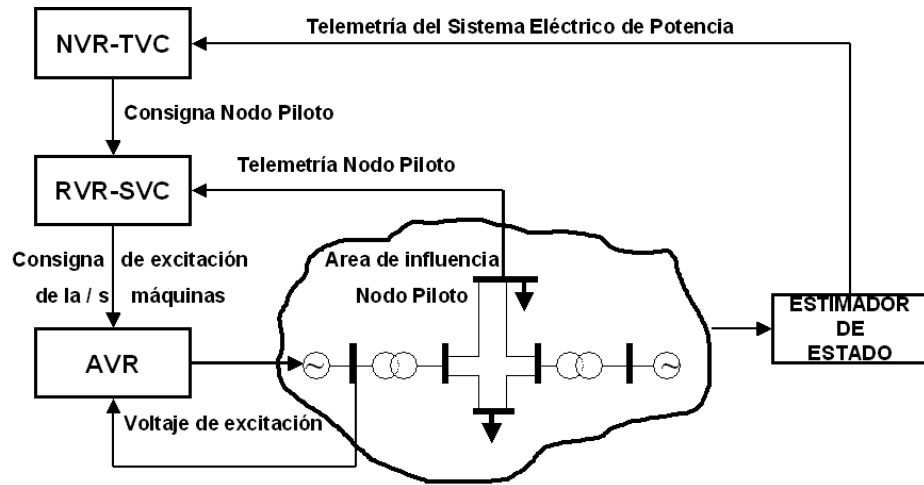


Figura 6.1. Diagrama jerárquico del Control de Tensión.

6.2.2. Selección de los nodos pilotos

La base del sistema está constituida por la elección de nodos pilotos "eléctricamente dominantes" en sus áreas. Esto posibilita el manejo acotado de sistemas altamente complejos en cantidad y acoplamiento de variables disminuyendo el orden de las mediciones y de las señales de mando. La idea de un control automático de miles de barras y de líneas de transmisión es muy complejo, muy crítico y puede ser no realista (Corsi et al., 2004; Danelli et al., 2004; Gubina and Curk, 1997).

Para seleccionar los nodos pilotos y las distintas áreas se utilizan los siguientes criterios:

- Los nodos deben ser los más "fuertes eléctricamente" en su tipo, deben presentar la mayor capacidad de cortocircuito.
- Deben imponer la variación de tensión a los nodos eléctricamente vecinos, la inyección de reactivo en ellos debe traducirse en una variación de tensión también en los nodos eléctricamente próximos.
- El acoplamiento entre los distintos nodos pilotos debe ser mínimo.

Con estas consideraciones es posible prevenir el intercambio de reactivo entre áreas vecinas debido a la acción reguladora del sistema.

La elección de las plantas generadoras para el control de tensión deben ser aquellas próximas a los nodos pilotos con la mayor capacidad de reactivo posible; la simple elección de estas plantas ya plantea una subdivisión de áreas (Danelli et al., 2004; Gubina and Curk, 1997).

El estudio de los nodos pilotos se realiza a partir de las expresiones para el flujo de potencia. La Ecuación (6.1) muestra la expresión matricial lineal del incremento del flujo activo y reactivo en un sistema de potencia en función del ángulo de la tensión en barra y del módulo de la misma (Kundur, 1994).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

Donde:

ΔP Incremento de la potencia activa en la barra.

ΔQ Incremento de la potencia reactiva en la barra.

$\Delta \theta$ Incremento del ángulo de tensión en la barra.

ΔV Incremento de la tensión en barra.

La potencia activa y la reactiva inyectada por un nodo k -ésimo en una red de n nodos se describen por las Ecuaciones 6.2 y 6.3 las cuales contienen los parámetros del sistema.

$$P_k = |V_k| \sum_{m=1}^n (G_{km} |V_m| \cos \theta_{km} + B_{km} |V_m| \sen \theta_{km}) \quad (6.2)$$

$$Q_k = |V_k| \sum_{m=1}^n (G_{km} |V_m| \sen \theta_{km} - B_{km} |V_m| \cos \theta_{km}) \quad (6.3)$$

Utilizando la notación \mathbf{J} para el Jacobiano, la Ecuación (6.1) puede describirse en la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

Si a la Ecuación (6.4) se le aplican las simplificaciones para el flujo desacoplado nos queda la Ecuación (6.5).

$$\Delta Q = \mathbf{J}_{QV} \Delta V \quad (6.5)$$

donde \mathbf{J}_{QV} es la submatriz que refleja la dependencia del reactivo con respecto a la tensión en barra, la cual puede describirse como:

$$\Delta V = \mathbf{J}_{QV}^{-1} \Delta Q \quad (6.6)$$

La Ecuación (6.6) es la base para los estudios V-Q los cuales permiten analizar el incremento de tensión en un nodo debido a la inyección de reactivo en otro. En el presente trabajo los generadores de área inyectan reactivo mediante el control de excitación AVR. Este estudio permite localizar los nodos pilotos, definir las área de influencia de los mismos y seleccionar los controladores.

6.3. Descripción del sistema experto

6.3.1 Bloques de un sistema experto

En la Figura 6.2 se presentan los bloques que conforman un sistema experto (Giarratano and Riley, 2004), la función que cumple cada uno es la siguiente:

- **Base de conocimientos:** contiene las reglas que definen el comportamiento del experto, las mismas se obtienen de las normas de operación, de los conocimientos que poseen los operadores y de la teoría que gobierna al proceso bajo control.
- **Base de hechos:** es una memoria temporal que refleja el estado de las variables bajo control y de los componentes del sistema de potencia.
- **Motor de inferencia:** es el encargado de comparar los hechos con el antecedente de las reglas, es del tipo *IF antecedente THEN consecuente*, si el hecho satisface el antecedente se activa la regla y la coloca en la Agenda de ejecución.
- **Motor de ejecución:** Ejecuta la regla ubicada en la prioridad más alta de la agenda, puede modificar el antecedente de una regla no activa o generar una salida para accionar una variable de control. Una tarea importante que tiene este bloque es la resolución de los conflictos de ejecución. Puesto que varias reglas pueden estar activas simultáneamente por distintos hechos debe decidir cual se ejecuta, por defecto se suele utilizar el esquema de la primera que entra es la primera que sale (FIFO, First Input – First Output).

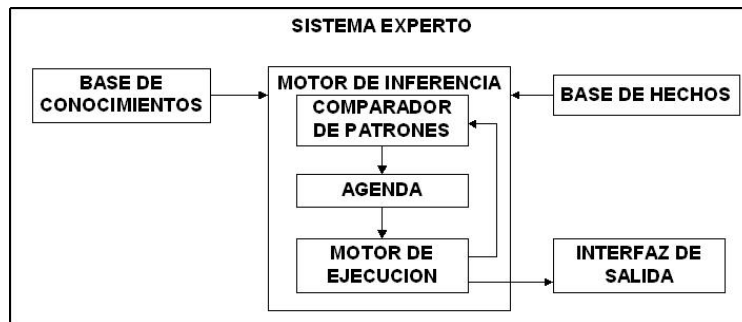


Figura 6.2. Bloques de un sistema experto.

Existe un parámetro en la regla denominado prominencia (saliencia), el cual le permite al programador controlar el orden en que se ejecuta dicha regla; la utilización repetitiva del mismo puede significar una base de conocimientos mal definida o indicar que quizás sea mejor recurrir a un lenguaje de procedimientos para programar el algoritmo de control (Giarratano and Riley, 2004).

6.3.2. Lenguajes basados en reglas: CLIPS

Definidas las reglas se podría recurrir a un lenguaje de procedimientos con el objeto de programar el algoritmo de control, esto trae aparejado un primer y gran problema, si se agrega una regla nueva se deberá modificar el código del algoritmo a los fines de dar cabida a este nuevo conocimiento, además la ineficiencia en la escritura del código de la estructura IF ... THEN ... es alta. En lugar de ello se emplea un lenguaje basado en reglas como CLIPS (C Language Integrated Production System - Sistema de Producción Integrado en Lenguaje C), desarrollado por la NASA (National Aeronautics and Space Administration) el cual es de uso gratuito y mantenido por su autor original Gary Riley. CLIPS soporta los paradigmas de programación estructurada, por objetos y de sistemas expertos (CLIPS, 2012).

Utilizar un lenguaje de esta naturaleza obliga a definir la base de conocimientos en forma precisa y que sean los conocimientos del sistema expresados en reglas, los que guíen la

lógica de la ejecución. Si se agrega una nueva regla se deberá revisar su coherencia con las demás pero no será necesario reprogramar el núcleo.

La expresión lógica de las reglas en CLIPS es la siguiente:

IF ciertas condiciones son verdaderas THEN ejecute las siguientes acciones.

La sintaxis de las reglas en CLIPS es la mostrada en la Figura 6.3.

(defrule pato "Sonido para el pato"	;Encabezado de la regla.
(animal-es pato)	;Patrón de comparación IF (Antecedente).
=>	;Flecha THEN.
(assert (sonido-es quack)))	;Acción a realizar (Consecuente).

Figura 6.3. Sintaxis para una regla en CLIPS.

Para mayor claridad la reglas se escribirán de la siguiente forma:

R1: Si el animal es pato entonces el sonido es “quack”.

6.3.3. Bases de conocimientos y reglas aplicadas al control de tensión

Las reglas son la expresión formal de la base de conocimientos que definen al algoritmo de control. Es necesario a partir de este conocimiento construir el conjunto de reglas que serán gestionadas por el sistema experto. Es posible obtener este conocimiento de los operadores y/o de las normas de operación las cuales fijan procedimientos ante contingencias. Esta base de conocimientos se puede ampliar y validar con la teoría sobre la que se cimienta el proceso bajo control (Kundur, 1994). Para el presente trabajo se ha tomado como

referencia las normas de operación de AESO para el control de tensión (AESO, 2010). De esta norma y de los fundamentos teóricos surge la base de conocimientos contenida en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Base de conocimientos.

C1	Nodos pilotos y lista de controladores asociados definidos de acuerdo al estudio V – Q.
C2	Límites máximos, mínimos, incremento y cantidad de conmutaciones permitidas por los controladores.
C3	Lista de preferencia de los controladores.
C4	Niveles de tensión permitidos en las barras del sistema.
C5	Si la tensión en un barra sube por encima (baja por debajo) del límite permitido los dispositivos de control deben ser conmutados o ajustados para recuperar el perfil de tensiones.
C6	Es más eficiente aplicar la compensación reactiva en forma local. Si la capacidad del compensador local se agota se debe seleccionar el más sensible que le sigue en la lista.
C7	Si la tensión en barra es bajo (alto) el tope del transformador local debe ser aumentado (disminuido) para corregir el problema; sin embargo se debe tener en cuenta que esto puede causar el efecto inverso en otras barras del sistema.
C8	La excitación del generador debe aumentar (disminuir) para resolver una baja (suba) de la tensión en barra.
C9	Para minimizar las pérdidas y estar mejor preparados ante una contingencia es preferible que las tensiones en barra estén próximas a su límite superior.
C10	Es deseable balancear el reactivo entre los generadores localizados eléctricamente próximos; para lograr este objetivo la tensión a bornes de los generadores debe ser operada simultáneamente de tal forma que la variación en un generador no sea absorbida por otro.
C11	Cuando el recurso reactivo resulte insuficiente se deberá recurrir al rechazo de carga para resolver el inconveniente.

La base de conocimientos se forma en algunos casos con los datos del fabricante como en C2, con estudios teóricos como en C1 y con conocimientos heurísticos como en C10. A partir de la base de conocimientos podemos definir el conjunto de reglas de la Tabla 6.2.

Tabla 6.2: Reglas basadas en la tabla de conocimientos.

R1	<i>IF</i> una tensión en barra es violada <i>THEN</i> formar la lista de violaciones <i>AND</i> inicializar el incremento de los controladores a cero.
R2	<i>IF</i> no existe una violación <i>THEN</i> ejecutar el próximo ciclo.
R3	<i>IF</i> la lista de violaciones no está vacía <i>THEN</i> seleccionar de la lista la peor violación <i>AND</i> tomar de la lista de controladores asociados a este nodo el primer controlador <i>AND</i> aumentar o disminuir según corresponda la consigna del controlador <i>AND</i> guardar el valor en la tabla de estado de los controladores.
R4	<i>IF</i> el incremento o decremento de un controlador causa que la tensión de algún nodo bajo control esté fuera del rango de operación <i>THEN</i> disminuir o aumentar la consigna del controlador correspondiente <i>AND</i> seleccionar el próximo controlador de la lista de controladores <i>AND</i> actualizar la tabla de estado de los controladores.
R5	<i>IF</i> el incremento o decremento de un controlador alcanza el límite del controlador <i>OR</i> viola los valores de conmutación <i>THEN</i> bloquear el controlador.
R6	<i>IF</i> el nodo bajo análisis corrige su valor <i>AND</i> si no existe violación en otro nodo como consecuencia del incremento o decremento del controlador <i>THEN</i> fijar como nuevo punto de operación del controlador el valor calculado <i>AND</i> actualizar la lista de violaciones.
R7	<i>IF</i> todos los controladores del área han sido ajustados <i>AND</i> no existen nodos en la lista de violaciones <i>THEN</i> ejecutar el próximo ciclo.
R8	<i>IF</i> ocurre un incremento sucesivo de todos los controladores <i>AND</i> algún nodo excede el límite máximo permitido <i>THEN</i> concluir el ciclo.
R9	<i>IF</i> se ha disminuido la consigna de un controlador <i>AND</i> todos los nodos están en su nivel correcto <i>THEN</i> concluir el ciclo.
R10	<i>IF</i> todos los controladores del nodo han sido utilizados <i>AND</i> el nivel del nodo sigue bajo <i>THEN</i> rechazar carga del nodo en el porcentaje programado.

R11	<i>IF</i> el nivel del nodo está por encima del rango permitido <i>AND</i> el nodo presenta rechazo de carga <i>THEN</i> reconectar carga del nodo en el porcentaje programado.
-----	---

El número de la regla no implica necesariamente el orden de su ejecución, la regla será ejecutada según el hecho que satisface el antecedente, la prominencia de la misma o el esquema de resolución de conflictos que se haya elegido.

Una característica importante del controlador es que se basa en estructuras de datos para la gestión de control. Esto hace que si el sistema crece solo deban actualizarse estas bases sin necesidad de cambiar la lógica del sistema experto y sus reglas. Esto último podría ser necesario si el cambio es muy grande e involucra algún nuevo concepto que modifique la base de conocimientos. En las Tablas 6.3 y 6.4, se detallan la estructura de dos bases, la relativa a los controladores, y a los nodos pilotos respectivamente.

6.3.4. Controlador Experto

En la Figura 6.4 se presenta el sistema de control experto propuesto. La telemetría de los nodos pilotos se ha puesto en la figura fuera del estimador de estado a los fines de resaltar su utilización. En esta figura también se aprecia el motor de cálculo que contiene las subrutinas que realizan los cálculos eléctricos tales como el flujo de potencia y las pérdidas del sistema. La implementación de este motor de cálculo se realizó en MATLAB.

Tabla 6.3: Matriz de datos de los controladores.

Registro	LC [c1 m1 M1 r1 d1 e1 , c2 m2 M2 r2 d2 e2 , ... , cn mn Mn rn dn en]
Parámetros	cn = Controlador número.
	mn = Valor mínimo del controlador.
	Mn = Valor Máximo del controlador.
	rn = Referencia actual del controlador.
	dn = Delta del controlador.
	en = Estado del controlador.

Tabla 6.4: Matriz de datos de los nodos pilotos

Registro	LNP [n1 c1 c2 ... cn, n2 c1 c2 ... cn, ..., nn c1 c2 ... cn].
Parámetros	nn = Número nodo. cn = Controlador nodo.

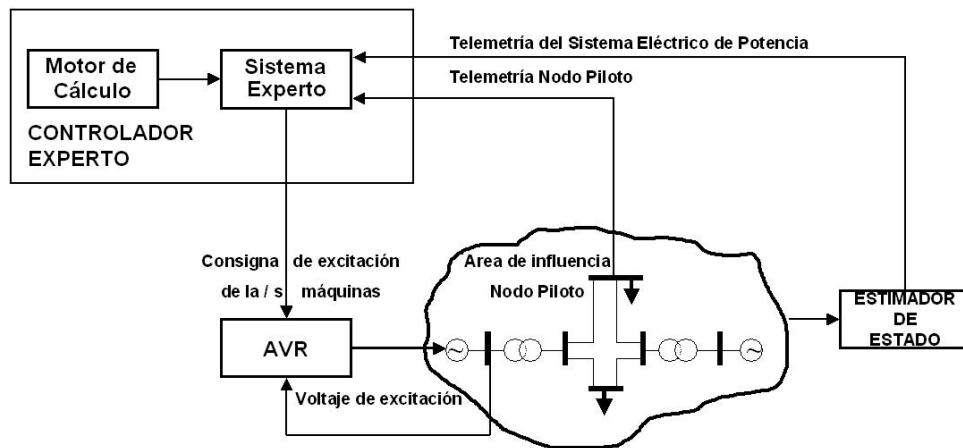


Figura 6.4. Sistema de control experto basado en nodos pilotos.

En la Tabla 6.5 se presentan las distintas formas de vincular MATLAB con CLIPS; para el presente trabajo se ha elegido la opción 3. Las rutinas de cálculo se escriben en MATLAB como funciones externas a CLIPS, reteniendo la interfaz gráfica de CLIPS para el desarrollo del sistema experto (MATLAB, 2012).

Mayor detalles de estos mecanismos pueden obtenerse del Manual de Referencia de CLIPS Volumen II (Advanced Programming Guide) y en la ayuda de MATLAB (External Interfaces – Calling MATLAB from C and Fortran Programs).

A continuación se presenta un diagrama de flujo que resume la lógica de funcionamiento del controlador, Figura 6.5; se debe tener en cuenta que esta lógica está embebida en las reglas.

Tabla 6.5. Mecanismos de vinculación entre CLIPS – MATLAB

1	Archivos.	Se trata de una primitiva forma de comunicación entre programas, utiliza archivos de texto para compartir información, CLIPS no permite el intercambio XML.
2	Objetos de comunicación Cliente - Servidor.	Permite la utilización de protocolos IP, DDE, OPC o propietarios.
3	Funciones externas de CLIPS.	Se trata de una función externa a CLIPS escrita en "C" que luego se compila y vincula con éste.
4	CLIPS embebido.	Utilizar el ejecutable de CLIPS como una rutina "C" disponiendo de todas las primitivas.

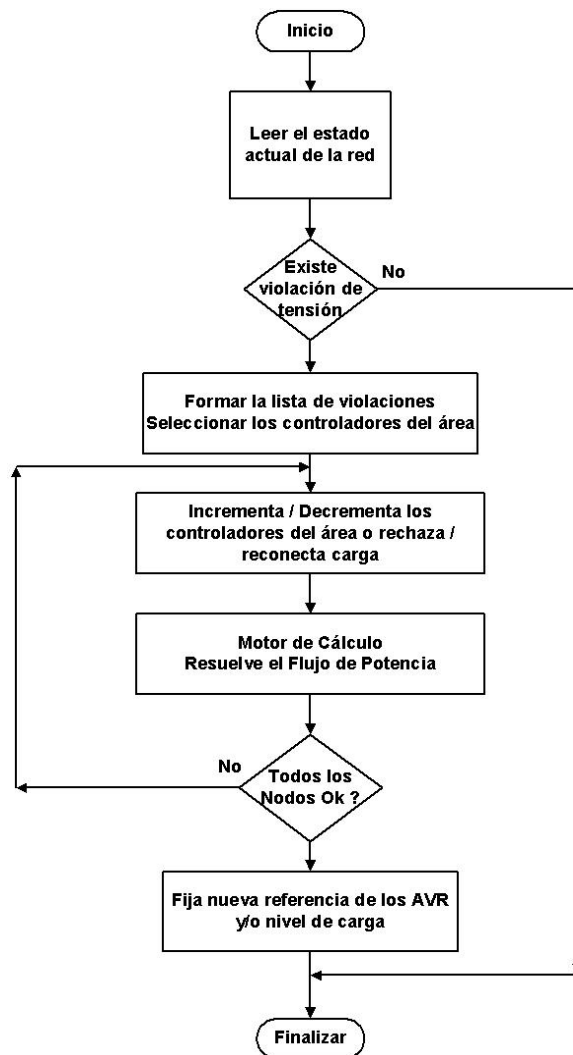


Figura 6.5. Diagrama lógico del controlador experto.

6.4. Resultados de la simulación

Para verificar el comportamiento del controlador experto se simuló el control del sistema de tres generadores y nueve barras del Western Electricity Coordinating Council (Anderson and Fouad, 2003). La Figura 6.6 presenta un diagrama unifilar del sistema de prueba. El mismo representa una región a controlar, siendo la barra 9 el nodo piloto y la tensión a bornes de los tres generadores las variables de control. Un sistema más grande se estructura en áreas similares.

En la Tabla 6.6 se presentan los resultados obtenidos para este sistema simulando tres contingencias diferentes.

- **Caso I:** Representa el sistema con una demanda del 20% del pico, y se produce un incremento de demanda del 150% de la máxima.
- **Caso II:** Representa el sistema con una demanda del 150% del pico y se produce un caída de la misma, llevando ésta al 20% de la demanda máxima.
- **Caso III:** presenta el sistema con la demanda pico y se produce la desconexión de la línea 4 – 9.

Si bien estas contingencias implican transitorios con una alta posibilidad de inestabilidad, se supone que éstos han sido sorteados con éxito por la combinación AVR - PSS (Automatic Voltage Regulator – Power System Stabilizer) y que se está en la etapa de estabilidad de tensión en el largo plazo ante una gran perturbación (Kundur et al., 2004).

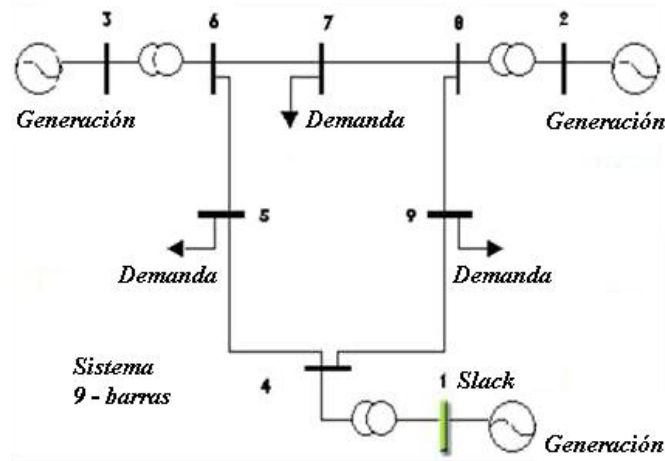


Figura 6.6. Sistema WECC de 9 barras y 3 generadores.

La respuesta del controlador experto se compara con la solución brindada por un flujo óptimo de potencia (OPF, ver apartados 4.2.3.3.2-3-4) y la dada por un algoritmo genético (GA, ver apartado 5.4). El algoritmo genético programado tiene una estructura clásica, es del tipo continuo y no se ha recurrido a técnicas avanzadas para acelerar su procesamiento (Haupt and Haupt, 2004).

Tabla 6.6. Resultados de la simulación para el Controlador Experto.

	Caso I				Caso II				Caso III			
	Inicial	OPF	Experto	GA	Inicial	OPF	Experto	GA	Inicial	OPF	Experto	GA
Variables de control												
% Carga	20 -> 150	150	150	150	150 -> 20	20	20	20	100	100	100	100
V1 [pu]	1.011	1.050	1.041	1.046	1.050	1.011	1.010	1.008	1.050	NC	1.050	1.046
V2 [pu]	1.025	1.050	1.045	1.045	1.050	1.025	1.020	1.020	1.050	NC	1.050	1.049
V3 [pu]	1.021	1.050	1.041	1.050	1.050	1.021	1.020	1.017	1.040	NC	1.040	1.048
Variables controladas												
V5 [pu]	0.952	0.993	0.983	0.990	1.085	1.050	1.048	1.046	1.034	NC	1.036	1.037
V7 [pu]	0.978	1.012	1.003	1.008	1.079	1.050	1.047	1.045	1.011	NC	1.027	1.031
V9 [pu]	0.927	0.968	0.958	0.964	1.081	1.046	1.043	1.042	0.873	NC	0.951	0.960
Indices de eficiencia												
Ploss [MW]		8.703	8.904	8.780		0.279	0.280	0.279		NC	4.781	4.446
te [s]		0.23	0.13	8.89		0.27	0.10	9.53		NC	0.13	11.4
it		12	3	67		13	3	70		NC	7	85
rc		0%	0%	0%		0%	0%	0%		NC	25%	28%

La función de ajuste desarrollada para el algoritmo genético está dada por la Ecuación (6.7).

$$F = P_{\text{loss}} + K_V \sum_{i \in N} h(v_i) + K_L \sum_{i \in N_{PQ}} g(L_i) \quad (6.7)$$

Donde

F	Función de ajuste a minimizar (Fitness function).
P_{loss}	Pérdidas activas en el sistema.
K_V	Coefficiente de penalización para las tensiones de barra.
K_L	Coefficiente de penalización para el rechazo de carga.
$h(v_i)$	Función de penalización para las tensiones de barra.
$g(L_i)$	Función de penalización para el rechazo de carga.
N	Conjunto de todas las barras del sistema.
N_{PQ}	Conjunto de todas las barras de carga del sistema.

Siendo las funciones de penalización las dadas por las Ecuaciones 6.8 y 6.9.

$$h(v_i) = \begin{cases} (v_i - v_i^{\text{máx}})^2 & \text{si } v_i > v_i^{\text{máx}} \\ (v_i^{\text{mín}} - v_i)^2 & \text{si } v_i < v_i^{\text{mín}} \\ 0 & \text{si } v_i^{\text{mín}} \leq v_i \leq v_i^{\text{máx}} \end{cases} \quad (6.8)$$

$$g(L_i) = \begin{cases} (1 - L_i)^2 & \text{si } L_i < 1 \\ 0 & \text{si } L_i = 1 \end{cases} \quad (6.9)$$

L_i = Carga Normalizada del nodo i.

El algoritmo genético debe resolver el problema de minimizar F sujeta a las restricciones planteadas en las Ecuaciones 6.8 y 6.9.

El cálculo del flujo óptimo de potencia se basa en el paquete MatPower, provisto en forma gratuita para investigadores y educadores por el Power Systems Engineering Research Center. Se puede utilizar desde MATLAB en modo comando o en modo función (Zimmerman et al., 2012).

Por último, de forma de valorar las prestaciones en tiempo real se realiza la simulación de un cuarto caso, cuyos resultados se presentan en la Tabla 6.7. El sistema de prueba utilizado para estas simulación es de 30 barras y seis generadores denominado IEEE30 (Alsac and Stott, 1974; Zimmerman et al., 2012). Se omite el diagrama unifilar y los valores de la tabla se limitan a las consignas de generación, a la comparación entre sistema experto y flujo óptimo de potencia y a los nodos con problemas después de la contingencia, línea 4 – 6 fuera de servicio.

6.5. Análisis de los resultados

Para analizar los datos presentados en la Tabla 6.6 se debe tener en cuenta que el Caso II es similar al Caso I, la diferencia radica en que el Caso II implica una disminución de las tensiones de control mientras que en el Caso I se debe realizar un incremento de éstas, esto permite demostrar que el algoritmo trabaja en los dos sentidos, fuera de esto las conclusiones son similares.

Caso I: El sistema tiene una demanda del 20% del pico, por lo tanto las tensiones de generación están en un nivel bajo. Como consecuencia del incremento súbito del consumo el nodo V9 experimenta un descenso por debajo del nivel permitido que es de 0.95 pu (Por unidad). Todos los algoritmos sugieren un incremento de las tensiones de control logrando recomponer el nivel en el nodo mayor a los 0.95 pu.

Se han fijado cuatro índices que permiten medir la efectividad de los controles, las pérdidas activas del sistema (Ploss), el tiempo de ejecución (t_e), la cantidad de iteraciones (it) y el rechazo de carga (rc).

Tabla 6.7. Resultados de la simulación del Controlador Experto para el sistema de 30 barras y 6 generadores.

	Caso IV		
	Inicial	OPF	Experto
Variables de control			
V1 [pu]	0.974	0.990	1.044
V2 [pu]	0.970	0.985	1.050
V13 [pu]	1.050	1.050	1.050
V22 [pu]	0.996	0.998	1.046
V23 [pu]	1.011	1.016	1.041
V27 [pu]	1.050	1.050	1.050
Variables controladas			
V7 [pu]	0.944	0.955	1.010
V8 [pu]	0.941	0.950	1.002
Indices de eficiencia			
Ploss [MW]		2.698	2.593
te [s]		0.7	0.54
it		20	8
rc		0%	0%

Puede apreciarse que el nivel de pérdidas es similar para los tres controles, siendo en el caso del sistema experto superior en 2.3% con respecto al OPF. Esto puede mejorarse si se considera un paso menor en el incremento de la señal de control. Permitiría elevar el nivel sin excederlo, pero aumentaría las iteraciones y por ende el tiempo de ejecución del algoritmo.

Con respecto al tiempo de ejecución y habiéndose efectuado la simulación con la misma plataforma, el algoritmo experto presenta el menor de todos y está en el orden del flujo óptimo de potencia, siendo también la cantidad de iteraciones la menor. Se destaca el comportamiento del algoritmo genético que presenta el peor desempeño en relación a estos dos índices. Se ha hecho mención ya al hecho de que la programación ha sido estándar, es posible sintonizar varios parámetros. Para este estudio se han tomado los valores típicos.

Caso II: Se pueden obtener conclusiones similares. Aquí debido a la baja súbita de la demanda los nodos bajo control experimentan una suba en la tensión que excede el límite permitido de 1.05 en pu. En ambos casos no ha sido necesario recurrir al rechazo de carga

($r_c = 0\%$), con la corrección de los valores en la tensión de generación ha sido suficiente para corregir los valores en los nodos controlados.

Caso III: El nodo piloto V9 experimenta una baja de tensión a 0.873 pu, el flujo óptimo de potencia utilizado no puede encontrar una solución (NC - No Converge) en un número de iteraciones razonable, mientras que los otros dos algoritmos si lo hacen. Aquí se debe recurrir al rechazo de carga para estabilizar las tensiones. Los niveles de tensión sugeridos para los generadores de control son similares, también lo son las tensiones corregidas de los nodos bajo control. La mayor diferencia se encuentra en los tiempos de ejecución y en la cantidad de iteraciones, siendo el controlador experto quién presenta los mejores índices. Si bien las pérdidas son mayores en el experto, en el orden del 7% con respecto al GA, el rechazo de carga es menor, 3%.

Del análisis precedente se desprende que un controlador basado en un sistema experto resulta competitivo en relación a las otras propuestas, más aún cuando se desea incorporar a la ley de control objetivos y restricciones difícilmente expresables en forma analítica, rechazar generación como consecuencia de la falta de capacidad de transporte, establecer un orden de prioridad en los controles a utilizar y/o fijar un límite a las conmutaciones de los controladores.

En relación a otros algoritmos expertos para el control de tensión, el concepto de nodo piloto permite prescindir del cálculo de la matriz de sensibilidad cada vez que se produce una contingencia. La aplicación de la norma AESO posibilita la gestión simultánea del nivel y de las pérdidas sin necesidad de recurrir a un algoritmo de dos pasos. La utilización de un paquete específico para la programación de sistemas expertos permite que los cambios y/o ampliaciones del sistema se vean reflejados en la base de datos sin necesidad de cambiar la lógica de ejecución, puede ser necesario introducir una nueva regla o verificar la consistencia de las existentes si se varía algún concepto de la base de conocimientos.

Con respecto a la aplicación en tiempo real se deben considerar dos aspectos: el desacople temporal entre AVR y SVC que es del orden de los 50 seg. y el tamaño de la región controlada por el nodo piloto. En función de estos dos parámetros se puede establecer la capacidad del controlador para su respuesta en tiempo real.

Caso IV: los resultados de esta simulación muestra que se duplican la cantidad de controladores y se triplica la cantidad de los nodos a controlar en relación al sistema de la Figura 6.5. manteniéndose los índices de eficiencia dentro de los valores anteriores. La constante de tiempo del lazo de control SVC para desacoplar a éste del nivel primario y del nivel terciario es 100 veces superior al tiempo de ejecución del algoritmo experto (t_e), siendo posible la operación en tiempo real.

6.6 Conclusiones

Este trabajo propone un método de control secundario de tensión basado en un sistema experto considerando el concepto de nodo piloto. El algoritmo implementado se simuló utilizando dos sistemas de prueba típicos incluyendo distintos tipos de contingencias. De acuerdo a los resultados obtenidos y al análisis de los mismos se pueden extraer las siguientes ventajas del método desarrollado:

Si se presenta una contingencia no es necesario recalcular la matriz de sensibilidad debido a la utilización del concepto de nodo piloto.

Es posible, ajustando coordinadamente todos los controladores del área, corregir las desviaciones de los nodos afectados y minimizar las pérdidas del sistema en forma simultánea sin recurrir a un algoritmo de dos pasos.

Ante cambios topológicos del sistema solo se necesitan actualizar las bases de datos sin necesidad de cambiar la lógica de control. Puede ser necesario un cambio de reglas si se incluyen nuevos conocimientos.

El controlador resulta apto para la operación en tiempo real si se compara el tiempo de ejecución del algoritmo con la constante de tiempo del control secundario de tensión.

Emplear un lenguaje basado en reglas como CLIPS obliga al correcto planteo de las reglas ya que si así no fuera se presentarían problemas de ejecución.

La utilización de un sistema experto permite incluir en la ley de control valoraciones cualitativas y aún cuantitativas de difícil formulación analítica.

Es sencillo incluir otro tipo de controlador, como por ejemplo dispositivos FACTS, ya que con definirlo en la base de datos, asignarlo a un nodo piloto y a una región el mismo queda activo.

Parte del control terciario de la tensión como es el despacho óptimo de reactivo con minimización de pérdidas se calcula en el controlador experto.

Con respecto al Algoritmo Genético, cabe decir que el mismo ha sido utilizado como patrón de control . Se aprecian sus posibilidades al manejar en forma simultánea variables del tipo continuas y discretas. Si bien su tiempo de ejecución es elevado frente al OPF y al Controlador Experto, algoritmos de tipo micro genético abren un ventana para su utilización.

Capítulo 7

Diseño de un Controlador Neuronal

7.1. Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia (SEP) existen dos controles básicos aplicados en distintos niveles espaciales (de aplicación local o global) y temporales (de acción instantánea o diferida), estos son: el control de la tensión en barra y el control de la frecuencia. En el presente trabajo se desarrolla la problemática del Control Secundario de Tensión (SVC) [Corsi et al., 2004]. En la Figura 7.1 se puede apreciar un diagrama de la estructura jerárquica de dicho control.

El desbalance entre la producción y el consumo de potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia causa aumento o disminución de la tensión, llevando a algunos nodos del sistema a operar fuera de los límites de seguridad. Eventos no contemplados como la desconexión de líneas pueden también causar variaciones de tensión. El elemento de control fundamental para una correcta operación esta constituido básicamente por la generación [Kundur, 1994].

Como se ha documentado en muchos de los análisis posteriores a un evento, los aspectos más difíciles a tener en cuenta para prevenir apagones, tienen que ver con el tipo de información en línea que es necesario, y su procesamiento en el momento correcto y en el lugar adecuado [Ilic and Wu, 2004].

Las prácticas actuales se basan principalmente en la coordinación manual entre las zonas de control. Directivas voluntarias aseguran la consistencia y el cumplimiento de las normas. Los acontecimientos de Agosto de 2003 en la costa Noreste de Norteamérica

subrayan las deficiencias de este mecanismo orientado hacia las leyes del mercado [Ilic and Wu, 2004].

Países pioneros en el desarrollo del control automático de la tensión fueron Francia e Italia, el esquema propuesto por éstos se basa en un control jerárquico desacoplado en el tiempo y en el espacio utilizando controladores proporcionales e integrales. Debido a esto, es que podemos decir que son controladores cuantitativos. Dada la compleja relación existente entre los elementos involucrados se ha recurrido a técnicas de Inteligencia Artificial con el objeto de dotar a los controladores de valoraciones cualitativas, en este sentido las redes neuronales constituyen un paso gradual entre la formulación cuantitativa y la cualitativa situándose los sistemas expertos en el extremo descriptivo formal [Laughton, 1997].

El objetivo del presente trabajo es retener el concepto jerárquico del control implementando el mismo mediante la utilización de redes neuronales. Se presenta un entrenamiento basado en el concepto del flujo óptimo de potencia y se cuantifica la influencia de los distintos parámetros de la red sobre el resultado final del controlador.

7.2. Control de la tensión

7.2.1 Esquema europeo del control de tensión

El control automático de la tensión, Figura 7.1, se estructura en tres niveles jerárquicos:

- **NVR-TVC** (National Voltage Regulation, Tertiary Voltage Control), tiempo de respuesta 5 minutos.
- **RVR-SVC** (Regional Voltage Regulator, Secondary Voltage Control), tiempo de respuesta 50 segundos.

- AVR (Automatic Voltage Regulator), tiempo de respuesta instantáneo a 0.5 segundos.

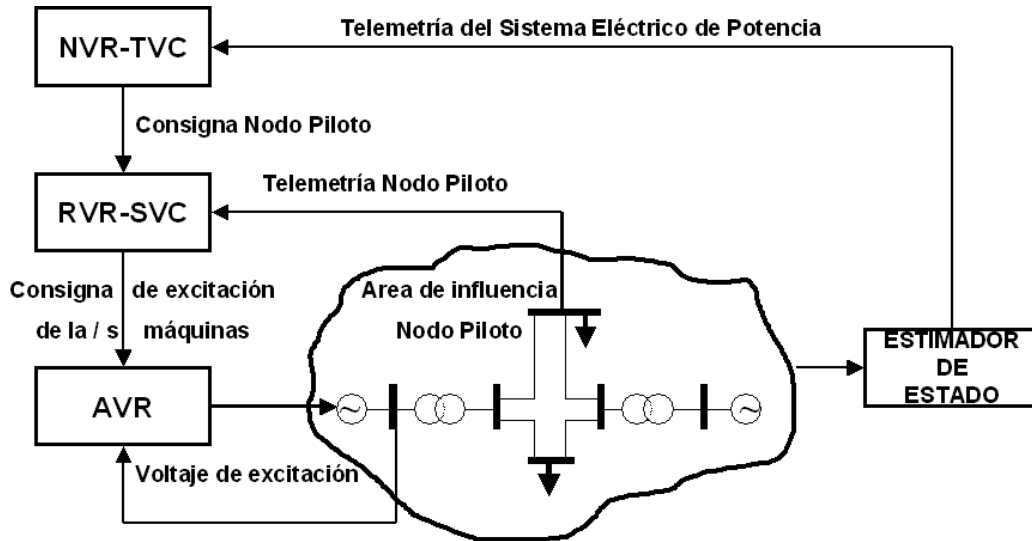


Figura 7.1. Diagrama jerárquico del Control de Tensión.

Se pueden distinguir en la figura tres niveles de control, un Nivel Terciario de aplicación nacional (NVR-TVC), un Nivel Secundario de aplicación regional (RVR-SVC), y un Nivel Primario de aplicación local (AVR). Estos niveles no solo están distribuidos espacialmente sino que también lo están temporalmente, el Nivel Primario es de actuación inmediata mientras que el Nivel Secundario actúa una vez superado el transitorio del Nivel Primario, del orden del minuto. El Nivel Terciario es el último en actuar y su período se encuentra en el orden de los minutos, tanto el esquema temporal como el espacial tienen que ver con el desacople para evitar oscilaciones, y ordenes en contrario [Corsi et al., 2004].

7.2.2. Selección de los nodos regionales

Un sistema de control simple y realista considera solamente las barras dominantes. Esto permite una solución de control subóptima, pero que a la vez es factible y confiable. Para comprender más fácilmente la idea de barra dominante (Nodo Piloto, ver apartados

4.2.3.3.1 y 6.2.2) se debe pensar en áreas de control formadas por barras cuya variación de tensión se encuentran representadas en una de ellas. La subdivisión del sistema eléctrico de potencia en áreas de control independientes una de las otras posibilita la solución automática [Corsi et al., 2004; Danelli et al., 2004].

La selección de los nodos pilotos se basa en la idea intuitiva de que estas barras se deberán escoger entre las más fuertes, capaces de imponer tensiones en las otras mediante la inyección de reactivo en ellas.

Los criterios de diseño están basados en los conceptos: capacidad de cortocircuito y matriz de sensibilidad. También se requiere que el acoplamiento eléctrico entre los nodos pilotos sea lo suficientemente bajo para evitar posibles problemas de interacción dinámica.

Si debido a necesidades de explotación de la red, la selección del nodo piloto queda condicionada, acoplando eléctricamente las áreas, el control secundario debería desvincular las interacciones dinámicas entre ellas [Danelli et al., 2004].

7.3. Flujo óptimo de potencia

El Control Secundario de Tensión (SVC) recibe la consigna proveniente del Control Terciario de Tensión (TVC). Este último realiza un Despacho Óptimo de Potencia (OPF, ver apartados 4.2.3.3.2-3-4) con el objeto de fijar la referencia de tensión [Gómez Expósito, 2002; Salamat Sharif, 1996].

El problema de obtener el perfil de tensiones adecuado para los nodos pilotos implica la resolución de un proceso de optimización binivel denominado P and Q problems u ORPF (Optimal Reactive Power Flow). El primero de los problemas (P problem) trata del despacho económico de la potencia activa contemplando los costos de generación y se aplica al AGC (Automatic Generation Control), el segundo (Q problem) trata del despacho de la potencia reactiva minimizando las pérdidas en la red (Losses Minimization Control - LMC) y se aplica al SVC (Secondary Voltage Control) y al control manual si no hubiere automático.

Las pérdidas de potencia activa en una red de transmisión están descriptas por la siguiente función:

$$f_Q = \sum_{k \in N_E} P_{kLoss} = \sum_{k \in N_E} g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (7.1)$$

donde

f_Q : Pérdida de potencia activa en la red sujeta al despacho de potencia reactiva.

P_{kLoss} : Pérdida de potencia activa en la rama k .

N_E : Conjunto de todas las ramas de la red.

g_{ij} : Conductancia de la línea de transmisión entre la barra i y la j .

V_i : Voltaje de la barra i .

V_j : Voltaje de la barra j .

θ_{ij} : Diferencia angular de voltaje entre la barra i y la j .

N_B : Conjunto de números de todas las barras.

N_i : Conjunto de números de las barras adyacentes a la i incluida la i .

k : Par ordenado de números (i,j) .

i : Subíndice que pertenece a N_B .

j : Subíndice que pertenece a N_i .

La minimización de la Ecuación (7.1) está sujeta al siguiente conjunto de restricciones:

$$\Delta P_i = P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \theta_{ij}) = 0 \quad (7.2)$$

$i \in N_0$

$$\Delta Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (7.3)$$

$i \in N_{PQ}$

$$V_{imin} \leq V_i \leq V_{imax} \quad i \in N_B \quad (7.4)$$

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad i \in \{N_{PV}, n\} \quad (7.5)$$

$$|Q_k| \leq Q_{kmax}, \quad k \in N_E \quad (7.6)$$

Donde

N_0 : Conjunto de números de todas las barras excluida la barra de compensación.

N_{PQ} : Conjunto de números de todas las barras tipo PQ.

N_{PV} : Conjunto de números de todas las barras tipo PV.

N : Barra de compensación.

Las restricciones de igualdad dadas por las Ecuaciones (7.2) y (7.3) representan el balance de potencia. La Ecuación (7.3) solo se plantea para las barras PQ para garantizar que no se va a generar más de lo necesario.

La restricción de desigualdad dada por le Ecuación (7.4) fija el perfil de tensiones de la red mientras que la Ecuación (7.5) marca el límite para generar reactivo. Por último la Ecuación (7.6) fija el límite al reactivo total de la red que incluye los límites de las líneas.

Sea que se utilice una técnica clásica como programación lineal o no clásica como un algoritmo evolutivo para solucionar este problema, la resultante será un perfil de tensiones óptimo que minimiza las pérdidas de activo.

La salida de este procedimiento se utiliza también como consigna de operación para las centrales solo con AVR (Automatic Voltage Regulator). Estas centrales son operadas mediante comunicación con los Centros de Control.

7.4. Controlador Neuronal

7.4.1. Esquema de control

En el presente trabajo una red neuronal es entrenada para controlar el nivel de tensión en los nodos pilotos fijando la referencia de tensión en el AVR de cada generador que participa en el control secundario de tensión, Figura 7.2 [Khaldi, 2008].

El juego de datos para entrenar la red neuronal se obtiene sometiendo el sistema a distintas perturbaciones y resolviendo luego el flujo óptimo que resulta para la nueva situación.

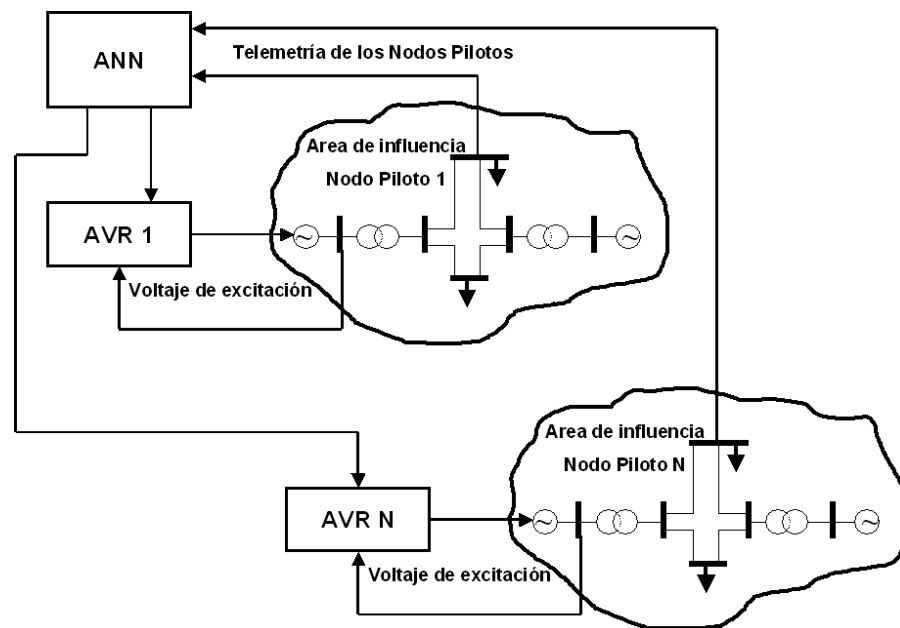


Figura 7.2. Esquema de control para el sistema eléctrico de potencia utilizando un controlador basado en redes neuronales artificiales (ANN).

El problema de estabilidad estática del voltaje como control secundario de la tensión de un sistema de potencia operando en régimen permanente queda resumido a un regulador como el de la Figura 7.3 con la siguiente consigna: Corregir el nivel de tensión del nodo piloto

ante un desvío ocasionado por una perturbación modificando la consigna de tensión de la barra del generador. La red neuronal debe aprender la relación funcional equivalente a la solución del flujo óptimo de potencia planteado en las Ecuaciones (7.1) a (7.6).

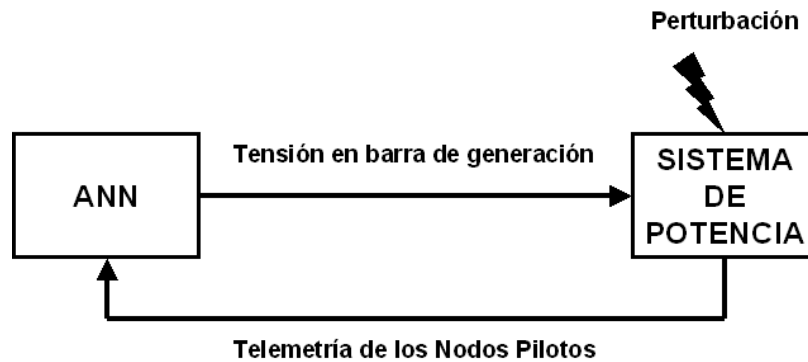


Figura 7.3. Control secundario para la estabilidad estática de la tensión del sistema eléctrico de potencia en régimen permanente.

7.4.2. Estructura de la red neuronal

Para definir la estructura de una red neuronal es necesario establecer una serie de valores para distintos componentes, algunos de estos parámetros quedan definidos por el proceso que se quiere controlar. Para el caso bajo análisis el número de entradas y salidas queda establecido ambos en tres. Algunas cuestiones quedan actualmente como trabajo de investigación no poseyéndose un criterio analítico exacto para su respuesta. Tal es el caso de la cantidad de neuronas en la capa oculta así como el número de capas ocultas [Khaldi, 2008].

Otros temas como el mecanismo de entrenamiento tienen que ver con el tiempo que insume el mismo, con la memoria de máquina que utiliza con la capacidad de converger a un mínimo local, etc. Por último las funciones de activación se asocian con la capacidad para aproximar funciones no lineales, como es el caso del Flujo Óptimo de Potencia (OPF), y con el algoritmo de entrenamiento (condición de derivabilidad). En la Tabla 7.1 se resume la estructura de la red propuesta, el criterio seguido para la formulación es el denominado Ockham's Razor [Hagan et al., 1996]. En la Sección 7.6 se tratará con mas

detalle esta propuesta. En la Figura 7.4 se presenta una estructura simplificada del Perceptrón Multi Capa (MLP) el cual es empleado como aproximador universal de funciones [Hagan et al., 1996], ver Teorema de Funahashi [Funahashi, 1989].

Tabla 7.1. Estructura del Controlador Neuronal.

Componente	Valor
Número de neuronas de entrada	3
Número de neuronas de salida	3
Número de capas ocultas	1
Número de neuronas en la capa oculta	12
Función de activación de la capa oculta	tansig
Función de activación de la capa de salida	purelin
Algoritmo de entrenamiento	trainlm

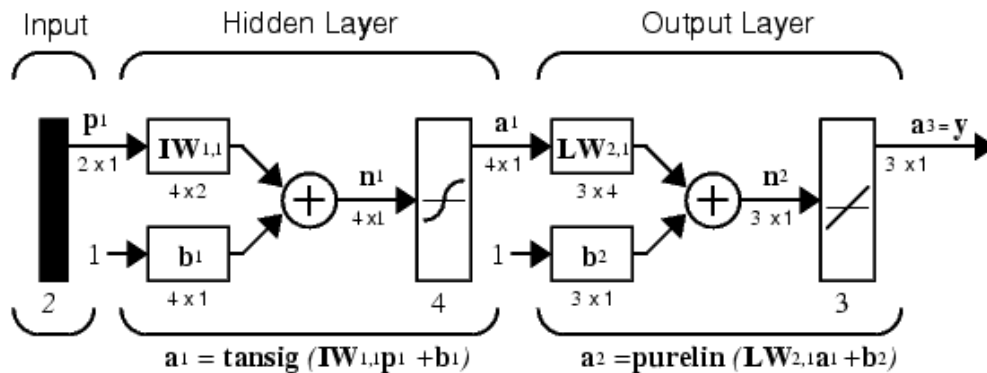


Figura 7.4. Estructura simplificada del perceptrón multi capa.

Para ajustar los coeficientes de la red se ha utilizado el algoritmo de entrenamiento de Levenberg-Marquardt Backpropagation (LMBP, trainlm) [Hagan et al., 1996]. Este algoritmo ha sido aplicado con mucho éxito y para redes de cientos de coeficientes. Es muy rápido, sobre todo si se exige alta precisión, además es de fácil implantación en Matlab® por su estructura matricial [MATLAB, 7.1NN].

El algoritmo LMBP es un método de optimización que toma lo mejor de Gauss-Newton que es la velocidad de convergencia y la garantía de convergencia que da el método del descenso por la máxima pendiente. Una característica fundamental del LMBP es que tiene un modo de entrenamiento por lote (batch). Todos los pares de entrada-salida son

presentados a la red calculando un índice de performance que es la suma cuadrática de los errores de cada par. Luego de este proceso se actualizan hacia atrás los coeficientes. La función índice depende de los coeficientes de la red, los ajustes se van produciendo con el objeto de minimizar la función. Si el valor de la función de optimización satisface un determinado error se detiene el proceso de entrenamiento de lo contrario se vuelve a presentar el conjunto entrada-salida realizando un nuevo ajuste de coeficientes.

Sea la función de optimización siguiente:

$$\begin{aligned}
 F(\mathbf{x}) &= \sum_{q=1}^Q \mathbf{e}_q^T(\mathbf{x}) \mathbf{e}_q(\mathbf{x}) \\
 &= \sum_{q=1}^Q (\mathbf{t}_q - \mathbf{y}(\mathbf{x})_q)^T (\mathbf{t}_q - \mathbf{y}(\mathbf{x})_q)
 \end{aligned}
 \tag{7.7}$$

Donde

- x** Conjunto de coeficientes de la red neuronal, pesos (**W**) y polarizaciones (**b**).
- e** Vector error.
- p,t** Vector par de entrada-salida provisto para el entrenamiento.
- y** Vector de salida entregado por la red neuronal.
- Q** Conjunto de todos los datos de entrenamiento.

El incremento de los coeficientes en la iteración ($k+1$) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k - \left[\mathbf{J}^T(\mathbf{x}_k) \mathbf{J}(\mathbf{x}_k) + \mu_k \mathbf{I} \right]^{-1} \mathbf{J}^T(\mathbf{x}_k) \mathbf{e}(\mathbf{x}_k)
 \tag{7.8}$$

Donde

- J** Jacobiano de la función de optimización con respecto a los coeficientes de la red neuronal.
- I** Matriz identidad.
- μ_k Tasa de aprendizaje en la iteración k , ajustable.

Siendo el incremento de los coeficientes

$$\Delta \mathbf{x}_k = \left[\mathbf{J}^T(\mathbf{x}_k) \mathbf{J}(\mathbf{x}_k) + \mu_k \mathbf{I} \right]^{-1} \mathbf{J}^T(\mathbf{x}_k) \mathbf{e}(\mathbf{x}_k) \quad (7.9)$$

El algoritmo queda estructurado de la siguiente manera:

Paso 1: Inicializar los pesos \mathbf{W} y las polarizaciones \mathbf{b} en forma aleatoria y fijar la tasa de aprendizaje μ ($\mu = 0.01$ es un valor apropiado).

Paso 2: Fijar un criterio de parada en base a un valor satisfactorio de la función de optimización, a un número de epochs (Veces que ha sido presentado el conjunto entrada-salida para el entrenamiento), o a un valor predeterminado del gradiente.

Paso 3: Presentar todo el conjunto de entradas \mathbf{p}_q a la red y computar los conjuntos de salida \mathbf{y}_q , evaluar el conjunto de errores \mathbf{e}_q . Computar la función de optimización $F(\mathbf{x})$.

Paso 4: Computar el Jacobiano y resolver la Ecuación (7.9).

Paso 5: Recalcular la función de optimización utilizando $\mathbf{x}_k + \Delta \mathbf{x}_k$. Si este valor es menor al obtenido en el **Paso 3**, disminuir μ dividiéndolo por un valor β (p. Ej. $\beta = 10$), hacer $\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \Delta \mathbf{x}_k$ y retornar al **Paso 2**. Si la función de optimización no se reduce, entonces multiplicar μ por β y retornar al **Paso 4**.

La manipulación de μ en el último paso regula el comportamiento del algoritmo entre el método de Gauss-Newton o el del descenso por máxima pendiente, si no se consigue una

disminución del error se disminuye la velocidad de convergencia asegurándose la misma (descenso por máxima pendiente), de lo contrario se acelera el paso.

7.5. Simulación

7.5.1. Caso de estudio

Con el objeto de aplicar los conceptos desarrollados precedentemente se selecciona el caso de estudio presentado en la Figura 7.5 [Sauer and Pai, 1998; Anderson and Fouad, 2003].

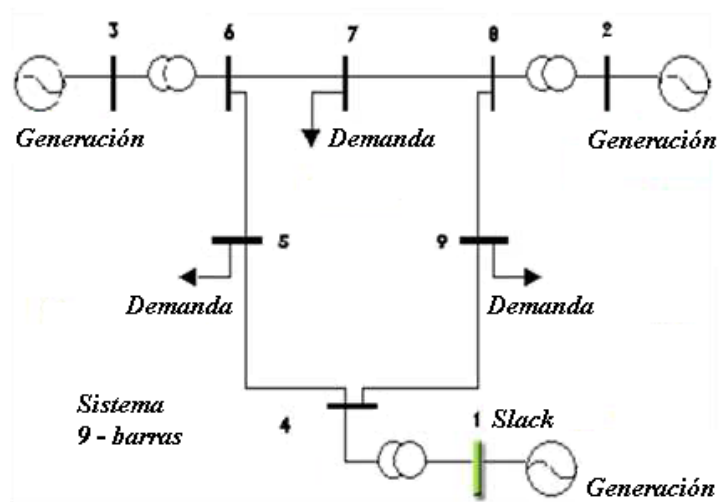


Figura 7.5. Sistema de 9 barras y 3 generadores.

Las barras 5, 7 y 9 se toman como nodos pilotos, mientras que las 1, 2 y 3 son de control.

El algoritmo para generar los datos basado en flujo óptimo de potencia, la simulación de la red neuronal y su entrenamiento son simulados utilizando la plataforma Matlab® en particular se hace uso del Neural Network Toolbox™ [MATLAB, 7.1NN].

7.5.2 Generación de datos

Para entrenar la red neuronal se genera un conjunto de datos a partir de tres escenarios básicos, Valle (50% de la demanda), Resto (75%), y Pico (100%). Sobre estos escenarios se perturba el sistema en forma aleatoria generando escalones de demanda que van desde el 20% al 150% del caso base. En la Figura 7.6 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo.

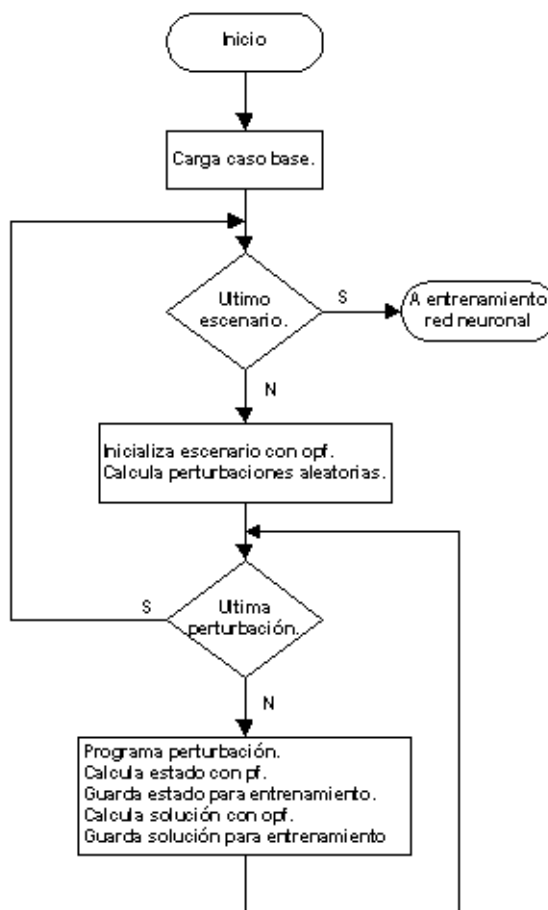


Figura 7.6. Diagrama de Flujo para generación de datos.

Utilizando este algoritmo se generan 300 parejas de datos, 100 por cada escenario destinándose el 50% de ellos al entrenamiento, el 25% a la validación y el resto a la etapa de prueba [Sarle, 1995].

Hay que tener en cuenta que un entrenamiento debe contemplar todas las posibles contingencias y no solamente las referidas a la carga [Murray-Smith, 1992].

El cálculo mediante el uso de Flujo de Potencia (pf) permite obtener el valor de tensión en los nodos pilotos ante la perturbación, mientras que el Flujo Óptimo de Potencia (opf) entrega la solución para la corrección de las variables de control; se forma así una pareja entrada – salida apta para el entrenamiento de la red neuronal.

7.5.3. Resultado de la simulación

Para probar la eficacia del controlador se generan dos nuevas contingencias las cuales no forman parte de los datos de entrenamiento.

Caso I: Sobre la base de un escenario del 80% de la carga se simula un decremento al 30% de la misma. El sistema está totalmente conectado. Los resultados se muestran en la Tabla 7.2.

En este caso el escenario planteado se encuentra dentro del dominio de los datos que se usaron para entrenamiento. El sistema se encuentra operando en un estado de carga alto. Como consecuencia del intempestivo decremento de la misma los nodos pilotos reflejan esta contingencia aumentando su tensión por encima del valor permitido de 1.05 pu. La solución que entrega el flujo óptimo de potencia es coincidente con la entregada por la red neuronal. Si se consideran cuatro cifras significativas el índice de eficiencia pérdidas de activo (P_{loss}) es igual, tanto para la solución obtenida por medio del OPF como para el controlador ANN.

Caso II: Similar al anterior, el escenario inicial es del 30% de la carga y la contingencia representa un incremento al 150%. Los resultados también se muestran en la Tabla 7.2.

Aquí el escenario planteado está fuera del dominio de entrenamiento con lo cual se puede probar la capacidad de generalización de la red neuronal. Al estar el sistema descargado y sufrir un intempestivo aumento de la demanda los nodos pilotos V5 y V9 disminuyen su tensión por debajo del límite permitido de 0.95 pu. La respuesta del controlador neuronal es equivalente a la entregada por el flujo óptimo salvo una pequeña diferencia en la referencia V3. Esto se ve reflejado en el índice de eficiencia.

Caso III: Similar a los anteriores solo que aquí se ha tomado como nodo piloto solamente la barra 9. Esta barra presenta la mayor potencia de cortocircuito del sistema por lo tanto la mínima impedancia y por consiguiente la mayor sensibilidad ante las variaciones de generación. Se aprecia una pequeña variación en la solución que entrega la red neuronal con respecto al flujo óptimo de potencia. Esta pequeña variación se ve más que compensada con la reducción del sistema de telemetría y control.

Tabla 7.2. Resultado de la simulación del Controlador Neuronal ante la perturbación de carga.

	Caso I			Caso II			Caso III		
	Inicial	OPF	ANN	Inicial	OPF	ANN	Inicial	OPF	ANN
Variables de control									
V1	1.045	1.017	1.017	1.017	1.050	1.050	1.017	1.050	1.050
V2	1.044	1.029	1.029	1.029	1.050	1.050	1.029	1.050	1.049
V3	1.035	1.025	1.025	1.025	1.050	1.049	1.025	1.050	1.049
Nodos pilotos									
V5	1.058	1.049	1.049	0.928	0.993	0.993	0.928	0.993	0.992
V7	1.064	1.050	1.050	0.967	1.011	1.011	0.967	1.011	1.010
V9	1.052	1.044	1.044	0.905	0.968	0.968	0.905	0.968	0.967
Índice de eficiencia									
P _{loss}		0.461	0.461		8.734	8.739		8.734	8.746

7.6. Influencia de los parámetros de la red neuronal

7.6.1. Introducción

Fijados los aspectos básicos de la red neuronal que sintetizan el controlador según los criterios expuestos en la Sección 7.4.2, queda por analizar la influencia de los distintos componentes sobre el rendimiento del controlador. Se utilizan distintos índices para medir la influencia, velocidad de convergencia, tiempo de entrenamiento, minimización de pérdidas, y capacidad de generalización. La optimización conjunta de estos índices permiten obtener la estructura óptima del controlador.

7.6.2. Cantidad de neuronas en la capa oculta

Uno de los aspectos que al día de hoy no puede ser cuantificado con exactitud es el número de neuronas que se necesitan en la capa oculta para un determinado problema [Khaldi, 2008; Hagan et al., 1996]. Si se utiliza un número pequeño de neuronas puede que no se logre sintetizar la función, por otro lado si el número de neuronas en la capa oculta es demasiado grande la red puede memorizar los puntos de entrenamiento y luego perder capacidad de generalización.

En [Lawrence et al., CS-TR-3617; Hayashi, (1993); Teoh et al., 2006] se sugieren distintas expresiones para determinar la cantidad de neuronas en la capa oculta, una de ellas es la presentada en la Ecuación (7.10).

$$m_h^l = \frac{2}{3}(n + m) \tag{7.10}$$

Donde

- m_h^l Cantidad de neuronas en la capa oculta.
- n Cantidad de entradas.
- m Cantidad de salidas.

Para el caso bajo análisis la Ecuación (7.10) entrega un valor de cuatro, definiendo una topología 3:4:3 en lugar de la 3:12:3 utilizada en el presente trabajo.

Existen otros criterios más genéricos a la hora de definir la cantidad de neuronas que debe tener la capa oculta. A continuación algunos de ellos:

- El número de neuronas en la capa oculta debe estar entre la cantidad de entradas y las de salidas.
- El número de neuronas en la capa oculta debe estar en el orden dado por $m_h^l = c \cdot \sqrt{m \cdot n}$, siendo c un coeficiente que depende de la naturaleza de la aplicación.
- El número de neuronas en la capa oculta debe ser menor que el doble de entradas.

Todas estas consideraciones sirven como punto de partida. En la Figura 7.7 se aprecia el diagrama de flujo que representa el mecanismo que se ha seguido en el presente trabajo para determinar la cantidad de neuronas necesarias en la capa oculta. Este razonamiento se conoce como selección hacia adelante (forward selection). El número de partida es el proporcionado por la Ecuación (7.10).

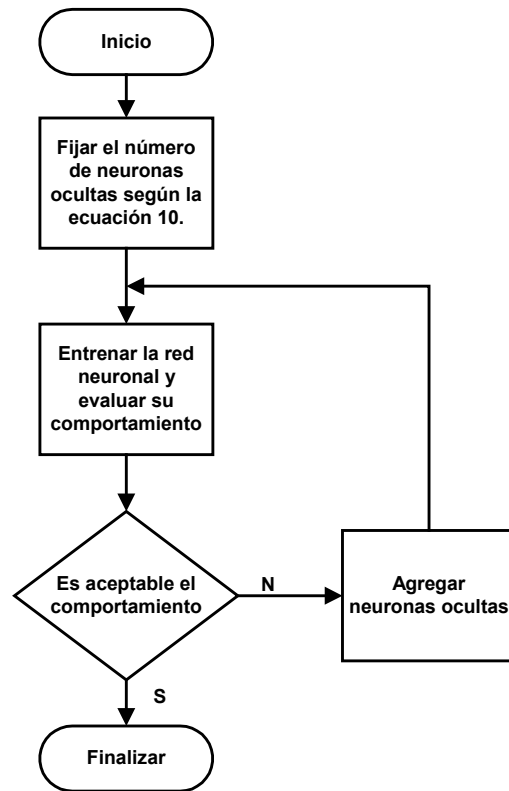


Figura 7.7. Mecanismo para determinar el número de neuronas en la capa oculta.

Se aplican tres criterios para determinar el comportamiento de la red neuronal:

- La convergencia en términos del error propuesto y la velocidad de entrenamiento en función de los epochs.
- Análisis post-entrenamiento mediante regresión lineal.
- Capacidad para generalizar el Caso II el cual se encuentra fuera del dominio de entrenamiento.

Los parámetros de entrenamiento son los siguientes:

- Learning rate 0.05.
- Epochs 300.

- MSE 1×10^{-6} .

La Figura 7.8 muestra la convergencia para el caso de cuatro neuronas en la capa oculta. Luego de varios intentos no logra alcanzar el valor mínimo de la función de optimización. Generalmente concluye por el mecanismo de validación de datos sin lograr alcanzar el error propuesto.

La Figura 7.9 muestra los parámetros de convergencia para el modelo propuesto con doce neuronas en la capa oculta. Siempre que se intenta el entrenamiento éste concluye con éxito. Se hace notar el número de epochs que insume el ajuste de coeficientes.

En las Figuras 7.10 y 7.11 se presenta el estudio de regresión lineal. Para ambos casos se puede apreciar la capacidad de generalización del controlador con doce neuronas por sobre el de cuatro neuronas. Esto se manifiesta en los valores que sugiere el controlador para el AVR los cuales se presentan en la Tabla 7.3. Se debe tener en cuenta que el valor máximo de tensión permitido en un nodo es de 1.05 pu.

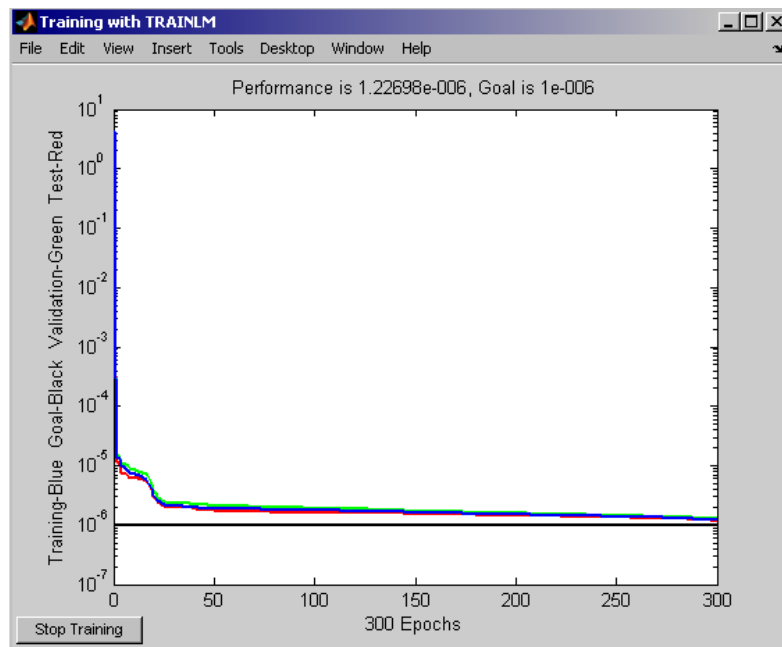


Figura 7.8. Curva de convergencia para cuatro neuronas en la capa oculta.

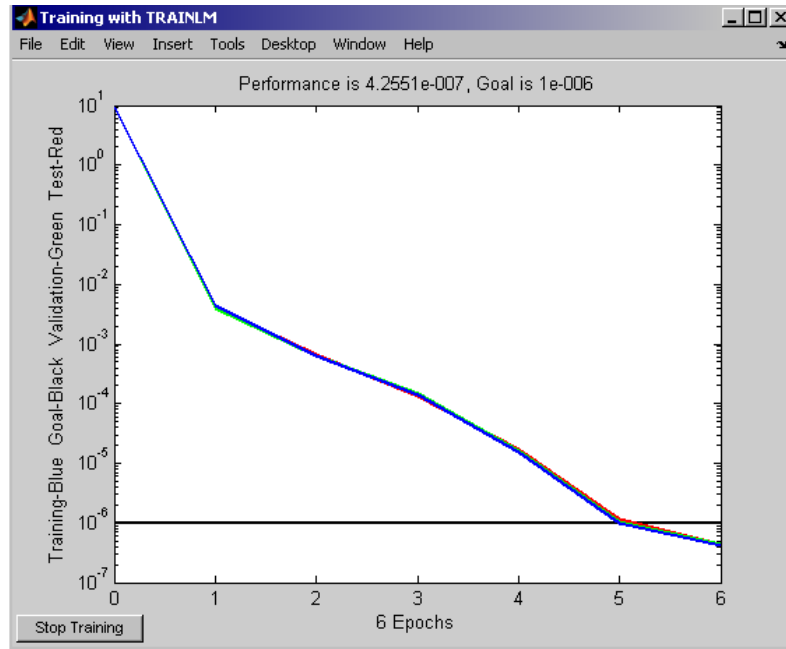


Figura 7.9. Curva de convergencia para doce neuronas en la capa oculta.

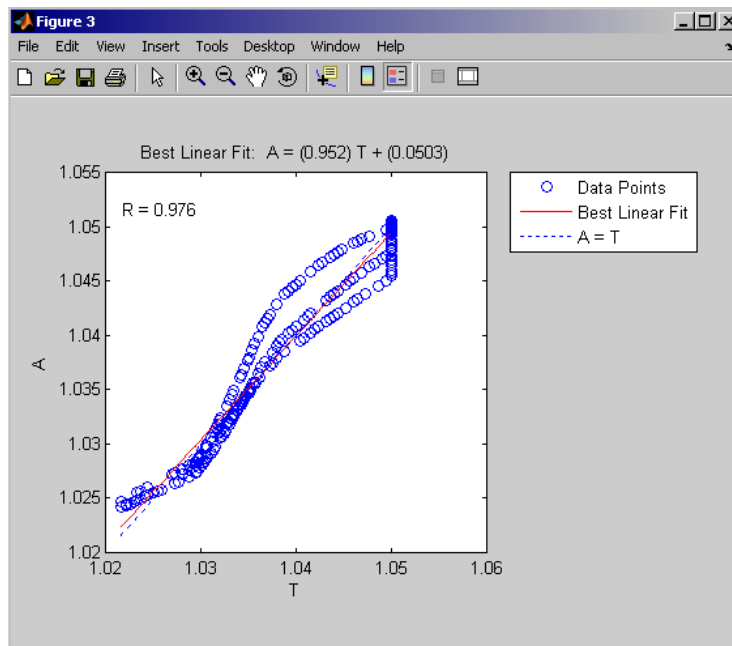


Figura 7.10. Estudio de regresión lineal sobre la coordenada V9, cuatro neuronas en la capa oculta, coeficiente de correlación 0.976.

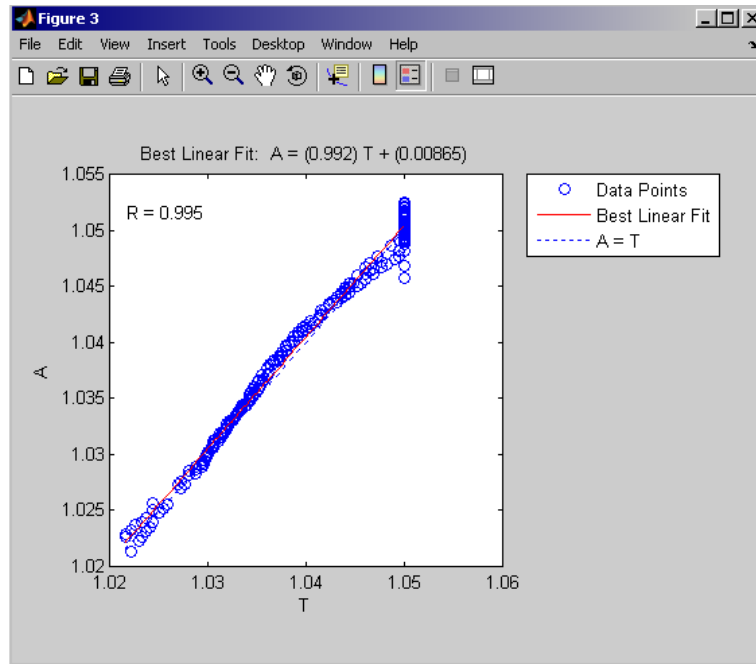


Figura 7.11. Estudio de regresión lineal sobre la coordenada V9, doce neuronas en la capa oculta, coeficiente de correlación 0.995.

Tabla 7.3. Valores de control para el AVR según la cantidad de neuronas en la capa oculta.

	Caso II			
	Inicial	OPF	4xANN	12xANN
Variables de control				
V1	1.017	1.050	1.052	1.050
V2	1.029	1.050	1.052	1.050
V3	1.025	1.050	1.056	1.049

7.6.3. Cantidad de capas ocultas y funciones de activación

Admitiendo que el diseño de una red neuronal tiene mucho de prueba y error se reconocen algunos aspectos a tener en cuenta que tienen influencia sobre la estructura de la red y de difícil consideración analítica tales como:

- La dimensión del espacio a tratar.
- La complejidad de la función a modelar.
- El número de puntos de entrenamiento.
- La distribución espacial de los datos.
- La presencia de ruido en los datos de entrada.

Uno de los temas menos tratado en la bibliografía es precisamente la cantidad de capas ocultas que se necesitan; los esfuerzos se centran en evitar el sub y sobre ajuste así como obtener la mejor generalización recurriendo al número óptimo de neuronas en la capa oculta y al algoritmo de entrenamiento como solución.

Se da por sentado en base a teoremas; como el de Funihashi [Funahashi, 1989] que el Perceptrón Multicapa con una capa oculta basada en la función de activación sigmoidea y una capa de salida con función de activación lineal, tiene la capacidad de aproximar cualquier función por compleja que ésta sea [del Brío y Sanz Molina, 2002]. Se debe tener presente el criterio de Ockham, la red debe ser lo más sencilla posible sobre todo si la dimensión del problema es grande y la cantidad de patrones para entrenamiento es limitado. En este caso la cantidad de coeficientes debe ser la menor posible con el objeto de evitar la memorización y por consiguiente la pérdida de generalización.

7.7. Conclusiones

En el presente trabajo se ha mostrado la capacidad del Perceptrón Multicapa para controlar el nivel secundario de tensión en los nodos pilotos ante perturbaciones de carga. La propuesta del Flujo Optimo de Potencia como algoritmo de entrenamiento proporciona la

cantidad de datos necesarios para el entrenamiento eficaz, a la vez que otorga funcionalidades del tercer nivel de control al nivel dos. Se ha estudiado también la cantidad óptima de neuronas en la capa oculta y se ha mostrado que partiendo de un criterio analítico orientativo se puede arribar a una solución óptima con el método de selección hacia adelante.

Debe tenerse en cuenta que el entrenamiento debe repetirse para evitar la optimización sobre un mínimo local. En este trabajo se ha usado un caso fuera del dominio de entrenamiento para verificar la capacidad de generalización de la red. Por último debe considerarse el entrenamiento sobre todas las posibles contingencias con el fin de que el controlador pueda manejarlas.

Capítulo 8

Sistema Zona Sur EPEC

8.1. Introducción

En el marco de esta tesis se ha desarrollado un simulador para entrenamiento de operadores del centro de control. Para ello fue necesario modelar una porción reducida de la red operada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) con el fin de que el entrenamiento fuese lo más veraz posible (Vaschetti et al., 2005).

En el proceso de modelación fue necesario obtener los modelos, los parámetros y la topología de la configuración que abarca la zona bajo estudio, los escenarios simulados provienen del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) de la empresa provincial y se vinculan en forma automática al simulador. Se aplicaron luego los controladores diseñados en los Capítulos 6 y 7 para verificar el comportamiento de los mismos ante sistemas reales.

Tanto el simulador como los controladores fueron verificados con los datos obtenidos de la telemetría proveniente del sistema SCADA. En el Apéndice A se presenta la documentación relativa al simulador para entrenamiento de operadores de centro de control. Cabe mencionar que uno de los objetivos que se habían propuesto para la tesis era justamente la implementación de un simulador de este tipo.

8.2. El Sistema de la Zona Sur de EPEC

Al tiempo que se desarrollaba la presente tesis la Empresa Provincial de Energía de Córdoba no contaba con la sub-estación de 500 kV de Arroyo Cabral y tampoco con el ciclo combinado de 450 MW de Pilar; tenía dos puntos de interconexión en 500 kV con el

Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la sub-estación de Almafuerde y la de Malvinas Argentinas.

La Fig. 8.1 muestra un esquema geográfico y la Fig. 8.2 el diagrama unifilar del sistema bajo análisis. En este sistema se considera una interconexión con la red de 500 kV en la sub-estación de Almafuerde; uno de los dos nodos de conexión con el SADI, el otro nodo está situado en la estación Malvinas Argentinas, el cual no es considerado en el presente estudio. Solamente se consideraron líneas de 132 kV, a partir de este nivel de tensión y hacia niveles de tensión inferiores se estableció que el resto del sistema se comportaba como una carga equivalente, distribuidas según corresponda en las 19 barras del sistema. Se realizaron estudios de flujo de potencia sobre diferentes escenarios para determinar cuales eran los valores de carga que se debían agregar en las barras del sistema.

Las barras que poseen varios generadores se representaron por medio de un equivalente agregado. La vinculación con el SADI se efectúa mediante tres transformadores de potencia, dos de 150 MVA y uno de 300 MVA. A todos los fines se toma esta barra como la de referencia (Slack).

Resumiendo la Fig. 8.2 el sistema está compuesto por los siguientes elementos:

- 1 barra de 500 kV que vincula el sistema al SADI.
- 3 transformadores de potencia.
- 20 barras de 132 kV.
- 7 centrales de generación.
- 19 centros de carga.

Los datos específicos de cada componente se detallan en el Apéndice B.

8.3. Simulador para entrenamiento de operadores.

En la Fig. 8.3 se muestra el diagrama de vinculación física entre el simulador para entrenamiento de operadores de centro de control y el sistema SCADA. Para el intercambio de datos se utiliza un conmutador (switch), en la figura se muestran también las terminales del entrenador y del operador bajo entrenamiento. En cada una reside una

interfaz gráfica (HMI Human Machine Interface) la cual refleja la pantalla de operación correspondiente. El protocolo de comunicación utilizado es DDE (Dynamic Data Exchange), en la Fig. 8.4 se puede apreciar la relación existente entre los componentes lógicos, algunos de los cuales fueron específicamente desarrollados para el simulador, Apéndice A.

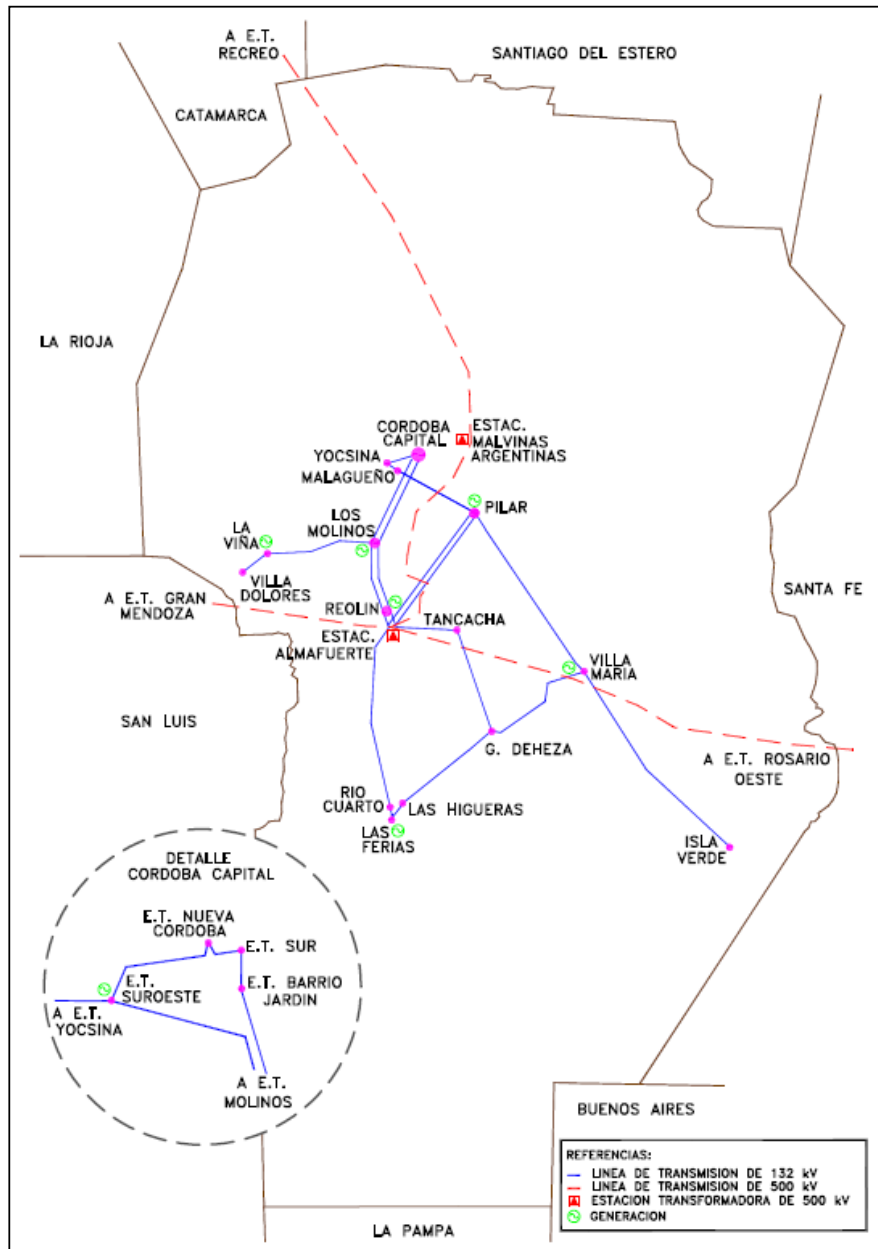


Fig. 8.1. Diagrama geográfico Zona Sur EPEC

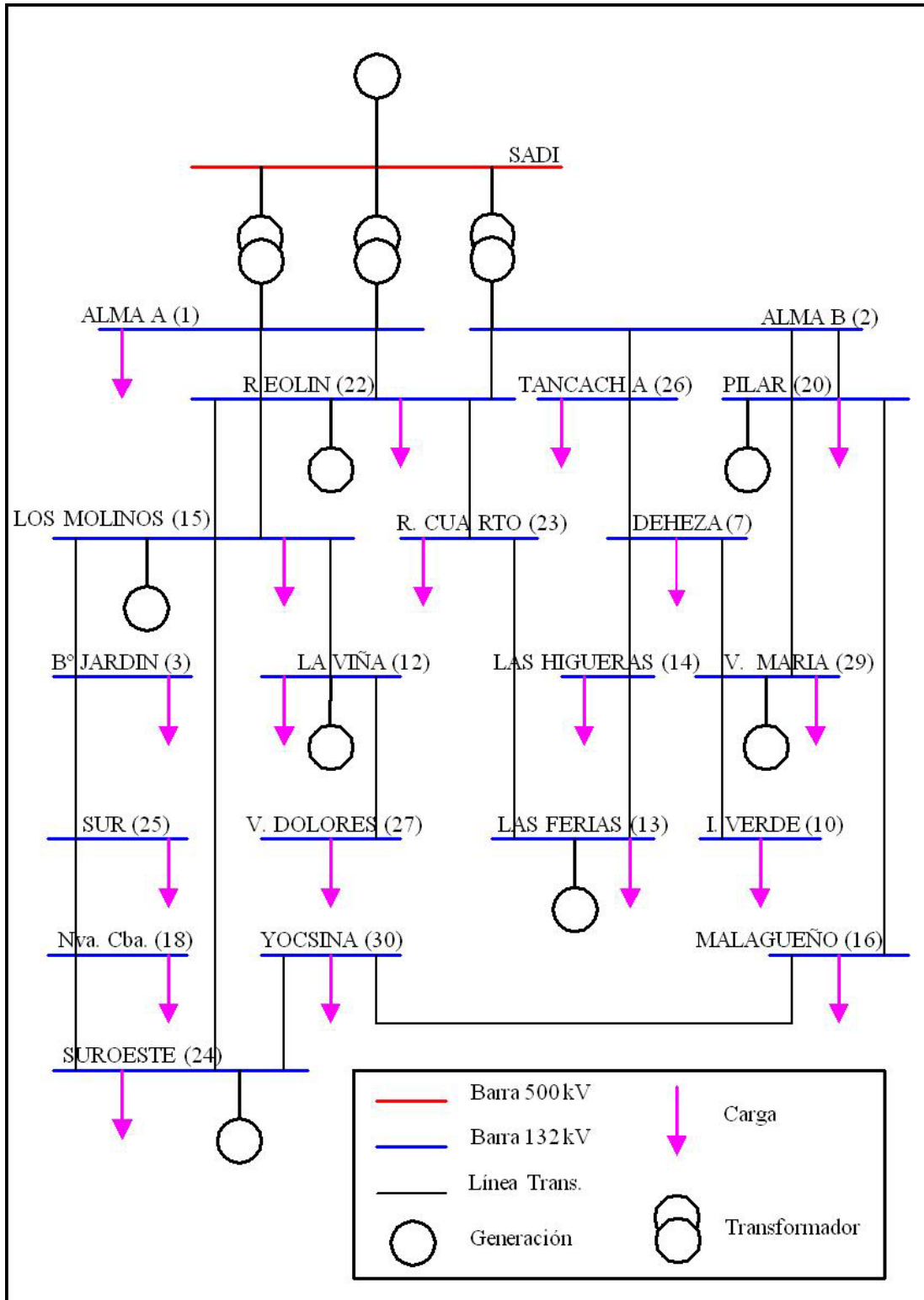


Fig. 8.2. Diagrama unifilar Zona Sur EPEC.

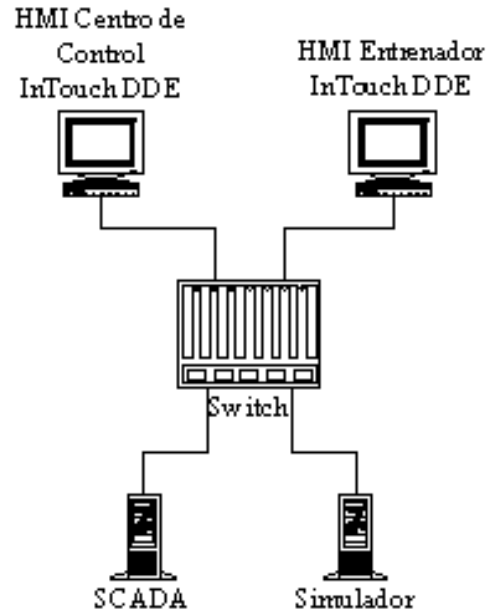


Fig. 8.3. Vinculación SCADA – Simulador.

Exceptuando la Base de Datos SCADA , la cual reside en un computador distinto, los otros componentes están en un mismo procesador pudiendo ejecutarse si es necesario en máquinas separadas.

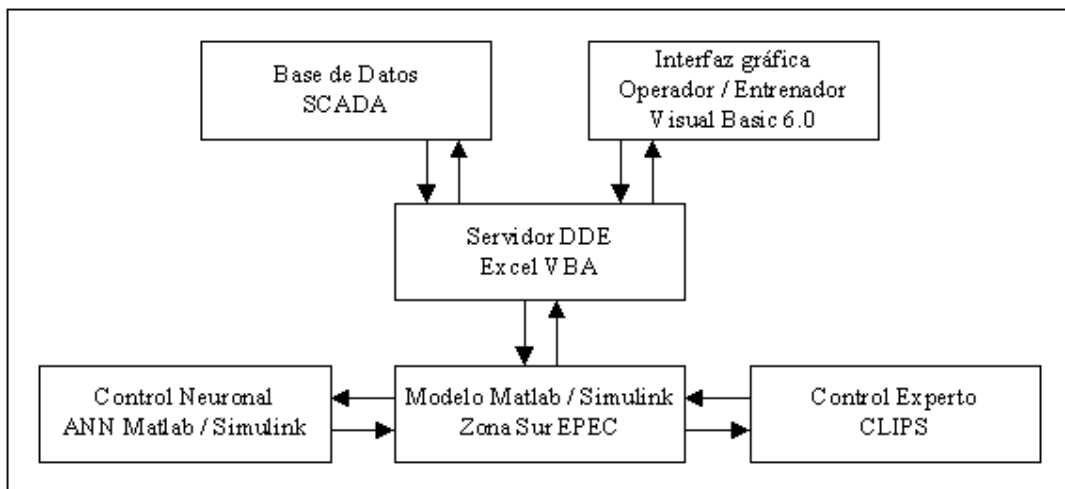


Fig. 8.4. Componentes lógicos de la interfaz SCADA – Simulador y su vinculación.

El Servidor DDE basado en Excel con Visual Basic for Application (Excel VBA) concentra el mecanismo de intercambio de datos de los módulos superiores con el modelo que se está simulando. Los controladores diseñados bajo los principios desarrollados en los Capítulos 6 y 7 se comunican directamente con el módulo de simulación.

8.4. Selección de los nodos pilotos.

8.4.1. Introducción

A lo largo de la presente tesis se ha tratado en distintos capítulos la importancia del concepto del nodo piloto en la implementación de un control secundario de tensión, en el Capítulo 3 se trata específicamente la problemática del control de tensión jerárquico, en el mismo capítulo se presenta el análisis de sensibilidad, en el Capítulo 6 se desarrolla un controlador experto basado en el concepto de nodo piloto y se muestran las ventajas en relación al cálculo de la matriz de sensibilidad. Por último en el Capítulo 7 se diseña un controlador neuronal el cual también se basa en el concepto del nodo piloto.

Hasta el momento los controladores han sido aplicados a casos de biblioteca ampliamente utilizados por la comunidad científica. A partir de esta sección estos controladores son aplicados a un caso real como lo es la Zona Sur EPEC y la primera tarea que se encara es la determinación de la regiones a controlar estableciéndose los nodos pilotos y sus regiones de influencia.

A partir de la ecuación (4.31), la cual nos entrega el Jacobiano reducido, y de la ecuación (4.30) se puede obtener la (4.32), la que a continuación se repite como (8.1). Esta ecuación relaciona la variación de tensión en los nodos con respecto a la inyección de potencia reactiva [Kundur, 1994; Grainger y Stevenson, 1996].

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_R^{-1} \Delta \mathbf{Q} \quad (8.1)$$

$$\mathbf{J}_R = \left[\mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q0} \mathbf{J}_{P0}^{-1} \mathbf{J}_{PV} \right] \quad (8.2)$$

Si operamos sobre la ecuación (4.30), re-escrita como (8.3), separando las barras en las de tensión controlada (generadoras) y en las de carga obtenemos la ecuación (8.4).

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{J}_R \Delta \mathbf{V} \quad (8.3)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{Q}_1 \\ \Delta \mathbf{Q}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{R11} & \mathbf{J}_{R12} \\ \mathbf{J}_{R21} & \mathbf{J}_{R22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_1 \\ \Delta \mathbf{V}_2 \end{bmatrix} \quad (8.4)$$

Donde $\Delta \mathbf{V}_1$ representa la variación de tensión en las barras controladas, $\Delta \mathbf{V}_2$ la variación de tensión en las barras de carga, $\Delta \mathbf{Q}_1$ variación de la inyección de potencia reactiva en las barras controladas, $\Delta \mathbf{Q}_2$ disturbios reactivos en las barras de carga.

Como el objetivo del Control Secundario de Tensión es corregir el nivel de tensión en las barras de carga del sistema, re-escribimos la ecuación (8.4) de manera que refleje la dependencia funcional buscada obteniendo la ecuación (8.5).

$$\Delta \mathbf{V}_2 = \mathbf{J}_{R22}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{Q}_2 - \mathbf{J}_{R22}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{R21} \cdot \Delta \mathbf{V}_1 \quad (8.5)$$

La variación de tensión en los nodos de carga depende de la perturbación reactiva en los mismos nodos y de la variación de tensión en los nodos de control (generadores). Si se presenta una contingencia la principal variable de control con la que se cuenta es la variación de tensión en los nodos de generación. Se podría haber incluido en las ecuaciones de flujo de potencia los transformadores con cambio de tope bajo carga y cualquier otro dispositivo que provea reactivo al sistema. Para el caso de la Zona Sur EPEC solo se cuenta con la variación de tensión en los nodos de generación por medio del control de excitación, apartado 3.2.3.

De acuerdo al párrafo anterior reducimos la ecuación (8.5) a la (8.6), donde \mathbf{S}'' representa la matriz de sensibilidad de las barras de carga en relación a las barras de generación.

$$\Delta \mathbf{V}_2 = -\mathbf{J}_{R22}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{R21} \cdot \Delta \mathbf{V}_1 \quad (8.6)$$

$$\mathbf{S}'' = -\mathbf{J}_{R22}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{R21} \quad (8.7)$$

$$\Delta V_2 = S'' \cdot \Delta V_1 \quad (8.8)$$

El problema se reduce entonces a un agrupamiento de líneas de la matriz S'' de manera que refleje áreas coherentes. El problema de separación de objetos en conjuntos se conoce en la literatura como agrupamiento (clustering) (Baraldi y Blonda, 1999). En particular se empleará aquí el algoritmo Fuzzy c-means (FCM) (Bezdec, 1981). Este método tiene la ventaja por sobre el descrito en Capítulo 4, apartado 4.2.3.3.1, el entregar una clasificación *fuzzy* donde la pertenencia a un grupo queda definida como índice el cual indica un grado de inserción, esto difiere del método *crisp* el cual asigna el nodo a un solo grupo, esta pertenencia múltiple permite una margen de maniobra mayor en la asignación de los nodos, sobre todo permite visualizar aquellos nodos cuya posición es difusa. Una discusión detallada sobre distintos algoritmos para la obtención de nodos pilotos puede leerse en Conejo et al. (1994).

8.4.2. Algoritmo Fuzzy c-means

El agrupamiento y selección de nodos se realiza utilizando el algoritmo Fuzzy c-means realizando siguientes pasos:

- **Paso 1:** Se obtiene el Jacobiano reducido del sistema para un estado de operación, ecuación (8.2).
- **Paso 2:** Se separan las barras generadoras de las barras de carga, ecuación (8.4).
- **Paso 3:** Se calcula la matriz de sensibilidad S'' según la ecuación (8.7).
- **Paso 4:** Se realiza el agrupamiento de la matriz S'' según la cantidad de áreas deseadas utilizando la función “fcm” del paquete Matlab, esta función recibe y entrega los siguientes datos:
 - Recibe la matriz de sensibilidad S'' en la que cada elemento de una fila indica la sensibilidad del nodo de carga con respecto a todos los generadores controladores del sistema.

- Recibe la cantidad de grupos en los que se desea agrupar los datos.
- Entrega la matriz de pertenencia de cada nodo, cada fila corresponde a un área y cada columna corresponden a un nodo, el elemento u_{ij} contiene el índice que indica el grado de pertenencia.
- Entrega la matriz de centroides en la que cada fila representa un área de agrupamiento y cada columna representa a cada una de las coordenadas, el elemento c_{ij} indica el valor de la componente en el centroide del área en cuestión.
- **Paso 5:** Se verifican la áreas según el conocimiento geográfico que se tenga del sistema. También se puede utilizar una referencia cruzada con otro algoritmo de agrupamiento, por ejemplo K-means (MacQueen, 1967; Steinhaus, 1957; Lloyd, 1982; Seber, 2008), o el propuesto en el apartado 3.2.3.3.1, o algunos de los discutidos en Conejo et al. (1994).

Para comprender la filosofía del agrupamiento Fuzzy c-means se tratará un ejemplo en R^2 el cual puede ser graficado. Sea el conjunto de puntos dado por la Tabla 8.1.

Tabla 8.1. Conjunto de puntos en R^2

Puntos	x1	x2
p1	1	1
p2	1	2
p3	3	3
p4	3	4
p5	4	3

La posición de cada punto en el espacio se puede apreciar en la Fig. 8.5. La relación analítica está dada por la ecuación 8.9. Claramente un análisis visual de la Fig. 8.5 muestra la existencia de dos grupos, esto se puede apreciar la Fig. 8.6 en la que se han agregado los centroides que provienen de la aplicación del algoritmo Fuzzy c-means, comando “fcm” en Matlab.

$$\mathbf{p} = \mathbf{Ax} \tag{8.9}$$

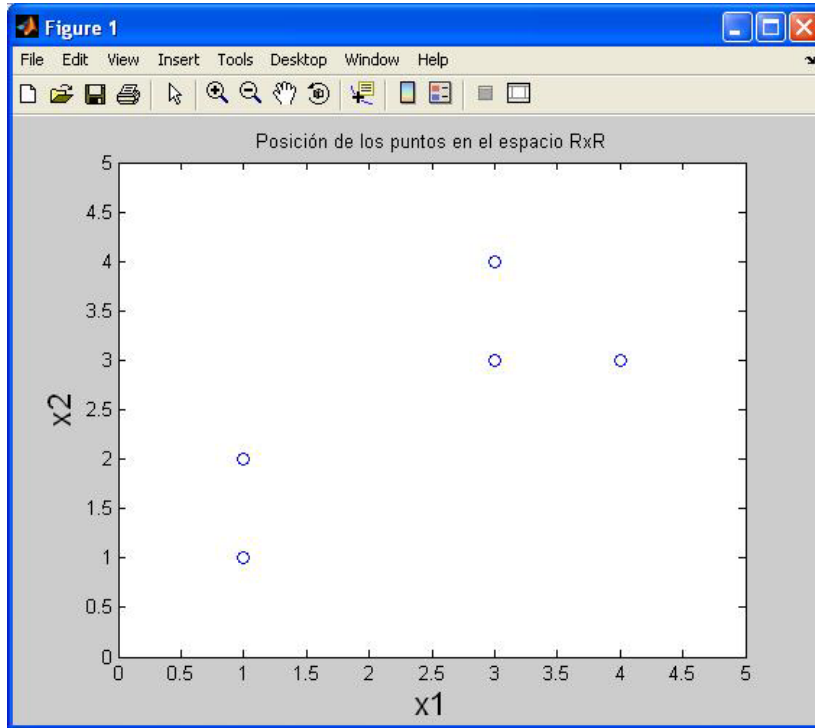


Fig. 8.5. Posición de los puntos de la Tabla 8.1 en el espacio R^2 .

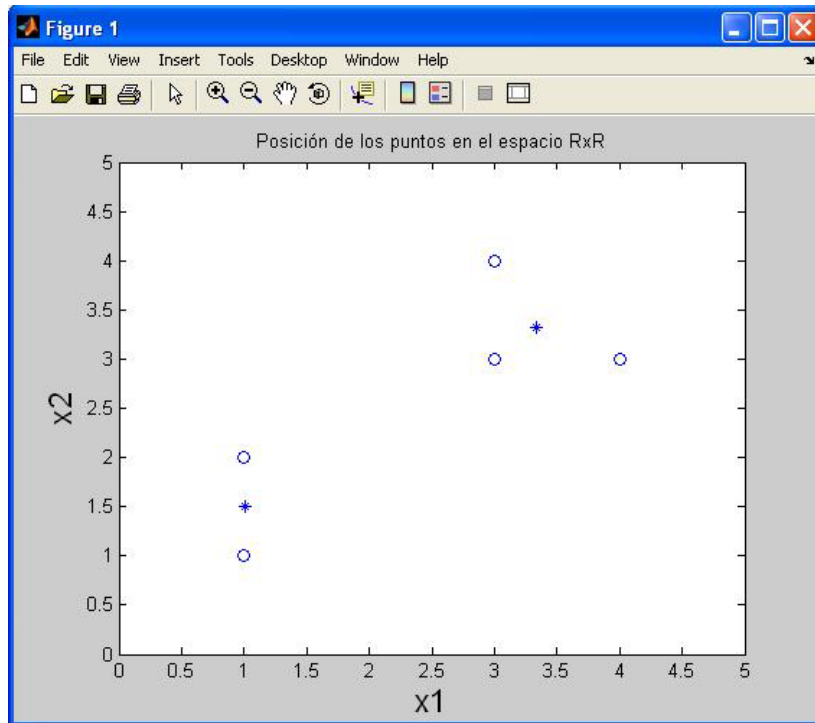


Fig. 8.6. Posición de los centroides dados por el algoritmo Fuzzy c-means para la Tabla 8.1

La aplicación del comando “fcm” devuelve dos matrices, la **U** que indica el grado de pertinencia de cada punto a los grupos en los que han sido clasificados los elementos de la Tabla 8.1 y la matriz **center** que contiene las coordenadas de los centroides. En las tablas 8.2 y 8.3 se presentan estas matrices.

Analizando las respectivas figuras se puede apreciar que dos puntos (p1 y p2) han sido clasificados en el Grupo A, mientras que los otros tres (p3, p4 y p5) están en el Grupo B. Ambas coordenadas x1 y x2 participan en los grupos, la pertinencia no ha sido fijada de manera *crisp* (0 ó 1) sino que ha sido *fuzzy*, el punto p1 pertenece en un 97.74% al Grupo A mientras que un 2.26% corresponde al Grupo B.

Tabla 8.2. Matriz de pertinencia **U**.

Grupos	p1	p2	p3	p4	p5
Grupo A	0.9774	0.9665	0.0335	0.0521	0.0473
Grupo B	0.0226	0.0335	0.9665	0.9474	0.9527

Tabla 8.3. Matriz de centroides **center**.

Grupos	x1	x2
Grupo A	1.0076	1.5007
Grupo B	3.3299	3.3269

Si se modifica ligeramente la Tabla 8.1 de manera que los puntos p1 y p2 caigan sobre el eje $x_1 = 0$. Se puede apreciar en la Tabla 8.4 que la participación de la coordenada x1 en el Grupo A es nula. La naturaleza aleatoria y discreta del algoritmo justifican las pequeñas diferencias que existen entre la Tabla 8.3 y 8.4.

Tabla 8.4. Matriz de centroides **center** para $x_1 = 0$ en p1 y p2.

Grupos	x1	x2
Grupo A	0.0043	1.5005
Grupo B	3.3316	3.3278

8.4.3. Nodos pilotos Zona Sur EPEC

Dado que la matriz **S'**, ecuación (8.7), se obtiene mediante una aproximación lineal del sistema, se hace necesario calcular los nodos pilotos por lo menos para dos estados base de

operación, demanda pico y demanda valle. Para obtener estos dos estados de operación se recurre al sistema SCADA de la EPEC. Desde el simulador y mediante el Servidor DDE Excel, Figura 8.4, se consiguen estos datos. En la Figura 8.7 se presenta la pantalla del Operador / Entrenador. La parte izquierda de la pantalla (LECTURA EPEC) muestra la información que proviene del SACADA, mientras que la parte derecha (LECTURA SIMULINK) muestra la información del simulador. En la parte superior se puede apreciar el día y la hora de la toma de datos así como también el tiempo de simulación. En la columna DELTA V se muestra la diferencia de tensión en barra entre el modelo y la red física. Las columnas DEMANDAS y GENERACIÓN muestran los valores respectivos. Se resalta con amarillo las barras que poseen generación.

		DIA 01/01/2007				HORA 23:30		TIEMPO DE SIMULACION 4500			
		LECTURA EPEC				LECTURA SIMULINK					
		DEMANDAS		GENERACION		TENSION		GENERACION		DEMANDAS	
Estación	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	KV	KV	KV	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
Almafuerte A	0.00	0.00	132.88	59.82	138.0	138.0	0.0	277.11	112.40	0.00	0.00
Pilar	37.89	2.68	68.18	30.75	135.3	129.8	5.5	67.68	20.21	51.79	10.40
V. María	72.94	18.02	12.60	9.60	126.2	115.6	10.5	12.36	9.66	98.59	21.56
I. Verde	28.48	13.00			118.3	106.1	12.2			37.64	12.10
Reolín	54.78	12.42	0.02	0.10	138.2	137.3	0.9	0.00	0.00	48.85	19.67
Tancacha	0.18	0.36			135.8	135.2	0.6			0.25	0.67
Deheza/Cabrer	18.50	1.33			130.9	125.5	5.3			27.29	-0.04
Las Higueras	12.74	3.33			133.9	128.4	5.5			19.01	6.50
Las Fenas	18.07	2.67	69.97	0.00	135.0	129.4	5.6	72.92	0.00	14.98	6.46
Río IV	22.62	-0.78			134.9	129.7	5.2			46.33	-7.56
Los Molinos	2.09	-0.50	12.04	3.99	133.6	128.3	5.3	12.21	3.49	2.36	1.03
La Viña	8.91	2.25	0.07	0.05	130.4	125.3	5.1	0.00	0.00	12.08	3.76
V. Dolores	16.79	1.16			129.7	125.2	4.5			25.70	-5.24
Malagueño	39.99	17.63			128.3	119.4	8.9			55.10	19.06
Yocsina	27.07	2.40			128.3	119.0	9.3			27.00	8.75
Sudoeste	31.38	9.57	0.04	0.05	128.0	119.0	9.0	0.00	0.00	38.77	14.49
Nueva Cba.	19.68	11.02			128.2	118.5	9.8			30.31	19.21
Sur	24.10	3.05			127.7	118.5	9.2			32.99	4.79
Barrio Jardín	36.45	17.95			127.9	118.6	9.4			47.59	26.32
Almafuerte B	14.74	3.51	195.63	101.73	138.0	138.0	0.0	234.57	94.25	25.20	5.38
total	473	118	491	206			121.8	677	240	617	162

Fig. 8.7. Pantalla Operador / Entrenador Servidor DDE Excel del Simulador para entrenamiento de operadores de Delta V de control.

Este conjunto de datos es el que se le suministra al motor de cálculo del controlador experto, Fig. 6.4, o se utiliza para el entrenamiento del controlador neuronal, Fig. 7.2. Parte del proceso es la formación de la matriz Jacobiana Reducida J_R , ecuación 8.2 y ecuación 8.3. En la Tabla 8.5 se presenta esta matriz para el Sistema de la Zona Sur EPEC para una demanda pico de 473 MW del día 01/01/2007 a las 23:30 hs.

Luego de separar la barras de carga y las de generación, ecuación 8.4, y de calcular la matriz de sensibilidad, ecuación 8.7, se obtiene la vinculación dada por la ecuación 8.8, la cual relaciona la variación de tensión en las barras de carga con respecto a la variación de tensión en las barras de generación. Esta relación es la que se muestra en la Tabla 8.6.

Tabla 8.5. Ecuación 8.3. $\Delta Q = J_R \Delta V$ y Matriz Jacobiana Reducida J_R .

03	187.7269	-0.0013	-0.0003	0.0001	0.0001	-0.0001	-8.6228	-0.0088	0.0209	-0.0095	-0.0417	-0.0004	-0.0623	-179.4148	0.0005	0.0000	-0.0028	-0.0166	V3
07	-0.0018	74.3513	-0.0053	0.0000	0.0012	-63.0523	-0.0058	0.0022	-0.0018	-0.0690	0.0443	-0.0040	-0.0030	-0.0018	-5.6249	0.0000	-5.8084	0.0068	V7
010	0.0000	0.0000	3.0691	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-3.3673	0.0000	V10
012	0.0000	0.0000	0.0000	28.2878	0.0000	0.0000	-6.5585	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-21.8560	0.0000	0.0000	V12
013	-0.0004	-0.0002	-0.0012	0.0000	804.5551	-36.7110	-0.0015	0.0006	-0.0004	-0.0158	-0.0736	-767.7341	-0.0008	-0.0005	0.0083	0.0000	0.0053	0.0018	V13
014	-0.0002	-63.0554	-0.0006	0.0000	-36.7064	99.6754	-0.0007	0.0003	-0.0002	-0.0074	-0.0343	0.0057	-0.0004	-0.0002	0.0039	0.0000	0.0025	0.0008	V14
015	-8.7077	-0.0045	-0.0009	-6.4716	0.0005	-0.0002	43.1222	-0.0294	0.0007	-0.0317	-20.2778	-0.0015	-7.9404	0.0102	0.0016	0.0003	-0.0093	-0.0556	V15
016	-0.0113	0.0035	0.0007	-0.0002	-0.0004	0.0002	-0.0366	80.9957	-0.0110	-6.9020	0.1098	0.0012	-0.0187	-0.0113	-0.0012	-0.0001	0.0073	-74.3744	V16
018	-0.0319	0.0015	0.0003	-0.0001	-0.0002	0.0001	-0.0178	0.0100	200.8963	0.0108	0.0475	0.0005	-72.5762	-128.5387	-0.0005	0.0000	0.0031	0.0189	V18
020	-0.0147	0.0280	0.0054	-0.0003	-0.0026	0.0014	-0.0479	-7.0118	-0.0145	22.2528	0.1000	0.0084	-0.0246	-0.0148	-0.0102	-0.0001	-3.8377	0.0563	V20
022	-0.0095	-0.0320	-0.0199	-0.0106	-0.0623	0.0073	-20.0200	-0.1901	0.0122	-0.3960	655.0075	-4.0170	0.1290	0.0792	0.1067	-0.0034	-0.0007	-0.3521	V22
023	0.0001	0.0000	0.0002	0.0000	-767.9285	-0.0001	0.0002	-0.0001	0.0001	0.0025	-4.0759	771.9251	0.0001	0.0001	-0.0013	0.0000	-0.0008	-0.0003	V23
024	0.0382	-0.0002	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-7.9091	-0.0010	-72.6706	-0.0011	-0.0049	-0.0001	109.2011	0.0438	0.0001	0.0000	-0.0003	-28.9390	V24
025	-179.5389	0.0018	0.0003	-0.0001	-0.0002	0.0001	-0.0213	0.0120	-128.5201	0.0129	0.0567	0.0006	0.0848	307.8355	-0.0006	0.0000	0.0038	0.0226	V25
026	-0.0020	-5.8636	-0.0060	0.0000	0.0098	-0.0057	-0.0062	0.0023	-0.0020	-0.0782	0.2280	-0.0326	-0.0032	-0.0019	32.1757	0.0000	0.0257	0.0073	V26
027	0.0000	0.0000	0.0000	-21.8911	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	21.8271	0.0000	0.0000	V27
029	0.0036	-5.7608	-3.4657	0.0001	0.0040	-0.0023	0.0119	-0.0047	0.0036	-3.7989	0.0452	-0.0131	0.0061	0.0037	0.0162	0.0000	12.3556	-0.0140	V29
030	0.0243	-0.0076	-0.0015	0.0004	0.0008	-0.0004	0.0789	-74.4828	0.0238	-0.0539	-0.2369	-0.0025	-28.9416	0.0243	0.0026	0.0001	-0.0157	103.2063	V30

Tabla 8.6. Ecuación 8.8 y Matriz de sensibilidad S

V3	0.0000	0.0000	0.1924	-0.0002	-0.0006	0.8210	0.0000	V12
V7	0.0000	0.6938	0.0002	0.0025	-0.0019	0.0000	0.1736	V13
V10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0972	V15
V14	0.0000	0.8071	0.0002	0.0017	-0.0008	0.0000	0.1098	V20
V16	0.0000	0.0001	-0.0008	0.2541	0.0022	0.7635	0.0002	V22
V18	0.0000	0.0000	0.0982	-0.0003	-0.0008	0.9107	-0.0001	V24
V23	0.0000	0.9948	0.0000	0.0000	0.0053	0.0000	0.0000	V29
V25	0.0000	0.0000	0.1533	-0.0003	-0.0009	0.8586	-0.0001	
V26	0.0000	0.1230	0.0003	0.0028	-0.0074	0.0000	0.0300	
V27	1.0029	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
V30	0.0000	0.0001	-0.0015	0.1839	0.0039	0.8308	0.0003	

Se está ahora en condiciones de aplicar a la matriz S'' el algoritmo Fuzzy c-means y dividir en zonas el sistema determinando los nodos pilotos y sus controladores. A partir de un conocimiento geográfico se puede establecer a priori un primer agrupamiento en cuatro áreas, Capital, Río Cuarto, Villa Dolores y Villa María. En la Tabla 8.7 se puede apreciar la matriz de pertenencia U que nos entrega la función fcm .

Estableciendo una equivalencia entre las ecuaciones (8.8) y (8.9), las barras de carga se asemejan a los puntos p , mientras que las barras de generación a las coordenadas x , siendo S'' equivalente a la matriz A .

Tabla 8.7. Matriz de pertenencia U entregada por el comando fcm , 23:30 hs.

Areas	Barras de Carga										
	V3	V7	V10	V14	V16	V18	V23	V25	V26	V27	V30
A	0.0127	0.9658	0.0005	0.9988	0.0301	0.0093	0.9246	0.0084	0.3991	0.0008	0.0132
B	0.0092	0.0116	0.9986	0.0004	0.0215	0.0069	0.0224	0.0062	0.1634	0.0006	0.0096
C	0.9678	0.0123	0.0005	0.0004	0.9241	0.9762	0.0282	0.9785	0.2497	0.0008	0.9664
D	0.0103	0.0103	0.0004	0.0004	0.0243	0.0077	0.0248	0.0069	0.1878	0.9978	0.0108

El área “A” indicada con color rojo está compuesta por los siguientes nodos: V7, V14, V23 y V26. Se aprecia en los valores una pertenencia superior al 90% en todos los nodos menos en el V26 que es del orden del 40%. En este último nodo se muestra la característica *fuzzy* del algoritmo; si se hubiese usado un algoritmo *crisp* el mismo habría sido clasificado con total certeza a un área definida.

El área “B”, color azul, está compuesta solamente por el nodo V10, el área “C”, color verde, por los nodos V3, V16, V18, V25 y V30, mientras que el área “D”, en color fucsia, está integrada por el nodo V27.

Para seleccionar el nodo piloto se debe adoptar un criterio: se toma el nodo con mayor pertinencia, mas cercano al centroide del grupo, como nodo piloto, de manera que los nodos pilotos quedan definidos de la siguiente forma:

- Para el área “A” el nodo V14.
- Para el área “B” el nodo V10.
- Para el área “C” el nodo V25.
- Para el área “D” el nodo V27.

Se debe tener presente que este análisis partió de la matriz de sensibilidad S'' y que la asociación de nodos tiene este concepto como guía para la agrupación en áreas coherentes.

En la Tabla 8.8 se puede apreciar el valor de la componente de cada coordenada según el área de correspondencia; las coordenadas están compuestas por los nodos generadores.

Tabla 8.8. Componentes de las coordenadas por áreas de agrupamiento, 23:30 hs.

Areas	Barras de Generación						
	V12	V13	V15	V20	V22	V24	V29
A	0.0000	0.7872	0.0001	0.0014	-0.0006	0.0004	0.0945
B	0.0000	0.0043	0.0000	0.0002	-0.0002	0.0006	1.0256
C	0.0000	0.0018	0.0878	0.0811	0.0013	0.8239	0.0004
D	0.9655	0.0047	0.0000	0.0003	-0.0003	0.0007	0.0010

El generador que controla el área “A” es el V13 coordenada cuya mayor componente pertenece precisamente a esta área, el control del área “B” está a cargo del generador V29, la del área “C” a cargo de los generadores V15, V20 y V24, mientras que para el área “D” actúa como generador de control el V12.

No es posible asignar categóricamente el generador V22, color naranja, a ninguna de las áreas ya que sus componentes tienen un valor similar. Para este caso se procede como para la barra compensadora (Slack) y se asigna el controlador como participante de todas las áreas.

Las zonas han quedado conformada de la siguiente manera:

- Zona A (Río Cuarto), Nodo Piloto Las Higueras, Nodos controlados, Las Higueras, Tancacha, Deheza y Río Cuarto, Nodos controladores, Las Ferias.
- Zona B (Villa María), Nodo Piloto, Isla Verde, Nodos controlados, Isla Verde Nodo controlador, Villa María.
- Zona C (Capital), Nodo Piloto, Sur, Nodos controlados, Sur, B° Jardín, Nva. Cba., Yocsina y Malagueño, Nodos controladores, Los Molinos, Suroeste y Pilar.
- Zona D (Villa Dolores), Nodo Piloto, Villa Dolores, Nodo controlado, Villa Dolores, Nodo controlador, La Viña.

En la Fig. 8.8 se pueden apreciar las zonas que coinciden con el agrupamiento geográfico hecho antes de la asignación *Fuzzy c-means*. Como se dijo antes, forman parte de todas la zonas, la barra compensadora y la barra de Reolín (22).

La Fig. 8.9 muestra la curva de demanda cada 15' para el día 01/01/2007. El mínimo se produce a las 07:30 hs con 331 MW. Las Tablas 8.9 y 8.10 muestra el agrupamiento para esta carga; se puede comprobar de estas tablas que las zonas quedan definidas de la misma

manera, la diferencia de valores se produce como consecuencia del cálculo del Jacobiano en este punto de operación.

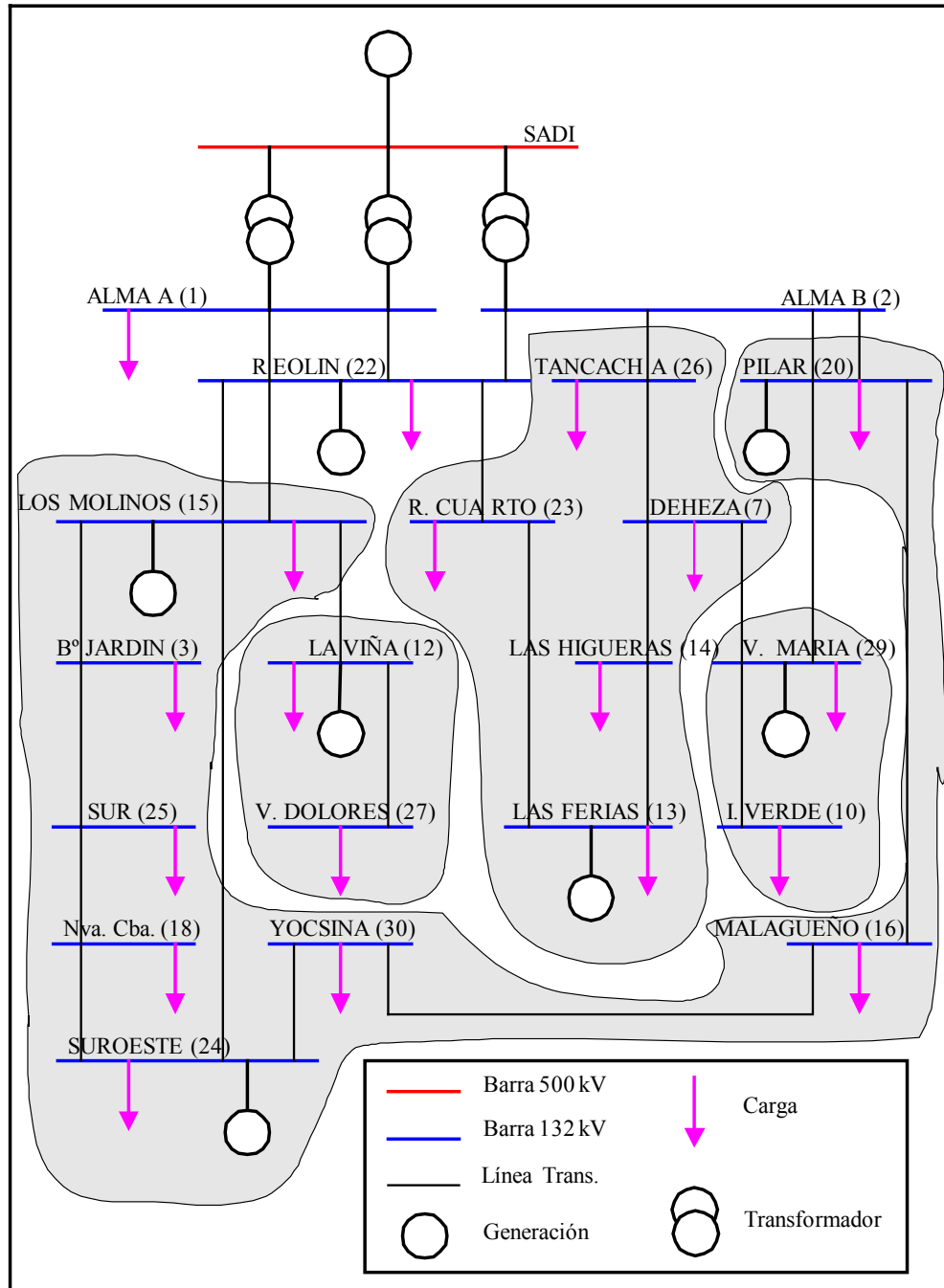


Fig. 8.8. Agrupamientos en zonas según la Tabla 8.7 y 8.8.

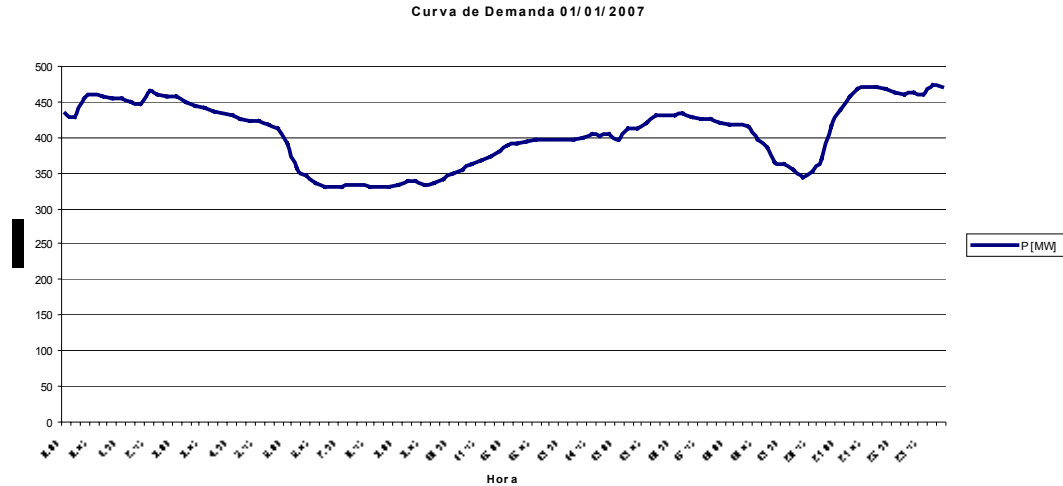


Fig. 8.9. Curva de demanda cada 15', día 01/01/2007.

Tabla 8.9. Matriz de pertenencia U entregada por el comando *fcm*, 07:30 hs.

Áreas	Barras de Carga										
	B3	B7	B10	B14	B16	B18	B23	B25	B26	B27	B30
A	0.0124	0.9637	0.0007	0.9989	0.0296	0.0092	0.9227	0.0082	0.3925	0.0008	0.0128
B	0.0094	0.0128	0.9983	0.0004	0.0221	0.0071	0.0236	0.0063	0.1745	0.0006	0.0097
C	0.9681	0.0128	0.0006	0.0004	0.9245	0.9761	0.0286	0.9787	0.2478	0.0007	0.9670
D	0.0101	0.0107	0.0005	0.0003	0.0238	0.0076	0.0251	0.0067	0.1853	0.9979	0.0104

Tabla 8.10. Componentes de las coordenadas por áreas de agrupamiento, 07:30 hs.

Áreas	Barras de Generación						
	V12	V13	V15	V20	V22	V24	V29
A	0.0000	0.7872	0.0001	0.0014	-0.0006	0.0004	0.0945
B	0.0000	0.0043	0.0000	0.0002	-0.0002	0.0006	1.0256
C	0.0000	0.0018	0.0878	0.0811	0.0013	0.8239	0.0004
D	0.9655	0.0047	0.0000	0.0003	-0.0003	0.0007	0.0010

8.5. Control Experto Zona Sur EPEC

Habiéndose seleccionado los nodos pilotos y los nodos de control, se está en condiciones de plantear el controlador experto desarrollado en el Capítulo 6. Las determinaciones efectuadas permiten definir las Tablas 6.3 y 6.4; la base de conocimientos, Tabla 6.1. Al estar basada en conceptos generales independientes de las áreas no sufre cambios. Lo mismo sucede con la base de reglas, Tabla 6.2, la cual deriva de la base de conocimientos,

por lo tanto ajustada la base de controladores y la de nodos se aplica en forma directa el algoritmo de la Fig. 6.5.

Los casos de análisis se basan en estudios realizados sobre distintos escenarios y para distintas contingencias. A continuación se estudia el comportamiento del controlador experto el cual es comparado en todo momento con la solución brindada por la ejecución de un flujo óptimo de potencia. Se debe tener en cuenta también que el transitorio ocasionado por la contingencia se supone extinguido mediante la acción de los controladores primarios AVR y PSS y que el controlador experto repone la tensión de los nodos pilotos a sus valores óptimos luego de transcurrido el transitorio.

Caso I, el sistema se encuentra estructurado en cuatro áreas y sometido a una demanda pico que para el día 01/07/2007 era de 473 MW y 118 Mvar a las 23:30 hs. No se encontraban despachadas las centrales de Reolín, La Viña y Suroeste. En estas condiciones se realiza un estudio de contingencias del tipo n-1 sobre las líneas de transmisión arrojando el resultado mostrado en la Tabla 8.11.

Tabla 8.11. Resultados Contingencias Caso I

Contingencia		Caso Base					Efecto	
Cod.	Línea	P	Q	MVA	max. MVA	% Carga	Tensión	Líneas
14-13	L. LHI-LFER	50.02	19.07	53.53	57	93.92%	1	0
22-15	L. REO2-LMO	73.11	14.29	74.49	93	79.72%	1	1
20-16	L. PIL-MAL	60.51	25.86	65.80	84	78.68%	7	1
7-29	L. GDE-VMA	52.27	20.53	56.16	86	65.05%	1	1
29-10	L. VMA-IVE	29.23	11.03	31.24	49	63.76%	X	X
2-22	L. ALM3-REO	73.67	13.51	74.90	118	63.41%	1	0
15-3	L. MOL-BJA	64.16	21.40	67.63	110	61.45%	7	3
22-15	L. REO1-LMO	68.10	10.43	68.89	117	58.95%	1	1
15-24	L. MOL-SOE	58.27	18.07	61.01	110	55.33%	7	2
20-29	L. PIL-VMA	40.64	8.37	41.49	90	46.18%	1	2
2-22	L. ALM1-REO	73.67	13.51	74.90	177	42.27%	1	0
2-22	L. ALM2-REO	70.39	10.49	71.17	177	40.17%	1	0
2-20	L. ALM1-PIL	35.84	3.80	36.04	90	39.88%	1	0
2-20	L. ALM2-PIL	35.84	3.80	36.04	90	39.88%	1	0
15-12	L. LMO-LVI	26.17	0.78	26.18	67	39.08%	X	X
12-27	L. LVI-VDO	16.82	0.52	16.83	54	31.37%	X	X
18-24	L. NCB-SOE	17.64	11.83	21.24	84	25.25%	4	0
26-7	L. TAN-GDE	34.28	6.17	34.83	138	25.20%	1	1
3-25	L. BJA-SUR	26.19	0.78	26.20	106	24.82%	1	0
7-14	L. GDE-LHI	37.09	15.43	40.17	163	24.65%	1	0
30-16	L. YOC-MAL	19.16	5.59	19.96	84	23.88%	1	0
22-23	L. RCU-REO	21.06	0.11	21.06	94	22.43%	1	0
2-26	L. ALM-TAN	34.64	5.98	35.15	177	19.90%	1	1
30-24	L. YOC-SOE	7.93	3.83	8.81	84	10.48%	1	0
23-13	L. RCU-LFER	1.88	5.24	5.57	92	6.05%	1	0
25-18	L. SUR-NCB	2.07	2.19	3.01	84	3.58%	1	0

La líneas han sido ordenadas por su carga en el caso base en forma decreciente, Las Higuera – Las Ferias (14-13) es la más comprometida, 93,92% de su capacidad. Sin

embargo su salida solo ocasiona que solo un nodo esté por debajo de los 0,95 pu, mientras que la línea Los Molinos – B° Jardín (15-3), que está al 61,45% de su capacidad hace, que 7 nodos estén por debajo del límite y que 3 líneas se sobrecarguen, por lo que esta última contingencia es peor que la primera. Las líneas marcadas con “X” son líneas radiales o que ocasionan que alguna barra quede en isla por lo que no se efectúa su análisis.

Un elemento importante a tener en cuenta es la relación que existe entre los nodos que se ven afectados y los nodos pilotos, sobre todo en aquellos casos en que solamente un nodo manifiesta la perturbación. En la Tabla 8.12 se muestra la vinculación para el caso graficado en la Fig. 8.8.

El nodo Isla Verde (10), está normalmente deprimido en tensión por lo que cualquier contingencia se ve reflejada en él, además es el nodo piloto de la Zona Villa María por lo que activará el controlador correspondiente, que para este caso es el nodo de generación Villa María (29).

La otra zona que resulta afectada en este estudio es la Zona Capital, cuyo nodo piloto es el Sur (25), siendo los nodos controladores Los Molinos (15) y Pilar (20). El otro nodo controlador, Suroeste (24) se encuentra inactivo.

Tabla 8.12. Relación Contingencia-Área-Nodo Piloto.

Contingencia		Área / Nodo Afectado				Nodo Piloto
Cod.	Línea	A	B	C	D	
14-13	L. LHI-LFER		10			10
22-15	L. REO2-LMO		10			10
20-16	L. PIL-MAL		10	3,16,18,24,25,30		10,25
7-29	L. GDE-VMA		10			10
29-10	L. VMA-IVE					
2-22	L. ALM3-REO		10			10
15-3	L. MOL-BJA		10	3,16,18,24,25,30		10,25
22-15	L. REO1-LMO		10			10
15-24	L. MOL-SOE		10	3,16,18,24,25,30		10,25
20-29	L. PIL-VMA		10			10
2-22	L. ALM1-REO		10			10
2-22	L. ALM2-REO		10			10
2-20	L. ALM1-PIL		10			10
2-20	L. ALM2-PIL		10			10
15-12	L. LMO-LVI					
12-27	L. LVI-VDO					
18-24	L. NCB-SOE		10	3,18,25		10,25
26-7	L. TAN-GDE		10			10
3-25	L. BJA-SUR		10			10
7-14	L. GDE-LHI		10			10
30-16	L. YOC-MAL		10			10
22-23	L. RCU-REO		10			10
2-26	L. ALM-TAN		10			10
30-24	L. YOC-SOE		10			10
23-13	L. RCU-LFER		10			10
25-18	L. SUR-NCB		10			10

Se debe tener en cuenta a la hora de analizar el desempeño del controlador experto la regla R3 Tabla 6.2, ya que se seleccionará primero el nodo que presenta una desviación mayor como prioritario y se accionará sobre los controladores asociados a este nodo para corregir el nivel de tensión.

En la Tabla 8.13 se presenta la comparación entre la solución brindada por el Flujo Óptimo de Potencia (OPF, ver apartados 4.2.3.3.2-3-4) y la dada por el Controlador Experto. Se utilizan las pérdidas activas en el sistema como índice de calidad. La contingencia sobre la cual se analiza el desempeño del algoritmo experto es la pérdida de la línea Los Molinos-Suroeste (L. LMO-SOE 15-24).

En la columna Gen./Barras se indica con color fucsia las barras de generación sobre las que actúa el controlador experto si corresponde, con color verde se indican las barras de carga del sistema, sean o no nodos pilotos. La columna Base muestra la situación en la que quedan las tensiones luego de la contingencia. Para este caso y coincidiendo con la Tabla 8.12 se aprecia que han sido afectadas las siguiente barras: 3, 10, 16, 18, 24, 25 y 30. El nivel mínimo de tensión permitido es de 0,95 pu. La barra 24 es un caso especial pues es una barra de generación en la cual el generador no se encuentra activo.

El OPF (Optimal Power Flow) corrige la situación modificando la tensión de los generadores localizados en las barra 2, 13, 15, 20 y 29. El sistema presenta una pérdida total de activo de 10,479 MW y todas las tensiones de barras se encuentran en una banda de 0,95 pu a 1,05 pu.

El Controlador Experto, siguiendo las reglas establecidas en la Tabla 6.2, corrige primero la tensión en el nodo 10, que es el nodo con mayor desviación de tensión. Para esto acciona sobre la referencia de tensión de los generadores colocados en las barras 2 y 29. Se debe tener en cuenta que el primero es el generador localizado en la barra Slack y que por lo tanto participa como controlador en todas las áreas, mientras que el segundo es el generador asignado al área en cuestión, ver Tablas 8.8 y 8.10. En esta primera fase solo logra corregir la tensión en el nodo 10 removiéndolo de la lista de nodos con problemas.

En una segunda iteración detecta en la lista el nodo 25 con problemas, para lo cual corrige la referencia de los generadores ubicados en las barras 15 y 20. No acciona sobre el generador de la barra 24 ya que este está inactivo y sobre el generador Slack porque alcanzó su límite (1,05), ver Tablas 8.8 y 8.10. Como consecuencia de esta operatoria se notan algunas diferencias en los valores finales de las tensiones. Esto se manifiesta en el

nivel de pérdidas del sistema que es superior en un 4% al algoritmo OPF. Todas las tensiones se encuentran dentro de la banda de operación (0,95 pu – 1,05 pu).

Al remover de la lista de violaciones todos los nodos con problemas el algoritmo termina el ciclo de iteraciones; nótese el nivel de pérdidas en la situación pre-contingencia y la depresión en la barra 10 de Isla Verde.

Tabla 8.13. Comparación OPF – Controlador Experto, Caso I

Gen. Barras	Base		OPF	Experto	
	Pre.	Post.		Ex4A B10	Ex4A B25
V2	1.045	1.045	1.050	1.050	1.050
B3	0.968	0.940	0.970	0.940	0.970
B7	1.011	1.011	1.044	1.028	1.028
B10	0.901	0.901	0.980	1.002	1.002
V12	0.993	0.993	1.021	0.993	1.021
V13	1.023	1.023	1.050	1.023	1.023
B14	1.015	1.014	1.045	1.025	1.025
V15	1.012	1.012	1.039	1.012	1.040
B16	0.971	0.946	0.975	0.946	0.975
B18	0.967	0.937	0.967	0.937	0.967
V20	1.025	1.025	1.050	1.025	1.050
V22	1.041	1.041	1.048	1.046	1.047
B23	1.023	1.023	1.050	1.023	1.023
V24	0.970	0.936	0.966	0.936	0.966
B25	0.967	0.939	0.968	0.939	0.969
B26	1.037	1.037	1.048	1.044	1.044
B27	0.990	0.990	1.018	0.990	1.019
V29	0.956	0.956	1.029	1.050	1.050
B30	0.970	0.942	0.972	0.943	0.972
Ploss [MW]	14.120		10.479		10.934
Dif.	35%				4%

En la Fig. 8.10 se puede apreciar el perfil de tensiones en barras de carga para el Caso I. Tanto el OPF como el Experto entregan un perfil más uniforme que la operación de EPEC pre-contingencia. El OPF presenta en general un nivel más alto que el Experto, siendo éste un poco más uniforme. También debe notarse que el Controlador Experto no ha accionado sobre el generador V13 dado que éste no pertenece a las áreas bajo ajuste.

Caso II, se plantea un sistema en similares condiciones que el Caso I. La diferencia radica en que está conformado por una sola área de monitoreo y control, esta configuración permite comparar el Controlador Experto con un funcionamiento más cercano al del OPF.

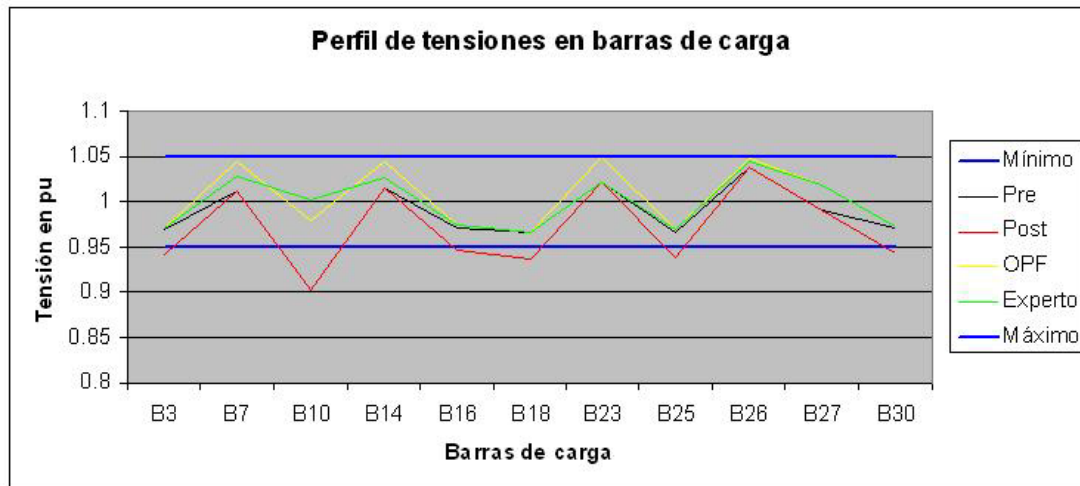


Fig. 8.10. Perfil de tensiones en las barras de carga para el Caso I.

En la Tabla 8.14 se presentan los resultados obtenidos. La diferencia fundamental que existe en la forma de operar entre un caso y el otro es la aplicación del concepto dado en C10 Tabla 6.1 y que se traduce en parte de la regla R7 Tabla 6.2. En este último caso todos los controladores son ajustados en forma simultanea en un esquema *round-robin*, mientras que en el Caso I se ajustan solamente los controladores del área a la que pertenece el nodo piloto bajo control.

Como consecuencia de un sobre ajuste en los controladores V15 y V29 el nivel de pérdidas arrojado por el Controlador Experto es un 1% superior al OPF. También en general es mayor el perfil de tensiones de la grilla; a diferencia del Caso I aquí el Controlador Experto acciona sobre el generador V13. Como en el caso anterior la columna Base muestra la situación en la que queda el sistema luego de la contingencia.

En la Fig. 8.11 se puede apreciar el diagrama del perfil de tensiones en barras de carga. Se ve con respecto al caso anterior una mayor coincidencia entre el OPF y el Controlador Experto y se mantienen los comentarios con respecto a la uniformidad del perfil.

Caso III, debido al nivel de tensión al cual opera el sistema, 132 kV, la líneas no presentan un comportamiento capacitivo y no es posible obtener una tensión en nodo de carga superior a 1.05 pu con una disminución de la demanda, por lo que, para simular una elevación de tensión, se propone analizar un caso en el que la grilla se encuentra operando en un valle de la demanda y se inyecta reactivo en las barras de carga con el objeto de aumentar la tensión por encima de la tensión en las barras de generación.

La contingencia planteada permite mostrar la operación del controlador en sentido contrario a los dos casos anteriores. Primero se debe disminuir el aporte de reactivo con el objeto de bajar los niveles de tensión en aquellos nodos en los que se haya producido una suba por encima de 1.05 pu y luego se deben ajustar los niveles de generación a los fines de lograr la mínima pérdida posible.

Tabla 8.14. Comparación OPF – Controlador Experto, Caso II

Gen. Barras	Base		OPF	Experto
	Pre.	Post.		
V2	1.045	1.045	1.050	1.050
B3	0.968	0.940	0.970	0.977
B7	1.011	1.011	1.044	1.044
B10	0.901	0.901	0.980	1.002
V12	0.993	0.993	1.021	1.032
V13	1.023	1.023	1.050	1.050
B14	1.015	1.014	1.045	1.048
V15	1.012	1.012	1.039	1.050
B16	0.971	0.946	0.975	0.980
B18	0.967	0.937	0.967	0.974
V20	1.025	1.025	1.050	1.050
V22	1.041	1.041	1.048	1.048
B23	1.023	1.023	1.050	1.050
V24	0.970	0.936	0.966	0.973
B25	0.967	0.939	0.968	0.976
B26	1.037	1.037	1.048	1.049
B27	0.990	0.990	1.018	1.029
V29	0.956	0.956	1.029	1.050
B30	0.970	0.942	0.972	0.977
Ploss [MW]	14.120		10.479	10.581
Dif.	35%			1%

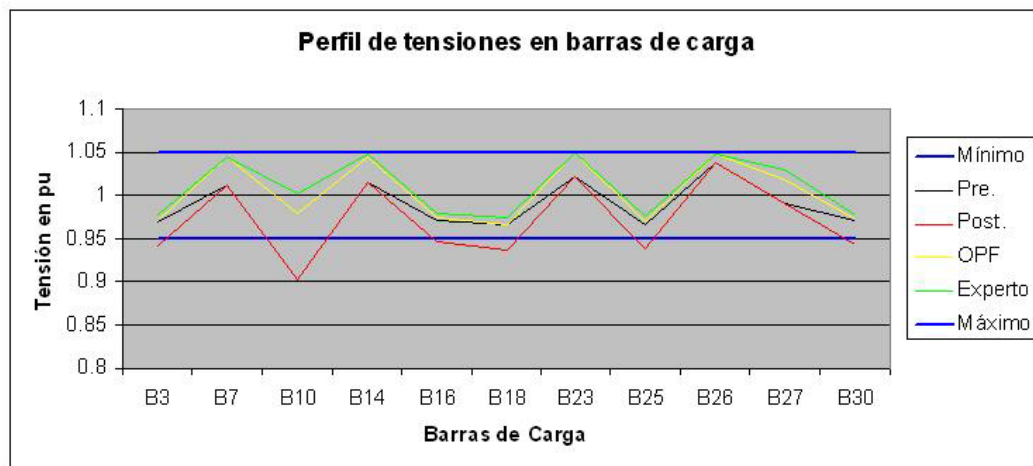


Fig. 8.11. Perfil de tensiones en las barras de carga para el Caso II.

Se pueden apreciar en la Tabla 8.15 los niveles de tensión post-contingencia en la columna Post. Exceptuando la tensión en las barras de generación activas (V2, V13, V15, y V29), en el resto se excede el valor permitido de 1.05 pu. Una excepción los constituye la barra V22 que siendo de generación no activa no se excede este límite.

En la columna OPF se puede apreciar el ajuste de generación que realiza el algoritmo óptimo para acondicionar los niveles a la banda de operación, mientras que en la columna Experto la respuesta que entrega este controlador es un poco diferente. Esta diferencia se manifiesta en el nivel de pérdidas activas del sistema, siendo un 4% superior en el caso del Controlador Experto.

Tabla 8.15. Comparación OPF – Controlador Experto, Caso III.

Generador Barras	Post.	OPF	Experto
V2	1.050	0.980	0.970
B3	1.069	1.019	1.011
B7	1.055	1.037	1.029
B10	1.072	1.050	1.042
V12	1.077	1.028	1.020
V13	1.050	1.043	1.035
B14	1.054	1.040	1.032
V15	1.050	1.001	0.993
B16	1.069	1.018	1.011
B18	1.069	1.020	1.012
V20	1.050	0.996	0.988
V22	1.050	0.980	0.971
B23	1.051	1.043	1.035
V24	1.069	1.019	1.011
B25	1.069	1.019	1.012
B26	1.055	0.994	0.984
B27	1.081	1.032	1.025
V29	1.050	1.028	1.020
B30	1.070	1.019	1.012
P _{loss} [MW]		3.541	3.681
Dif.			4%

En la Fig. 8.12 se presenta el perfil de tensiones en las barras de carga. En ella se puede apreciar que el nivel post-contingencia está por encima del valor máximo permitido, mientras que no existe gran diferencia para el caso OPF y Experto. En la Fig. 8.13 se muestra el Factor de Participación $Q_{gen.} / Q_{máx.}$ notándose un aprovechamiento óptimo para el caso OPF y un poco menos eficiente para el Controlador Experto. Esto se debe a la

operación discreta del algoritmo y al margen de seguridad tomado para no exceder la capacidad reactiva de los generadores.

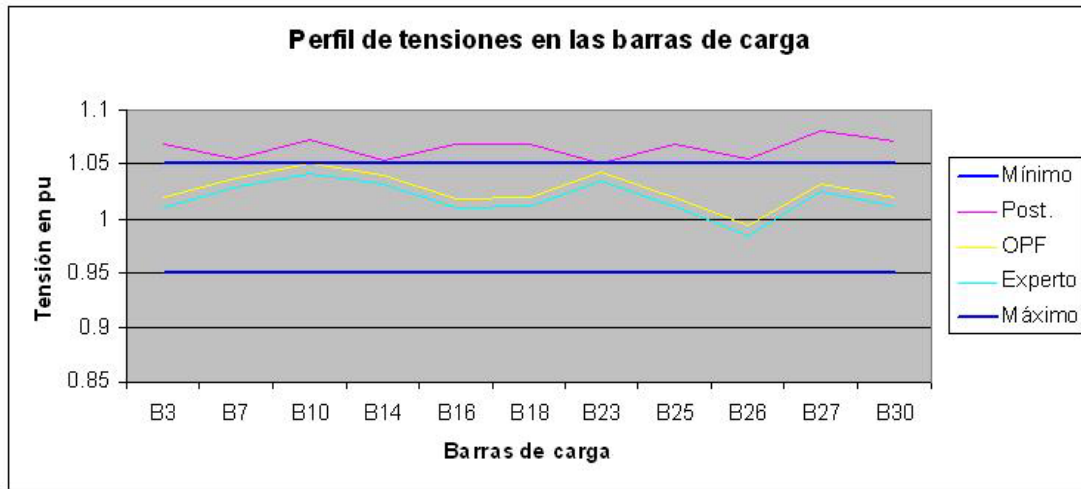


Fig. 8.12. Perfil de tensiones en las barras de carga para el Caso III.

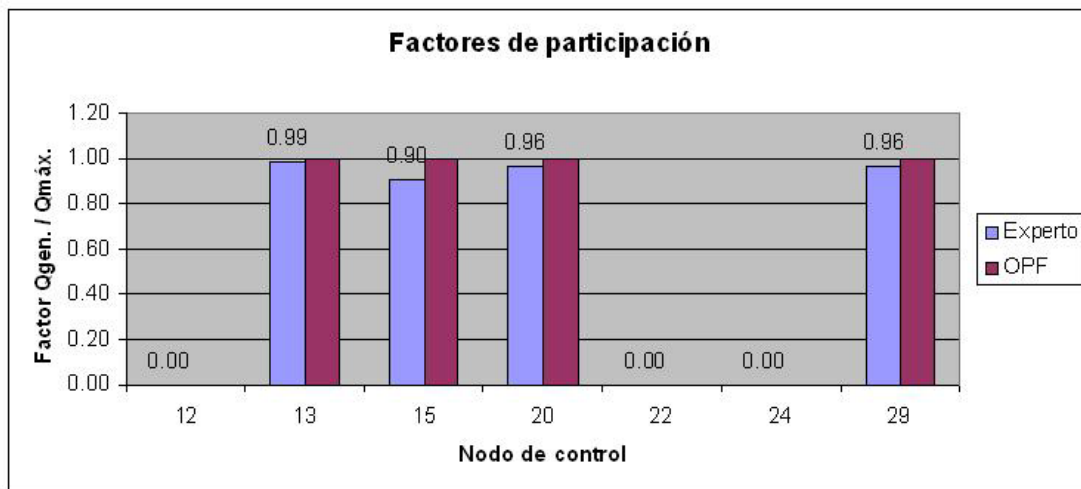


Fig. 8.13. Factores de participación $Q_{gen.} / Q_{máx.}$ para el Caso III.

8.6. Control Neuronal Zona Sur EPEC

En el Capítulo 7 se presentó el diseño de un controlador neuronal basado en el concepto del nodo piloto y del entrenamiento bajo la supervisión del algoritmo OPF. También se propuso un mecanismo para obtener un red neuronal óptima en el sentido de su topología.

Se presenta a continuación el desarrollo y simulación de un controlador neuronal para el sistema de la Zona Sur EPEC. La Fig. 8.14 muestra la vinculación Controlador Neuronal – Sistema de Potencia. El controlador monitoriza el nivel de tensión de los nodos pilotos y actúa sobre la referencia de los controladores primarios asignados como controles secundarios. El esquema de la figura presenta al controlador en modo regulación.

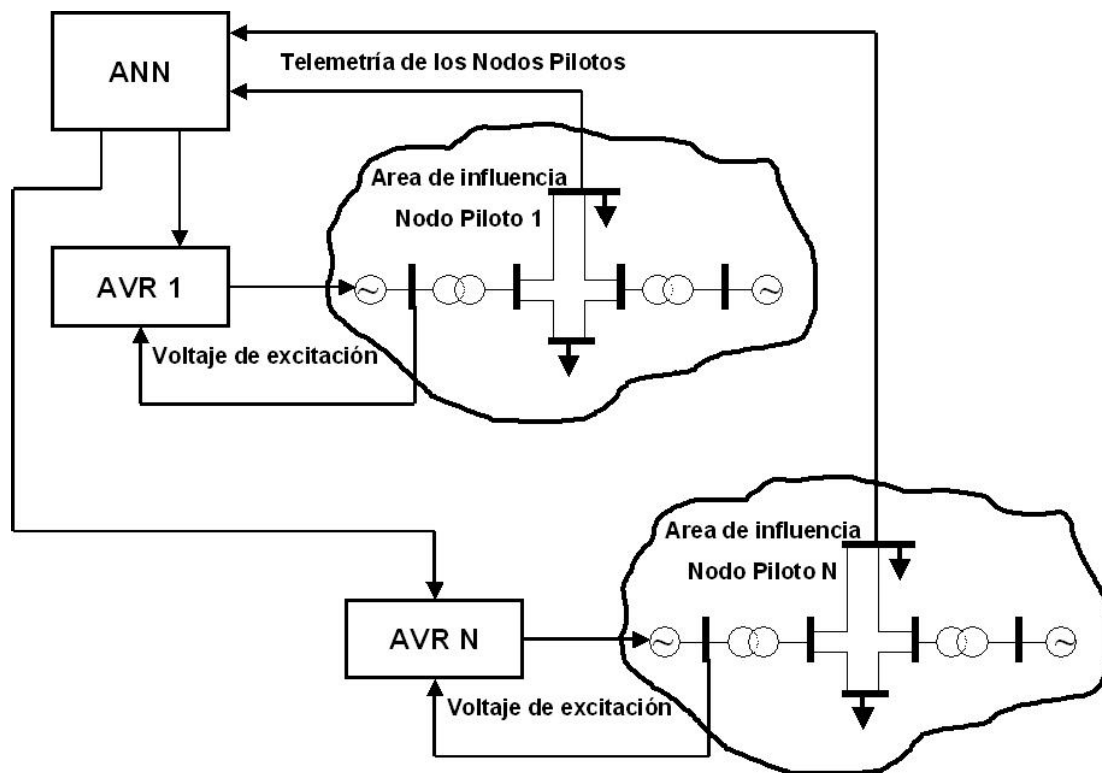


Fig. 8.14. Vinculación Controlador Neuronal – Sistema de Potencia

En la Fig. 8.15 se aprecia un diagrama del proceso para la obtención del conjunto de datos para el entrenamiento de la red neuronal. El algoritmo OPF, a partir de un caso base, genera recursivamente los distintos tipos de contingencias a los que se ve sometido el sistema de potencia. Esto lo hace modificando el archivo que contiene los parámetros del

modelo. Posteriormente resuelve en forma conjunta un flujo de potencia y un flujo óptimo de potencia extrayendo los valores de tensión de los nodos pilotos que resultan de la perturbación y los valores de generación que corrigen las desviaciones producidas, formando así un par entrada – salida apto para el entrenamiento de una red neuronal.

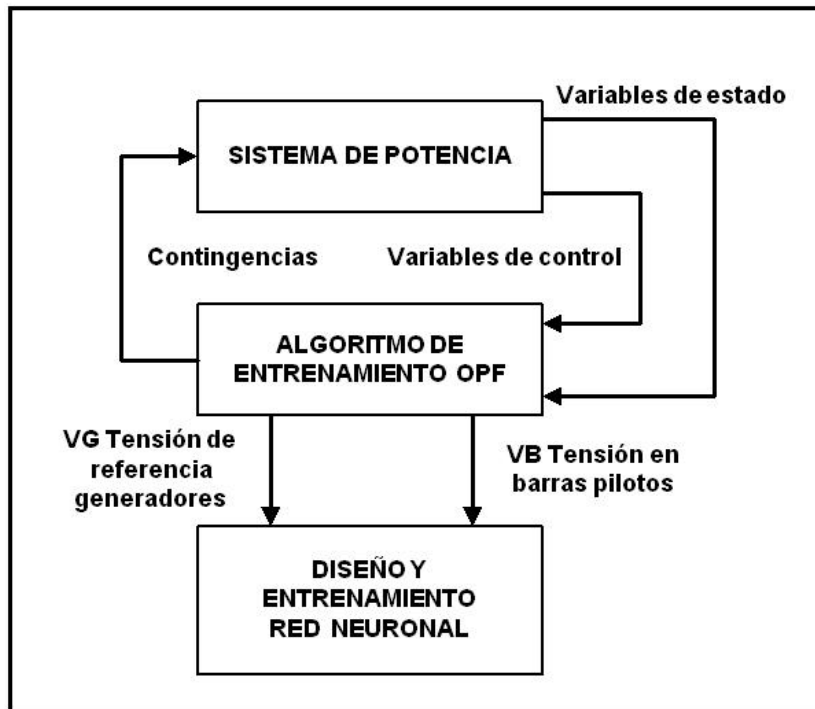


Fig. 8.15. Diagrama del proceso de generación de datos para el entrenamiento de la red neuronal.

Producido el conjunto de datos se ingresa en la etapa de diseño y entrenamiento según el método desarrollado en el Capítulo 7, apartado 7.5.2, Figura 7.6.

Caso IV: para obtener el conjunto de datos entrada – salida se plantea un escenario base con pico de demanda 100%, uno con 75% del pico y otro con 50%. En cada uno de estos escenarios se produce una contingencia del tipo $n-1$ como la indicada en la Tabla 8.11. Se obtiene así el vector de los nodos pilotos los cuales reflejan el estado del sistema ante la perturbación, ecuación 8.10, y el vector de generación, ecuación 8.11, el cual posiciona nuevamente al sistema en el punto óptimo. De esta forma se obtiene la relación no lineal óptima dada por la ecuación 8.12 la cual es aprendida por la red neuronal que permite obtener ante una nueva contingencia un vector de control que corrige la perturbación.

Se genera así un conjunto del orden de 100 pares entradas salidas que son utilizados para diseñar y entrenar la red neuronal. Concluido el proceso la red queda definida según lo expresado en la Tabla 8.16.

$$\mathbf{VB} = \begin{bmatrix} \text{VB}_{10} \\ \text{VB}_{14} \\ \text{VB}_{25} \\ \text{VB}_{27} \end{bmatrix} \text{ Matriz de nodos pilotos.} \quad (8.10)$$

$$\mathbf{VG} = \begin{bmatrix} \text{VG}_2 \\ \text{VG}_{13} \\ \text{VG}_{15} \\ \text{VG}_{20} \\ \text{VG}_{29} \end{bmatrix} \text{ Matriz de controladores activos.} \quad (8.11)$$

$$\mathbf{VG} = \mathbf{f}(\mathbf{VB}) \quad (8.12)$$

Tabla 8.16. Estructura del Controlador Neuronal.

Estructura	
Componente	Valor
Número de neuronas de entrada.	4
Número de neuronas de salida.	5
Cantidad de capas ocultas.	1
Cantidad de neuronas en la capa oculta.	12
Función de activación de la capa oculta.	tansig
Función de activación de la capa de salida.	purelin
Algoritmo de entrenamiento.	trainlm

Es importante resaltar dos aspectos del diseño y entrenamiento los cuales son de fundamental importancia:

- El entrenamiento debe contemplar todas las situaciones posibles de operación, de lo contrario el controlador no estará en condiciones de brindar una respuesta satisfactoria. No se necesitan todos los puntos de un caso, basta con una cantidad reducida, pero se debe contemplar toda la gama de variantes.
- Obtenida una solución, debe repetirse el entrenamiento y se debe verificar su correcta operación en al menos un punto. Se limita así la posibilidad de caer en

un mínimo local de la función error disminuyendo la capacidad de generalización de la red.

Los parámetros dados en la Tabla 8.16 son válidos solamente para el caso planteado y para las restricciones de generación que se tenían al momento, de ahí que el número de neuronas de la capa de salida son 5 y no 8 como lo plantea la Figura 8.8. Al momento del entrenamiento había tres centrales fuera de servicio, La Viña, Reolín y Suroeste. A los efectos demostrativos el procedimiento es igualmente válido, en todo caso esto muestra una de las grandes limitaciones de las redes neuronales para esta aplicación. Si algo cambia en el sistema es muy probable que deba rediseñarse y re-entrenarse la red. Compárese esta situación con la del Controlador Experto.

Uno de los recursos que se utilizan para medir la calidad de la red obtenida es el análisis de regresión lineal efectuado sobre las salidas. En la Figura 8.16 y 8.17 se presentan dos tipos de resultados, uno para el caso en que la salida tenga un rango de variación amplio, Figura 8.16 y otro para una salida que permanece casi constante, Figura 8.17.

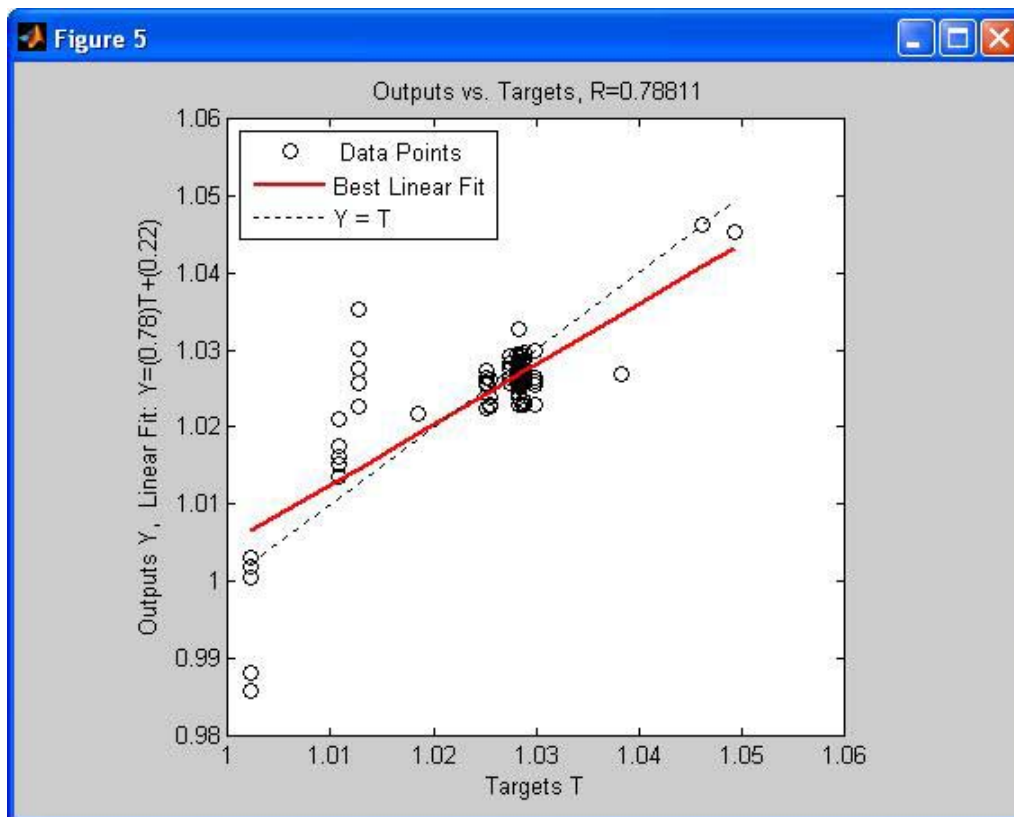


Figura 8.16. Análisis de regresión lineal sobre una salida con rango amplio.

En las figuras se muestra en rojo el mejor ajuste posible, con líneas de punto el ajuste ideal; la abscisa muestra el valor de la coordenada entregado por la generación de datos y en la ordenada se muestra la aproximación dada por la red neuronal.

La Figura 8.17 se debe analizar no teniendo en cuenta la regresión. Se aprecia que la coordenada de salida se mantiene casi constante para el caso bajo análisis, 1.05 pu, salvo para algunas situaciones en las que adquiere un valor ligeramente diferente. Para el caso mayoritario la red neuronal aproxima el valor 1.05 entre los valores 1.0498 y 1.0504. Esto nos da una dispersión del orden del 0.06%.

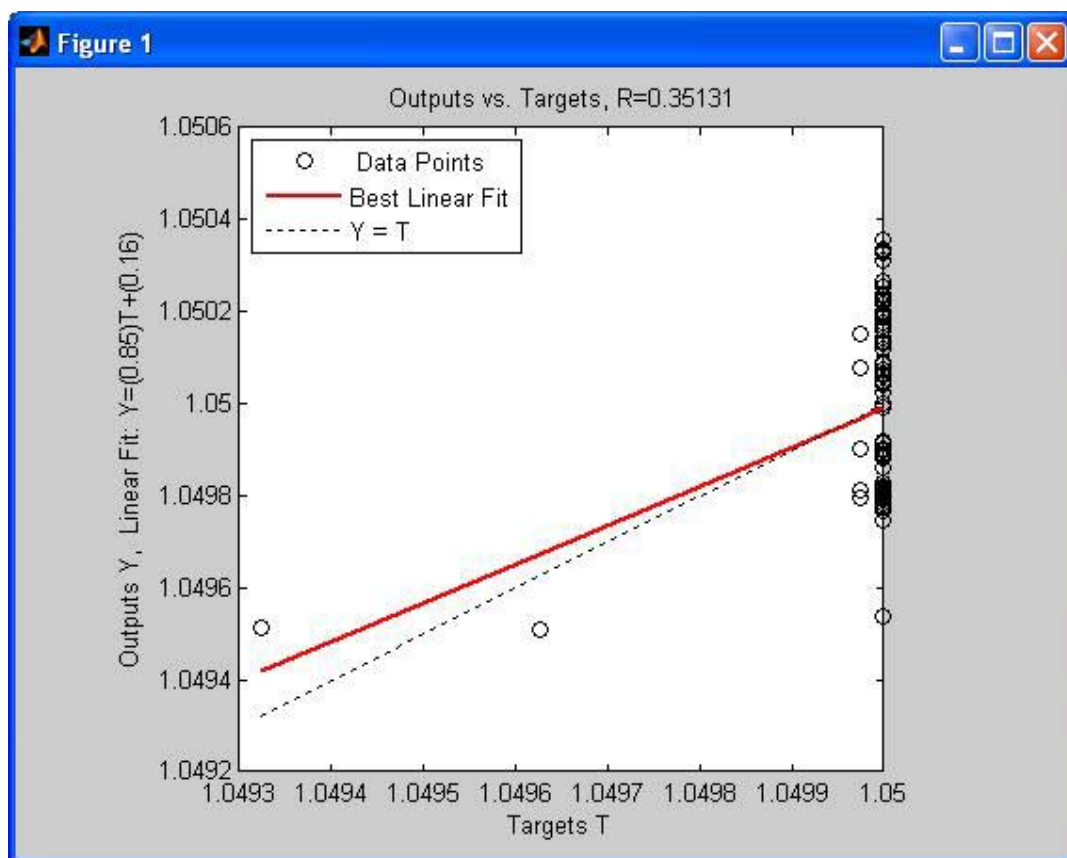


Figura 8.17. Análisis de regresión lineal sobre una salida con rango reducido.

En la Tabla 8.17 se muestran los valores de tensión post contingencia para un escenario de la 07:30 h con un consumo de 331 MW y que representa un 70% del pico. La contingencia planteada es del tipo (n – 1): salida de la línea 17-24 (Los Molinos - Suroeste). Se muestra

también la solución dada por el Flujo Óptimo de Potencia (OPF) y por el Controlador Neuronal (ANN).

Como consecuencia de la pérdida de la línea 17-24 se deprimen las tensiones, Figura 8.18; en particular cae por debajo del límite permitido el nodo B10 (Isla Verde) y se aumentan las pérdidas activas. La solución brindada por el Controlador Neuronal (ANN) presenta una pérdidas activas un 2.19% superior a la solución dada por el OPF y fija el nivel de referencia de los controladores en valores que no son sustancialmente diferentes a los del OPF (Ver apartados 4.2.3.3.2-3-4).

Tabla 8.17. Comparación OPF – Controlador Neuronal.

Generador Barras	Post.	OPF	ANN
V2	1.045	1.050	1.049
B3	0.999	1.011	1.004
B7	1.007	1.047	1.046
B10	0.938	1.011	1.008
V12	1.033	1.043	1.032
V13	1.012	1.050	1.049
B14	1.008	1.048	1.047
V15	1.038	1.048	1.037
B16	1.000	1.014	1.009
B18	0.996	1.009	1.002
V20	1.035	1.050	1.049
V22	1.043	1.049	1.048
B23	1.012	1.050	1.049
V24	0.996	1.009	1.002
B25	0.998	1.010	1.003
B26	1.036	1.050	1.049
B27	1.033	1.043	1.032
V29	0.970	1.040	1.037
B30	0.998	1.012	1.006
Ploss [MW]	9.177	3.147	3.216
Dif.	192%		2.19%

En la Figura 8.18 se muestra el perfil de tensiones post contingencia, la solución dada por el OPF y la del Controlador Neuronal. Se aprecia la depresión que se produce en el nodo B10 y la estrecha diferencia existente entre los controladores OPF y ANN. La Figura 8.19 muestra los coeficientes de coparticipación que se obtienen luego de la acción de los

controladores OPF y ANN. Se puede apreciar el margen de reactivo existente para cada máquina. La diferencia en menos sobre las tensiones que muestra el Controlador ANN es consecuencia del menor factor de participación que muestran en general los nodos de control para este regulador.

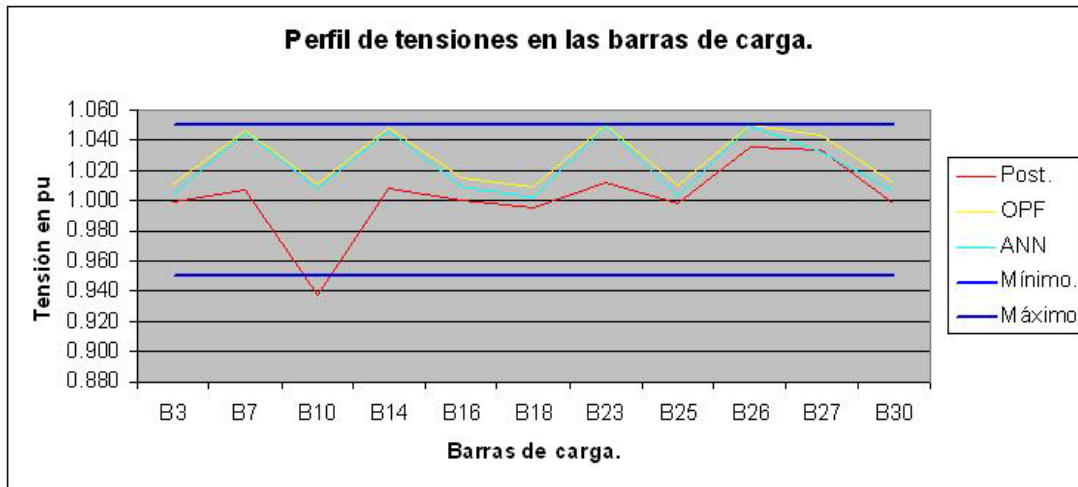


Figura 8.18. Perfil de tensiones obtenido por la acción de los controladores OPF y ANN.

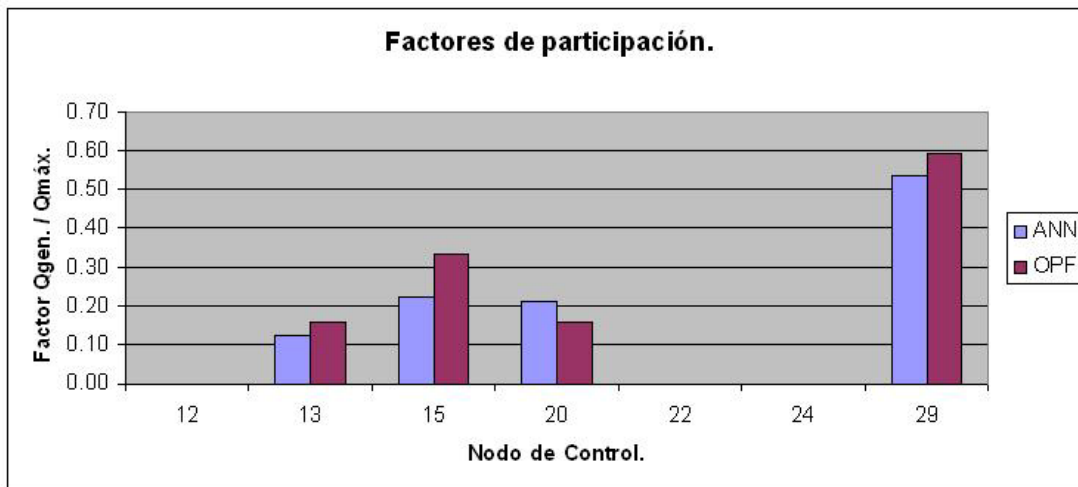


Figura 8.19. Factores de participación resultantes de la acción de los controladores OPF y ANN.

8.7 Resumen y conclusiones

En el presente capítulo se ha tratado la aplicación de los controladores desarrollados en los Capítulos 6 y 7 a un caso real que involucra la Zona Sur de la Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Córdoba.

El modelo que representa el sistema en cuestión proviene del simulador desarrollado para entrenar los operadores del centro de control el cual fue utilizado en diversos cursos que se dictaron a tales efectos. Dado que en su momento no se conocían exactamente las potencialidades de la herramienta seleccionada se optó por modelar una parte de la red de EPEC a los fines de poder operar en tiempo real.

Los datos que se asignan al modelo provienen de las mediciones que se obtienen del sistema SCADA cada 15' y que en cada instante son comparados con los arrojados por la simulación marcando la diferencia existente entre ambos. Estas diferencias provienen esencialmente como consecuencia de la reducción. Esta simplificación obedece a la forma de operar el sistema que tiene EPEC ya que físicamente la grilla se encuentra dividida en dos zonas, la norte y la sur; además se suprimió todo lo que fuese transmisión en 66 kV y 33 kV por un modelo de demanda agregada.

La base de los controladores se encuentra en la determinación de áreas coherentes las cuales son caracterizadas por un nodo representativo denominado nodo piloto y por un grupo de generadores que proveen el reactivo de control. En la determinación de los nodos se utilizó el método de agrupamiento *fuzzy c-means* el cual entrega un índice de pertenencia de los nodos a las áreas de agrupamiento que se derivan de la matriz de sensibilidad Jacobiana. Este índice no es excluyente en el sentido de arrojar una pertenencia por sí o por no a un área sino que da grados de inclusión.

Los controladores desarrollados pueden operar basados en los nodos pilotos o pueden hacerlo monitorizando todos los nodos considerando al sistema como un área única. Si la geografía que se considera es grande, más real se torna la zonificación.

Tanto el Controlador Experto como el Neuronal son comparados contra la solución brindada por el OPF en el sentido de costo y pérdidas mínimas así como perfil de tensión

uniforme y sometido a restricciones de nivel y de potencia. Los controladores propuestos tienen un nivel de pérdidas superior al OPF del orden del 4% y del 2% para el Experto y el Neuronal respectivamente. Estas diferencias se deben en el primer caso a una operación discreta y conservativa mientras que en el segundo caso se trata de una aproximación de la función de optimización. Si el Controlador Experto trata al sistema como compuesto por un área llega a tener un nivel de pérdidas del orden del 1% superior al OPF. En ambos controladores los factores de participación de los generadores son semejantes a los obtenidos mediante el empleo del OPF.

Es importante notar que la sola aplicación de un flujo óptimo de potencia obtiene ventajas llamativas en relación a la operación manual. Esta última tiene un nivel de pérdidas superior al 30% frente a un control óptimo, Tabla 8.13.

La adaptabilidad del controlador experto por sobre el neuronal se pone de manifiesto ni bien se realiza un cambio en la topología del sistema. Para la red neuronal significa un reentrenamiento de la misma con todo lo que ello implica. En el caso del controlador experto puede significar simplemente la inhabilitación de un componente en la base de datos sin tener que modificar nada más, tener que agregar un componente en la base ó eventualmente modificar alguna de las reglas.

La inclusión de esquemas especiales, como por ejemplo rechazo de carga, se hace muy dificultoso en el caso de las redes neuronales. Debe plantearse un entrenamiento muy elaborado para sintetizar la ley de control. Para el caso del controlador experto esto no presenta ninguna dificultad, es una variable de control más con sus límites operativos y su aplicación se decide cuando todas las otras reglas han fracasado.

Capítulo 9

Conclusiones y líneas futuras de investigación

9.1 Introducción

Para el desarrollo de la presente tesis se establecieron objetivos de tipo primarios y secundarios. Entre los primeros se proponía el diseño de un controlador basado en técnicas de inteligencia artificial para el control en tiempo real y en régimen permanente de la grilla de potencia. En este sentido se obtuvieron dos controladores, uno basado en sistemas expertos y otro en redes neuronales. Más adelante se analizan las características originales aportadas en el desarrollo de cada uno de ellos.

La investigación realizada a nivel internacional sobre los controles disponibles en los sistemas eléctricos de potencia reveló que el control automático de tensión se encuentra implementado parcialmente no así el control de frecuencia. Se detectaron dos criterios, el americano y el europeo, este último liderado por Francia e Italia.

El criterio americano, implementado en el SADI, se basa en una normativa escrita la cual debe ser observada en forma estricta por todos los operadores del sistema. En este sentido y, como se detalló a lo largo de la presente tesis, ésta fue una de las principales causas del *blackout* de la costa este de los Estados Unidos en el año 2003.

En cuanto al criterio europeo el mismo se encuentra automatizado en tres niveles y su implementación se basa en controladores PID clásicos que actúan sobre las centrales de

generación, dejando la operación de los otros controladores bajo normativa escrita y con la misma observación que para el caso americano.

Los controladores propuestos permiten el control automático jerárquico de la tensión mediante la utilización de todos los dispositivos disponibles a tal efecto. Los controladores son capaces no solamente de regular la tensión sino que además lo hacen en un contexto óptimo en el sentido de las pérdidas dejando la máxima capacidad de transporte de activo posible.

El nivel de contingencias que soportan es del orden n-m, particularmente el Controlador Experto, el cual en base a una lista de prioridades y a una de disponibilidades, es capaz de gestionar este tipo de perturbaciones. En el caso del Control Neuronal el mismo depende mucho del método de entrenamiento que se siga si podrá tratar o no con este problema.

Con respecto a la adaptabilidad frente a cambios en la topología del sistema el Controlador Experto es quién presenta una mejor prestación debido a que opera sobre bases conceptuales genéricas las cuales difícilmente se alteren por el agregado o quitado de algún dispositivo. El Controlador Neuronal se encuentra limitado por el tipo y calidad del entrenamiento recibido.

El soporte de contingencias del tipo n-m y la adaptabilidad formaban parte de los objetivos primarios propuestos. En cuanto a los objetivos secundarios se han cumplimentado en su totalidad. El desarrollo del simulador para entrenamiento de operadores de centro de control ha permitido, entre otras cosas, disponer de un banco de pruebas sobre el cual ensayar los controladores propuestos. Entre las posibilidades que brinda el simulador se encuentra la de conectarse en tiempo real con el SCADA del operador del sistema y obtener así una fotografía instantánea de la grilla de potencia permitiendo transferir los datos de la operación al modelo que se está simulando en ese momento.

El desarrollo de rutinas de comunicación bajo el protocolo DDE fue una consecuencia directa de la necesidad de comunicar el simulador con el SCADA; además esto permitió estructurar al programa de forma tal que permitiese su ejecución en computadores distribuidos.

9.2 El Controlador Experto

La base del Controlador Experto se encuentra en la formulación de las reglas que rigen su operación. La formulación de las mismas tienen dos etapas bien definidas pero con objetivos distintos: la primera etapa consiste en traducir la base de conocimientos a un conjunto de estructuras del tipo *IF – THEN*, la segunda etapa consiste en validar la coherencia entre reglas la cual permite resolver un posible conflicto de prioridades en la ejecución.

Como se trató en el capítulo pertinente la base de conocimientos proviene de dos orígenes distintos: el conocimiento aportado por los operadores del sistema y el fundamento teórico que sostiene a los sistemas de potencia. Un correcto empleo de ambos conduce directamente a satisfacer el objetivo de adaptabilidad a los cambios topológicos, desde luego que también nos permite tratar con la mayor diversidad de problemas que se puedan presentar. En este sentido un correcto diseño de las bases de datos actúan como soporte para la toma de decisiones.

La utilización de un *Kernel* específico para la ejecución de las reglas brinda una de las mayores flexibilidades a la hora de considerar la adaptabilidad, pues si un cambio no necesita la inclusión de una nueva regla no se necesita cambiar el algoritmo que sostiene al controlador. También obliga a ser cuidadoso con la coherencia que tienen las reglas entre si, pone a disposición del programador una serie de mecanismos para resolver los conflictos de ejecución. Se debe tener cuidado con la utilización de éstos ya que un abuso puede conducir al cambio de paradigma, pasar de un sistema experto a uno regido por procedimiento.

Las utilización de reglas hacen posible el empleo de conocimiento heurístico que de otra manera no sería factible incorporar a expresiones analíticas cerradas; también brinda la posibilidad de tratar con excepciones y alternativas de difícil formulación utilizando los controladores clásicos.

La capacidad de los computadores actuales, tanto en velocidad de ejecución, en memoria y en conectividad, hacen que un controlador basado en sistemas expertos se presente como una alternativa seria a la hora de elegir una técnica para el control automático.

9.3 El Controlador Neuronal

El diseño de un controlador basado en redes neuronales presenta dos desafíos: la generación de un conjunto de datos representativos del problema y la topología propiamente dicha de la red neuronal.

Primeramente se debe tener en cuenta que todo lo que no se enseña no se aprende. En este sentido si se entrena una red neuronal en una gama de problemas no podrá resolver otros que pertenezcan a clases distintas de la entrenada.

Los escenarios que se planteen para el entrenamiento deben ser los más diversos posibles. El conjunto de datos que se seleccionen como entrada deben reflejar estos orígenes. No menor es el orden en que se le ingresen los pares entradas – salidas, la aleatoriedad debe ser una característica, esto evita que la red memorice la solución en favor de una generalización de la misma.

Con respecto a la topología de la red neuronal en la presente tesis se ha desarrollado un método que permite evaluar la estructura óptima de la misma. No obstante se debe reconocer que se necesita una gran dosis de esfuerzo mediante prueba y error para determinar la solución exacta, en todo caso el método propuesto organiza en forma sistemática este esfuerzo.

Un aspecto muy importante a tener en cuenta sobre el entrenamiento es que aún siendo muy eficaz en alcanzar la tasa de convergencia propuesta, el mismo debe repetirse y controlarse mediante una solución en particular no contemplada en los datos ingresados. Esto se debe al carácter aleatorio de la inicialización la cual puede estar muy cerca de un óptimo local en lugar de uno global.

Las redes entrenadas por retro-propagación de errores son adecuadas para la aproximación de funciones, en particular del tipo no lineal multivariables. El método propuesto en la presente tesis para la determinación de la estructura óptima ha mostrado que la calidad de la aproximación es más sensible al crecimiento vertical de la red que al crecimiento en profundidad. Esto implica que es más importante la cantidad de neuronas en la capa oculta que la cantidad de capas ocultas.

Una vez que la red ha sido entrenada correctamente la solución es entregada en forma casi inmediata. El adverbio casi está relacionado con el tipo de implementación que se elija

para sintetizar la red, hardware o software. Si se utiliza la primera forma se pierde flexibilidad a la hora de modificar la estructura, mientras que la segunda agrega demora dada la solución secuencial y numérica que se emplea, esta demora es casi nula con los procesadores actuales.

9.4 Controlador Experto vs. Neuronal

Siempre que se tome decisión en favor de algo se corre el riesgo de que luego alguien demuestre lo contrario, en todo caso fruto de la experiencia adquirida en el desarrollo de la presente tesis hay elementos a favor de la utilización de un controlador por sobre el otro. En el Capítulo 1 se expusieron argumentos en favor y en contra de cada una de las distintas técnicas, a continuación se consideran las utilizadas para el desarrollo de los controladores propuestos.

Si se trata de implementar un controlador global de área amplia, jerárquico, que pueda tratar con conceptos heurísticos, con diferentes dispositivos de control, que pueda manejar soluciones alternativas y dependientes de las condiciones de operación y que a la vez presente adaptabilidad ante cambios que ocurren en el proceso bajo control, el Controlador Experto es la solución.

Si el caso es un control primario no lineal cuya ley es dificultosa de obtener en forma analítica y que sea del tipo MIMO, el Controlador Neuronal es la solución.

Para ambos casos el control jerárquico que se plantea utilizando el concepto del control secundario por medio del nodo piloto permite tratar con sistemas de gran envergadura.

La calidad y el tiempo de ejecución del Controlador Neuronal fueron contrastados con un flujo óptimo de potencia y con un algoritmo genético. Es importante resaltar esto porque en la deducción de la reglas que se emplearon no se hizo uso explícito del concepto del flujo óptimo. En el caso del Controlador Neuronal el entrenamiento lo incluía en forma explícita.

9.5 Limitaciones de los resultados

La principal limitante sobre los resultados obtenidos se encuentra en la suposición de que el control conjunto del AVR-PSS logran estabilizar el transitorio que sucede a una contingencia. Esto elimina la posible intervención de los esquemas de protección, sobre todo si es una gran perturbación. En todo caso ésta es una suposición que se realiza comúnmente en los estudios.

Si bien se ha puesto énfasis en la selección de las áreas y de los nodos pilotos, es un tema que debe tenerse en cuenta a la hora de instrumentar el control secundario. La interacción entre las áreas es un factor limitante en la aplicación de este método.

Una suposición aceptada en los sistemas eléctricos de potencia, y documentada lo largo de la presente tesis, es el desacoplamiento existente en el despacho de la potencia activa y la reactiva, considerando que los cambios en la potencia real no afectan a la potencia reactiva y consecuentemente al perfil de tensiones.

9.6 Contribuciones originales de la tesis

Una contribución fundamental de la presente tesis es el aporte del simulador para entrenamiento de operadores de centro de control, el cual fue utilizado con éxito en el dictado de los cursos que se brindaron a la Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Córdoba y a la Dirección de Energía de la Provincia de Corrientes para entrenar los operadores de ambas reparticiones.

Más allá de la utilización práctica que se le dio al simulador, si se hubiese utilizado alguno de los paquetes comerciales que permiten realizar estudios sobre sistemas eléctricos de potencia, se habría tropezado con la dificultad que presentan a la hora de sintetizar bloques no propietarios o de su interconexión con otros programas como Matlab y CLIPS los cuales fueron fundamentales en el desarrollo de los controladores propuestos. Se hace notar que ninguno de los paquetes comerciales disponibles al día de hoy soporta el paradigma experto.

En particular el Controlador Experto propuesto presenta los siguientes aportes sobre otros que se pueden encontrar en la literatura:

- Gestiona tanto los dispositivos conmutables como los continuos (SVC, Transformadores, Generadores y rechazo de carga).
- Maneja en forma conjunta el perfil de tensiones y la minimización de pérdidas evitando el uso de un algoritmo de dos pasos.
- En los estudios realizados no se recurrió a la modificación de los sistemas compensándolos en forma local facilitando así el objetivo de minimizar las pérdidas.
- La utilización del concepto de nodo piloto permite prescindir del cálculo de la matriz de sensibilidad cada vez que se produce una contingencia.
- La utilización de un *Kernel* específico permite que los cambios y/o ampliaciones que se realicen en el sistema de potencia se puedan reflejar en la base de datos que actúa como soporte sin necesidad de cambiar la lógica del controlador.
- La estructura jerárquica junto con el concepto de nodo piloto permiten la aplicación del controlador en tiempo real y el tratamiento de sistemas de gran envergadura.
- Parte del control terciario de la tensión, como es el despacho óptimo de reactivo con minimización de pérdidas, se calcula en el Controlador Experto gestionando los factores de participación de los generadores.

Con respecto al Controlador Neuronal propuesto se presentan los siguientes aportes sobre otros que se pueden encontrar en la literatura:

- El método de diseño propuesto provee un mecanismo que permite determinar la estructura óptima de la red neuronal.
- El mecanismo de entrenamiento contempla la realización de un controlador óptimo en el sentido de las pérdidas, los costos y los factores de participación de los generadores involucrados en el control.

- La estructura jerárquica y el concepto de nodo piloto le permiten a este controlador extender su rango de aplicación a sistemas de potencia de gran envergadura.

La presente tesis ha permitido presentar como aporte una visión integral de la Operación y Control de un Sistema Eléctrico de Potencia, sobre todo visto desde la perspectiva de los operadores: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), AESO (Alberta Electric System Operator), ENEL (Ente Nazionale per l'Energía Elettrica), EDF (Electricité de France), NYISO (New York Independent System Operator). Se han fundamentado en forma teórica y práctica los conceptos involucrados. Los textos clásicos: Kundur, 1994; Grainger, 1994; Anderson, 2003; Gómez Expósito, 2002; Sauer, 1998, no presentan un temario como el expuesto.

La comparación de las técnicas clásicas con las modernas, y aún entre ellas mismas (Sistemas Expertos, Redes Neuronales y Algoritmos Genéticos), constituye también un aporte realizado por la presente tesis.

No ha sido posible detectar un trabajo donde se vinculen Matlab y CLIPS, por lo que esto también es un aporte realizado en el marco de la tesis.

9.7 Líneas futuras de investigación

Las principales líneas de investigación que se abren a partir de aquí encuentra su razón de ser en una de las limitantes planteadas al presente trabajo. Se debe estudiar la coordinación del controlador jerárquico y la del controlador primario, utilizar si es posible información de origen global para el ajuste de parámetros del controlador local que maneja el transitorio de la perturbación. Existen recursos como los resistores de frenado y el *fast valving* que se acoplan al conjunto AVR-PSS para el control del transitorio los cuales podrían ser explotados de una mejor forma con una mirada más amplia del sistema.

En el transcurso de la presente tesis se ha mencionado en varias ocasiones la utilización de un Algoritmo Genético, de hecho se ha implementado un controlador con el objeto de comparar resultados. En el Capítulo 6 se hace mención específica a esta técnica. Los resultados arrojados por este controlador fueron promisorios presentando una novedad en

relación a los que aparecen en la literatura cual es el manejo del rechazo de carga. Esto fue posible gracias a la inclusión de este objetivo en la función a optimizar. El algoritmo desarrollado era de características estándar quedando mucho camino por recorrer en lo que se refiere a ejecución paralela, en la aplicación del concepto de micro algoritmo y en el desarrollo y optimización de las funciones genéticas.

En el área de los sistemas expertos existen mecanismos de inferencia que permiten trabajar en condiciones de incertidumbre y de inexactitud los cuales no han sido probados. En la presente tesis solo se han utilizado las reglas con el mecanismo de inferencia hacia adelante. Las reglas ofrecen en si mismas un camino de investigación; se debería estudiar algún mecanismo que permitiese medir la coherencia y la suficiencia del conjunto para evitar o facilitar la resolución de conflictos.

Si bien el Controlador Experto desarrollado ha sido probado en varios casos de estudio, bajo distintos tipos de perturbaciones y siendo empleado en un sistema real como lo es la Zona Sur EPEC, aún deben realizarse experiencias de mayor envergadura con el objeto de someterlo a mayores ensayos. La literatura propone complementar los sistemas expertos con otras técnicas a los fines de evitar algunos posibles defectos que estos pudieran presentar. Se sugiere emplear técnicas como el razonamiento basado en casos, la cual hace uso de la memoria pasada para mejorar predicciones en el futuro, o el uso de la minería de datos que extrae conocimiento no trivial implícito en el conjunto de datos bajo estudio. En este sentido se dispone de un conjunto de datos importantes localizados en los sistemas SCADA, se guarda la telemetría de por lo menos cuatro variables de cada barra cada 15' los 365 días del año.

Para finalizar se debe seguir el desarrollo de las redes neuronales a partir del panorama brindado por los sistema expertos. Existen redes como las ART (Adaptive Resonance Theory) y Fuzzy ART que pueden ser entrenadas en forma supervisada y no supervisada las que se podrían usar conjuntamente con la minería de datos para la extracción de patrones y la predicción de comportamientos.

Referencias

- AESO , "*Voltage Control*", Alberta Electric System Operator, www.aeso.ca, Operating Policies and Procedures, (OPP702).
- Anderson P.M. and Fouad A.A., "Power Systems Control and Stability", Wiley-Interscience, IEEE Press, 2nd ed, , 650 pgs, (2003).
- Alsac O. and Stott B., *Optimal Load Flow with Steady State Security*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems: 93(3), 745-751 (1974).
- Antsaklis P. J. and Passino K. M., "*An Introduction to Intelligent and Autonomous Control*", Kluwer Academics, 1st. Edition, Massachusetts, USA, (1993).
- Azmy A. M., "*Optimal Power Flow to Manage Voltage Profiles in Interconnected Networks Using Expert Systems*", IEEE Transactions on Power Systems, 22(4), 1622-1628 (2007).
- Bansilal D., Thukaram K. and Harish K., "*Artificial Neuronal Network Application to Power System Voltage Stability Improvement*", IEEE Asian Pacific Conference TENCON 2003, Vol. 1, pp. 53-57, Bangalore, India 14-17 October (2003).
- Bansilal, Thukaram D. and Parthasarathy K., *An expert system for alleviation of network overloads*, Electric Power System Research: 40(2), 143-153 (1997).
- Bansilal, Thukaram D. and Parthasarathy K., *An Expert System for Voltage Control in a Power System Network*, IEEE Proceedings of Energy Management and Power Delivery: 1, 364-369 (1995), <http://ieeexplore.ieee.org>, Acceso: 17 Enero (2012).
- Baraldi, A. y Blonda P. A Survey of Fuzzy Clustering Algorithms for Pattern Recognition – Part I and Part II. In IEEE Transactions on systems, Man, and Cybernetics –Part B: Cybernetics, vol. 29, n. 6, 1999.
- Bezdec, J.C., *Pattern Recognition with Fuzzy Objective Function Algorithms*, Plenum Press, New York, 1981.

- CAMMESA, "P.T. N° 5, Control de Tensión y Potencia Reactiva", Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A., www.cammesa.com, (PT5).
- CAMMESA, "P.T. N° 9, Participación de Generadores en el Servicio de Regulación de Frecuencia del MEM", Compañía Administradora del Mercado Mayorista Electrico S.A., www.cammesa.com, (PT9).
- Cañizares C., Cavallo C., Pozzi M. and Corsi S., *Comparing Secondary Voltage Regulation and Shunt Compensation for Improving Voltage Stability and Transfer Capability in the Italian Power System*, Electric Power Systems Research: 73(1), 67-76 (2005).
- CEGB (Central Electricity Generating Board, www.cegb.org.uk), EDF (Electricité du France, www.edf.fr), ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, www.enel.it), "Collaboration on Power System Planning and Operation", Colloquium 21 March (1988).
- Chapter 2, "Principales Tipos de Redes Neuronales", Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, <http://ohm.utp.edu.co/neuronales/main2.htm>.
- Chen J. and Bonnell R. D., "An Intelligent control architecture for expert process control", Proceedings of 23° Southeastern Symposium on System Theory, Vol. 1, pp. 323-326, Columbia SC, USA, 10-12 March (1991).
- Cheng S. J., Malik O. P., Hope G. S., "An Expert System for Voltage and Reactive Power Control of a Power System"; IEEE Transactions on Power System, Vol. 3(4), November (1988).
- Clarke, L.R.; Allamby, S.P. National Grid Company, UK; "People in power system control in the next century"; Human Interfaces in Control Rooms, Cockpits and Command Centres, International Conference on, 21-23 June Pages:434 – 439, (1999).
- CLIPS, *A Tool for Building Expert Systems: User's Guide.*, <http://clipsrules.sourceforge.net/>, Acceso: 18 Enero (2012).
- Conejo, A., de la Fuente J. I. y Goransson, S., *Comparision of alternative algorithms to select pilot buses for secondary voltage control in electrical power networks*, IEEE

- Proceedings of 7th. Mediterranean Electrotechnical Conference, vol. 3, pp. 940-943, 12 al 14 de Abril, Antalya, Turkey (1994).
- Corsi S., Pozzi M., Sabelli C. and Serrani A.; "*The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid-Part. I: Reasons of the Choice and Overview of the Consolidated Hierarchical System*", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 19(4), pp. 1723-1732 ,November, (2004).
- Danelli A., Denegri G. B., Invernizzi M., Pozzi M., Serra P.; "*Electric Power System Monitoring: Phenomenon Independent Positioning of a Constrained Number of PMUs*"; Bulk Power System Dynamics and Control - VI; Cortina D'Ampezzo; August (2004).
- del Brio M. and Sanz Molina A., "*Redes Neuronales y Sistemas Difusos*", 2 Edición, 399 pgs, Alfaomega , México D. F., México (2002).
- Dy-Liacco Tomás E.; "*Enabling Technologies for Operation and Real-Time Control in a Liberalized Environment*"; Second European Conference: Enabling Technologies & Systems for the Business-Driven Electric Utility Industry, Electric Power Research Institute, Viena, Austria, November 2-4, (1999).
- Elgerd O. I.; "Control System Theory", McGraw-Hill Kogakusha, pgs. 562, (1967).
- Grupo de Sistemas Inteligentes, "Lógica Borrosa y Aplicaciones", Universidad de Santiago de Compostela; www-gsi.dec.usc.es.
- El-Sayed M., *Rule-based approach for real-time reactive power control in interconnected power systems*, Expert Systems with Applications: 14(3), 355–360 (1998).
- Ekel P. Y., Terra L., Junges M., de Oliveira F., Melek A. and Taguti T., "*Fuzzy logic in voltage and reactive power control in regulated and deregulated Environments*", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 1, pp. 85-90, Atlanta, USA, October 28 – November 2 (2001).
- Ferreira J.R., Lopes J.A.P. and Saraiva J.T., "*A real time approach to identify actions to prevent voltage collapse using genetic algorithms and neural networks*", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, pp. 255-260, Seattle, USA, 16-20 July (2000).
- Funahashi K., "*On the approximate realization of continuous mapping by neural networks*", Neural Networks, Vol. 2, pp. 183-192, (1989).

- Giarratano J. and Riley G., "*Expert Systems, principles and programming*", Course Technology, 4 Edition, 842 pgs., ISBN 0-53438447-1, (2004).
- Gómez Expósito A., "*Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica*", McGraw-Hill, Madrid, España, (2002).
- Grainger J. and Stevenson W., "*Power System Analysis*", McGraw-Hill, USA, 760 pgs., (1994).
- Gubina F. and Curk J., *Modular secondary voltage control based on local information*, European Transactions on Electrical Power: 7(3), 179-184 (1997).
- Hagan M. T., Demuth H. B. and Beale M., "*Neural Network Design*", PWS Publishing Company, Boston, MA, United States, (1996).
- Haupt R. L. and Haupt S. E., *Practical Genetic Algorithms*, 2^a edición, 95 – 148, Wiley-Interscience, John Wiley & Sons, New Jersey, USA (2004).
- Hayashi M., "*A fast algorithm for the hidden units in a multilayer perceptron*", IJCNN '93-Nagoya. Proceedings of 1993 International Joint Conference on Neural Networks, Vol. 1, pp. 339-342, Nagoya, Japan, 25-29 Oct. (1993).
- IEEE Xplore, Journals & Magazines, Conference Proceedings, <http://ieeexplore.ieee.org>.
- Ilic Marija, Wu Felix, "*Research an Applications on Real-Time Control of Power Grids*", Bulk Power System Dynamics and Control – VI, Cortina D'Ampezzo, Italia, August (2004).
- Ilic M., *From Hierarchical to Open Access Electric Power Systems*, Proceedings of the IEEE: 95(5), 1060-1084 (2007).
- ISO-NE, "*Voltage and Reactive Control*", New England Independent System Operator, www.iso-ne.com, Operating Procedure N° 12, (OP12).
- Jacoby Samuel, Kowalik Janusz; "*Mathematical Modeling with Computers*"; Prentice Hall; 292 pgs, (1980).
- Khaldi M. R., "*Neural Networks and Static Voltage Stability in Power Systems*", Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on, Chengdu, China, April (2008).

- Khaldi M., *An Intelligent Cognitive Expert System for Voltage Control in Power Systems*, Proceedings of 2003 IEEE Conference on Control Applications: 1, 319-324 (2003), <http://ieeexplore.ieee.org>, Acceso: 17 Enero (2012).
- Kim K., Yu W., Lee E., Wang I., Kang H., Shin J. y Lee H., “*Development of an Intelligent Voltage Control System for Jeju Island in Korea*”, Journal of International Council on Electrical Engineering, 1(2), 156-162 (2011).
- Kundur Prabha; “*Power System Stability and Control*”; Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, California, USA, 1167 pgs, (1994).
- Kundur P., Paserba J., Ajarapu V., Anderson G., Bose A., Cañizares C., Hatziargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Van Cutsem T., and Vittal V., *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transaction on Power Systems: 19(2), 1387 -1401 (2004).
- Laughton M. A.; “*Artificial Intelligence Techniques in Power Systems*”; Digest No: 1997/354, IEE Colloquium on Artificial Intelligence Techniques in Power Systems, 3 Nov.1997 Pages:1/1 – 1/19, (1997).
- Lawrence S., Giles C. L. and Tsoi A. C., “*What Size Neural Network Gives Optimal Generalization ?. Convergence Properties of Backpropagation*”, University of Maryland, Technical Report CS-TR-3617, (CS-TR-3617).
- Ley Manuel, Chacón O. L., Vázquez E.; "Control de Voltaje de Sistemas de Potencia utilizando lógica difusa", Ingenierías, Vol III, N° 6, Marzo (2000).
- Lin M., Rayudu R. K. and Samarasinghe S.; "*Towards a Hybrid Real-Time Optimal Voltage /VAR Control System, a Review*", Australasian Universities Power Engineering Conference, ISBN 0-473-09867-9, paper 126, pp. 126-1 126-5, Christchurch, New Zealand. September (2003).
- Lloyd, S. P., *Least Square Quantization in PCM*, IEEE Transaction on Information Theory, 28(2), 129-137 (1982).
- MacQueen, J. B., *Some Methods for classification and Analysis of Multivariable Observations*, Proceedings of 5th Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, pp. 281-297, Berkeley, USA (1967).

- Marques A. B., Taranto G. and Falcão D., *A Knowledge-Based System for Supervision and Control of Regional Voltage Profile and Security*, IEEE Transactions on Power Systems: 20(1), 400-407 (2005).
- MATLAB, "*Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox*", 7.1 Product Family, www.mathworks.com, Versión 7.1, (7.1GA).
- MATLAB, "*Neural Network Toolbox*", 7.1 Product Family, www.mathworks.com, Versión 7.1, (7.1NN).
- MATLAB Product Family, "*Optimization Toolbox*", www.mathworks.com, (PF-OT).
- MATLAB, "*SimPowerSystem, Simulink blocks*", www.mathworks.com, (PF-SPS)
- Meyer D. H., Rusnov T. and Silverstein A., "*Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*", Electric System Working Group, United Sates – Canada Power System Outage Task Force, <https://reports.energy.gov> , (2004).
- Molina, Roberto D.; "*Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*", Curso de Posgrado, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Rosario, Octubre (2004).
- Murray-Smith R., Neumerkel D., Sbarbaro-Hofer D., "*Neural Networks for Modelling and Control of a Non-Linear Dynamic System*", IEEE International Symposium on Intelligent Control, Glasgow, Scotland, 11-13 August (1992).
- NPCC Northeast Power Coordinated Council, "*Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*", NPCC Document A-2, www.iso-ne.com, October 26, (2004).
- Opal, "*Electromechanical Systems Modeling & Simulation*", www.opal-rt.ca
- Pimpa C. and Premrudeepreechacharn S., *Voltage Control In Power System Using Expert System Based On SCADA System*, Proceedings of IEEE Power Engineering Society Winter Meeting: 2, 1282 –1286 (2002).
- PowerWorld 10.0, "*Simulator Automation Server*", www.powerworld.com
- PSERC, Power Systems Engineering Research Center, www.pserc.org.
- Prasad N. R., Ranade S. J., Dietrich E., Hartley R. T. and Kalra K., "*A Speculative Framework for the application of Artificial Intelligence to Large Scale*

- InterconnectedPowerSystem*”, www.cs.nmsu.edu/~rth/publications/power.pdf.
(2000).
- Salamat Sharif S., Taylor J. and Hill E., "*On-Line Optimal Power Flow by Energy Loss Minimization*", Proc. 35 IEEE Conference on Decision and Control, Kobe, Japan, December (1996).
- Sarle W. S., "*Stopped Training and Other Remedies for Overfitting*", Proceedings of the 27th Symposium on the Interface of Computing Science and Statistics, pp. 352-360, Fairfax Station, VA, United States, (1995).
- Sauer P. W. and Pai M. A., "*Power system dynamics and stability*", Prentice-Hall, 357 pgs., New Jersey, USA, (1998).
- Saxena D., Singh S. N. and Verma K. S., "*Application of computational intelligence in emerging power systems*", International Journal of Engineering Science and Technology, Vol. 2 (3), pp. 1 – 7, (2010).
- Seber, G. A. F., *Multivariate Observations*, 1^a edición, 347-394, John Wiley & Sons, New Jersey, USA (1984).
- Steinhaus, H., *Sur la division des corps matériels en parties*, Bull Acad. Polon Sci., 4(12), 801-804 (1957).
- Teoh E. J., Tan K. C. and Xiang C., "*Estimating the Number of Hidden Neurons in a Feedforward Network Using the Singular Value Decomposition*", IEEE Transactions on Neural Networks, Vol. 17, No. 6, pp. 1623-1629, November (2006).
- Thukaram D. y Yesuratnam G., "*Fuzzy - Expert Approach for Voltage-Reactive Power Dispatch*", Proceedings of Power Indian Conference, 199-206, New Delhi, India 10-12 April (2006).
- UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), "*Load - Frequency and Control Performance*", Appendix 1 to Policy 1, www.ucte.org, (A1).
- Wehenkel L. and Pavella M., "*Preventive vs. Emergency Control of Power Systems*", IEEE Power Systems Conference and Exposition 2004, New York, USA, 10-13 October (2004).

- Westermann D., Rehtanz Ch.; ABB High Voltage Technologies Ltd., Switzerland; “*Non-Intrusive Control System Architecture for AC Power Transmission*”; AC-DC Power Transmission, 28-30 November, Conference Publication N° 485 IEE, Pages 256 – 261, (2001).
- Wollenberg B.F. and Sakaguchi T., "*Artificial Intelligence in Power System Operation*", Proceedings of the IEEE, Vol 75, N° 12, pp 1678-1685, (1987).
- Wu Q. H. and Ma J. T., "*Power System Optimal Reactive Power Dispatch Using Evolutionary Programming*", IEEE Transactions on Power System, Vol. 10, N° 3, pp. 1243-1249, August (1995).
- Yesuratnam G. y Srilatha N., “*An Expert System Approach of Congestion Management for Security and Economy Oriented Power System Operation*”, Proceedings of International Power and Energy Conference - IPEC 2010, 287-292, Singapore 27-29 October (2010).
- Yoshida H., Kawata K., Fukuyama Y., Takayama S. and Nakanishi, Y., “*A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15(4), pp. 1232 - 1239, (2000).
- Zimmerman R. D., Murillo-Sánchez C. E. and Gan D., “*MATPOWER A MATLAB Power System Simulation Package*”, Power Systems Engineering Research Center, <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>, Acceso: 17 Enero (2012).

Apéndice A

Simulador para entrenamiento de operadores de centro de control

Introducción

El presente Apéndice se encuentra estructurado en una serie de Anexos los cuales se detallan a continuación:

Anexo I: CIDEL 2006

Trabajo presentado en CIDEL 2006 (Congreso Internacional sobre Distribución Eléctrica), realizado en Buenos Aires-Argentina, el cual definió técnicamente el diseño del simulador.

Anexo II: Modelo Simulink

Este Anexo muestra en forma detallada los bloques desarrollados en Simulink, los bloques nativos utilizados en la implementación y el servidor DDE Excel que permite la comunicación con el simulador de la interfaz gráfica o de cualquier otro programa que permita la implementación del protocolo DDE.

Anexo III: Interfaz Hombre-Máquina

Presenta en forma detallada la implementación de la interfaz hombre-máquina programada enteramente en Visual Basic.

Anexo IV: Autómata Experto para el Control de la Tensión en la Grilla de Potencia

Junto con la HMI (Interfaz Hombre Máquina) existe un Sistema Experto que posibilita el control del sistema bajo simulación y que puede operar en modo Monitor o en modo Controlador, este programa se encuentra desarrollado en Matlab y se comunica con el simulador donde se está ejecutando el modelo mediante el protocolo DDE.

Anexo I

CIDEL 2006

Simulador de entrenamiento y certificación, para operadores de centro de control

PhD. Gomez Targarona J. C., IPSEP Univ. Nac. Rio Cuarto, jgomez@ing.unrc.edu.ar

Ing Vaschetti J.C. GECaP, FRC Univ. Tec. Nac, jvaschetti@scdt.frc.utn.edu.ar

Ing. Ibarlucea C. GECaP, FRC Univ. Tec. Nac., cibarluceta@electrica.frc.utn.edu.ar

Ing. Coyos C. GECaP, FRC Univ. Tec. Nac., ccoyos@electrica.frc.utn.edu.ar

Ing. Dean J., CCR EPEC, jdean@epec.com.ar

Ing. Modesti M. LABSEN, FRC Univ. Tec. Nac, mmodesti@scdt.frc.utn.edu.ar

Resumen -- El presente trabajo muestra la implementación de un Simulador en Tiempo Real, cuyo objetivo principal es el desarrollo de un controlador para la grilla de potencia basado en técnicas de Inteligencia Artificial, utilizando un esquema tipo HIL (Hardware in the Loop). Como segundo objetivo y en base a un convenio Universidad - Empresa, desarrollar un Entrenador para Operadores de Centros de Control que haga uso de la plataforma seleccionada. Sobre la base de un caso de biblioteca, WSCC-9 barras (Western System Coordinated Council), se presentan los resultados obtenidos, y como avance del convenio se presenta un modelo reducido de la red Provincial de Energía, que permite simular en tiempo real el comportamiento de la misma. Se presenta también la interfase gráfica del tipo HMI (Human Machine Interface), la que se comunica en tiempo real con el modelo bajo simulación. El nivel de detalle obtenido, permite estudiar fenómenos de estabilidad angular, asociados a despejes de fallas fuera de tiempo. También puede simular fallas monofásicas y trifásicas, posibilitando

además certificar y entrenar operadores de Centrales y de Subestaciones.

Palabras claves – Simulador, sistema eléctrico de potencia, controlador, certificación, entrenamiento, procesamiento paralelo.

1. INTRODUCCIÓN

Debido a la extrema alinealidad de los sistemas eléctricos de potencia, a las diferentes perturbaciones a la que están sometidos, a las distintas jerarquías, tanto temporales como espaciales de los controles que actúan sobre los mismos, a la dimensión del espacio de estado que los representa, a su formulación continua y discreta; parece una selección natural encarar el control del sistema mediante técnicas de Inteligencia Artificial [1].

Dado que la programación de estos controladores, es altamente lógico-formal, el ensayo de los mismos se hace frente a una

simulación en tiempo real con estructura del tipo HIL, es imprescindible poder evaluar el efecto temporal del controlador en la evolución de la dinámica del sistema; naturalmente se desprende del simulador un entrenador para operadores [2]. Una parte importante del entrenador, lo constituyen la interfase gráfica y su intercomunicación con el proceso.

Primero se trata el esquema de simulación propuesto, evaluando a continuación las posibilidades de la herramienta de simulación, presentando luego la interfase gráfica, mostrando el caso de biblioteca WSCC-9, y por último se presenta el sistema reducido de la red provincial para el entrenamiento de operadores [3].

Como premisas de diseño se fijan:

- Flexibilidad de la herramienta para permitir su interconexión con distintos paquetes.
- Soportar modelos de componentes en la gama de los sistemas de potencia.
- Permitir el desarrollo de dispositivos ad-hoc en caso de ser necesario.
- Soportar el desarrollo de controladores basados en Inteligencia Artificial.
- Permitir la utilización de esquemas paralelos distribuidos, con el objeto de simular modelos complejos.
- Escalabilidad para ser ejecutado en máquinas de diferentes tamaños.

- Amplia utilización en el ámbito universitario que permita su extensión a las cátedras.

2. ESTRUCTURA HIL (HARDWARE IN THE LOOP)

La estructura que se presenta en la Fig. 1, tiene por objeto ensayar en tiempo real el dispositivo bajo desarrollo, en este caso el controlador. El modelo de la red que se ha desarrollado mediante la Estación de Modelado, es transferido al Computador RTOS de ejecución en tiempo real. El modelo del controlador se encuentra alojado en el computador DDC (Direct Digital Control). Mediante esta vinculación, es posible analizar el comportamiento del controlador ante eventos que suceden en el modelo de la red, pudiendo de esta forma evaluar el desempeño del mismo.

Las capas y los paquetes que se encuentran detallados en los distintos bloques, cumplen las siguientes funciones:

Estación de Modelado: sobre la plataforma Windows se ejecuta la herramienta de modelado MATLAB-SIMULINK, la que permite construir el modelo de red a simular [4]. El paquete RT-LAB, procesa y distribuye el modelo para su ejecución en forma distribuida.

Computador RTOS: si los requerimientos de simulación no son exigentes, el modelo se ejecuta sobre plataforma xPCTarget. En caso de necesitarse procesamiento paralelo, la opción es QNX con RT-LAB Engine [2],[5].

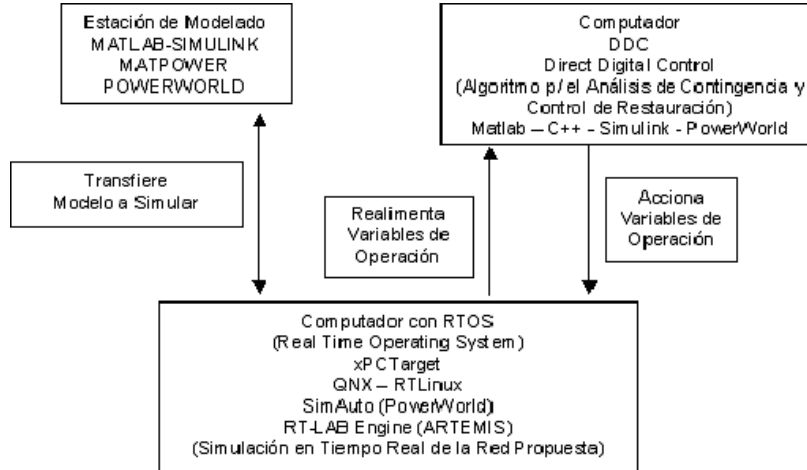


Fig. 1. Estructura HIL (Hardware in the Loop)

Computador DDC: el controlador se programa mediante la herramienta MATLAB, si es necesario mayor flexibilidad, se puede recurrir al lenguaje C++.

La Fig. 2, presenta el Simulador para entrenamiento de operadores, basado en las herramientas anteriores, con el agregado de la interfase gráfica HMI InTouch, el vínculo de comunicaciones es DDE (Dynamic Data Exchange) [6]. Con las nuevas versiones de MATLAB, se puede utilizar (OLE for Process Control).

El procesamiento distribuido del modelo a simular, se logra mediante el paquete RT-LAB, el cual permite desdoblarse al proceso en módulos de ejecución individual. La comunicación entre procesadores se efectúa mediante el bus FireWire IEEE1394, conectando los servidores en un esquema Daisy Chain. Siendo QNX el Sistema Operativo en Tiempo Real (RTOS) mediante el cual se gestionan los servidores, existiendo la posibilidad de utilizar Linux.

3. HERRAMIENTA DE MODELADO – MODELO DINÁMICO

Para modelación y simulación, se optó por un paquete de propósito general de amplia difusión en los ámbitos universitarios, que permitiese tratar diferentes aspectos de la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia. Soportando además interconexión con otros paquetes (acceso a Base de Datos), y que de ser necesario permitiese ampliar la librería de modelos.

Por medio del toolbox SimPowerSystems, se cuenta con modelos de: transformadores OLTC, centrales generadoras, líneas de transmisión de corta, media y larga distancia, instrumentos de medición, dispositivos interruptores, diferentes modelos de carga, resolución de flujo de potencia, etc. [4].

Cuenta además, con distintos toolboxes para implementar controladores basados en: inteligencia artificial, lógica difusa, redes neuronales, algoritmos genéticos, paquetes de control clásico y un potente lenguaje de

programación, que permite hacer uso de una amplia librería de objetos, permitiendo la interconexión y extensión.

transformadores step-up (que vinculan las centrales a la red de alta tensión), instrumentos de medición para potencia

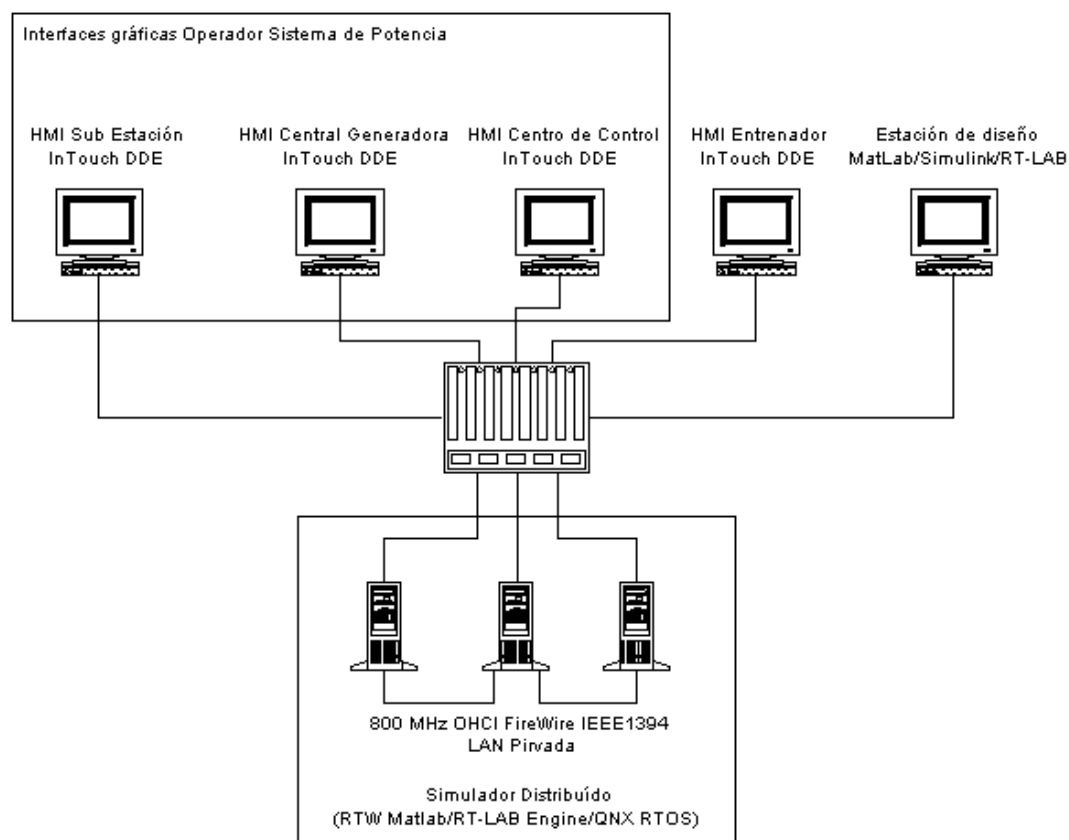


Fig. 2. Simulador para entrenamiento de operadores.

Haciendo uso de la interfase CAD Simulink, es posible implementar un modelo en forma rápida. El paquete de ejecución RTW (Real-time Workshop), permite ejecutar el modelo en diferentes tiempos: tiempo real, tiempo de máquina, acelerado y en forma fasorial, lo que permite acomodar la simulación a los recursos disponibles.

En la Fig. 3, se puede apreciar el modelo WSCC9 (Western Systems Coordinated Council – 9 barras). Este modelo, presenta: nueve barras, tres centrales generadoras del tipo hidráulicas, seis líneas de transmisión de media distancia, tres centros de carga, tres

activa y reactiva, medición de tensiones y corrientes, interruptores que permiten modelar contingencias y variar cargas.

La modelación en este paquete es del tipo trifilar, esto no representa un problema, pues con la interfase gráfica es posible una presentación unifilar. La comunicación del modelo con las diferentes pantallas gráficas es

por medio de canales DDE (Dynamic Data Exchange).

La generación se encuentra modelada utilizando una máquina sincrónica del tipo

polos salientes, representada en su parte eléctrica por un espacio de estado de orden seis, utilizando la transformación d-q. Para la parte mecánica, se utiliza la ecuación de excursión (Swing equation). El sistema de excitación es del tipo DC1A del IEEE, por su parte el gobierno primario de la máquina se consigue mediante un modelo no lineal de una turbina hidráulica, un controlador del tipo PID y un servomotor. Los lazos de realimentación de potencia y velocidad, conforman un control del tipo Speed-Drop [7].

4. HMI INTERFAZ GRAFICA

La representación gráfica del monitoreo y control, exige una serie de requisitos que llevan a la utilización de un HMI profesional,

como lo es InTouch, que pueden resumirse en los siguientes puntos [6], [8], [9]:

- Deben poder lograrse imágenes de mímicos complejos y dinámicos, como lo son para la operación de centrales y subestaciones, no es el caso del centro de control propiamente dicho.
- Manejar un sistema de monitoreo y de alarmas, basado en reportes y logs soportados en base de datos.
- Potente comunicación con el sistema SCADA y el modelo dinámico.
- Poseer un lenguaje que

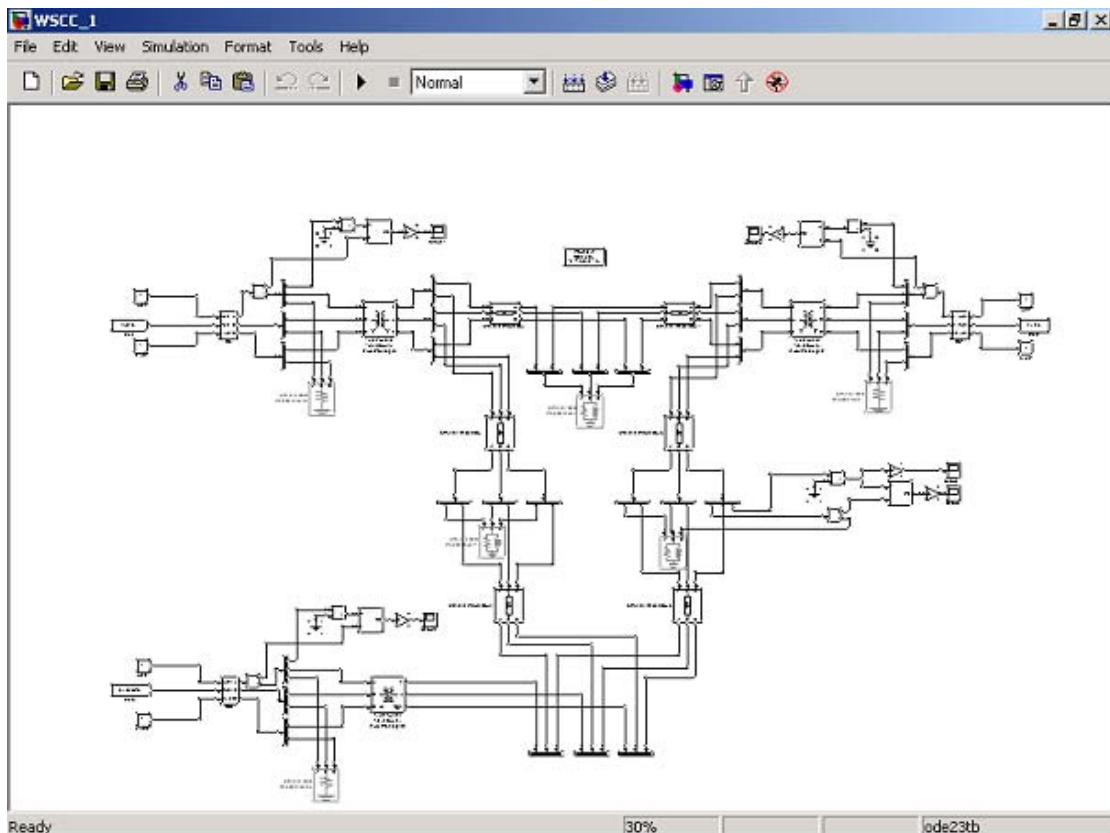


Fig. 3. Modelo WSCC9.

permita manejar decisiones lógicas, basadas en los valores de las variables.

- Presentar un manejo flexible de ventanas, tanto en tipo como en jerarquía.
- Permitir representación multi-estación jerarquizada de un proceso.

El gráfico unifilar y la interface HMI del sistema WSCC9 puede apreciarse en la Fig. 4. Esta pantalla pertenece al operador del Centro de Control, en la que si bien los íconos son sencillos, tienen características dinámicas. Por ejemplo para indicar el tipo y sentido de los flujos, los valores, el manejo y estado de los interruptores, la posibilidad de apertura de ventanas auxiliares para reconocer alarmas y/o ampliar información

sobre el evento y/o estado de los dispositivos.

5. MODELO REDUCIDO DE LA RED PROVINCIAL

En la Fig. 5, si bien no es posible, por cuestiones de espacio, apreciar un nivel de detalle, la misma representa un modelo de simulación de la zona sur de la provincia de Córdoba, formulado conjuntamente con la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). El centro de generación seleccionado es Villa María (parte superior izquierda). El aporte desde La Pampa, está representado en la parte superior derecha, el anillo se cierra en la parte inferior desde Canals a Laboulaye. Siendo Las Ferias, central ubicada en Río Cuarto, el aporte desde San Luis y zona norte.

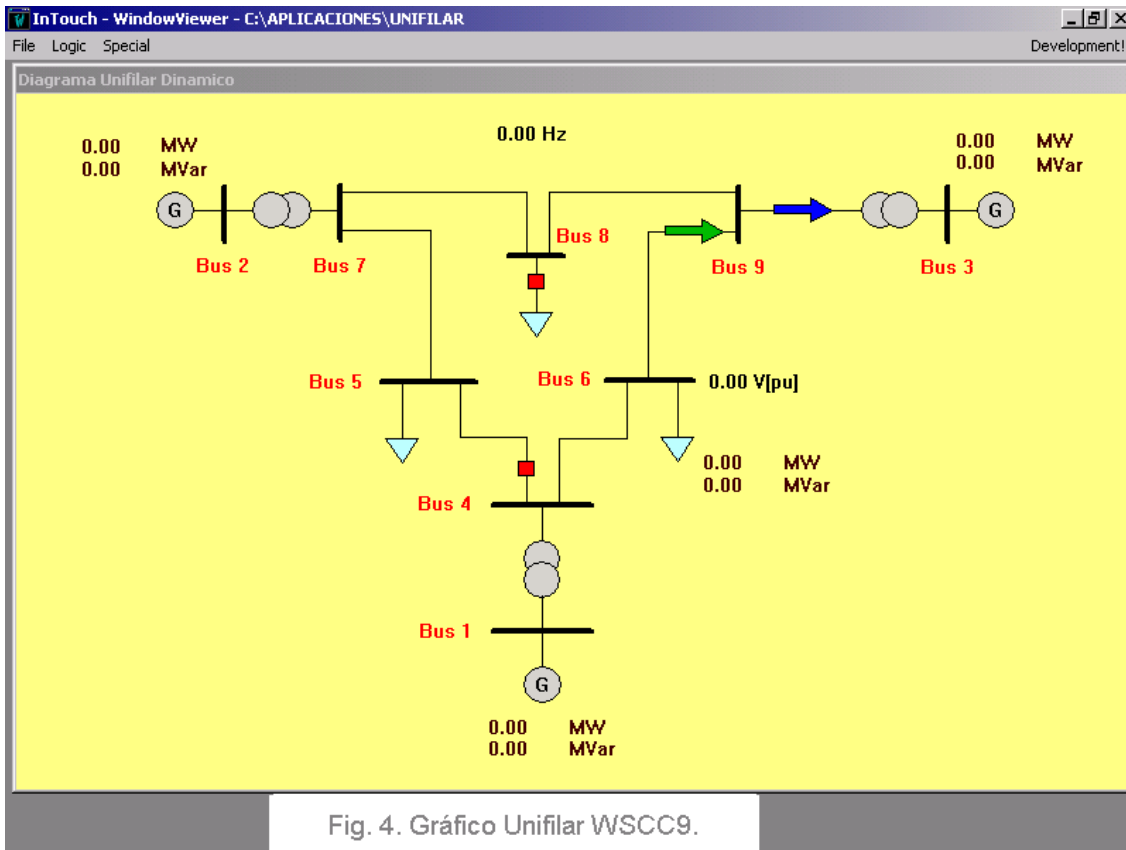


Fig. 4. Gráfico Unifilar WSCC9.

6. CONCLUSIONES

El modelo ha sido convalidado por corridas de flujo, verificándose perfiles de tensiones, ángulos y valores de flujo. Asimismo, ha sido sometido a maniobras de operación, comprobándose el comportamiento dinámico.

Actualmente se está en la etapa de estudio y formulación de la interfase gráfica, basada en el sistema SCADA que posee la empresa de energía, con el objeto de enfrentar al operador con la imagen lo más real posible. También se están verificando las maniobras de operación, dispositivos de accionamiento, monitoreo, y sistema de alarmas para incluirlos en la modelización.

Se cree haber logrado el nivel de modularidad, flexibilidad y escalabilidad pretendidos, con herramientas de propósito general y de amplia difusión en las Universidades. Existen alternativas de reemplazo a los paquetes utilizados, que armonizan en el esquema planteado, no representando mayor problema su sustitución.

Es posible aún, resignando la simulación de algunos fenómenos como el colapso en tensión, reemplazar el núcleo del simulador por un programa de flujo bajo Matlab y mantener el esquema de entrenamiento propuesto.

Se tiene flexibilidad, a la hora de simular los fenómenos sobre los tiempos de simulación, los que pueden ser en tiempo real, en tiempo de máquina, en forma acelerada y en forma fasorial. Aunque, en esta última se pierdan detalles sobre la evolución temporal de las señales, esta pérdida no es de suma importancia a la hora del entrenamiento de operadores, si lo es en estudios de estabilidad.

El nivel de detalle en cuanto a la simulación es tal, que permite estudiar fenómenos de estabilidad angular, asociados a despejes de fallas fuera de tiempo. También es posible simular fallas del tipo monofásicas, desde ya las trifásicas, también es posible certificar y entrenar operadores de Centrales y de Subestaciones.

Actualmente el proyecto se encuentra en su fase de consolidación, desarrollándose la interfaz gráfica específica y el modelado de los eventos diarios de la operación.

7. REFERENCIAS

[1] K. Warwick, A.O. Ekwue and R. Aggarwal (Eds.), "Artificial Intelligence Techniques in Power Systems", The Institution of Engineering and Technology, 1997.

[2] OPAL-RT Technologies, RT-LAB Professional, "Product Documentation", 2005.

[3] P. W. Sauer and M. A. Pai, "Power System Dynamics and Stability", Englewood Cliffs, NJ, USA: Prentice-Hall, 1998.

[4] The MathWorks, MATLAB and Simulink Product family, "Product Documentation", 2005.

[5] QNX Software Systems, QNX Neutrino RTOS Operating System, "Product Documentation", 2005.

[6] Wonderware Automation Software, Supervisory HMI, In Touch software, "Product Documentation", 2005.

[7] P. Kundur, "Power System Stability and Control", Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, 1994.

[8] ABB Group, The Network Manager OTS, "Simulated Reality, A Simulator to put network operators in control", ABB Library 2005.

[9] EPRI Electric Power Research Institute, Linux PACE/OTS 3.6.26, "EPRI Documentation", 2005.

[10] Sigari P., Rafian-Naini M., Sluis K. J.; "Portable and Affordable Operator Training Simulators"; IEEE Computer Applications in Power, 1993.

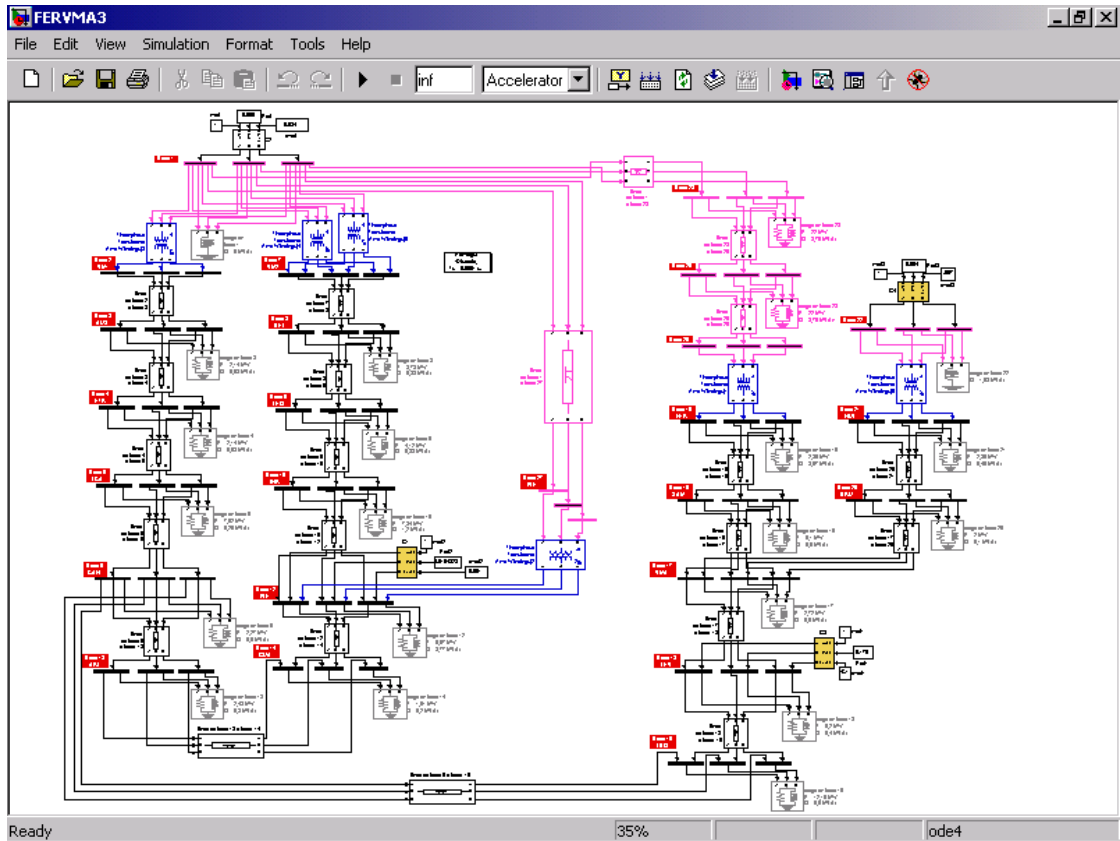


Fig. 5. Modelo trifilar zona Sur EPEC

ANEXO II

Modelo Simulink

INDICE

INTRODUCCIÓN

MODELO DE SIMULACION MATLAB/SIMULINK

MODELIZACION Y SIMULACIÓN DE COMPONENTES

TIPOS DE BLOQUES – DESCRIPCIÓN -

INTERFASE GRAFICA – VISUAL BASIC-

SERVIDOR DE DATOS REMOTOS – EXCEL-

INTRODUCCIÓN

En el simulador desarrollado, se modeló una red de potencia en 132 kV, la cual corresponde a una porción de la red de transmisión de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC).

Esta grilla de potencia está conformada por:

- 19 barras

- 7 unidades de generación

- 1 punto de conexión con el SIN (Sistema Interconectado Nacional)

El simulador en su conjunto funciona por medio de tres software :

- MATLAB

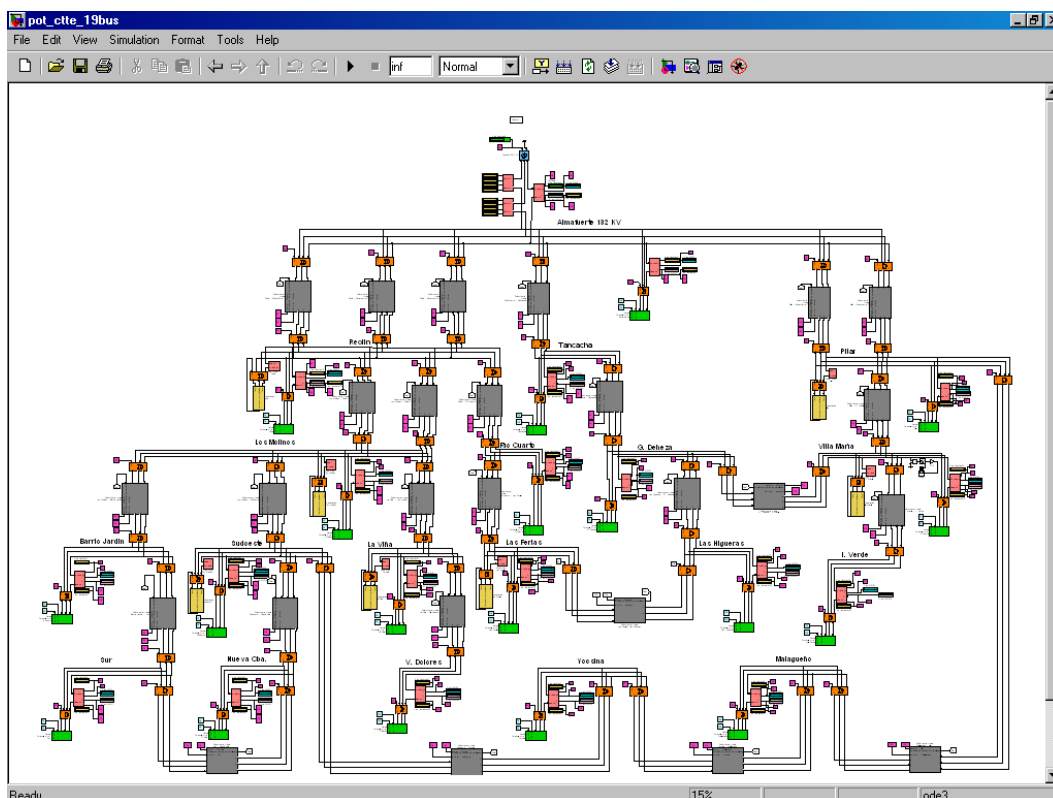
- VISUAL BASIC

- EXCEL

MODELO DE SIMULACION MATLAB/SIMULINK

MATLAB: con este software se modelan los componentes involucrados en la red de potencia, utilizando bloques de desarrollo propio y originarios de los toolbox Simulink y SIMPOWERSYSTEM. Este software es el que resuelve matemáticamente el sistema en estudio y permite tomar lecturas de medición de tensiones, corrientes y flujos de potencia para control, protección y operación del sistema.

En la siguiente imagen se muestra la visualización en pantalla del sistema modelado.



El sistema se modela de manera trifilar, permitiendo realizar estudios de comportamiento desequilibrados durante la simulación.

En la imagen se observan distintos bloques que simulan el comportamiento de líneas de transmisión, generadores, cargas, interruptores y equipos para medición, control y protección que se describen a continuación.

MODELIZACION Y SIMULACIÓN DE COMPONENTES

TIPOS DE BLOQUES – DESCRIPCIÓN -

Previo a la descripción de los distintos modelos o bloques empleados en el simulador, clasificaremos los mismos en dos grupos:

BLOQUES PRIMITIVOS: son los que vienen incluidos en el software de aplicación en los Toolbox Simulink y SimPowerSystems y que se han utilizados en su estado original.

BLOQUES PROPIOS: son los creados a través de modelos primitivos formando un conjunto que se denomina subsistema, los cuales cumplen con las exigencias de funcionamiento y objetivos del simulador.

1. BLOQUES PRIMITIVOS

- 1.1) SIMULINK**
 - 1.1.1) BUS CREATOR Y MUX**
 - 1.1.2) BUS SELECTOR Y DEMUX**
 - 1.1.3) SWITCH**
 - 1.1.4) MANUAL SWITCH**
 - 1.1.5) CONSTANT**
 - 1.1.6) GAIN**
 - 1.1.7) DISPLAY**
 - 1.1.8) IN**
 - 1.1.9) OUT**
 - 1.1.10) GOTO**
 - 1.1.11) FROM**
 - 1.1.12) SUM Y ADD**
 - 1.1.13) PRODUCT O DIVIDE**
 - 1.1.14) ABS**
 - 1.1.15) LOGICAL OPERATOR**
 - 1.1.16) TERMINATOR**
 - 1.1.17) COMPLEX TO MAGNITUDE-ANGLE**
 - 1.1.18) COMPLEX TO REAL-IMAG**
 - 1.1.19) MAGNITUDE-ANGLE TO COMPLEX**
 - 1.1.20) REAL-IMAG TO COMPLEX**
- 1.2) SIMPOWERSYSTEMS**
 - 1.1.21) POWERGUI**
 - 1.1.22) CONNECTION PORT**
 - 1.1.23) VOLTAGE MEASUREMENT**
 - 1.1.24) CURRENT MEASUREMENT**
 - 1.1.25) ACTIVE & REACTIVE POWER**
 - 1.1.26) GROUND**
 - 1.1.27) SYNCHRONOUS MACHINE**
 - 1.1.28) THREE-PHASE PI SECTION LINE**
 - 1.1.29) THREE-PHASE BREAKER**
 - 1.1.30) THREE-PHASE PARALLEL RLC LOAD**
 - 1.1.31) THREE-PHASE DYNAMIC LOAD**

2. BLOQUES PROPIOS

2.1) GENERADOR SLACK

2.1.1) PUERTOS

V en pu

A, B y C

2.1.2) BLOQUES

GENERADOR SLACK

V EN PU

GROUND

2.2) SUBSISTEMA MEDICION

2.2.1) PUERTOS Y BLOQUES

2.3) SUBSISTEMA GENERACIÓN PQ

2.3.1) PUERTOS

from (RELOJ)

dde SOURCE

out 1, 2 y 3

2.3.2) BLOQUES

2.3.2.1) SUBSISTEMA GENERADOR PQ

PUERTOS

constante P en MW

constante Q en MVar

out f gen

dde (Sink V, Sink I, Sink P y Sink Q)

BLOQUES

DISPLAY (Hz, kilovoltios, Amperes, Mw y MVar)

GAIN PG1

CONTROL DE P Y Q

MEDICIÓN DE GENERADOR PQ GEN.SÍNCRONO PQ

PUERTOS

Pref

Vf

out A, B y C

BLOQUES

Máquina síncrona

Machines Measurement Demux

2.3.2.2)SUBSISTEMA GEN. ACOPLADOR

2.3.2.3)INTERRUPTOR ACOPLADOR

2.3.2.4)INTERRUPTOR DE BARRA

2.3.2.5)SUBSISTEMA PROTECCIÓN

2.4) **SUBSISTEMA LINEA**

2.4.1) PUERTOS

2.4.2) BLOQUES

2.5) **SUBSISTEMA CARGA POTENCIA CONSTANTE**

2.5.1) PUERTOS

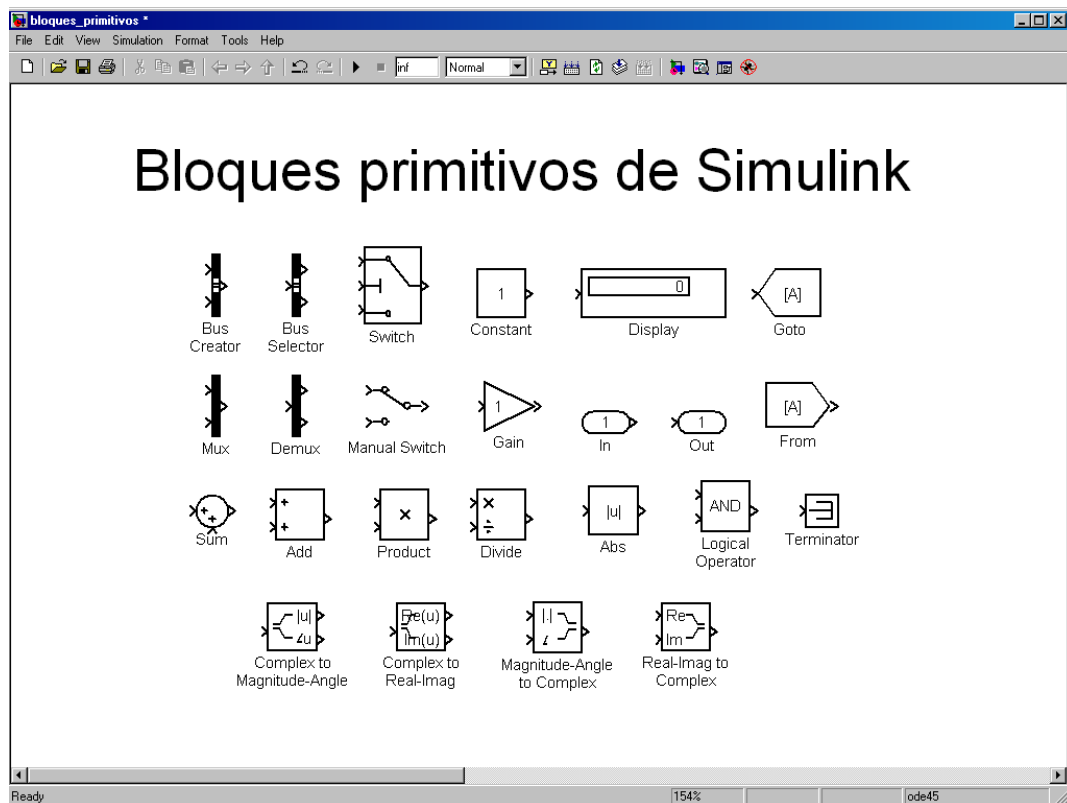
2.5.2) BLOQUES

2.6) **SUBSISTEMA CARGA IMPEDANCIA CONSTANTE**

DESCRIPCION

1. BLOQUES PRIMITIVOS

1.1) **SIMULINK**



1.1.1) BUS CREATOR y MUX: combina una serie de señales de llegada al bloque para agruparlas y dar como única salida una línea de múltiples señales en un diagrama de bloques. Permite reducir el número de líneas necesarias para encaminar las señales de una parte de un diagrama a otro. Esto hace que el esquema sea más fácil de entender.

1.1.2) BUS SELECTOR y DEMUX: permite el ingreso de una línea con múltiples señales y seleccionar cual o cuales de esas señales queremos tener a la salida del bloque.

1.1.3) SWITCH: Las entradas primera (superior) y tercera (inferior) son para la introducción de datos o señales que nos interesan que sean la salida del bloque . La segunda entrada se llama el control de entrada. Que salga la primera (superior) o la tercera (inferior) entrada depende de que el valor de la segunda (medio) entrada satisfaga una condición impuesta en la máscara de edición.

Si satisface la condición sale la superior, mientras que si no satisface la condición sale la inferior.

1.1.4) MANUAL SWITCH : bloque interruptor manual que selecciona a una de sus dos entradas para que sea la señal de salida. Para alternar entre las entradas, se hace doble clic en el bloque (no hay cuadro de diálogo).

1.1.5) CONSTANT : este bloque nos da como señal de salida un valor constante especificado en su cuadro de dialogo.

1.1.6) GAIN : bloque que multiplica a la señal de entrada por el factor de ganancia especificado en el cuadro de diálogo. La entrada y la ganancia pueden ser cada uno un escalar, vector o matriz.

1.1.7) DISPLAY : muestra el valor de la señal de entrada

1.1.8) IN : Crea un puerto de entrada de un subsistema

1.1.9) OUT: crea un puerto de salida de un subsistema

1.1.10) GOTO : recibe una señal y la transfiere a un bloque From.

1.1.11) FROM : recibe una señal desde un bloque GoTo y permite su extracción para continuar el diagrama de bloques.

1.1.12) SUM y ADD : realizan adición o sustracción de sus señales de ingreso. Estos bloques pueden sumar o restar valores de tipo escalar, vectorial o matricial.

1.1.13) PRODUCT o DIVIDE : realizan la multiplicación o división de sus señales de entrada. En el cuadro de dialogo se insertan uno a continuación de otro los operadores aritméticos que se desean aplicar. El (*) para la multiplicación y la (/) para la división.

1.1.14) ABS : nos entrega a la salida el valor absoluto de la señal de entrada.

1.1.15) LOGICAL OPERATOR : bloque que nos entrega a la salida un 1 o un 0 según la operación lógica a la que se someten las señales de entrada.

1.1.16) TERMINATOR : se utiliza para sellar o finalizar una señal que no nos interesa procesar.

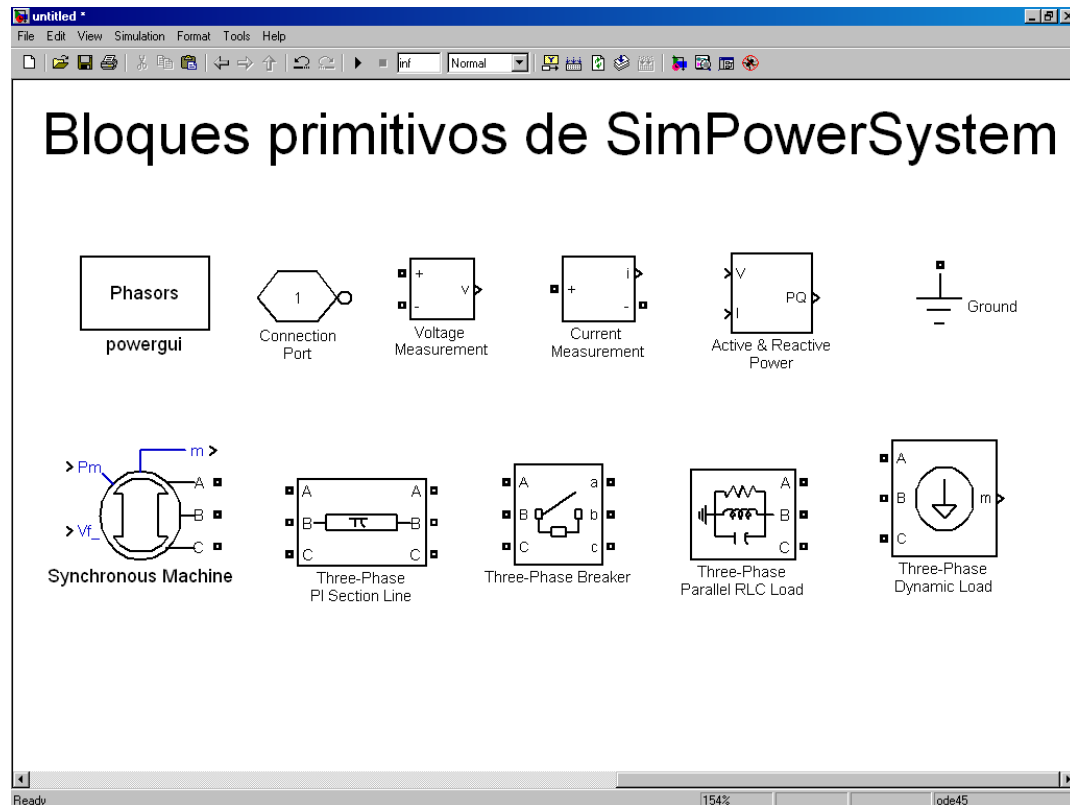
1.1.17) COMPLEX TO MAGNITUDE-ANGLE : nos permite cuando tenemos en una señal un valor complejo obtener el modulo y argumento en radianes a la salida del bloque.

1.1.18) COMPLEX TO REAL-IMAG : nos permite cuando tenemos en una señal un valor complejo obtener la parte real y la parte imaginaria a la salida del bloque.

1.1.19) MAGNITUDE-ANGLE TO COMPLEX : nos permite obtener a la salida del bloque un valor complejo cuando tenemos en una señal de entrada el modulo y en la otra señal de entrada un argumento en radianes.

1.1.20) REAL-IMAG TO COMPLEX : nos permite obtener a la salida del bloque un valor complejo cuando tenemos en una señal de entrada la parte real y en la otra señal de entrada la parte imaginaria.

1.2) SIMPOWERSYSTEMS



1.2.1) POWERGUI : Interfase gráfica de usuario para el análisis de circuitos y sistemas con un entorno para bloques o modelos de SimPowerSystems

El bloque Powergui es necesario para la simulación con Simulink de sistemas que contienen modelos o bloques de SimPowerSystems.

1.2.2) CONNECTION PORT : puerto de conexión de subsistemas creados con bloques o modelos primitivos de SimPowerSystems.

1.2.3) VOLTAGE MEASUREMENT : bloque de medición de tensión, mide la tensión instantánea entre dos nodos eléctricos. La salida proporciona una señal que puede ser utilizada por otros bloques de Simulink.

1.2.4) CURRENT MEASUREMENT : bloque de medición para medir la corriente instantánea en cualquier línea del circuito eléctrico. La salida proporciona una señal que puede ser utilizada por otros bloques de Simulink.

1.2.5) ACTIVE & REACTIVE POWER : bloque de medición de potencia activa y reactiva que fluye en una fase del circuito eléctrico. La salida es un vector con los elementos P,Q y proporciona una señal que puede ser utilizada por otros bloques de Simulink. La entrada deben ser valores instantáneos de tensión y corriente.

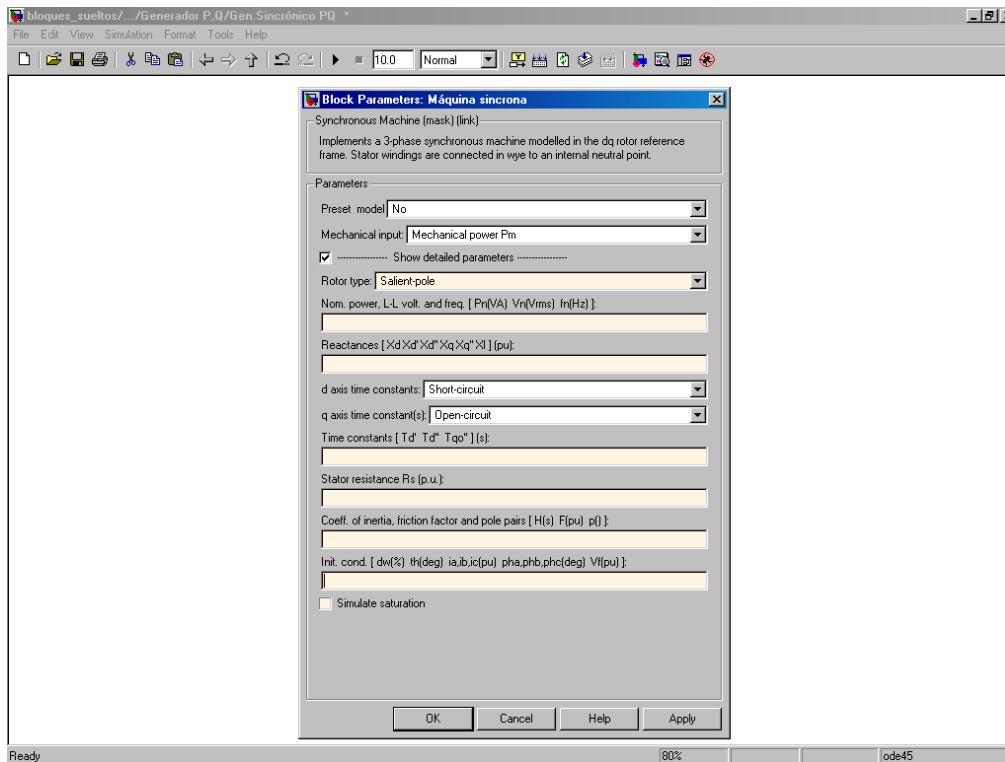
1.2.6) GROUND: éste bloque permite la conexión a tierra de un punto del circuito eléctrico.

1.2.7) SYNCHRONOUS MACHINE : Elemento que simula el funcionamiento dinámico de una máquina sincrónica trifásica de rotor liso o de polos salientes.

Para nuestro caso se la denominó Máquina síncrona.

Este modelo permite operar la máquina en modo generador o modo motor. El modo de operación está determinado por el signo de la potencia mecánica de entrada al puerto Pm, siendo (+) para el modo generador y (-) para el modo motor.

La máscara de edición para carga de datos es la siguiente:



Donde se debe indicar:

Entrada mecánica: Potencia mecánica o velocidad. Para nuestro caso P_m .

Tipo de rotor: Polos salientes o rotor liso

Potencia nominal en VA.

Tensión eficaz nominal entre fases en V.

Frecuencia nominal en Hz.

Reactancias directas y en cuadraturas transitorias, subtransitorias y sincronas en pu.

Constante de tiempo a eje directo en corto circuito o a circuito abierto.

Constante de tiempo a eje transversal en corto circuito o a circuito abierto.

Resistencia estática en pu.

Además el puerto de salida **m** nos brinda la posibilidad de distintas mediciones, descritas en la siguiente tabla.

Signal	Definition	Units
1	Stator current is_a	A or p.u.
2	Stator current is_b	A or p.u.
3	Stator current is_c	A or p.u.
4	Stator current is_q	A or p.u.
5	Stator current is_d	A or p.u.
6	Field current ifd	A or p.u.
7	Damper winding current ikq1	A or p.u.
8	Damper winding current ikq2	A or p.u.
9	Damper winding current ikd	A or p.u.
10	Mutual flux phimq	V.s or p.u.
11	Mutual flux phimd	V.s or p.u.
12	Stator voltage vq	V or p.u.
13	Stator voltage vd	V or p.u.
14	Rotor angle deviation d_theta	rad
15	Rotor speed wm	rad/s.
16	Electrical power Pe	VA or p.u.
17	Rotor speed deviation dw	rad/s
18	Rotor mechanical angle theta	rad
19	Electromagnetic torque Te	N.m or p.u.
20	Load angle delta	N.m or p.u.
21	Output active power Peo	W or p.u.
22	Output reactive power Qeo	VAr or p.u.

1.2.8) THREE-PHASE PI SECTION LINE : este elemento implementa el comportamiento de una línea de transmisión trifásica en estado equilibrado por medio del modelo Pi con sus parámetros concentrados.

En la máscara de edición para carga de datos se debe indicar:

Frecuencia en Hz.

Resistencia específica de secuencia directa y homopolar por fase en ohm/km.

Inductancia específica de secuencia directa y homopolar por fase en H/km.

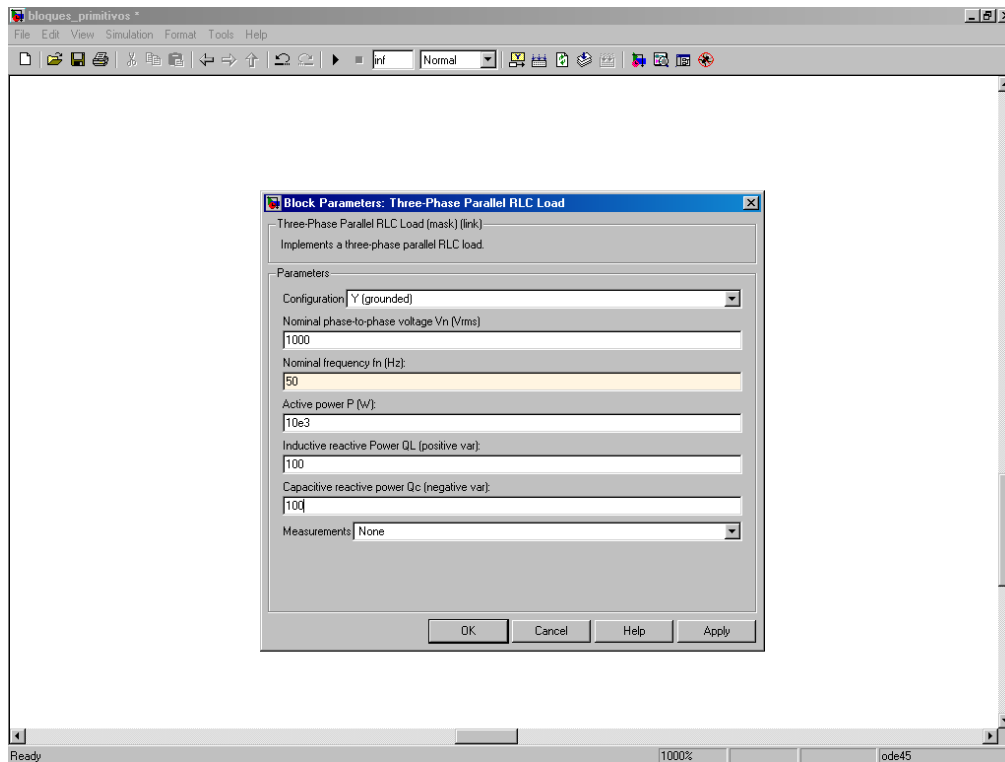
Capacitancia específica de secuencia directa y homopolar por fase en F/km.

Longitud de la línea en km.

1.2.9) THREE-PHASE BREAKER : este elemento implementa un disyuntor trifásico, donde la apertura y cierre puede ser controlado, ya sea desde una señal externa Simulink (modo de control externo), o de un temporizador de control interno (modo de control interno).

1.2.10) THREE-PHASE PARALLEL RLC LOAD : éste elemento implementa el comportamiento equilibrado de una carga trifásica combinando tres ramas en paralelo RLC. El comportamiento es a impedancia constante donde la potencia absorbida es proporcional al cuadrado de la tensión aplicada a sus bornes.

La máscara de edición para carga de datos es la siguiente:



Donde se debe indicar:

Tipo de conexión. Para nuestro caso neutro a tierra.

Tensión eficaz nominal entre fases en V

Frecuencia nominal en Hz

Potencia activa en W.

Potencia reactiva inductiva en VAR.

Potencia reactiva capacitiva en VAR.

1.2.11) THREE-PHASE DYNAMIC LOAD : éste elemento implementa el comportamiento equilibrado de una carga trifásica dinámica. El comportamiento es a potencia constante, donde la potencia absorbida no depende de la tensión aplicada a sus bornes sino de las señales de entrada al bloque, donde le indicamos la potencia activa y reactiva deseada.

2. BLOQUES PROPIOS

A continuación se describirán los bloques propios con sus características constructivas y de funcionamiento tales como:

GENERADOR SLACK

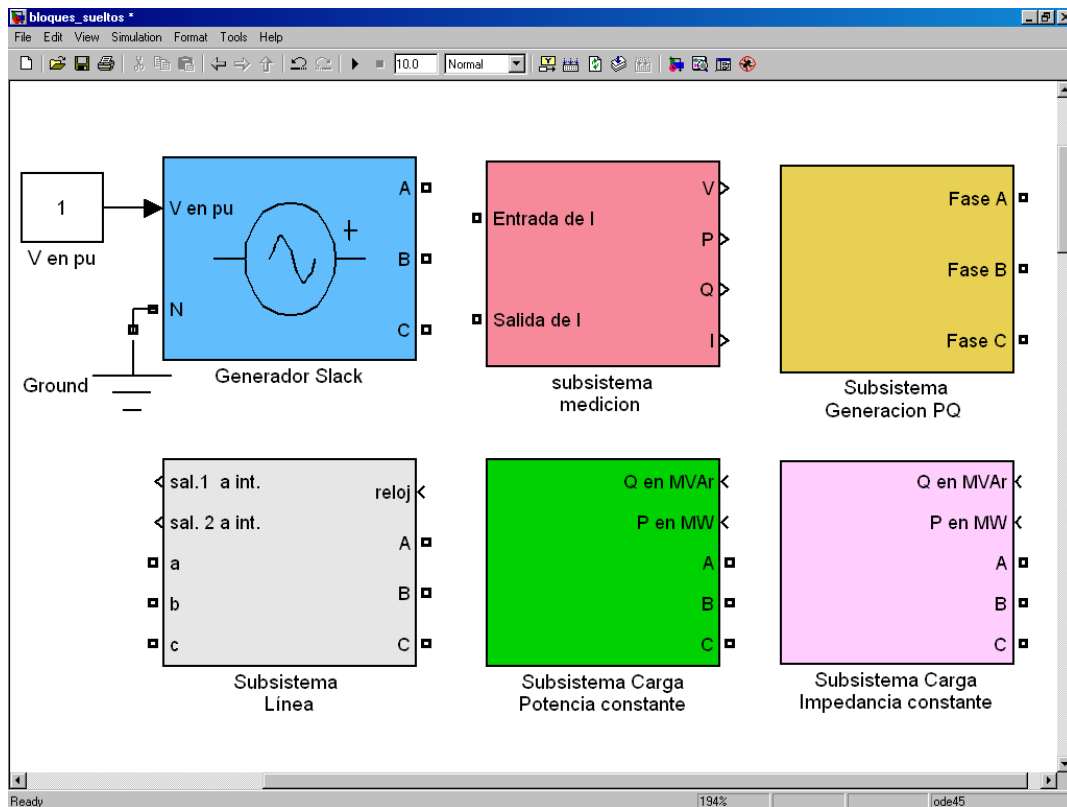
SUBSISTEMA MEDICION

SUBSISTEMA GENERACIÓN PQ

SUBSISTEMA LINEA

SUBSISTEMA CARGA POTENCIA CONSTANTE

SUBSISTEMA CARGA IMPEDANCIA CONSTANTE



2.1) GENERADOR SLACK

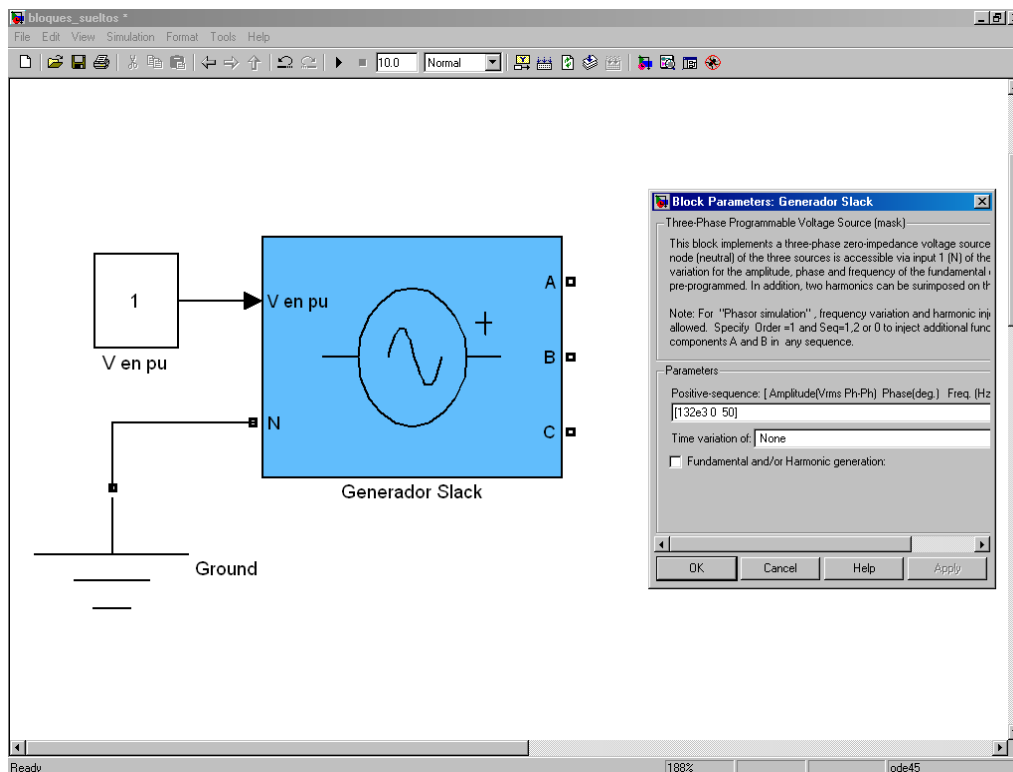
Para simular la barra slack de la red de potencia, se eligió la barra de 132 kv de Almafuerte, la cual está conectada al Sistema Interconectado Nacional de 500 kv por medio de tres transformadores de potencia. Dos de 150 MVA cada uno y uno de 300 MVA.

La condición que debe cumplir éste tipo de barra es que disponga de una generación de potencia infinita, tanto para absorber del sistema o entregar al mismo, cualquiera sea la configuración en estudio, sin que varíe el módulo de tensión, su fase y frecuencia.

Además debe contar con la posibilidad de controlar el valor de tensión en módulo y fase sobre la barra.

Como elemento de simulación para satisfacer éstas condiciones se creó un subsistema con objetos primitivos de Simulink y de SimPowerSystems .

El bloque mencionado y su máscara de edición se observan en la siguiente imagen.



2.1.1) Puertos del SUBSISTEMA GENERADOR SLACK

De entrada:

V en pu : recibe la señal desde una constante, a la cual se le asigna el valor en por unidad de la tensión deseada a bornes del generador. Este bloque permite la variación de su valor durante la simulación.

De salida:

A, B y C : bornes para conexión del subsistema a la red de potencia.

N : borne de salida del neutro del generador.

2.1.2) Bloques del SUBSISTEMA GENERADOR SLACK

Generador Slack : Como elemento de simulación para satisfacer las condiciones de funcionamiento del subsistema se utilizó un objeto primitivo del Toolbox SimPowerSystems denominado Fuente de Tensión Trifásica Programable (Three-Phase Programmable Voltage Source).

El mismo permite durante la simulación del sistema la variación del módulo, fase y frecuencia de la tensión de salida, permitiendo el estudio dinámico del mismo.

Los datos a cargar en la máscara de edición son:

Valor eficaz de tensión entre fases en V

Angulo de fase en grados

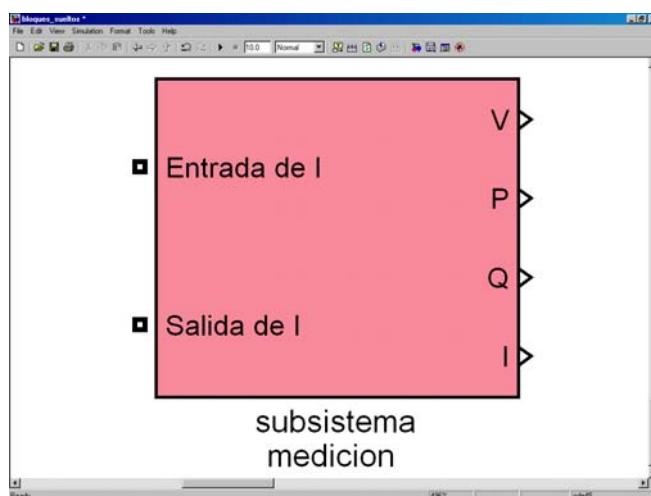
Frecuencia en Hz

V en pu : bloque primitivo **constant** que nos permite ingresar en su editor un valor que se envía al bloque Generador Slack.

Ground : bloque primitivo que nos permite aterrar el neutro del Generador Slack.

2.2) SUBSISTEMA MEDICION

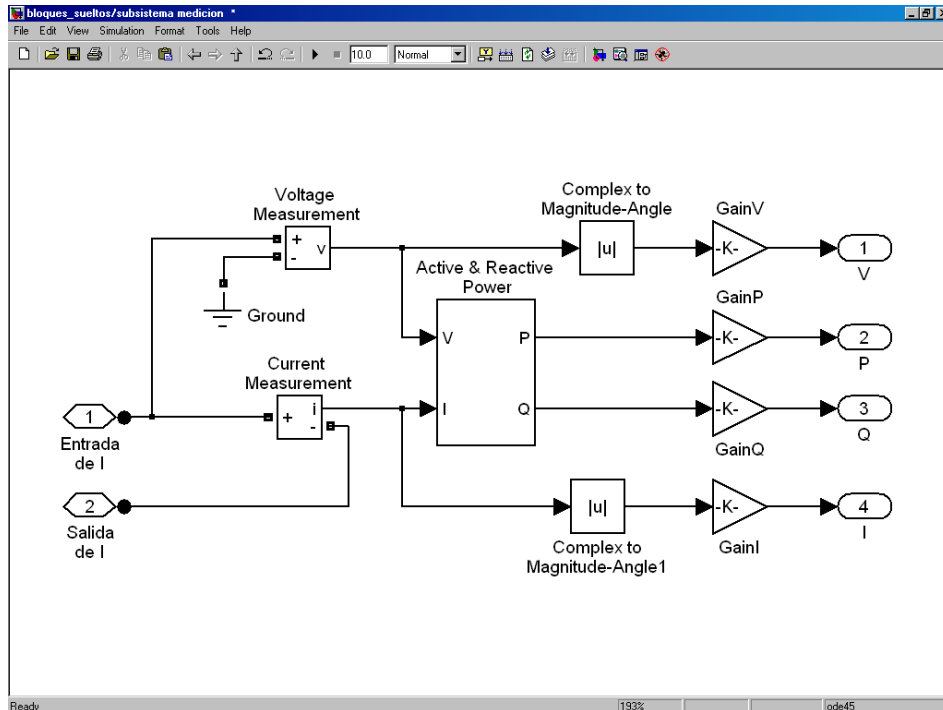
El subsistema desarrollado se identifica en la pantalla con la siguiente imagen:



Este subsistema permite adquirir en forma directa los valores eficaces de las variables eléctricas intensidad de corriente por fase en amperes (I) y tensión entre fases en voltios(V).

Además en forma indirecta nos permite conocer los valores de potencias activas y reactivas trifásicas en función de las mediciones de I y V.

En su interior está formado por objetos primitivos según la siguiente imagen.



En ella se observan:

2.2.1) Puertos y bloques del Subsistema MEDICION

Los puertos 1 y 2 son los bornes del subsistema para su conexión en serie de la fase a medir en la red de potencia.

La señal de entrada por el puerto 1 y la de salida por el puerto 2 son números complejos.

Al ingreso esta señal es derivada a los bloques primitivos Voltage Measurement y Current Measurement.

El medidor de voltaje recibe la señal del potencial de la fase a medir y su segundo borne de conexión lo derivamos a tierra a través del bloque Ground, obteniendo de esta manera a la salida del bloque un número complejo que nos representa la tensión simple o de fase.

El medidor de corriente sensa la corriente que circula por la fase a medir y nos entrega como salida un número complejo que representa la intensidad de corriente de dicha fase.

Las salidas V e i de dichos medidores son números complejos que ingresan al bloque primitivo Active & Reactive Power, el cual nos entrega a su salida el valor de potencia activa y reactiva que circula por la fase en cuestión.

Las señales de salida deseadas y obtenidas del subsistema medición son:

El valor eficaz de la tensión compuesta o entre fases en kV.

El valor eficaz de la intensidad de corriente de fase en amperes.

El valor de la potencia activa trifásica en MW

El valor de la potencia reactiva en MVar.

Para obtener el valor de tensión, a la señal de salida del medidor de voltaje se le extrae el módulo de la misma y se le aplica la ganancia $\sqrt{3}/(1000*\sqrt{2})$ y se la envía al puerto de salida V.

Para obtener el valor de intensidad de corriente, a la señal de salida del medidor de corriente se le extrae el módulo de la misma y se le aplica la ganancia $1/\sqrt{2}$ y se la envía al puerto de salida I.

Para obtener los valores de potencia activa y reactiva trifásica, a cada señal respectiva de salida del medidor de potencia se le aplica la ganancia $3/1000000$ y se las envía a los puertos de salida P y Q.

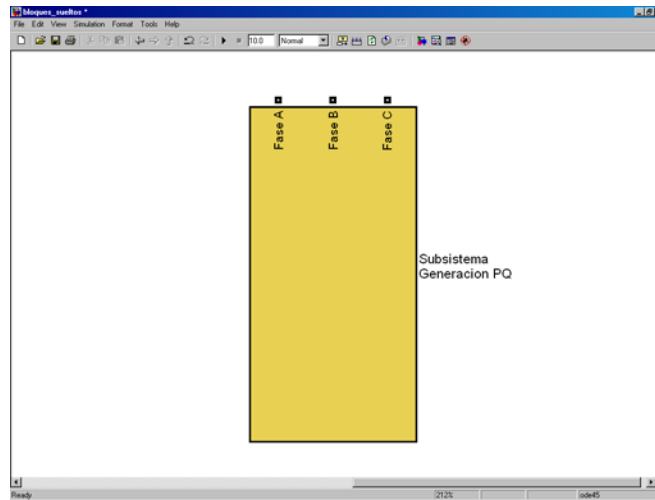
2.3) SUBSISTEMA GENERACIÓN PQ

Las barras de Sudoeste, Reolín, Los Molinos, Pilar, Villa Maria, La Viña y Las Ferias, se comportan como barras de generación, atento que en ellas hay centrales generadoras conectadas.

Estas barras no cuentan con control automático de tensión pero deben permitir inyectar o absorber potencia hacia o desde la red.

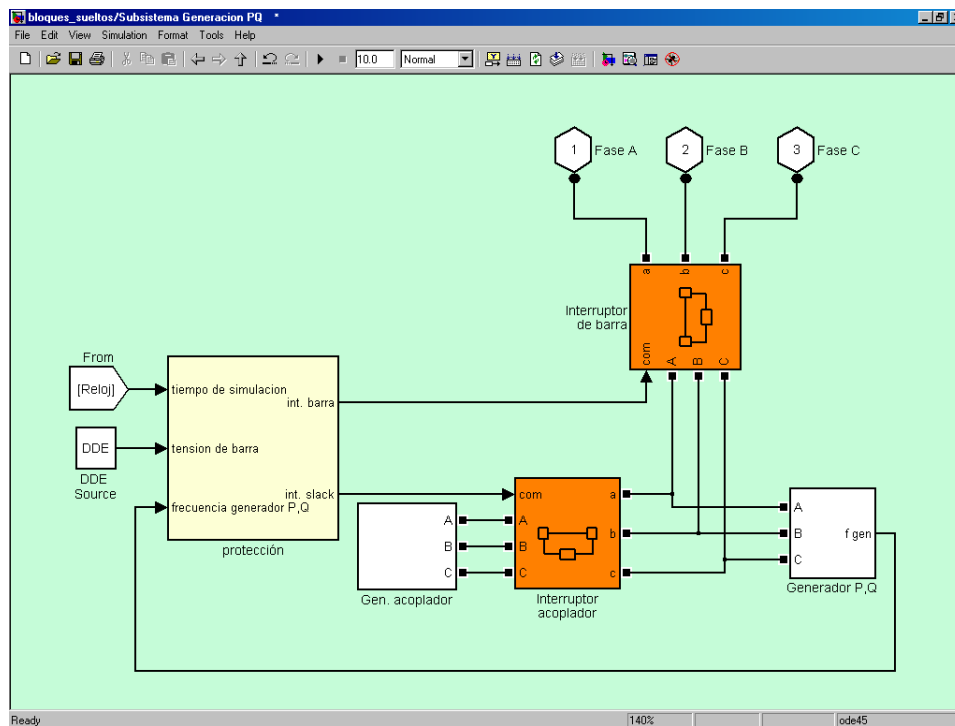
Para satisfacer éstas condiciones se simularon los grupos de generación conectados en las barras por medio de subsistemas creados a partir de objetos primitivos de los Toolbox Simulink y SimPowerSystems.

El subsistema desarrollado se identifica en la pantalla con la siguiente imagen:



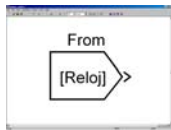
Los puertos de salidas FaseA, FaseB y FaseC se conectan a las fases de la red.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.

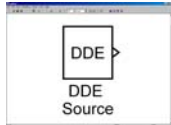


2.3.1) Puertos del SUBSISTEMA GENERACIÓN PQ

De entrada:

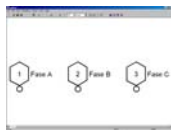


FROM (Reloj): ingresa al bloque de protección el valor del tiempo de simulación, proveniente del GOTO (Reloj).



DDE Source: ingresa al bloque de protección el valor de la tensión a bornes del Subsistema Generador PQ, proveniente de la planilla Excel.

De salida:

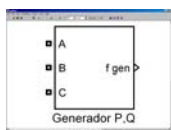


Puertos de conexión que dan origen a los bornes de salida del Subsistema Generación P,Q para conectar a las fases de la red

2.3.2) Bloques del SUBSISTEMA GENERACIÓN PQ:

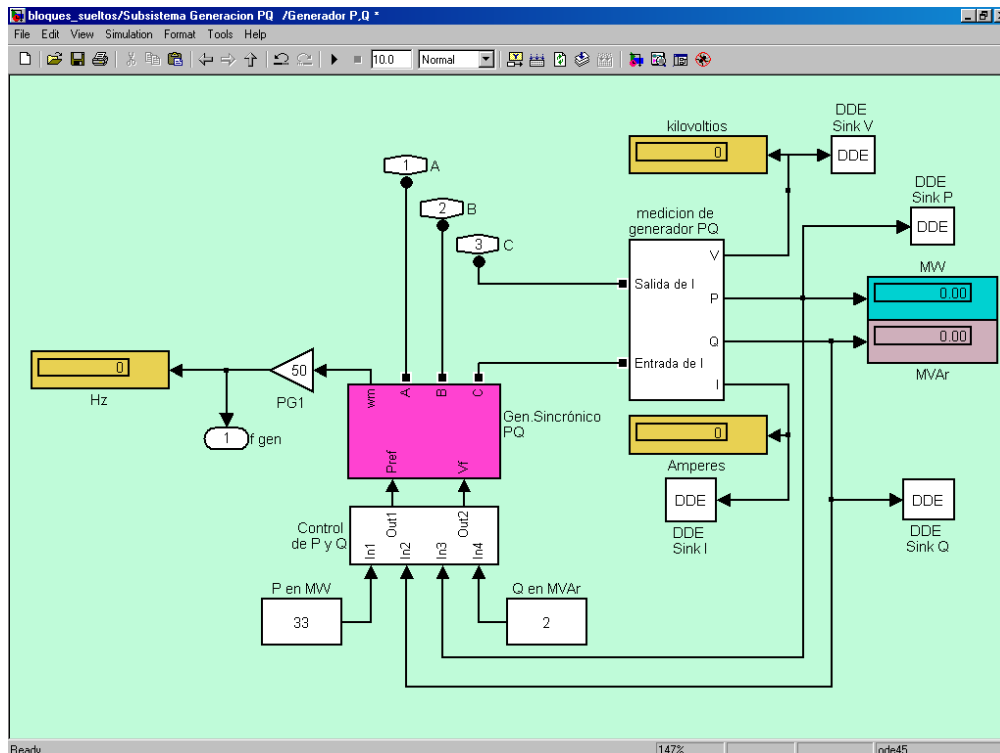
- 1.Subsistema Generador P,Q
- 2.Subsistema Gen. Acoplador
- 3.Subsistema protección
- 4.Interruptor de barra
- 5.Interruptor acoplador

2.3.2.1) SUBSISTEMA GENERADOR P,Q



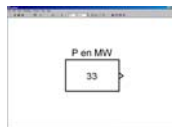
cumple la función de inyectar o absorber potencia hacia o desde la red cuando está cerrado el interruptor de barra.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



Puertos del SUBSISTEMA GENERADOR P,Q

De entrada:



CONSTANTE P en MW: en este bloque se introduce el valor en megawatios (en este caso 33) de la potencia activa que deseamos que entregue el generador a la red. Acción a cargo del entrenador.



CONSTANTE Q en MVar: en este bloque se introduce el valor en megavars. Acción a cargo del entrenador.

Posibles dos casos:

1. Valor positivo: en este caso +2, el generador trabaja sobrecargado, el generador entrega potencia reactiva a la red.
2. Valor negativo: el generador trabaja subcargado, el generador recibe potencia reactiva desde la red.

De salida:



OUT f gen : envía el valor de la frecuencia del generador al bloque de protección.



DDE(Sink V, Sink I, Sink P y Sink Q): envían a la planilla excel, señales de lecturas de Tensión compuesta a bornes del generador en kV, Corriente en Amperes y Potencias trifásicas Activa en MW y Reactiva en MVA_r entregada por el generador.

Bloques del SUBSISTEMA GENERADOR P,Q

Display

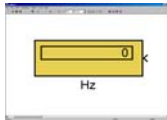
Gain

Subsistema Gen.síncrono PQ

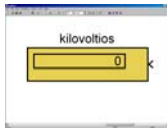
Subsistema Control de P y Q

Subsistema Medición de Generador PQ

DISPLAY: Bloques primitivos que nos permiten leer los siguientes valores:



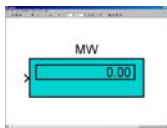
Frecuencia del generador en Hz.



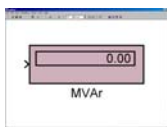
Tensión a bornes del generador en kV.



Intensidad de corriente de la fase C en A.



Potencia activa trifásica entregada por el generador en MW.



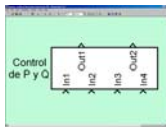
Potencia reactiva trifásica absorbida (signo “-“) o entregada (signo “+“) por el generador en MVA_r.

GAIN PG1



Recibe como señal de entrada la velocidad del rotor en rad/s proveniente desde el subsistema Gen.síncrono PQ y la transforma en el valor de la frecuencia en Hz, la cual es enviada al display Frecuencia y al puerto de salida f gen.

CONTROL DE P Y Q



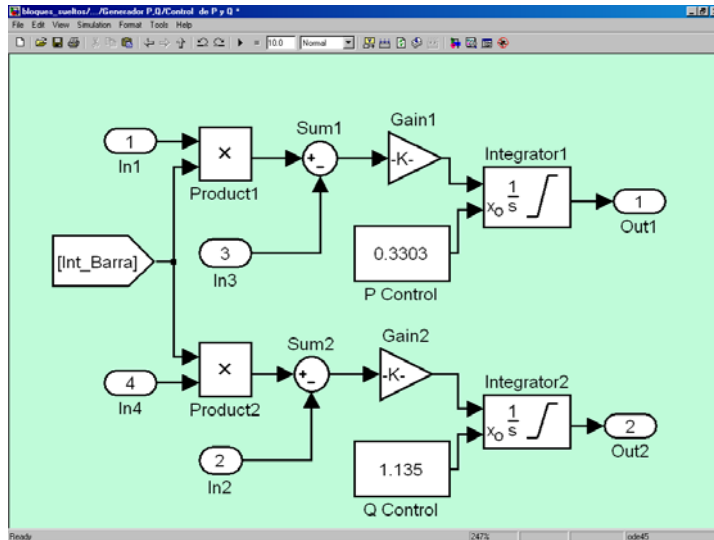
Este bloque simula el funcionamiento del control de potencia puesto en juego por el Gen.Síncrono PQ

El mismo recibe cuatro señales de entrada, dos provenientes de las constantes P en MW y Q en MVAR que nos proveen los valores de potencia deseada para el generador y las otras dos señales provienen de la medición de potencia activa y reactiva a bornes del generador que nos permiten realimentar el sistema de control.

A su vez recibe como señal de entrada por medio del From Int_Barra proveniente del subsistema Protección, un valor igual a 1 cuando el interruptor de barra se encuentra cerrado (Generador en servicio) y un 0 cuando el interruptor de barra se encuentra abierto (Generador fuera de servicio).

Las salidas Out1 y Out2 entregan las señales de consigna en potencia y tensión de campo respectivamente, al Gen.Síncrono PQ.

En su interior está formado por objetos primitivos según la siguiente imagen.



En este circuito de control se observan los puertos de entrada y salida ya descritos y los siguientes bloques:

Product1 y Product2 : realizan el producto entre los valores de las señales de entrada, arrojando como posibles resultados:

Producto = 1 generador en servicio

Producto = 0 generador fuera de servicio

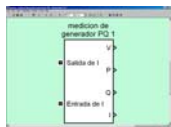
Sum1 y Sum2 : realizan la diferencia entre el valor de consigna y el valor entregado, dando como resultado el error a corregir.

Gain1 y Gain2 : bloques de ganancia que representan los límites de integración.

Constantes P Control y Q Control: valores iniciales del bloque Integrator, proporcionados por la inicialización que surge del flujo de potencia inicial.

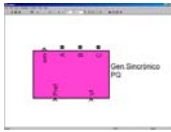
Integrator1 e Integrator2 : integra el error hasta alcanzar a la salida el valor de consigna.

MEDICIÓN DE GENERADOR PQ



Este bloque realiza la medición a bornes del Gen.Síncrono PQ, sobre la fase C. El mismo nos entrega los valores de potencia trifásica activa en MW y reactiva en MVar y los valores eficaces de la tensión compuesta en kilovoltios y de la intensidad de corriente en amperes.

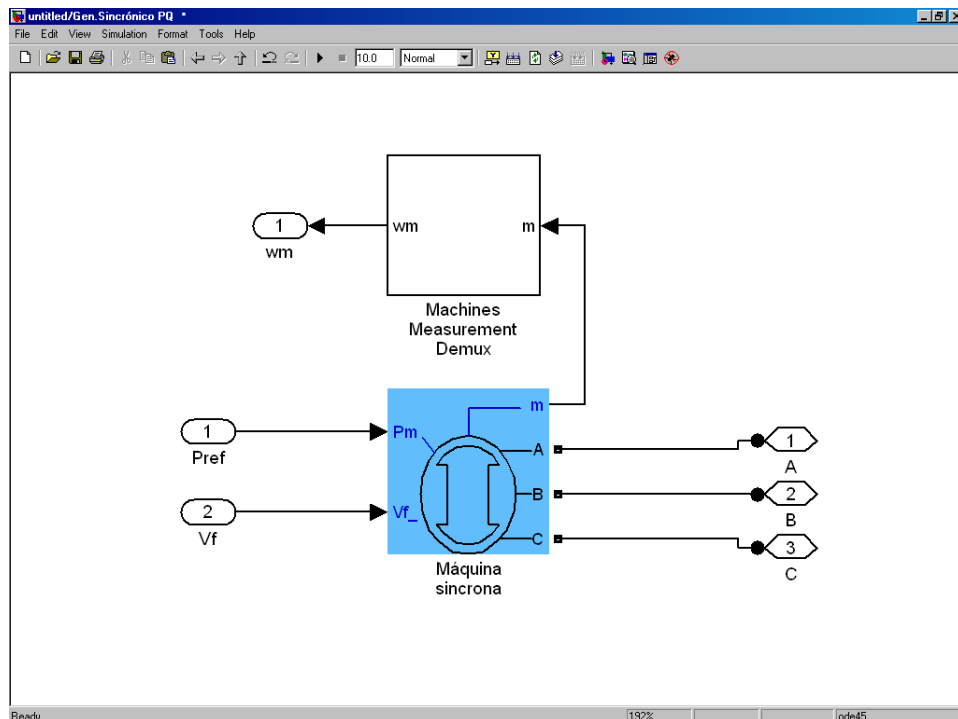
GEN.SÍNCRONO PQ



Este bloque simula el funcionamiento dinámico de una máquina síncrona trifásica de rotor cilíndrico o polos salientes. El mismo recibe dos señales de entrada provenientes del subsistema Control de P y Q que ingresan a los puertos Pref y Vf .

Los puertos de salida A, B y C son los bornes respectivos de las fases del generador síncrono que se conectarán a la red y el puerto wm es la señal de la salida de la medición de la velocidad del rotor en rad/s.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



Pref : es un puerto de entrada que recibe el valor de la potencia mecánica deseada en el eje de la máquina.

En el modo de generador, esta entrada puede ser una función o una constante positiva.

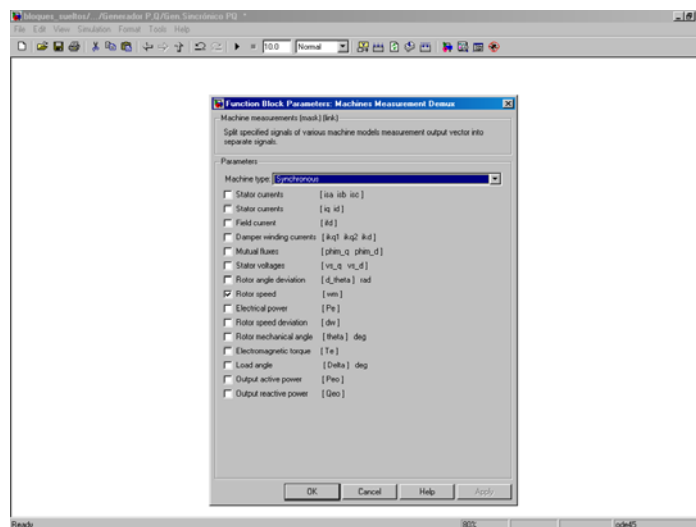
En el modo de motor, esta entrada puede ser una función o una constante negativa.

Vf : es un puerto de entrada que recibe el valor de la tensión de campo deseada en la máquina.

Esta tensión puede ser suministrado por un regulador de tensión en modo generador. Normalmente es una constante en el modo motor.

Máquina síncrona : Elemento primitivo Synchronous Machine del Toolbox SimPowerSystems

Machines Measurement Demux : elemento primitivo que nos permite seleccionar que valor de medición deseamos extraer, mediante la siguiente máscara de edición.

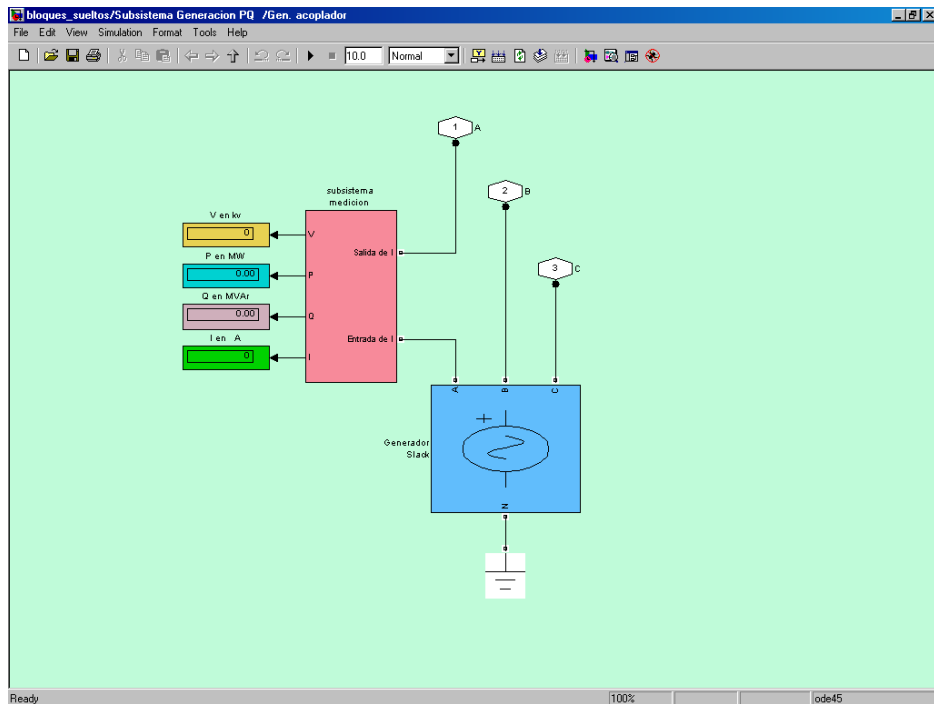


2.3.2.2) SUBSISTEMA GEN. ACOPLADOR

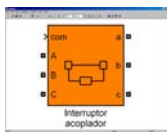


Este bloque cumple la función de mantener en frecuencia y concordancia de fases al Generador P,Q cuando está abierto el interruptor de barra.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



2.3.2.3) INTERRUPTOR ACOPLADOR



Bloque primitivo que cumple la función de acoplar y desacoplar la conexión en paralelo entre ambos generadores.

2.3.2.4) INTERRUPTOR DE BARRA



Interruptor de barra: bloque primitivo que cumple la función de acoplar y desacoplar la central generadora a la red.

FUNCIONAMIENTO DE INTERRUPTORES ACOPLADOR y DE BARRA

El accionamiento de ambos interruptores se efectúa por medio de las señales provenientes del subsistema protección y que ingresan a los puertos de entrada **com** de los respectivos interruptores.

Cuando el valor de la señal es igual a “0” (cero), el interruptor abre y cuando es igual a “1” (uno) el interruptor cierra.

2.3.2.5) SUBSISTEMA PROTECCIÓN



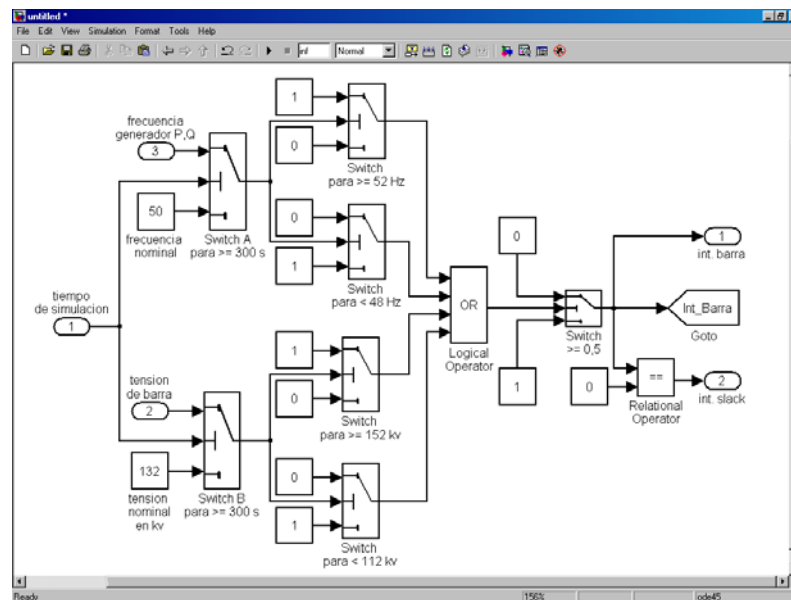
Este bloque cumple la función de controlar que el generador PQ opere dentro de límites normales de funcionamiento en tensión y frecuencia.

Para nuestro caso se ha establecido que la tensión normal de funcionamiento a bornes de la máquina sea un $\pm 15\%$ de la tensión nominal.

Para la frecuencia se estableció como rango de operación normal entre 48 y 52 Hz.

Si el subsistema detecta sub o sobrefrecuencia en el Generado P,Q o sub o sobretensión en sus bornes, envía un valor de señal “0” al interruptor de barra y un valor “1” al interruptor acoplador, quedando la central generadora desacoplada de la red y conectada en paralelo con el Gen. Acoplador.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



Este bloque funciona recibiendo por el puerto tiempo de simulación la señal que nos provee el reloj que mide el tiempo de simulación del sistema. Los switch A y B están regulados para que durante el período de simulación entre cero y 300 s, la salidas de los mismos sean las señales de valores nominales de frecuencia y tensión. Cuando el tiempo de simulación es mayor a 300 s, los valores de señales de salida son las lecturas de

frecuencia del generador síncrono y la tensión de barra respectivamente. Esto es a los efectos de no sensar dichos valores durante el período transitorio de arranque del sistema. Las señales de salidas de los switch A y B son las señales de entrada de los switch correspondientes para control de los límites de tensión y frecuencia.

Las salidas de estos switch son comparados por medio del operador LOGICAL OPERATOR OR, el cual nos entregará un 1 en funcionamiento normal o un cero cuando los valores de frecuencia o tensión están por fuera del rango de protección.

El valor de la señal de salida de este operador es enviado al switch $\geq 0,5$, el cual mientras mantenga una señal de entrada igual a 1 su señal de salida estará dado por el valor de la señal de entrada inferior ($=1$) y por lo contrario cuando sea igual a cero su señal de salida estará dada por el valor de la señal de entrada superior ($=0$).

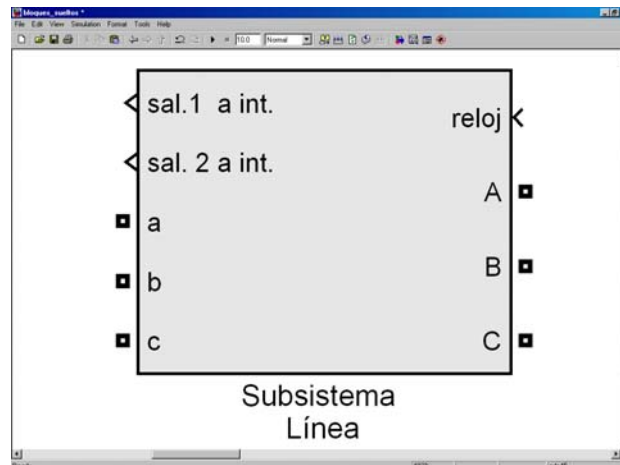
La salida del switch $\geq 0,5$ se envía al puerto de salida int.barra y al Goto Int_barra y a su vez se la toma como señal de entrada al operador Relational Operator $==$, el cual nos entrega un cero mientras sus dos señales de entrada sean distintas y un 1 cuando sean iguales.

La salida de este operador se envía al puerto de salida int.slack.

De ésta manera cuando el puerto com del interruptor de barra recibe un 1 el generador PQ se encuentra en servicio y desacoplado del generador slack, mientras que cuando recibe un cero el generador PQ se encuentra fuera de servicio y acoplado con el generador slack para mantenerse en frecuencia y en fase con el sistema.

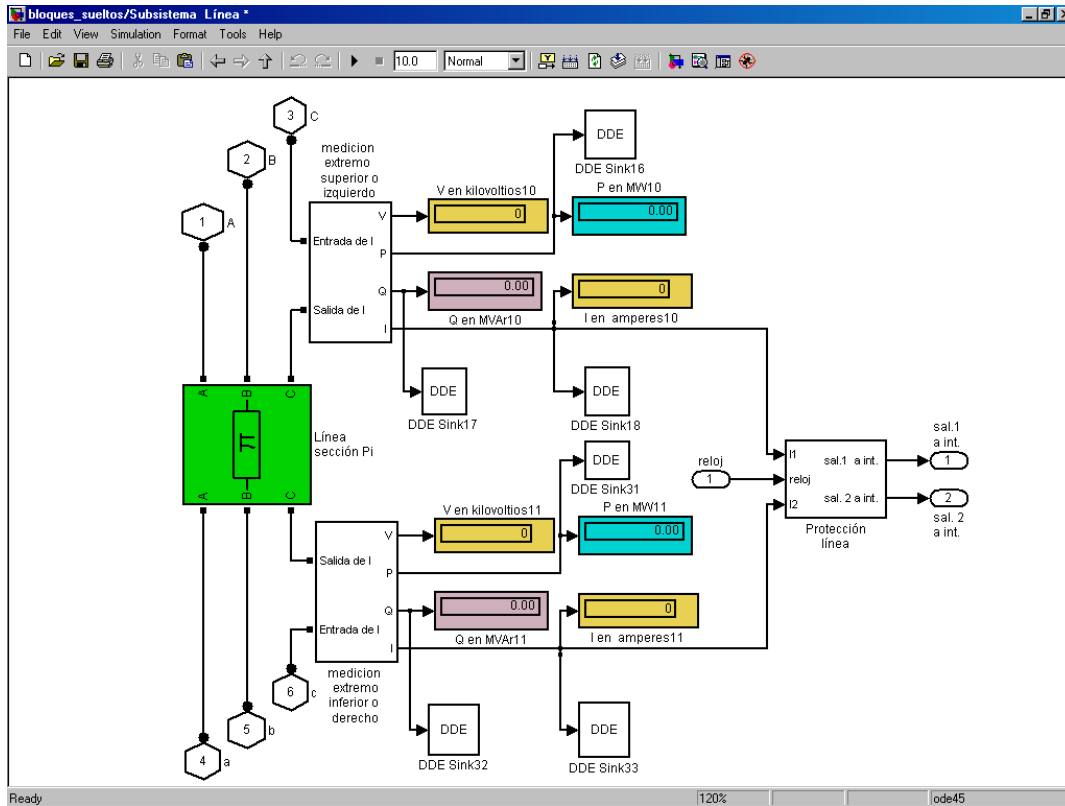
2.4) SUBSISTEMA LINEA

El subsistema desarrollado se identifica en la pantalla con la siguiente imagen:



Este subsistema simula el comportamiento de una línea de transmisión con sus correspondientes bloques de medición y protección contra sobrecorrientes en ambos extremos.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



En ella se observan bloques primitivos y propios.

2.4.1) Puertos del SUBSISTEMA LINEA

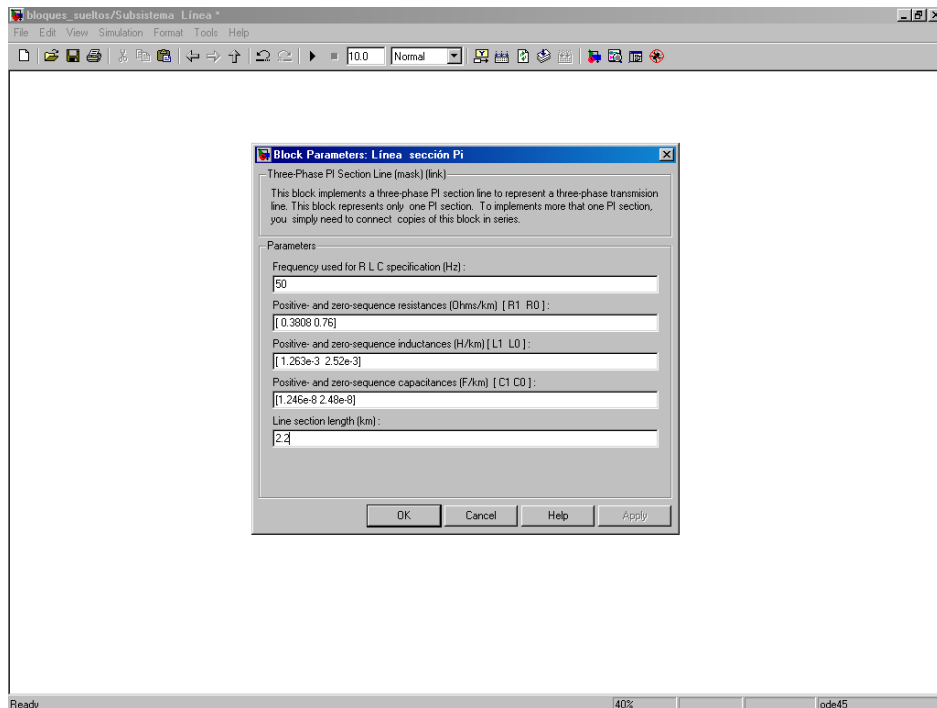
Los puertos OUT A, B, C, a, b y c permiten obtener los bornes de conexión del subsistema para su inserción en el sistema en estudio.

Los puertos de salidas 1 y 2 envían las señales por medio de bloques DDE a la planilla excel.

2.4.2) Bloques del SUBSISTEMA LINEA

El bloque Línea sección Pi es un primitivo de SimPowerSystem. El mismo modela matemáticamente el comportamiento de una línea de transmisión por medio del circuito equivalente Pi.

Su máscara de edición para carga de datos se observa en la siguiente imagen.



Los datos a cargar en la máscara de edición son:

Frecuencia nominal en Hz.

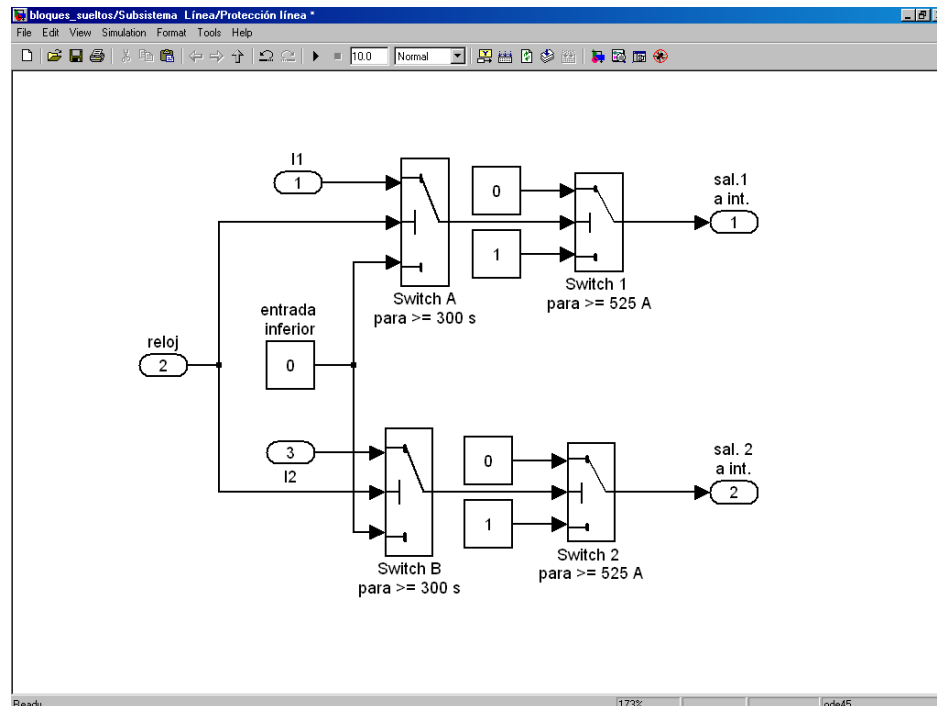
Resistencia de la línea de secuencia directa y homopolar en ohm/km.

Inductancia de la línea de secuencia directa y homopolar en H/km.

Capacitancia de la línea de secuencia directa y homopolar en F/km.

Longitud de la línea en km.

Los bloques de medición en ambos extremos nos permiten extraer lecturas de V, P, Q e I para ser enviadas a la planilla excel por medio de las DDE y a su vez tomar la señal de lectura de intensidad de corriente en ambos extremos para enviarlas al bloque Protección Línea, el cual está compuesto por elementos primitivos según se observa en la siguiente imagen.



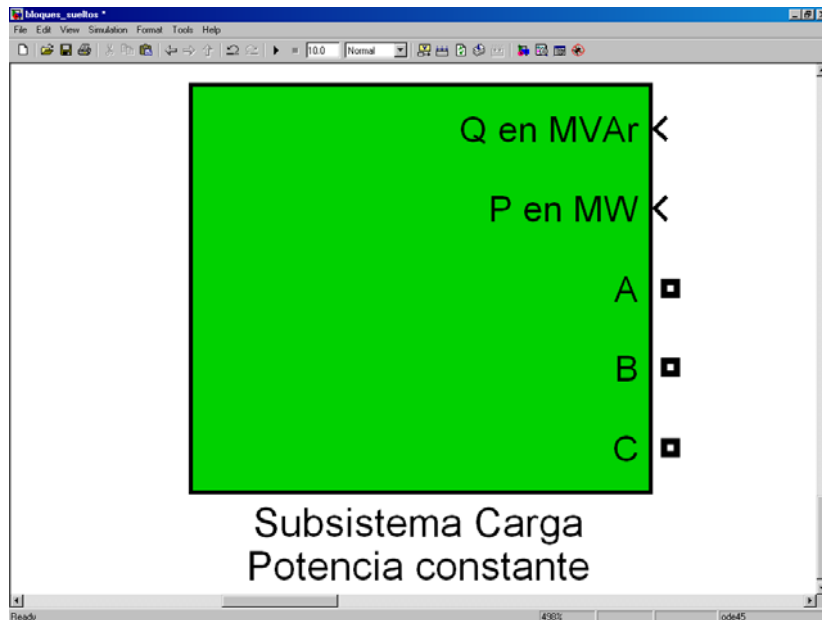
Este bloque funciona recibiendo por el puerto **reloj** la señal que nos provee el reloj que mide el tiempo de simulación del sistema. Los switch A y B están regulados para que durante el período de simulación entre cero y 300 s, la salida de los mismos sea la señal proveniente del bloque constante **entrada inferior**, para nuestro caso igual a cero. Cuando el tiempo de simulación es mayor a 300 s, los valores de señales de salida son las lecturas de la intensidad de corriente en ambos extremos de la línea que ingresan por los puertos I1 e I2. Esto es a los efectos de no sensar dichos valores durante el período transitorio de arranque del sistema.

Las señales de salidas de los switch A y B son las señales de entrada de los switch 1 y 2 correspondientes para control del límite de sobrecorriente impuesto por nosotros. Para nuestro caso 525 amperes.

Mientras el valor de la señal de ingreso al puerto medio en los switch 1 y 2 sea inferior a 525 para nuestro caso, la señal de salida en los respectivos switch será igual a la señal de entrada por los puertos inferiores, o sea igual a 1, mientras que si la lectura de la intensidad de corriente arroja un valor mayor o igual a 525, la señal de salida en dichos switch será igual al valor de la señal de entrada en los puertos superiores o sea igual a cero.

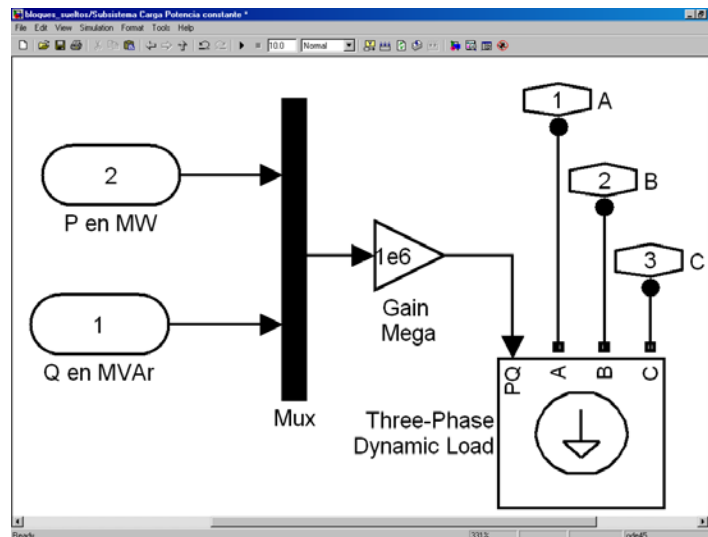
2.5) SUBSISTEMA CARGA POTENCIA CONSTANTE

El subsistema desarrollado se identifica en la pantalla con la siguiente imagen:



Este subsistema simula el comportamiento de una carga con comportamiento de consumo de potencia constante.

En su interior está formado por objetos primitivos y subsistemas según la siguiente imagen.



En ella se observan

2.5.1) Puertos de SUBSISTEMA CARGA POTENCIA CONSTANTE

Los puertos de salida A, B y C son los bornes de conexión de las fases del sistema.

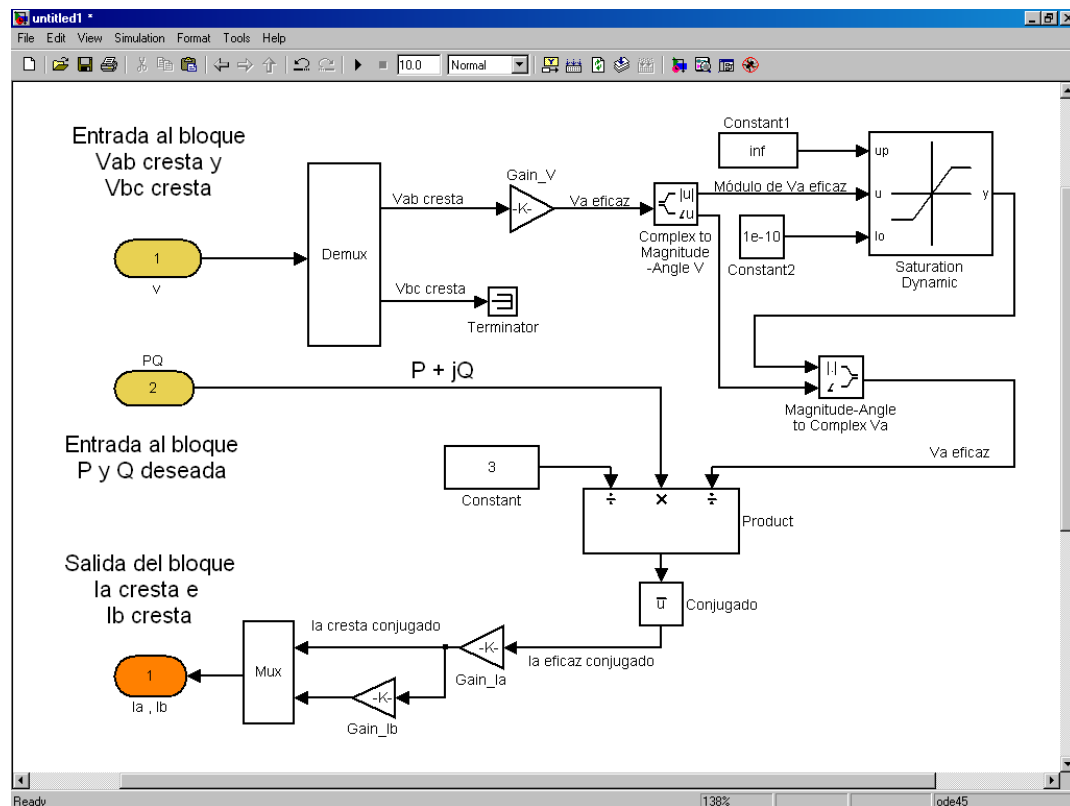
Los puertos de entrada P en MW y Q en MVAR, ingresan la señal de entrada al bloque.

Estas señales pueden provenir de un bloque CONSTANT o por medio de una DDE vinculada con la planilla Excel, donde se especifica en cada uno de ellos las potencias activa y reactiva de la carga en MW y MVAR respectivamente. Para el caso de carga reactiva capacitiva, su valor debe ser negativo.

2.5.2) Bloques de SUBSISTEMA CARGA POTENCIA CONSTANTE

Las señales de ingreso al bloque son unificadas como una única señal de salida por medio del bloque Mux, a la misma se la ingresa al bloque Gain Mega en cuyo interior la ganancia es de 1000000, lo cual lleva el valor de las potencias a W y Var respectivamente. Esta señal es la de entrada al bloque primitivo Three-Phase Dynamic Load, el cual fue modificado en su modelado interior para el logro del objetivo propuesto que la carga se comporte como potencia constante ante las variaciones de tensión a sus bornes y permita un estado dinámico de las señales de entrada.

El modelado del mismo se realiza por medio de bloques primitivos según la siguiente imagen.



En ella se observan los puertos de entrada V y PQ y de salida Ia,Ib.

Sabiendo que la potencia trifásica viene dada por:

$$S = P+jQ = 3 \cdot V_a \cdot I_a^*$$

Por lo que :

$$I_a^* = P + jQ / (3 \cdot V_a)$$

Este bloque debe obtener como señal de salida los valores de I_a^* e I_b^* de cresta, la cual será enviada a la matriz de espacio-estado interna del bloque POWERGUI.

En el puerto V ingresa desde la matriz de espacio-estado interna al bloque POWERGUI el valor de cresta o máximo de la tensiones compuestas V_{ab} y V_{bc} a bornes de la carga.

Estas señales que son números complejos ingresan al bloque Demux, el cual nos divide la salida en las señales V_{ab} y V_{bc} de cresta

La señal V_{bc} cresta es descartada en este bloque por medio de un Terminator.

La señal V_{ab} cresta es transformada en el bloque Gain_V , por medio de la expresión: $\exp(-j \cdot \pi/6) / (\sqrt{3} \cdot \sqrt{2})$, en V_a eficaz con argumento de 0 grados.

Esta señal, la cual es un número complejo es afectada por el bloque Complex to Magnitude-Angle V el cual la descompone el Módulo de V_a eficaz y argumento.

A este módulo lo ingresamos en el bloque Saturation Dynamic para controlar que su valor nunca llegue a ser cero, lo que nos ocasionaría una indeterminación en un proceso de cálculo posterior. A este control lo limitamos en su límite inferior por una constante de $1e-10$ que ingresamos en el puerto lo y a su límite superior por una constante de valor infinito positivo ingresada en el puerto up.

A esta señal del módulo y el argumento la combinamos en el bloque Magnitude-Angle to Complex V_a para obtener un número complejo que representa el valor eficaz de la tensión V_a .

El número complejo que ingresa por el puerto PQ nos representa el valor de potencia demandado por la carga, $P + jQ$.

Por medio del bloque Product realizamos la operación matemática para determinar el valor complejo de la corriente eficaz de la fase A.

El valor de I_a^* lo obtenemos por medio del bloque de función matemática Conj.

A esta señal la afectamos del bloque Gain_ I_a con un valor de $\sqrt{2}$ para conseguir el valor cresta de I_a^* .

A continuación esta señal es enviada a los bloques Mux y Gain_ I_b . Este ultimo afecta la señal por el valor $\exp(-j \cdot 2 \cdot \pi/3)$ girando el fasor I_a^* en -120° , obteniendo el valor buscado de I_b^* cresta.

Las señales de I_a^* e I_b^* cresta ingresan al bloque Mux para unir las como una única señal de salida por medio del puerto I_a, I_b .

2.6) SUBSISTEMA CARGA IMPEDANCIA CONSTANTE

Con el mismo principio constructivo que el de CARGA POTENCIA CONSTANTE se modeló el bloque que permite simular el comportamiento de una carga trifásica equilibrada, basada en la expresiones, $Z_a = V_a^2 / ((P + jQ) / 3)$ e $I_a = V_a / Z_a$.

INTERFASE GRAFICA – VISUAL BASIC-

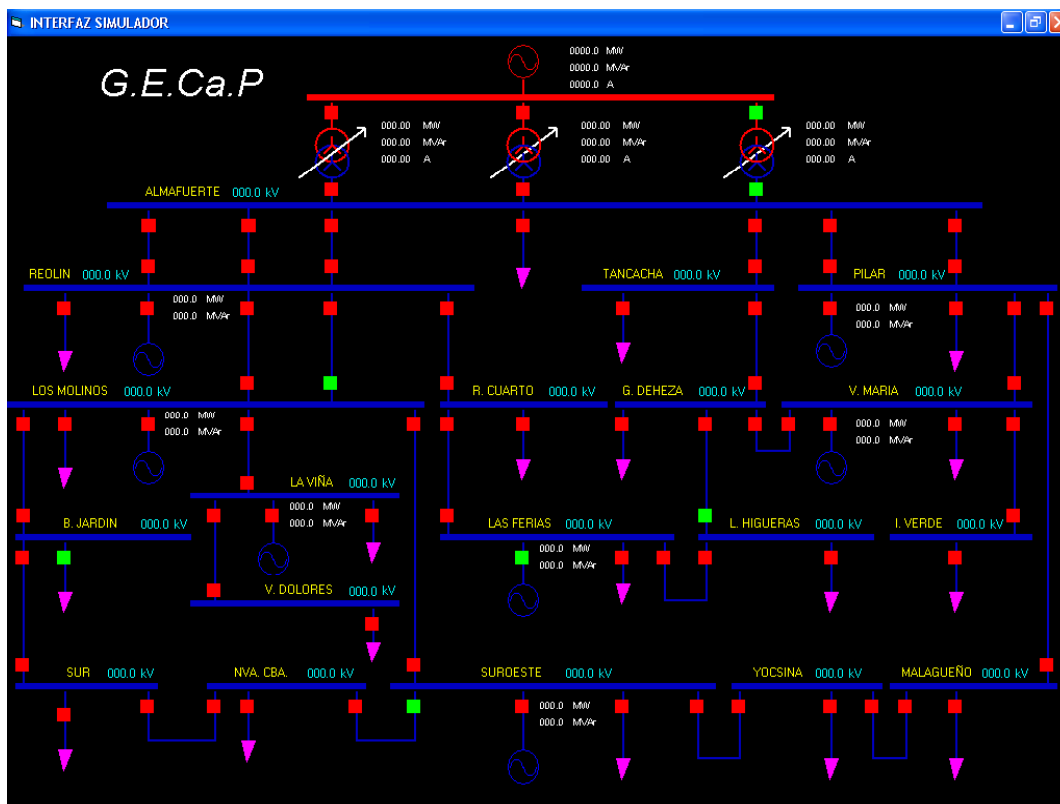
VISUAL BASIC: con éste software se desarrolló la interfase gráfica que permite al operador acceder a la operación del sistema en estudio y visualizar lecturas de medición. Por medio de ésta interfase, el operador tiene acceso al accionamiento de comandos de interruptores de líneas para operar la red y a los valores de lecturas de medición como:

Tensión de barras en kV

Intensidad de corriente en A, en líneas, cargas y generadores.

Potencias activa en MW y reactiva en MVA_r, en líneas, cargas y generadores.

En la siguiente imagen se visualiza la interfase gráfica desarrollada.



Las características constructivas y de funcionamiento se describen en el anexo IV.

Cabe mencionar que los colores elegidos y formas de elementos responden a que sean similares a los que están acostumbrados a visualizar en pantalla los operadores de la EPEC.

SERVIDOR DE DATOS REMOTOS – EXCEL-

EXCEL: Por medio de este software se realiza la comunicación para transferencia de datos de la red en estudio y valores resultantes entre el modelo de simulación en Matlab/Simulink y la interfase gráfica Visual Basic.

En este servidor se ingresan como datos :

Demanda de potencia activa en MW y reactiva en MVA de las cargas.

Potencia activa en MW y reactiva en MVA a suministrar por los generadores

Tensión entre fases deseada en barra de interconexión con el SIN.

Además nos permite como entrenador producir contingencias al sistema actuando sobre comandos de apertura o cierre de interruptores de líneas, cargas y generadores o variando datos de cargas y generación en el sistema y/o valor de tensión en la interconexión con el SIN.

En las siguiente imágenes se muestran la visualización en pantalla de distintas hojas Excel desarrolladas.

1	ESTACI	CAMPO	FECHA	HORA	P[MW]	Q[MVAR]	I[A]	V[KV]	TLQ
13634	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	00:00	-56.18	-5.86	238.04	140.13	0
13635	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	00:15	-61.26	-3.42	259.37	139.24	0
13636	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	00:30	-58.55	-4.65	253.61	136.74	0
13637	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	00:45	-58.12	-11.59	250.49	139.24	0
13638	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	01:00	-57.08	-9.29	245.73	138.62	0
13639	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	01:15	-54.66	-9.34	233.92	139.72	0
13640	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	01:30	-52.78	-8.42	224.86	139.95	0
13641	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	01:45	-51.04	-8.01	218.72	139.21	0
13642	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	02:00	-49.47	-7.87	211.40	139.74	0
13643	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	02:15	-48.50	-7.24	207.46	139.44	0
13644	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	02:30	-47.48	-6.76	201.05	140.05	0
13645	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	02:45	-46.40	-5.60	198.22	139.22	0
13646	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	03:00	-45.98	-5.93	196.20	139.56	0
13647	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	03:15	-44.75	-5.45	191.26	140.11	0
13648	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	03:30	-44.44	-5.52	189.15	139.87	0
13649	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	03:45	-43.95	-5.45	185.86	139.99	0
13650	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	04:00	-43.98	-5.67	187.78	140.07	0
13651	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	04:15	-44.66	-5.06	190.71	139.81	0
13652	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	04:30	-44.66	-4.68	189.70	139.99	0
13653	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	04:45	-44.34	-4.68	188.51	139.78	0
13654	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	05:00	-44.46	-4.99	188.42	140.33	0
13655	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	05:15	-44.53	-5.11	188.42	140.31	0
13656	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	05:30	-44.85	-6.68	190.71	140.41	0
13657	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	05:45	-44.61	-6.90	190.34	139.74	0
13658	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	06:00	-44.17	-7.38	188.14	140.31	0
13659	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	06:15	-44.99	-6.93	191.62	140.10	0
13660	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	06:30	-44.15	-6.93	188.33	139.84	0
13661	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	06:45	-44.10	-6.47	188.14	139.93	0
13662	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	07:00	-41.95	-8.13	180.18	139.58	0
13663	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	07:15	-42.04	-7.87	181.28	139.50	0
13664	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	07:30	-35.74	-4.48	153.08	138.78	0
13665	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	07:45	-37.79	-3.76	162.14	139.29	0
13666	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	08:00	-30.61	-3.42	131.84	139.92	0
13667	REOLIN	ALMAFU1	03/06/2007	08:15	-14.44	-1.00	62.99	140.96	0

En la hoja Mediciones x Día, se cargan los datos de lecturas de medición de la EPEC durante un día, tomadas dichas lecturas cada 15 minutos, permitiendo por medio de

autofiltros elegir ESTACION, CAMPO, FECHA, HORA, POT. ACTIVA, POT. REACTIVA, CORRIENTE o TENSION de un determinado estado del sistema. Elegido ese determinado estado del sistema, filtrando la HORA, se copian sus valores y son pegados en la hoja Mediciones x hora, como se aprecia en la siguiente imagen.

ESTACION	CAMPO	FECHA	HORA	P[MW]	Q[MVAR]	I[A]	V[KV]	TLQ
144	REOLIN	03/06/2007	21:00	-54.54	-11.30	237.96	138.36	0
145	REOLIN	03/06/2007	21:00	-91.92	-18.69	366.00	137.65	0
146	REOLIN	03/06/2007	21:00	70.91	17.05	308.54	138.36	0
147	REOLIN	03/06/2007	21:00	63.22	15.42	266.77	138.52	0
148	REOLIN	03/06/2007	21:00	52.00	4.24	220.46	137.39	0
149	REOLIN	03/06/2007	21:00	-9.29	-1.25	81.73	67.95	0
150	REOLIN	03/06/2007	21:00	-6.23	-1.91	55.73	67.75	0
151	REOLIN	03/06/2007	21:00	17.68	-1.70	150.04	67.62	0
152	REOLIN	03/06/2007	21:00	16.53	2.24	142.78	67.75	0
153	REOLIN	03/06/2007	21:00	4.72	0.93	40.15	67.52	0
154	REOLIN	03/06/2007	21:00	18.34	5.98	164.57	67.65	0
155	REOLIN	03/06/2007	21:00	-22.01	-3.47	189.63	NULL	0
156	REOLIN	03/06/2007	21:00	-22.69	-3.56	197.62	NULL	0
157	REOLIN	03/06/2007	21:00	-2.37	1.39	22.59	NULL	0
158	REOLIN	03/06/2007	21:00	5.36	1.10	45.59	NULL	0
159	REOLIN	03/06/2007	21:00	0.06	0.01	1.07	35.26	0
160	REOLIN	03/06/2007	21:00	5.23	0.74	85.40	35.25	0
161	REOLIN	03/06/2007	21:00	3.35	0.75	62.01	35.19	0
162	REOLIN	03/06/2007	21:00	11.10	0.97	NULL	NULL	0
163	REOLIN	03/06/2007	21:00	11.22	-0.26	NULL	NULL	0
164	REOLIN	03/06/2007	21:00	0.01	0.01	NULL	NULL	0
317	AFUERT	03/06/2007	21:00	570.85	-84.20	NULL	508.79	0
318	AFUERT	03/06/2007	21:00	-588.57	105.68	NULL	508.79	0
319	AFUERT	03/06/2007	21:00	-330.72	-69.30	NULL	506.64	0
320	AFUERT	03/06/2007	21:00	39.84	-7.12	NULL	138.11	0
321	AFUERT	03/06/2007	21:00	39.74	-7.32	NULL	NULL	0
322	AFUERT	03/06/2007	21:00	54.85	11.80	NULL	137.84	0
323	AFUERT	03/06/2007	21:00	82.58	18.77	NULL	NULL	0
324	AFUERT	03/06/2007	21:00	5.87	3.62	NULL	NULL	0
325	AFUERT	03/06/2007	21:00	0.00	-0.57	NULL	137.04	0
326	AFUERT	03/06/2007	21:00	63.96	4.23	NULL	NULL	0
386	REOLIN	03/06/2007	21:00	-71.46	-15.65	313.24	138.37	0
387	REOLIN	03/06/2007	21:00	70.50	15.85	NULL	NULL	0
388	AFUERT	03/06/2007	21:00	106.02	20.94	122.80	NULL	0

Estos valores por medio de hipervínculos son enviados a la hoja io a la tabla que se observa en la siguiente imagen:

NP de barra	Estación	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	Almatuete A	5.07	3.05	353.9	65.6
2	Pilar	45.96	0.26	94.7	68.5
3	V. Matia	65.74	-0.21	14.4	5.4
4	I. Verde	30.10	3.97		
5	Renlin	44.70	7.03	22.3	0.7
6	Tancacha	4.50	0.98		
7	Deheza/Cabr	30.74	1.64		
8	Las Higueras	14.00	3.16		
9	Las Feñas	32.75	7.71	33.5	12.0
10	Rio IV	30.13	2.60		
11	Los Molinos	-0.25	-0.02	23.9	5.0
12	La Viña	8.81	-1.24	13.3	2.2
13	V. Dolores	31.97	-4.25		
14	Malagueño	36.55	14.97		
15	Yocaina	25.36	-5.95		
16	Sudeste	41.53	8.52	27.7	1.6
17	Nueva Cba.	24.58	8.04		
18	Sur	32.36	8.78		
19	Blasío Jardín	55.01	19.15		
total		570	90	584	161

Estos valores de cargas y generación son enviados por medios de bloques DDE al modelo de simulación en Matlab/simulink.

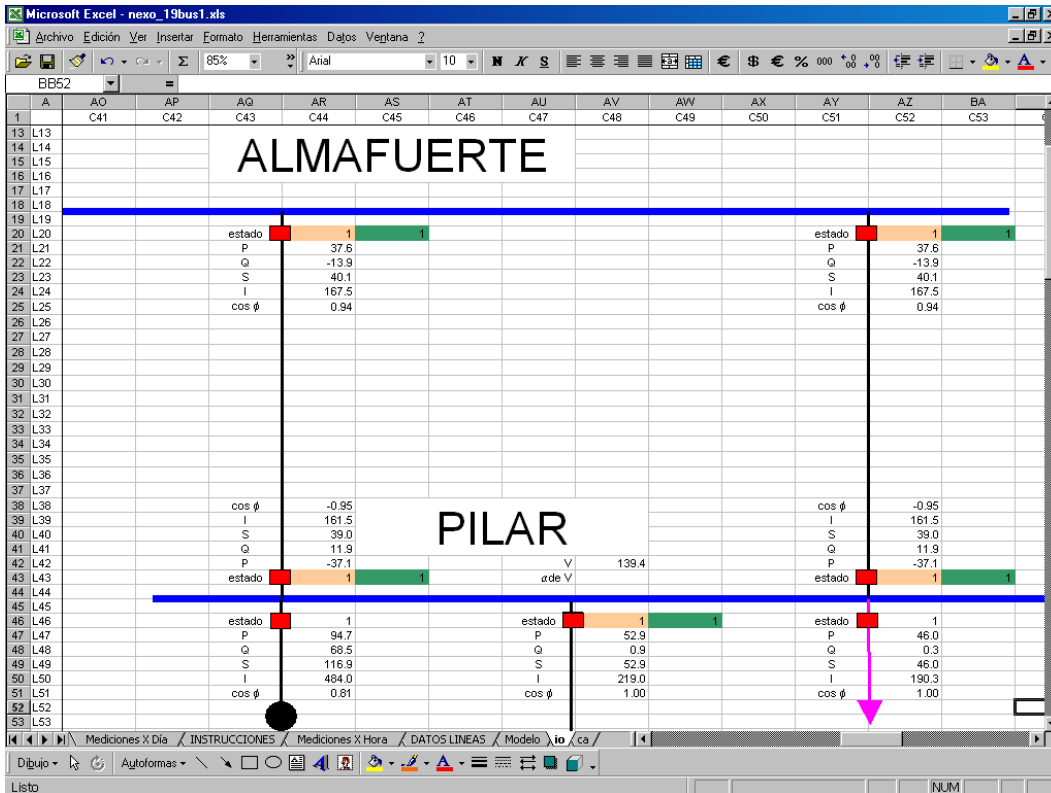
Con este estado de datos, dicho modelo devuelve por medio de bloques DDE valores de lecturas de medición a la siguiente tabla en la misma hoja io.

LECTURA SIMULINK						
		TENSION	GENERACION		DEMANDAS	
Nº de barra	Estación	kV	MW	MVA _r	MW	MVA _r
1	Almafuerte A	138.1	360.0	24.3	5.9	3.0
2	Pilar	140.4	94.7	68.5	46.0	0.3
3	V. María	132.5	14.4	5.4	65.7	-0.2
4	I. Verde	129.0			30.1	4.0
5	Reolín	137.7	22.3	0.7	44.7	7.0
6	Tancacha	136.7			4.5	1.0
7	Deheza/Cabr	133.4			30.7	1.6
8	Las Higueras	133.5			14.0	3.2
9	Las Ferias	133.8	33.5	12.0	32.8	7.7
10	Río IV	133.8			30.1	2.6
11	Los Molinos	133.2	23.9	5.0	-0.2	0.0
12	La Viña	132.6	13.3	2.2	8.8	-1.2
13	V. Dolores	132.4			32.0	-4.2
14	Malagueño	131.6			36.6	15.0
15	Yocsina	131.2			35.4	5.9
16	Sudoeste	130.9	27.7	1.6	41.5	8.5
17	Nueva Cba.	130.6			24.6	8.0
18	Sur	124.1			32.4	8.8
19	Barrio Jardín	124.3			55.0	19.2
	total		589.8	119.6	570.4	90.1

Estos valores de medición, por medio de bloques de comunicación DDE, son enviados para su visualización, a la interfase en Visual Basic.

Como se mencionó este servidor nos permite como entrenador producir contingencias al sistema actuando sobre comandos de apertura o cierre de interruptores de líneas, cargas y generadores.

Para llevar adelante estas acciones se desarrollo un diagrama unifilar del sistema en estudio en la hoja io, del cual se muestra una porción del mismo que permite visualizar las líneas de interconexión entre dos barras (Almafuerte – Pilar) y los interruptores de carga y generación sobre una de ellas (Pilar).



Sobre las líneas de interconexión en ambos extremos y a los bornes de la carga y la generación se representan con cuadrados los interruptores asociados.

Estas figuras tendrán un color de relleno según el estado del interruptor:

Rojo : interruptor cerrado

Verde : interruptor abierto

El estado del interruptor de línea dependerá de dos posibles acciones:

Acción 1: el entrenador podrá operar en la celda color verde ya sea insertando un 1 (interruptor cerrado) o un 0 (interruptor abierto) para generar una contingencia.

Este valor es transmitido a la lógica de programación del interruptor asociado en la interfase gráfica. Dicha lógica devolverá a la celda color ocre el mismo valor ingresado por el entrenador. A su vez este valor será transmitido al comando del interruptor correspondiente en el modelo de simulación en Matlab/Simulink.

Acción 2 : el valor de la celda color verde recibe por medio de una DDE la señal proveniente del bloque “protección línea” del modelo de simulación en Matlab/Simulink. Este valor podrá ser un 1 cuando dicho bloque no detecte una sobreintensidad o un 0 cuando detecte una sobreintensidad en la línea en cuestión.

El estado de los interruptores de carga y generación serán función del valor de la celda contigua a la figura del interruptor. Dicho valor para el caso de la carga puede ser dispuesto por el entrenador actuando sobre dicha celda o por el operador actuando desde la interfase gráfica. Mientras que para el caso del generador el valor de la celda es dispuesto por el entrenador o transmitida por medio de DDE desde el bloque “protección” de generador en el modelo de simulación en Matlab/Simulink.

Además para auditar el comportamiento del sistema en estudio el entrenador cuenta con valores provenientes de los bloques de medición de líneas, cargas y generación del modelo de simulación en Matlab/Simulink tales como:

Tensión de barra en kV.

Intensidad de corriente en A.

Potencia aparente en MVA.

Potencia activa en MW.

Potencia reactiva en MVA_r.

De ésta manera, el entrenador en una estación de trabajo, puede tener el control del estado del sistema en estudio y someterlo a contingencias, para provocar en la estación de trabajo, que contiene la interfase gráfica, que el operador controle y opere el sistema, buscando la solución adecuada.

Anexo III

Interfaz Hombre-Máquina

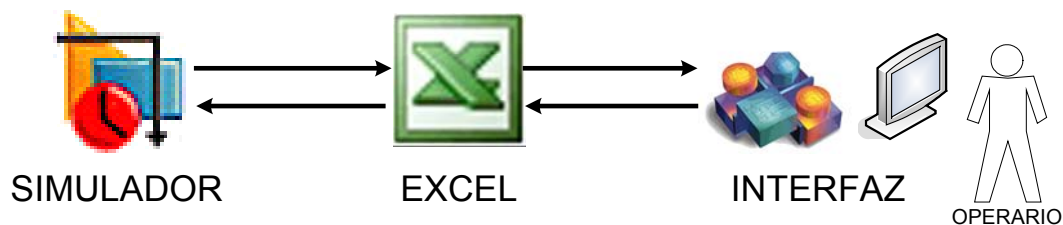
INTRODUCCION

La Necesidad de desarrollar una interfase grafica surge de que es muy importante Mostrar al Usuario un entorno que se asemeje lo más posible al entorno de trabajo del mismo. De esta manera se puede pensar en una independencia entre el modelo matemático que resuelve el sistema de potencia y la interfase que el operario esta viendo.

Así también se pueden ejecutar cambios en el modelo de simulación sin afectar la interfase y viceversa.

También es muy importante destacar que utilizando Este patrón de diseño en donde se separa el modelo de la vista se pueden desarrollar distintas Interfaces Visuales con un mismo modelo según las necesidades y agregar nuevos comportamientos fácilmente.

Como se puede observar en la figura siguiente vemos que el simulador con su modelo matemático resuelve el sistema y establece los datos obtenidos en Excel, pero también toma datos del mismo utilizando información de retroalimentación.



Así también vemos como la interfase grafica toma datos de las hojas de calculo de Excel y representa a los mismos en pantalla. Pero también responde a cambios sobre la interfase y comunica a Excel los cambios. De esta manera vemos como se establece un puente entre el simulador y la interfase a través de Excel. La razón de esta metodología es la facilidad, ductilidad, y poder matemático que el mismo posee.

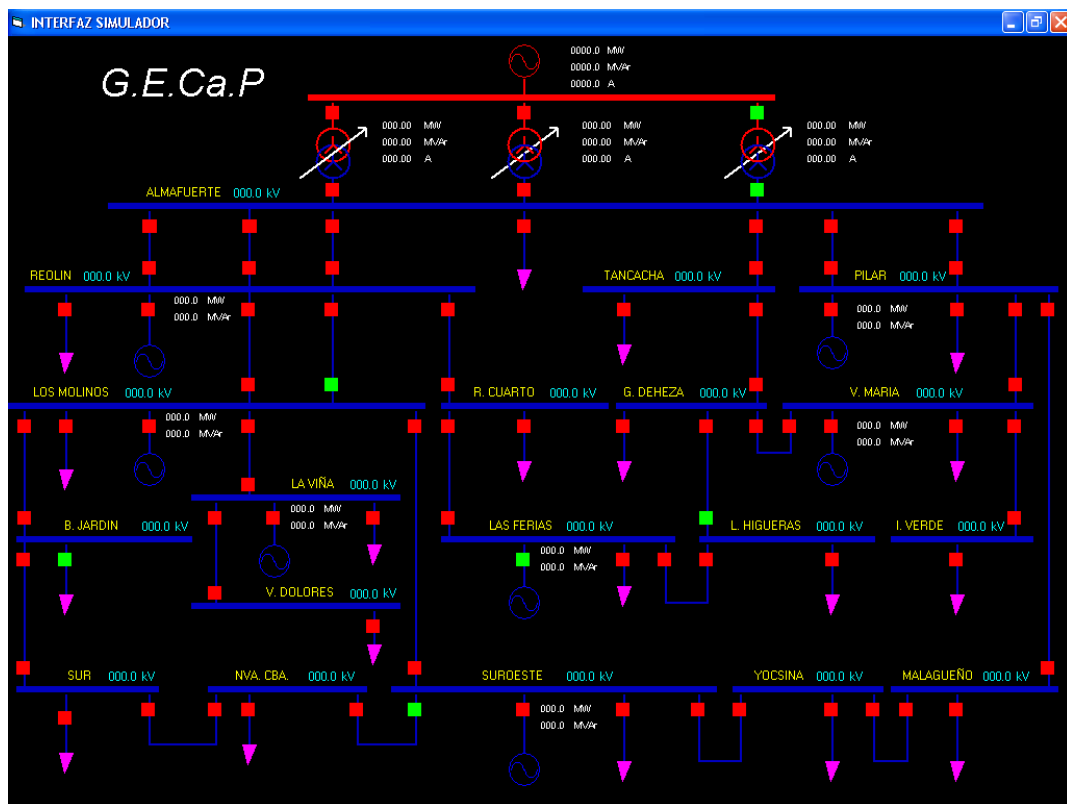
La forma en que la interfase se comunica con Excel es a través de Canales de comunicación DDE, que permiten funcionar al simulador y la interfase en la misma maquina y en maquinas separadas.

OBJETIVO

- Brindar una Apreciación y Visualización cómoda, fácil de entender y de operar correspondiente al modelo de potencia de la provincia de Córdoba en 132Kv.
- Proporcionar en pantalla los resultados de operaciones matemáticas obtenidos por el simulador en la resolución del modelo, tomar decisiones con los datos obtenidos sobre el aspecto visual de la interfase y servir como al simulador con información de retroalimentación.
- Brindar una interfase grafica similar al panel que manejan los operarios en Epec.

DESCRIPCIÓN VISUAL

El aspecto visual de la interfase es el siguiente:



En la misma se muestra La Mitad del modelo de potencia de la provincia de Córdoba, De 132 Kv. Desde la conexión del SIN(Sistema Interconectado Nacional) en Almafuerite, y la representación de las 19 barras que componen el modelo. De cada una se puede apreciar su nombre, El Valor de tensión actual en Kv. , Su carga correspondiente, su generador(Si es que tiene la capacidad de Generar Energía Eléctrica), y la conexión que esa barra posee con respecto a otras a través de líneas de distribución de 132Kv.

Elementos Visuales que componen la interfase

Dentro del conjunto de elementos visuales que componen la Interfase se encuentran:

- Generador Infinito
- Barra
- Nombre Barra
- Tensión Barra

- Transformador
- Interruptor
- Carga
- Línea
- Generador

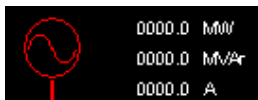
Los cuales se especifican con mas detalle a continuación.

GENERADOR INFINITO

El Generador Infinito que se encuentra centrado en la parte superior de la interfase representa al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Los Datos que se Muestran del mismo son la Potencia Activa, Potencia Reactiva y La Intensidad Suministrada.

Elemento Visual



BARRA

Las Barras Representan los puntos de Distribución de la energía Eléctrica en las Distintas Ciudades. El sistema esta compuesto por 19 Barras, Almafuerte, Reolin, Tancacha, Pilar, Los Molinos, Río Cuarto, General Deheza, Villa Maria, La Viña, Las Ferias, Las Higueras, Isla Verde, Villa Dolores, Barrio Jardín, Sur, Nueva Córdoba, Suroeste, Yocsina, Malagueño.

Elemento Visual

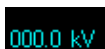


También De Cada Barra Se Muestra:

Su Nombre



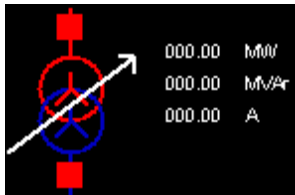
Valor Tensión



TRANSFORMADOR

Representan los 3 transformadores que reducen de 500Kv de Sistema Interconectado Nacional a los 132Kv del sistema de potencia de EPEC. De Cada Transformador Se Muestra La Potencia Activa, Potencia Reactiva, y la Intensidad que cada uno suministra a la red. Como elementos adicionales pueden verse 2 Interruptores por cada transformador, uno superior y otro inferior que indican si el transformador esta en servicio o no.

Elemento Visual



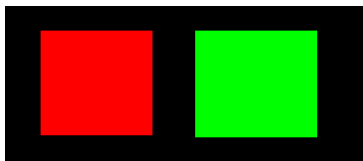
INTERRUPTOR

Los interruptores sirven para indicar si una línea esta en servicio o desconectada, al igual que para las cargas, los generadores y los transformadores.

Los Interruptores de las líneas tienen la propiedad de poder accionarlos (ya sea para abrirlos o cerrarlos), y también por cada interruptor hay asignada una conexión con Excel para responder a eventos que ocurran automáticamente.

En la imagen siguiente se puede observar un interruptor cerrado y uno abierto.

Elemento Visual



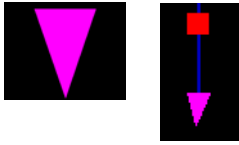
CARGA

Las cargas representan el consumo de potencia que se registra en una zona determinada.

La interfase contiene 19 cargas, una correspondiente a cada barra.

La carga esta representada junto con una línea y un interruptor que indica si la misma esta en servicio o no.

Elemento Visual



LINEA

Las líneas representan las líneas de distribución de la Energía Eléctrica. Las mismas unen Localidades entre sí, y unen las cargas y los generadores a las barras.

Cada línea de distribución entre barras posee 2 interruptores, mientras que las líneas que unen cargas y generadores poseen un solo interruptor.

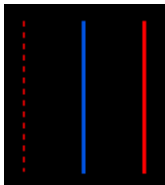
Las líneas de distribución pueden estar en uno de los tres estados siguientes:

Abiertas: se representa en línea de puntos y de color Rojo. Esto sucede cuando uno de los interruptores o ambos correspondientes a esa línea están abiertos.

Cerrada: Se representa con una línea azul de trazo continuo. Se encuentra en este estado cuando la línea esta operando normalmente con ambos interruptores cerrados y cuya intensidad circulante se encuentra dentro de valores normales.

Cerrada Sobrecargada: se representa con una línea de color Rojo y de trazo Continuo Intermitente. Se encuentra en este estado cuando la intensidad de la línea es bastante alta pero no lo suficiente para que la misma salga de servicio.

Elemento Visual



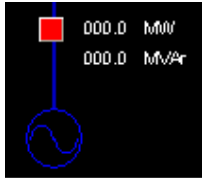
GENERADOR

Representan cada una de las Entidades con las que cuenta EPEC que tienen la capacidad de generar Eléctrica. Los generadores presentes en la interfase son 7, ubicados en: Reolin, Los Molinos, La Viña, Suroeste, Las Ferias, Villa Maria y Pilar.

Cada generador se conecta con una barra para la distribución a través de una línea que posee a su vez un interruptor.

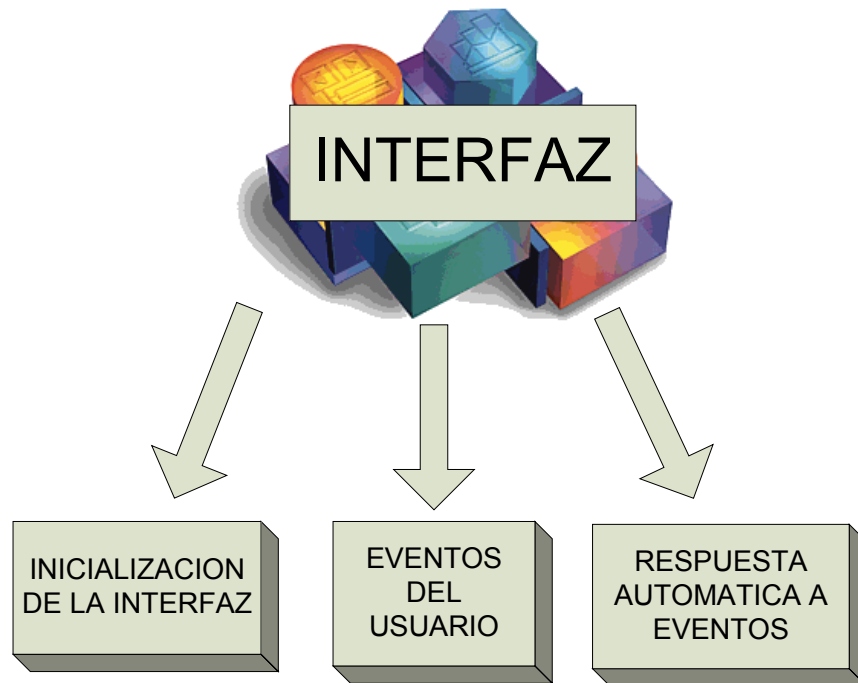
De cada generador se muestra la Potencia Activa y Reactiva que suministra.

Elemento visual



LOGICA DE FUNCIONAMIENTO POR BLOQUES

La interfase contiene básicamente tres tipos de comportamiento desde que se ejecuta hasta que se cierra la misma.



El primer grupo “INICIALIZACION DE LA INTERFASE” corresponde a todos aquellos métodos que ejecuta al inicializar y que le sirve para establecer todos los valores de los objetos que contiene.

El Segundo Grupo “EVENTOS DEL USUARIO” Corresponde a todos aquellos métodos que ejecuta cuando el usuario(operario del sistema) ejecuta alguna acción sobre algún elemento de la interfase.

El tercer grupo “RESPUESTA AUTOMATICA A EVENTOS” corresponde a todos aquellos métodos que ejecuta automáticamente frente a estímulos externos o porque están programados para que se ejecuten cada cierto intervalo de tiempo.

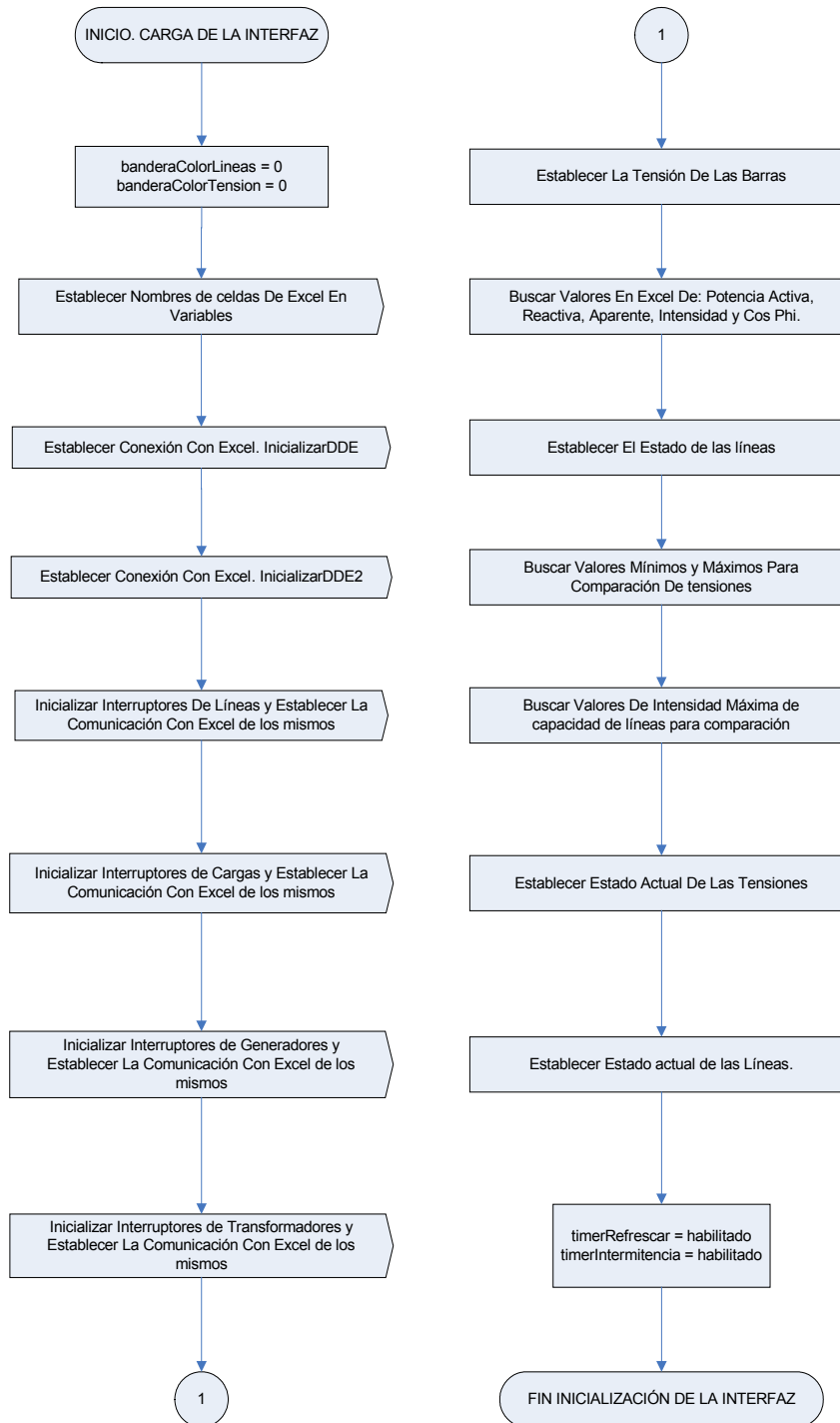
Cabe aclarar que hay métodos que corresponden a mas de un modulo a la vez.

A continuación se especifican los diagramas de flujo del funcionamiento de la interfase.

DIAGRAMAS DE FLUJO

INICIALIZACION DE LA INTERFASE

Carga De La Interfase (Formload)



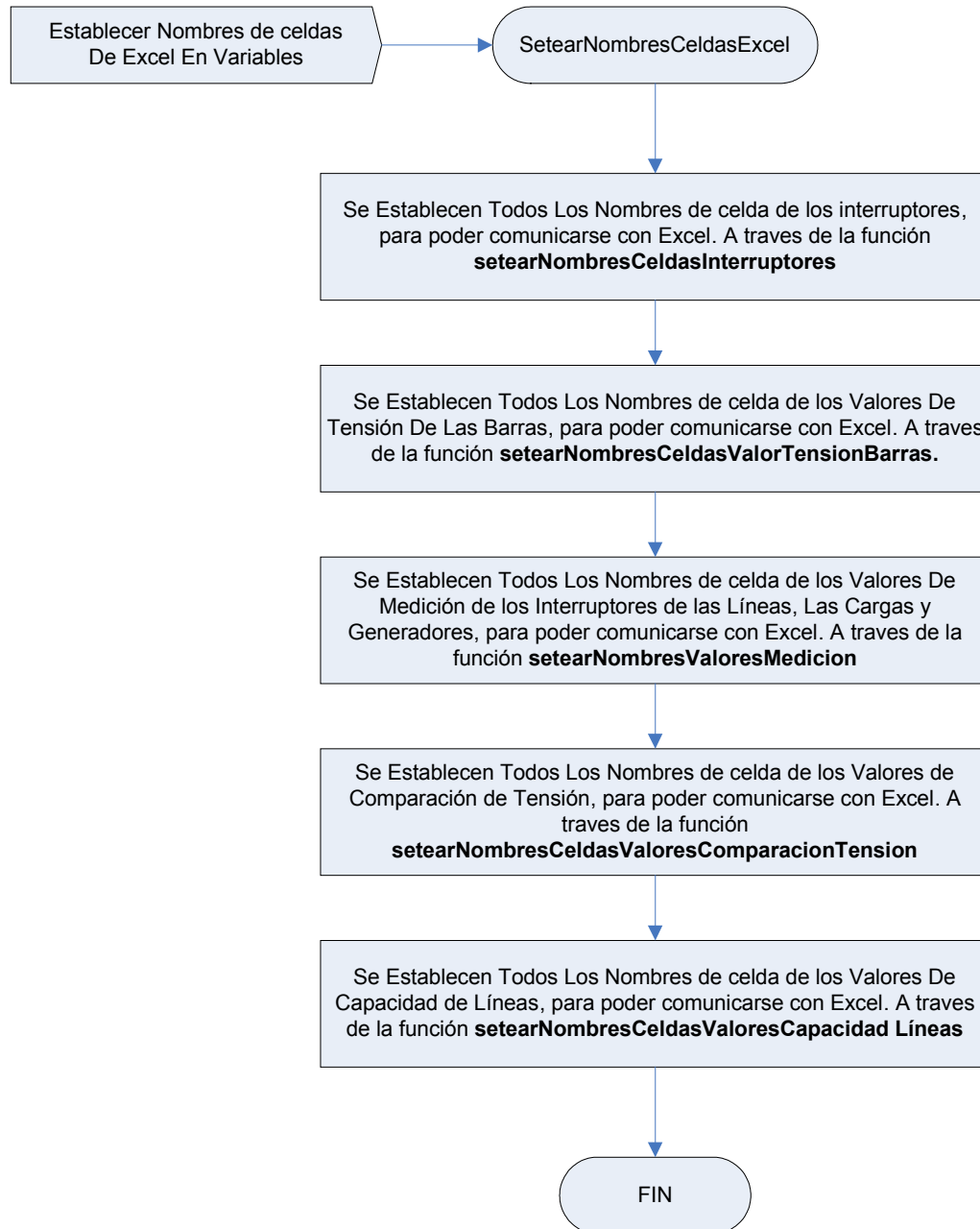
Explicación

Se inicializa la pantalla, se establecen todas las conexiones con Excel para cada uno de los objetos, se establecen todas las correspondencias de celdas entre los objetos y Excel, se inicializan todos los valores de las variables, y se muestra en pantalla la interfase para que el operario pueda comenzar a trabajar.

Código Fuente

```
Private Sub Form_Load()  
'seteo las banderas  
    bandColorLineas = 0  
    bandColorTension = 0  
'establezco los valores de celdas de todos los vectores  
    setearNombresCeldasExcel  
  
'inicializo la conexion con excel  
    inicializarDDE  
    inicializarDDE2  
    inicializarDDEint  
    inicializarDDEcarga  
    inicializarDDEgenerador  
    inicializarDDEtrafo  
  
'ahora establezco los valores de tensión de las barras y los valores de Medición  
    setearTensionBarras  
    buscarValoresMedicion  
    ModuloVariables.setearEstadoLineasDefecto  
  
'ahora establezco los valores de comparacion  
    setearValoresComparacionTensiones 'metodo en este form  
    setearValoresComparacionLineas  
  
'OPERACIONES DE LA PANTALLA  
    verificarEstadoValoresTension  
    establecerEstadoLinea  
  
'ACTIVO LAS INTERMITENCIAS  
    TimerRefrescar.Enabled = True  
    timerIntermitencia.Enabled = True  
  
End Sub
```

Establecimiento De Nombres De Celdas De Variables



Explicación

Se establece para cada uno de los 52 interruptores los valores de línea-columna de la celda escritura y celda lectura con la que se corresponderá con Excel, al igual que para los 19 interruptores de cargas, los 7 interruptores de generadores y los 6 interruptores de transformadores.

Se establece para cada uno de los 19 valores de tensión el valor línea-columna de la celda de lectura correspondiente con Excel.

Se establecen los valores línea-columna correspondiente a todos los datos medidos (potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, intensidad y cos phi) de las líneas, cargas, generadores y generador infinito.

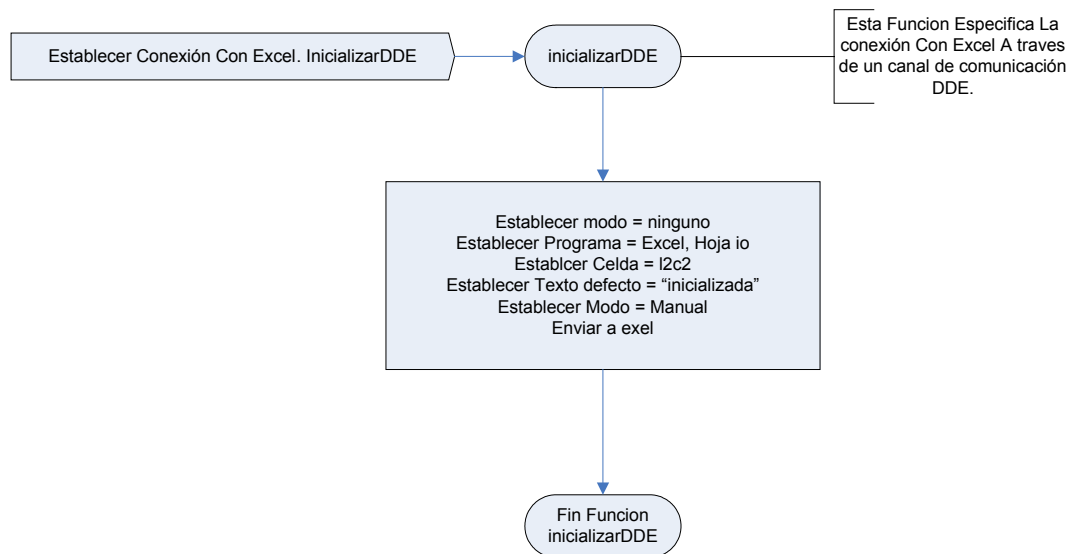
Se establecen los valores línea-columna para cada valor máximo y mínimo de tensión de cada línea con los que se compararan si la línea tiene tensión baja o alta.

Se establecen los valores línea-columna para cada valor máximo de capacidad de línea de distribución con los que se compara si la línea esta sobrecargada.

Código Fuente

```
Private Sub setearNombresCeldasExcel()  
    'seteo los nombres de celda de los interruptores a través del modulo de variables  
    ModuloVariables.setearNombresCeldasInterruptores  
    'seteo los nombres de celda de tension de las barras  
    ModuloVariables.setearNombresCeldasValoresTension  
    'seteo el nombre de las celdas De las mediciones  
    ModuloVariables.setearNombresCeldasMediciones  
  
    'Ahora seteo los valores correspondientes a las comparaciones  
    ModuloComparaciones.setearValoresCeldasComparacionTension  
    ModuloComparaciones.setearValoresCeldasComparacionesCapacidadesLineas  
  
End Sub
```

Establecimiento de la conexión con Excel



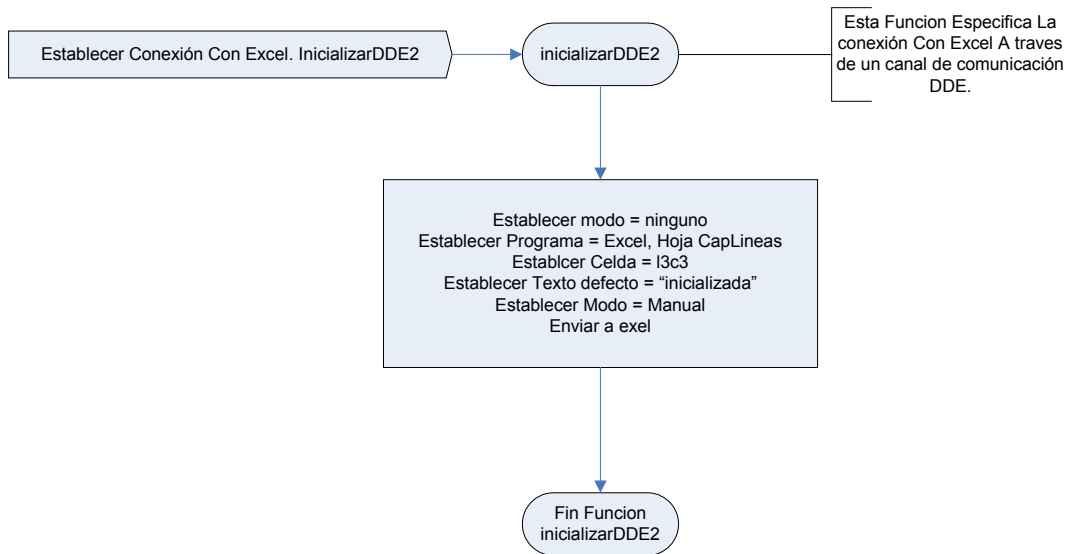
Explicación

Para establecer una comunicación con Excel primero establecemos el modo de conexión en ninguno, ya que de esta forma permite configurarlo. Luego se establece el programa destino de la conexión, que en este caso es "Excel" y la hoja llamada "io", luego se establece la celda con el formato "línea-columna". Una vez hecho esto se establece nuevamente el modo quedando de esta forma activada la conexión.

Código Fuente

```
Private Sub inicializarDDE()  
    'establezco el canal de comunicacion con excel  
    txtDDE.LinkMode = 0  
    txtDDE.LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
    txtDDE.LinkItem = "l2c2"  
    txtDDE.Text = "DDE Inicializada"  
    txtDDE.LinkMode = 2  
  
    txtDDE.LinkPoke  
End Sub
```

Establecimiento de una conexión con Excel 2



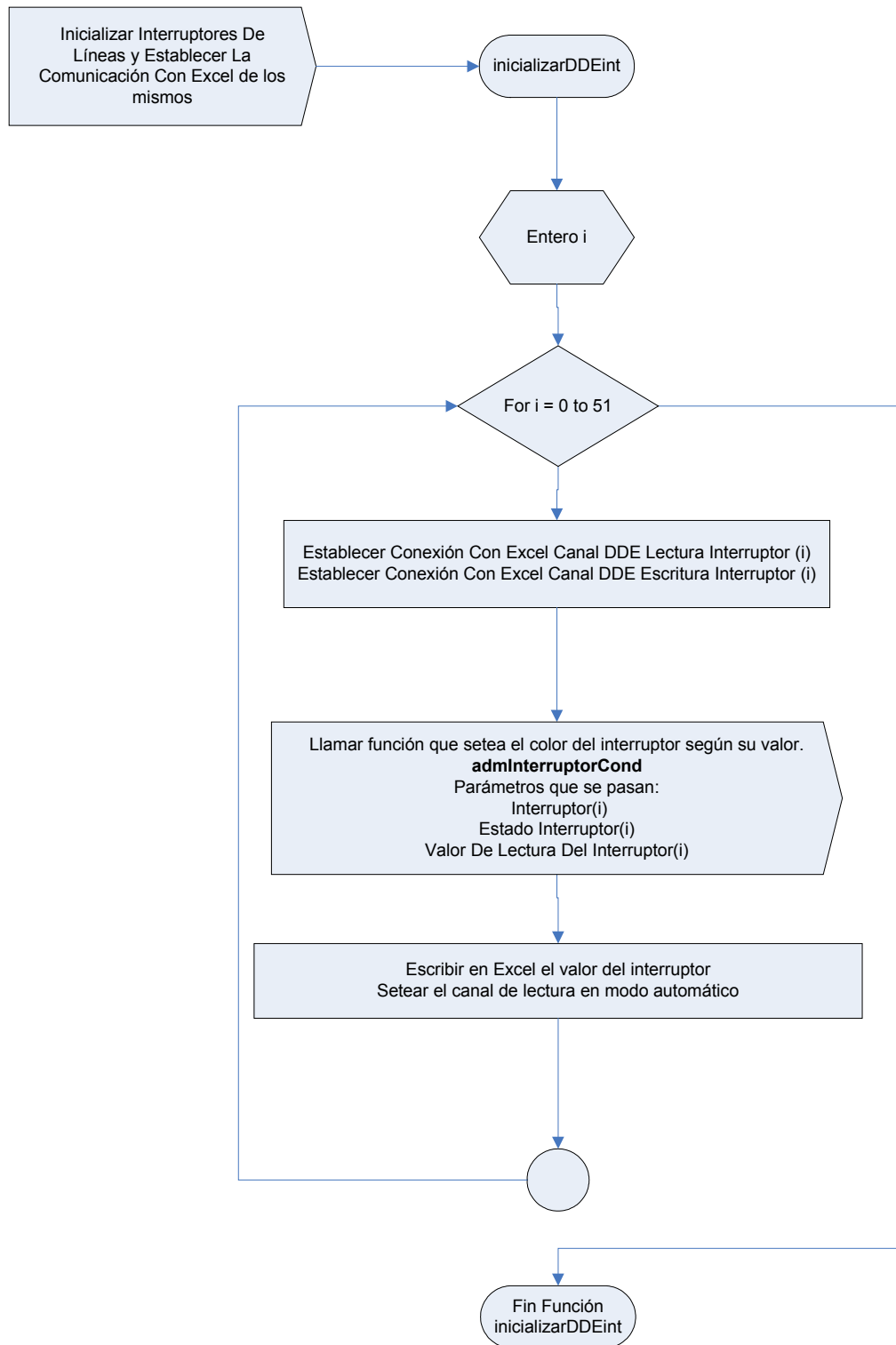
Explicación

Este método funciona de forma similar al anterior (inicializarDDE) con la diferencia de que hace referencia a otra hoja de calculo de Excel.

Código Fuente

```
Private Sub inicializarDDE2()  
    txtDDE2.LinkMode = 0  
    txtDDE2.LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelCapLineas  
    txtDDE2.LinkItem = "I3c2"  
    txtDDE2.Text = "DDE2 Inicializada"  
    txtDDE2.LinkPoke  
    txtDDE2.LinkMode = 2  
End Sub
```


Inicializar Conexión Interruptores



Explicación

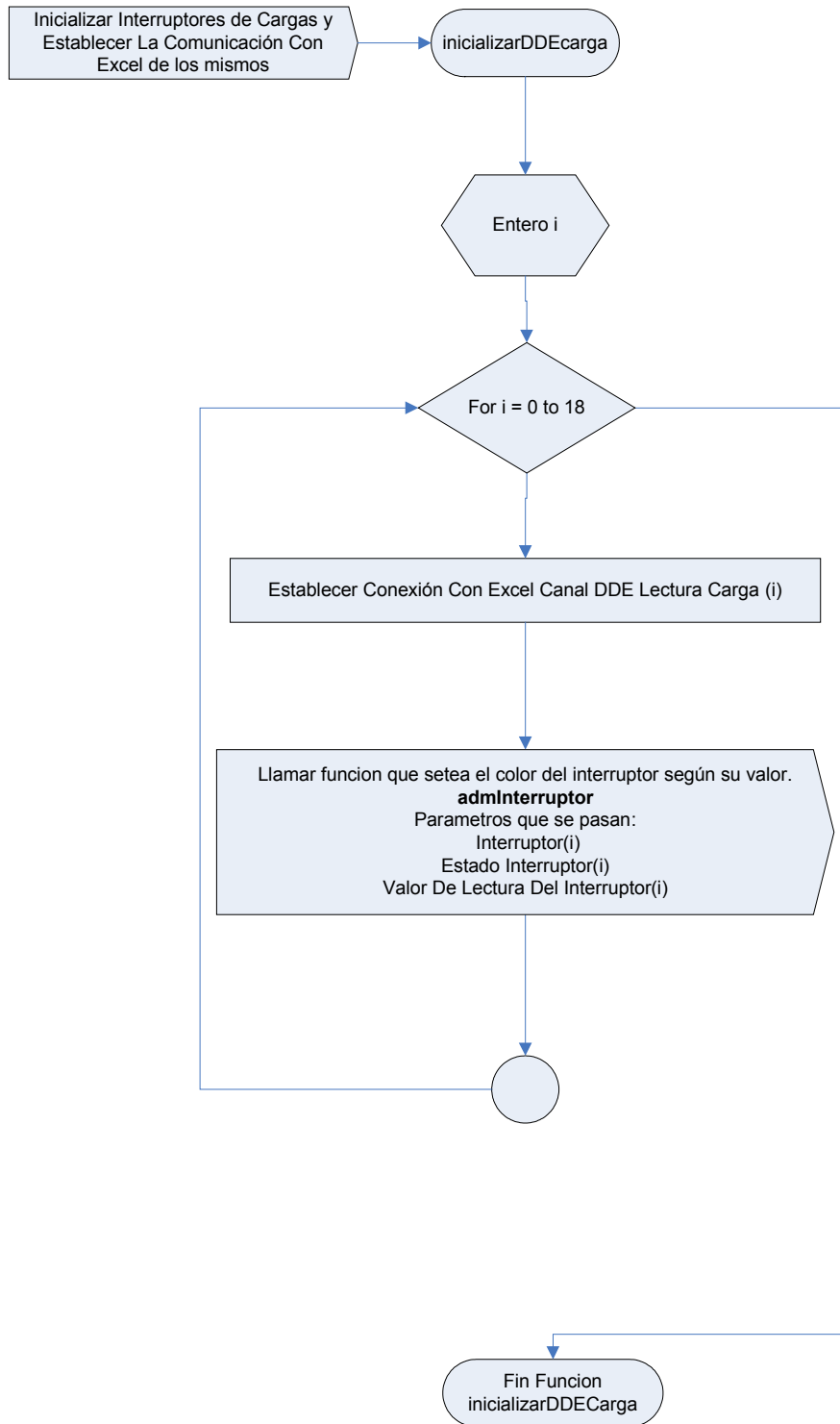
Esta Función se encarga de establecer una comunicación con Excel para cada uno de los 52 interruptores de líneas.

Para ello recorre a través de una estructura condicional **for** a cada uno de los interruptores, estableciendo la conexión, buscando el valor del interruptor, y estableciendo el color correspondiente al interruptor según su estado.

Código Fuente

```
Private Sub inicializarDDEint()  
    Dim i As Integer  
    For i = 0 To 51  
        txtDDEint(i).LinkMode = 0  
        txtDDEintEsc(i).LinkMode = 0  
        txtDDEint(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
        txtDDEintEsc(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
        txtDDEint(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptor(i).celdaLec  
        txtDDEintEsc(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptor(i).celdaEsc  
        txtDDEint(i).LinkMode = 2  
        txtDDEintEsc(i).LinkMode = 2  
        txtDDEint(i).LinkRequest  
        Call admInterruptorCond(interruptor(i), vectorCeldasInterruptor(i).estado,  
Val(txtDDEint(i).Text))  
        txtDDEintEsc(i).Text = vectorCeldasInterruptor(i).estado  
        txtDDEintEsc(i).LinkPoke  
        txtDDEint(i).LinkMode = 1  
    Next i  
  
End Sub
```

Inicializar Conexión Interruptores Cargas



Explicación

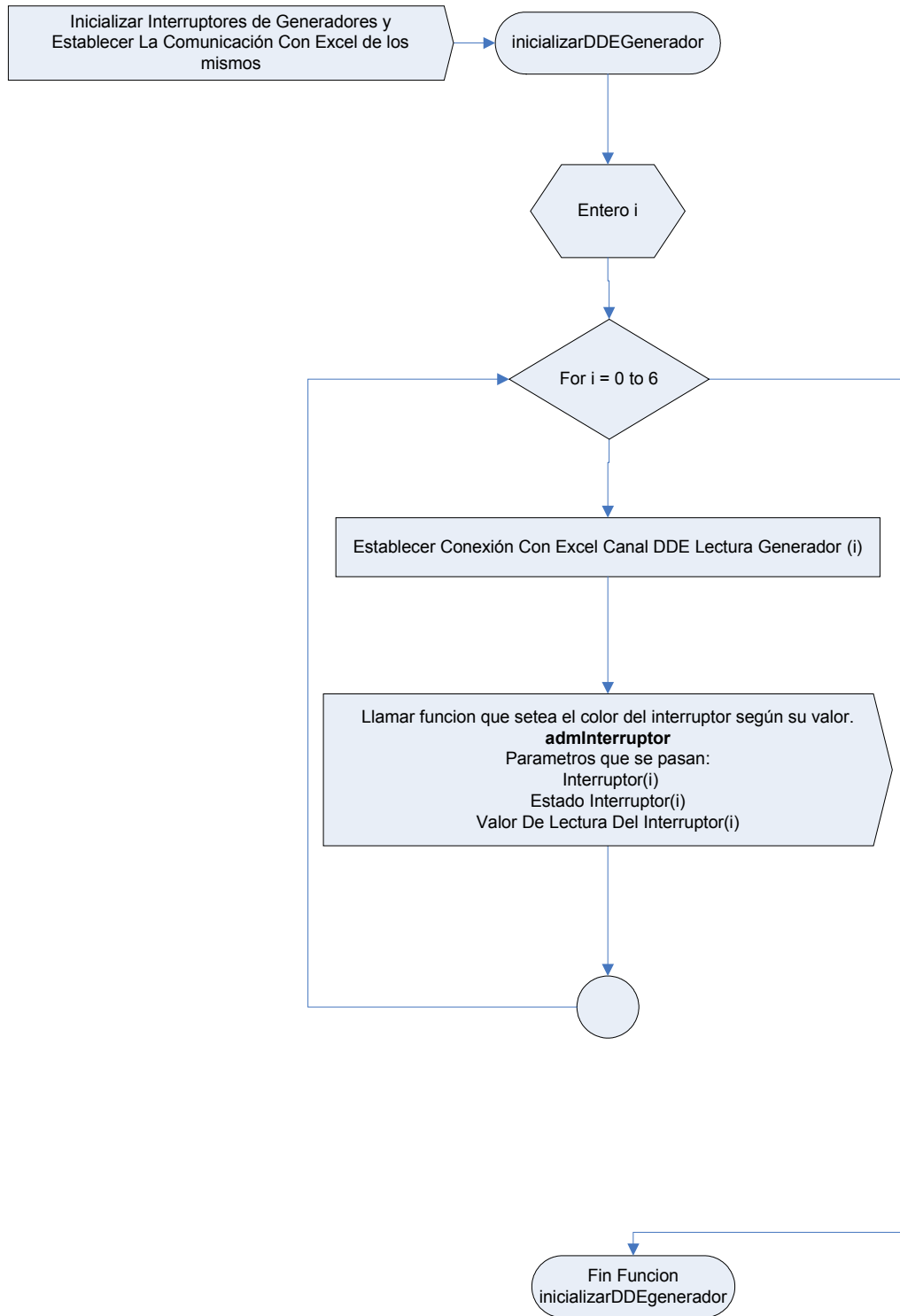
Esta Función se encarga de establecer una comunicación con Excel para cada uno de los 19 interruptores de cargas.

Para ello recorre a través de una estructura condicional **for** a cada uno de los interruptores, estableciendo la conexión, buscando el valor del interruptor, y estableciendo el color correspondiente al interruptor según su estado.

Código Fuente

```
Private Sub inicializarDDEcarga()  
Dim i As Integer  
For i = 0 To 18  
    txtDDEcarga(i).LinkMode = 0  
    txtDDEcarga(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
    txtDDEcarga(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptorCarga(i).celdaLec  
    txtDDEcarga(i).LinkMode = 2  
    txtDDEcarga(i).LinkRequest  
    'seteo el estado del interruptor de la carga correspondiente  
    Call admInterruptor(interruptorCarga(i), vectorCeldasInterruptorCarga(i).estado,  
Val(txtDDEcarga(i).Text))  
  
    Next i  
  
End Sub
```

Inicializar Conexión Interruptores Generadores



Explicación

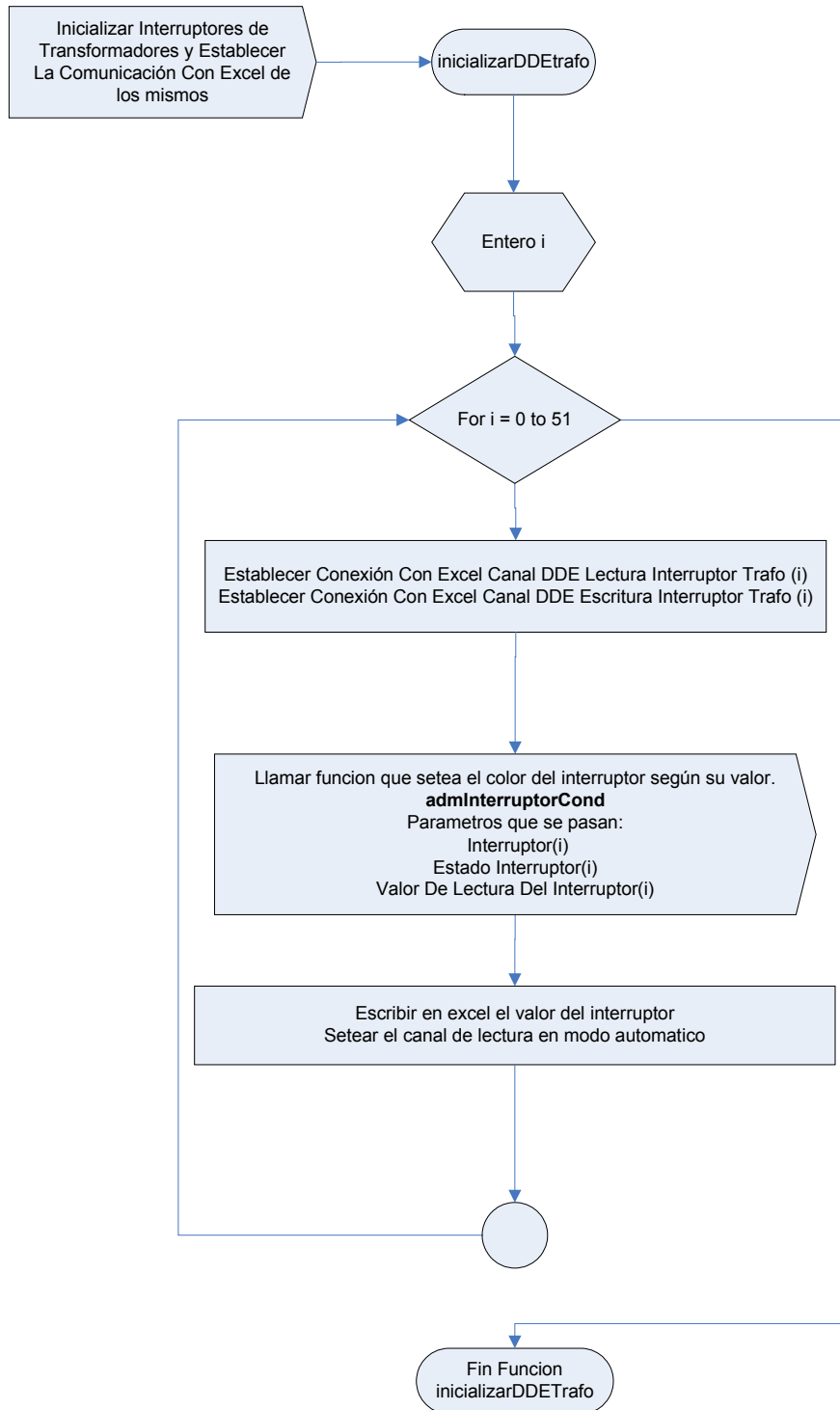
Esta Función se encarga de establecer una comunicación con Excel para cada uno de los 7 interruptores de los generadores.

Para ello recorre a través de una estructura condicional **for** a cada uno de los interruptores, estableciendo la conexión, buscando el valor del interruptor, y estableciendo el color correspondiente al interruptor según su estado.

Código Fuente:

```
Private Sub inicializarDDEgenerador()  
Dim i As Integer  
For i = 0 To 6  
    txtDDEgenerador(i).LinkMode = 0  
    txtDDEgenerador(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
    txtDDEgenerador(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptorGenerador(i).celdaLec  
    txtDDEgenerador(i).LinkMode = 2  
    txtDDEgenerador(i).LinkRequest  
    'seteo el estado del interruptor del generador correspondiente  
    Call admInterruptor(interruptorGenerador(i),  
vectorCeldasInterruptorGenerador(i).estado, Val(txtDDEgenerador(i).Text))  
Next i  
  
End Sub
```

Inicializar Conexión Interruptores Transformadores



Explicación

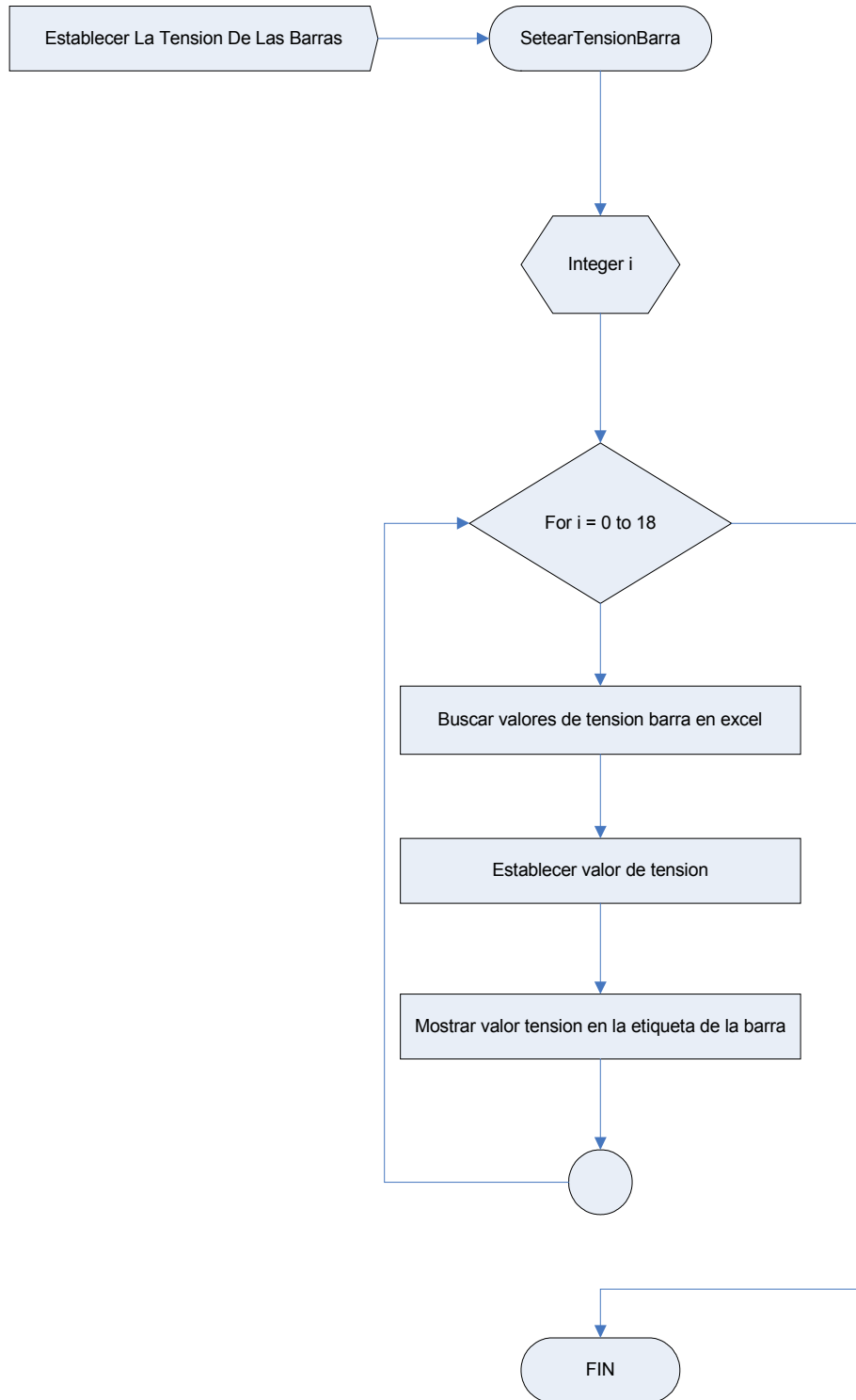
Esta Función se encarga de establecer una comunicación con Excel para cada uno de los 6 interruptores de transformadores.

Para ello recorre a través de una estructura condicional **for** a cada uno de los interruptores, estableciendo la conexión, buscando el valor del interruptor, y estableciendo el color correspondiente al interruptor según su estado.

Código Fuente

```
Private Sub inicializarDDEtrafo()  
Dim i As Integer  
For i = 0 To 5  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkMode = 0  
    txtDDEtrafoEsc(i).LinkMode = 0  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
    txtDDEtrafoEsc(i).LinkTopic = ModuloDDE.ddeSelIO  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptorTrafo(i).celdaLec  
    txtDDEtrafoEsc(i).LinkItem = vectorCeldasInterruptorTrafo(i).celdaEsc  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkMode = 2  
    txtDDEtrafoEsc(i).LinkMode = 2  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkRequest  
    Call admInterruptorCond(intTrafo(i), vectorCeldasInterruptorTrafo(i).estado,  
Val(txtDDEtrafoLec(i).Text))  
    txtDDEtrafoEsc(i).Text = Str(vectorCeldasInterruptorTrafo(i).estado)  
    txtDDEtrafoEsc(i).LinkPoke  
    txtDDEtrafoLec(i).LinkMode = 1  
Next i  
  
End Sub
```


Establecimiento de las Tensiones de las Barras



Explicación

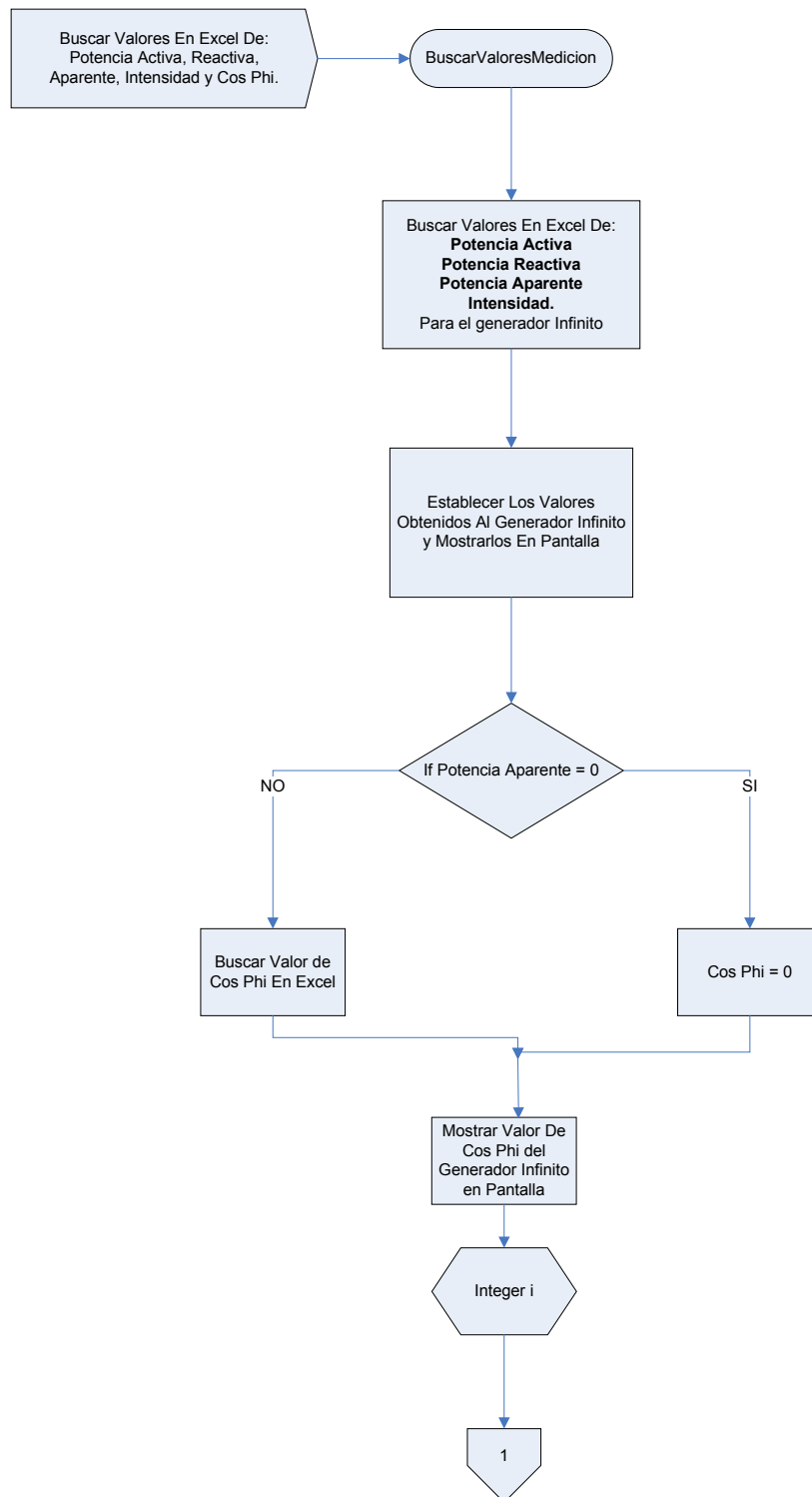
Este método se ejecuta para establecer los valores de tensión que se encuentra sobre cada una de las barras.

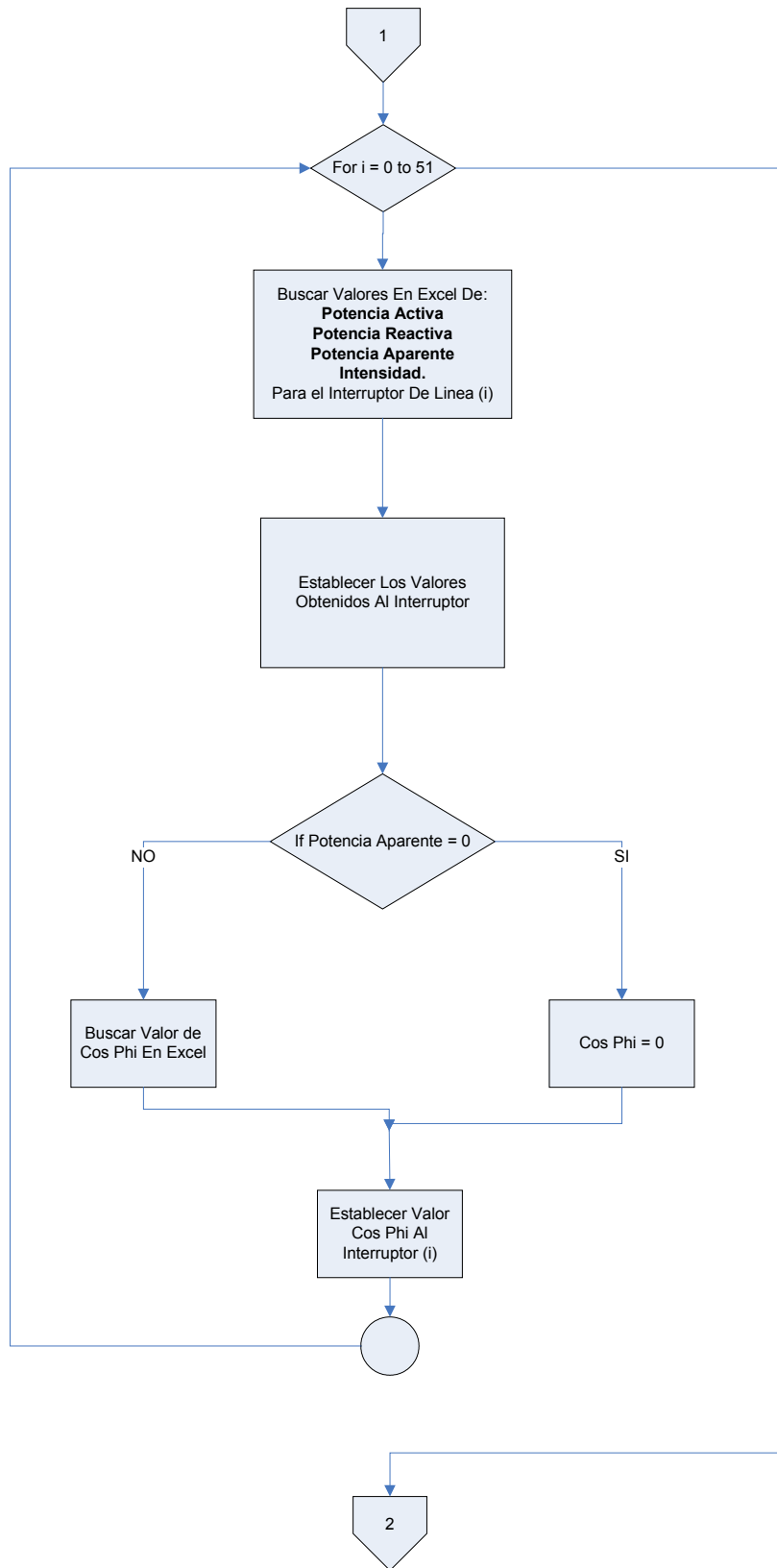
Por medio de una estructura condicional **for** se busca cada valor de tensión y se establece en la etiqueta correspondiente.

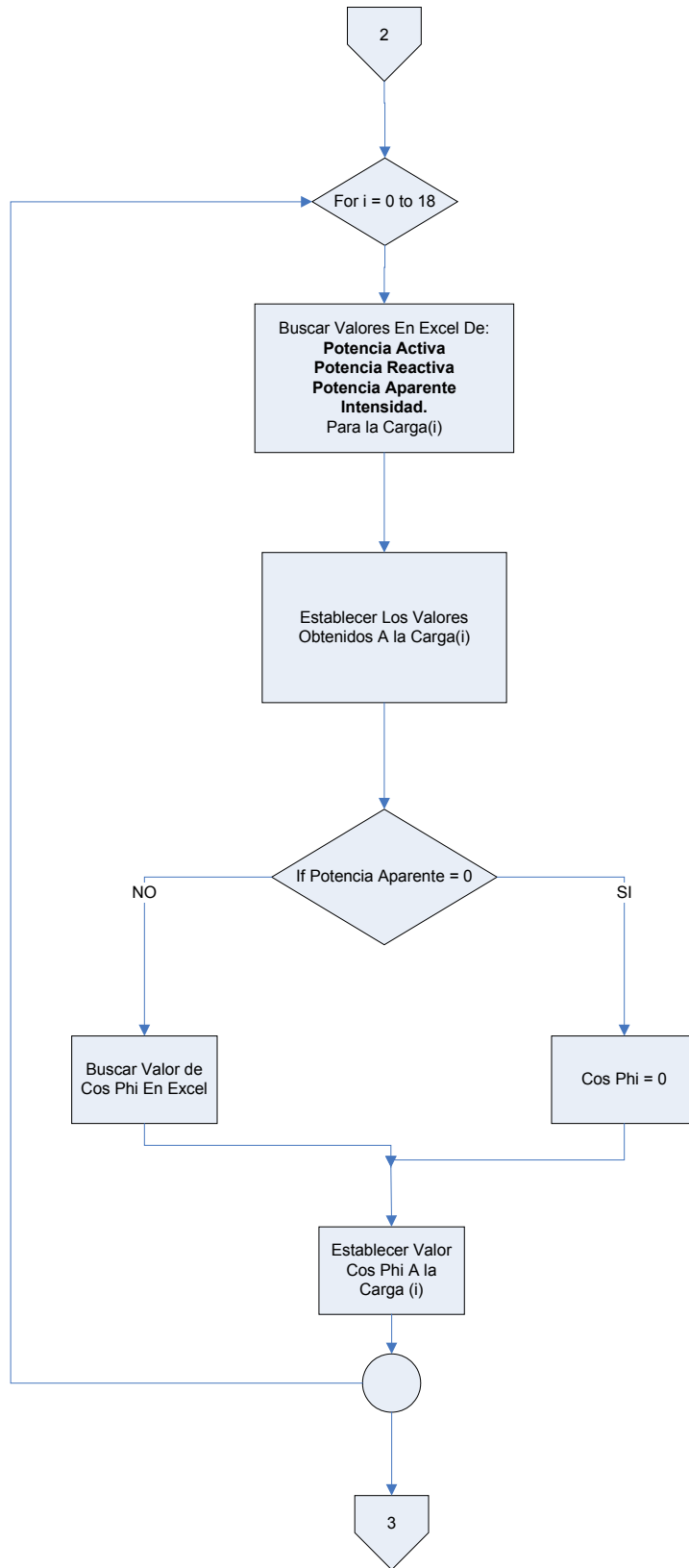
Código Fuente

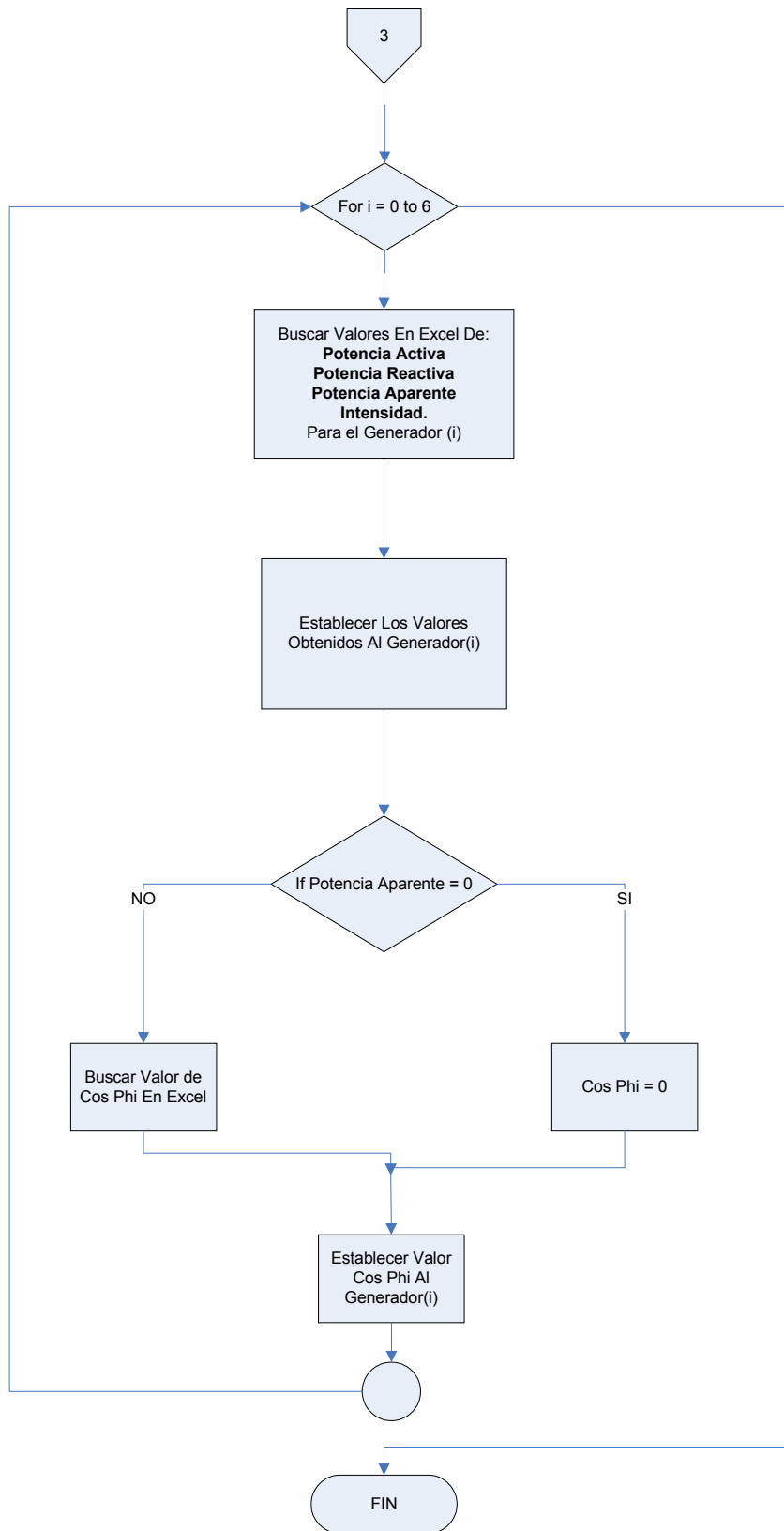
```
Public Sub setearTensionBarras()  
Dim i As Integer  
For i = 0 To 18  
    txtDDE.LinkItem = vectorTensionBarra(i).celdaLec  
    txtDDE.LinkRequest  
    vectorTensionBarra(i).valorTension = CSng(txtDDE.Text)  
    lblTensionBarra(i).Caption = vectorTensionBarra(i).valorTension  
Next i  
End Sub
```

Búsqueda De Valores Medidos









Explicación

Se comienza solicitando los valores de potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, intensidad del generador infinito. Luego si la potencia aparente es igual a cero se establece como coseno phi cero pero si la potencia aparente es distinta de cero se solicita también el valor del coseno de phi. Esto se hace para que no se realicen divisiones por cero.

A continuación se realiza el mismo procedimiento para cada uno de los interruptores de líneas, cargas y generadores a través de estructuras repetitivas **for**.

Código Fuente

```
Private Sub buscarValoresMedicion()
```

```
'aquí se establecen los valores medidos para el generador Infinito
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradorInfinito.celdaPotenciaActiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradorInfinito.potenciaActiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradorInfinito.celdaPotenciaReactiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradorInfinito.potenciaReactiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradorInfinito.celdaPotenciaAparente
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradorInfinito.potenciaAparente = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradorInfinito.celdaIntensidad
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradorInfinito.intensidad = CSng(txtDDE.Text)
If (vectorMedicionGeneradorInfinito.potenciaAparente = 0) Then
vectorMedicionGeneradorInfinito.cosFi = 0
Else
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradorInfinito.celdaCosFi
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradorInfinito.cosFi = CSng(txtDDE.Text)
End If
```

```
'aquí se setean los valores Medidos en los interruptores
Dim i As Integer
For i = 0 To 51
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionInterruptores(i).celdaPotenciaActiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionInterruptores(i).potenciaActiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionInterruptores(i).celdaPotenciaReactiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionInterruptores(i).potenciaReactiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionInterruptores(i).celdaPotenciaAparente
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionInterruptores(i).potenciaAparente = CSng(txtDDE.Text)
```

```

txtDDE.LinkItem = vectorMedicionInterruptores(i).celdaIntensidad
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionInterruptores(i).intensidad = CSng(txtDDE.Text)
If (vectorMedicionInterruptores(i).potenciaAparente = 0) Then
vectorMedicionInterruptores(i).cosFi = 0
Else
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionInterruptores(i).celdaCosFi
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionInterruptores(i).cosFi = CSng(txtDDE.Text)
End If
Next i

```

'aqui se setean los valores medidos en las cargas

```

For i = 0 To 18
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionCargas(i).celdaPotenciaActiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionCargas(i).potenciaActiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionCargas(i).celdaPotenciaReactiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionCargas(i).potenciaReactiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionCargas(i).celdaPotenciaAparente
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionCargas(i).potenciaAparente = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionCargas(i).celdaIntensidad
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionCargas(i).intensidad = CSng(txtDDE.Text)
If (vectorMedicionCargas(i).potenciaAparente = 0) Then
vectorMedicionCargas(i).cosFi = 0
Else
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionCargas(i).celdaCosFi
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionCargas(i).cosFi = CSng(txtDDE.Text)
End If
Next i

```

'aqui se setean los valores medidos en los generadores

```

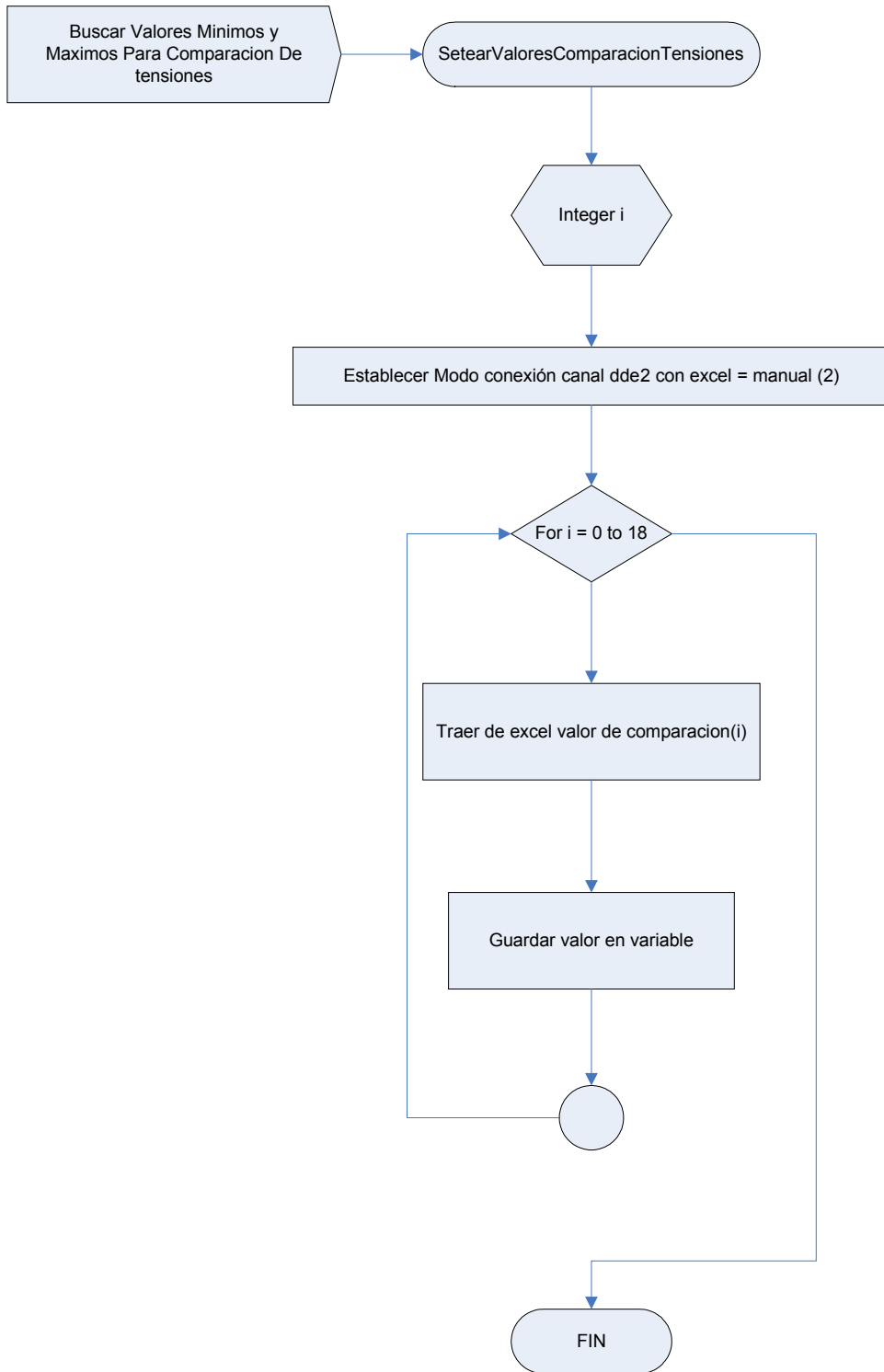
For i = 0 To 6
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradores(i).celdaPotenciaActiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradores(i).potenciaActiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradores(i).celdaPotenciaReactiva
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradores(i).potenciaReactiva = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradores(i).celdaPotenciaAparente
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradores(i).potenciaAparente = CSng(txtDDE.Text)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradores(i).celdaIntensidad
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradores(i).intensidad = CSng(txtDDE.Text)

```



```
If (vectorMedicionGeneradores(i).potenciaAparente = 0) Then
vectorMedicionGeneradores(i).cosFi = 0
Else
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionGeneradores(i).celdaCosFi
txtDDE.LinkRequest
vectorMedicionGeneradores(i).cosFi = CSng(txtDDE.Text)
End If
    Next i
End Sub
```

Búsqueda De Valores Comparación Tensiones



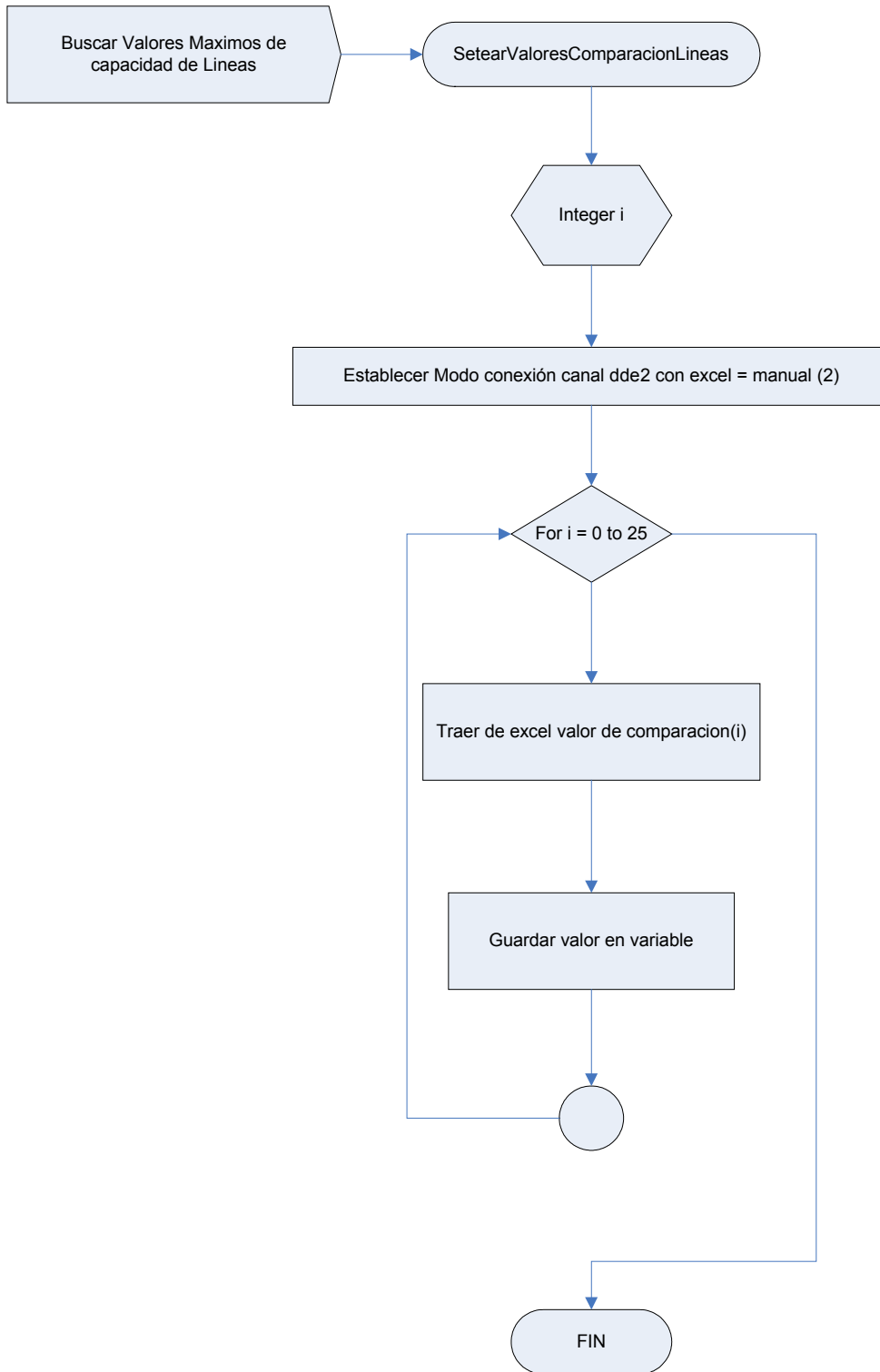
Explicación

Por medio de una estructura repetitiva **for** y una conexión con Excel se buscan para cada valor de tensión el valor máximo y el valor mínimo requerido. Esto servirá para establecer el estado de las barras, definiendo si las mismas se encuentran con tensión alta o baja.

Código Fuente

```
Private Sub setearValoresComparacionTensiones()  
    Dim i As Integer  
    txtDDE2.LinkMode = 2  
    For i = 0 To 18  
        txtDDE2.LinkItem = vectorComparacionTensionBarras(i).celdaValorMinimo  
        txtDDE2.LinkRequest  
        vectorComparacionTensionBarras(i).valorMinimo = CSng(txtDDE2.Text)  
        txtDDE2.LinkItem = vectorComparacionTensionBarras(i).celdaValorMaximo  
        txtDDE2.LinkRequest  
        vectorComparacionTensionBarras(i).valorMaximo = CSng(txtDDE2.Text)  
    Next i  
  
End Sub
```

Búsqueda De Valores Comparación Líneas



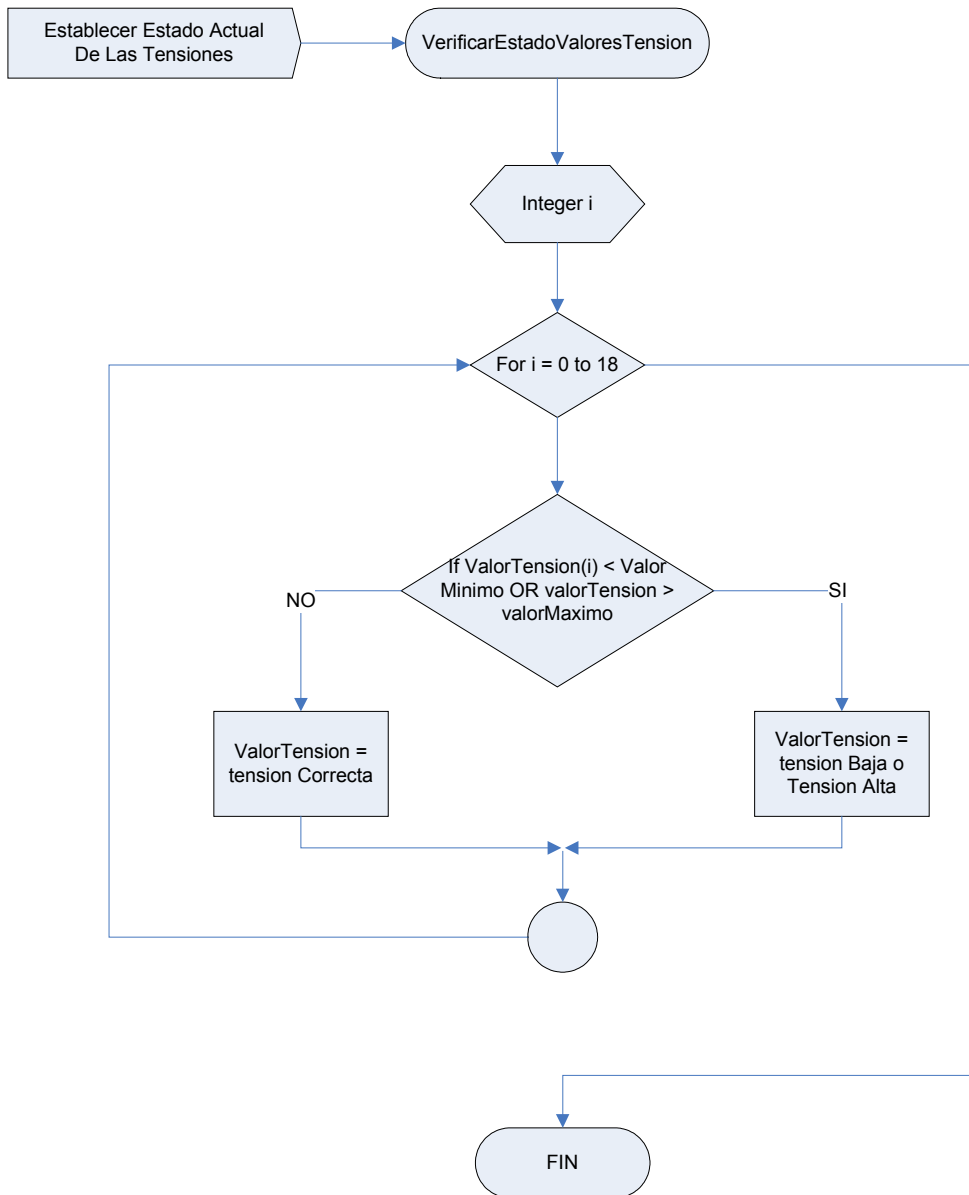
Explicación

Por medio de una estructura repetitiva **for** y una conexión con Excel se buscan para cada línea el valor de capacidad de carga máxima de la misma. Esto servirá para establece el estado de las líneas, definiendo si las mismas se encuentran abiertas, cerradas operando normalmente o sobrecargadas.

Código Fuente

```
Private Sub setearValoresComparacionLineas()  
  
    txtDDE2.LinkMode = 2  
    Dim i As Integer  
    For i = 0 To 25  
        txtDDE2.LinkItem = vectorComparacionLineas(i).celdaValorCompTension  
        txtDDE2.LinkRequest  
        vectorComparacionLineas(i).valorComparacion = CSng(txtDDE2.Text)  
  
    Next I  
  
End Sub
```

Verificar Estado Valores Tensión



Explicación

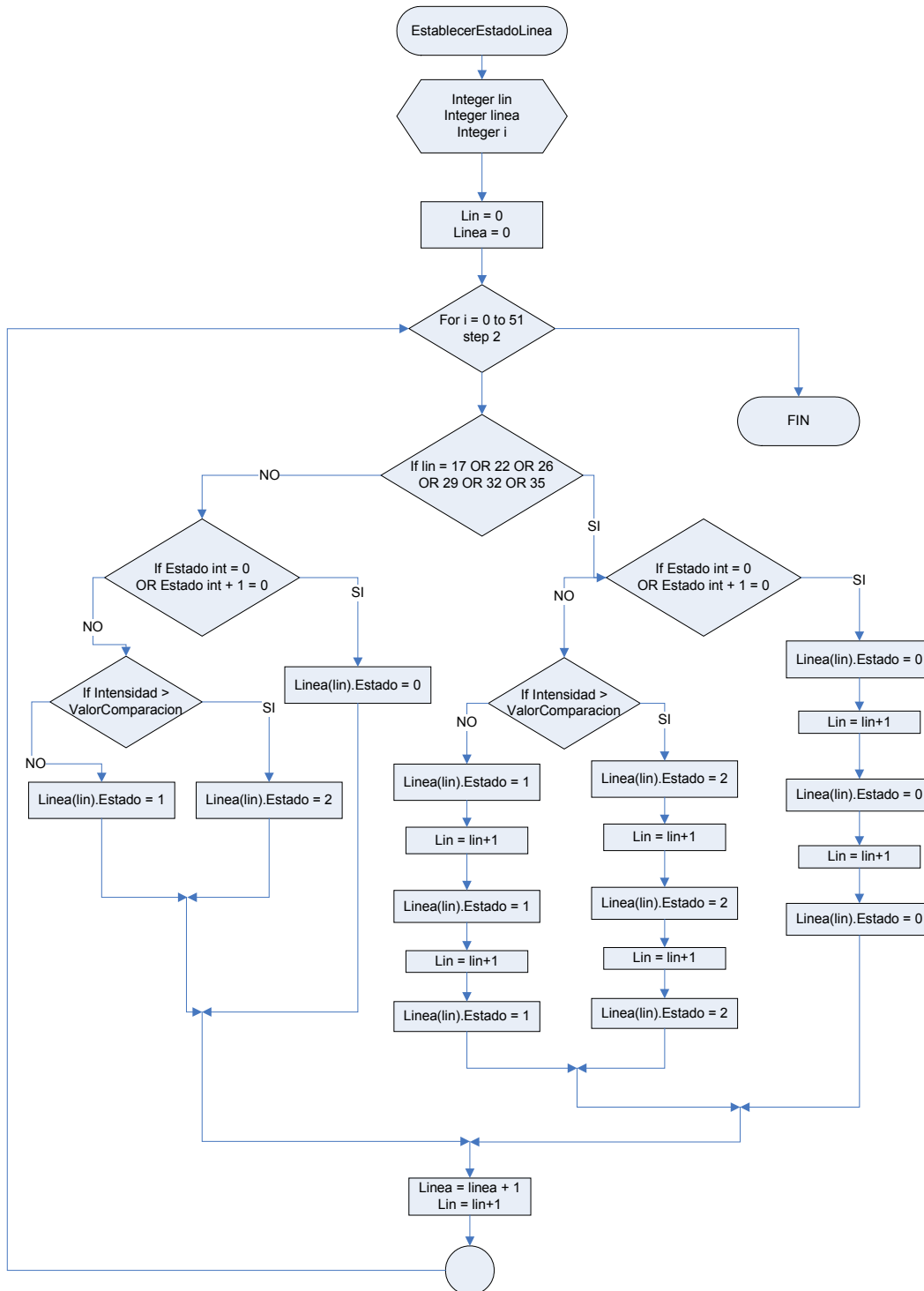
Este método tiene como objetivo realizar la comparación entre el valor de tensión de cada una de las barras y los parámetros de comparación obtenidos anteriormente.

Para ello se ejecuta una sentencia repetitiva del tipo **for** en donde se compara el valor de tensión y se establece el estado del mismo según sea el caso.

Código Fuente

```
Private Sub verificarEstadoValoresTension()  
    Dim i As Integer  
  
    For i = 0 To 18  
  
        If (vectorTensionBarra(i).valorTension <  
vectorComparacionTensionBarras(i).valorMinimo Or vectorTensionBarra(i).valorTension  
> vectorComparacionTensionBarras(i).valorMaximo) Then  
            vectorTensionBarra(i).alerta = 0  
        Else  
            vectorTensionBarra(i).alerta = 1  
        End If  
  
    Next i  
  
End Sub
```

Verificar Estado Línea



Explicación

Este método tiene como objetivo recorrer una por una las líneas definiendo si la misma se encuentra abierta, en funcionamiento normal o sobrecargada.

Código Fuente

```
Private Sub establecerEstadoLinea()
```

```
'ACLARACION: SI UNA LINEA SE ENCUENTRA EN ESTADO 0 = ABIERTA  
                'ESTADO 1 = CERRADA  
                'ESTADO 2 = SOBRECARGADA
```

```
    Dim lin As Integer  
    lin = 0  
    Dim linea As Integer  
    linea = 0  
    Dim i As Integer  
    For i = 0 To 51 Step 2  
  
        If (lin = 17 Or lin = 22 Or lin = 26 Or lin = 29 Or lin = 32 Or lin = 35) Then  
            'aca hago el tratamiento para lineas que se representan en tramos de a 3  
            If (vectorCeldasInterruptor(i).estado = 0 Or vectorCeldasInterruptor(i + 1).estado = 0)  
            Then  
                'si entra aqui es porque la linea esta abierta  
                vectorEstadoLineas(lin).estado = 0  
                lin = lin + 1  
                vectorEstadoLineas(lin).estado = 0  
                lin = lin + 1  
                vectorEstadoLineas(lin).estado = 0  
            Else  
                If (vectorMedicionInterruptores(i).intensidad >  
vectorComparacionLineas(linea).valorComparacion) Then  
                    'si entra aqui la linea esta sobrecargada  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 2  
                    lin = lin + 1  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 2  
                    lin = lin + 1  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 2  
                Else  
                    'si entra aqui la linea esta en funcionamiento normal  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 1  
                    lin = lin + 1  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 1  
                    lin = lin + 1  
                    vectorEstadoLineas(lin).estado = 1  
                End If  
            End If  
        End If  
    End For  
End Sub
```

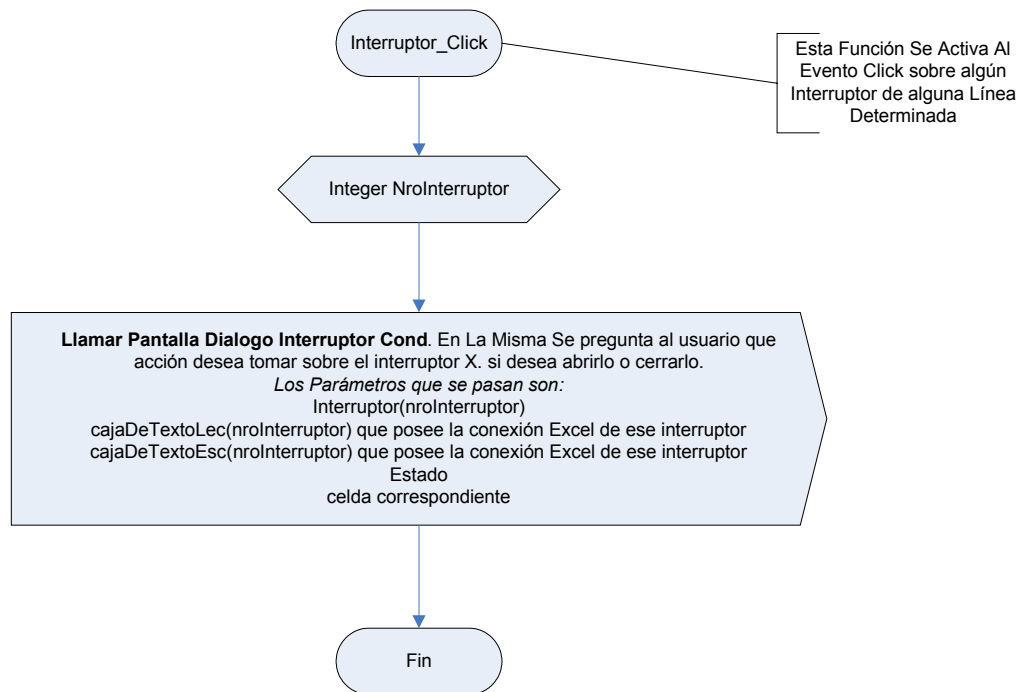
```

Else
'aca hago el tratamiento para lineas que se representan en tramos simples
  If (vectorCeldasInterruptor(i).estado = 0 Or vectorCeldasInterruptor(i + 1).estado = 0)
Then
  'si entra aqui es porque la linea esta abierta
    vectorEstadoLineas(lin).estado = 0
  Else
    If (vectorMedicionInterruptores(i).intensidad >
vectorComparacionLineas(linea).valorComparacion Or vectorMedicionInterruptores(i +
1).intensidad > vectorComparacionLineas(linea).valorComparacion) Then
      'si entra aqui la linea esta sobrecargada
        vectorEstadoLineas(lin).estado = 2
      Else
        'si entra aqui la linea esta en funcionamiento normal
          vectorEstadoLineas(lin).estado = 1
        End If
      End If
    End If
  End If
  linea = linea + 1
  lin = lin + 1
Next i
End Sub

```

EVENTOS DEL USUARIO

Clic Interruptor De Línea



Explicación

Este método se ejecuta cuando el usuario hace clic sobre algún interruptor de línea.

En su ejecución llama a otra función encargada de solicitar al usuario que acción se desea realizar sobre el interruptor presionado.

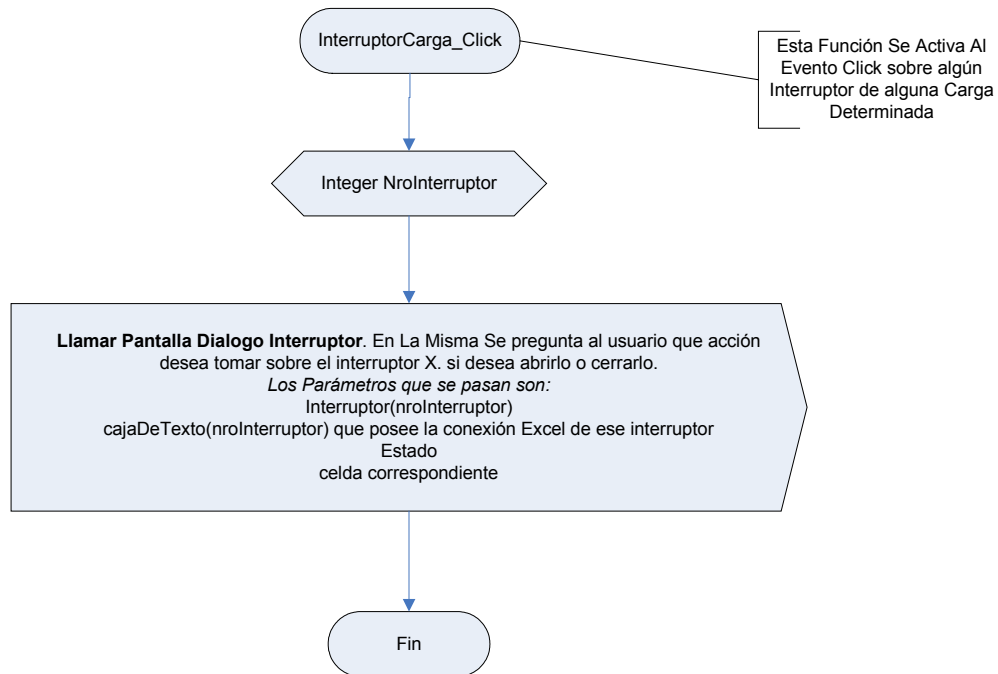
Código Fuente

```
Private Sub interruptor_Click(Index As Integer)
```

```
Call llamarPantallaInterruptorCond(interruptor(Index),  
txtDDEint(Index),  
txtDDEintEsc(Index),  
vectorCeldasInterruptor(Index).estado,  
vectorCeldasInterruptor(Index).celdaEsc)
```

```
End Sub
```

Clic Interruptor De Carga



Explicación

Este método se ejecuta cuando el usuario hace clic sobre algún interruptor de carga.

En su ejecución llama a otra función encargada de solicitar al usuario que acción se desea realizar sobre el interruptor presionado.

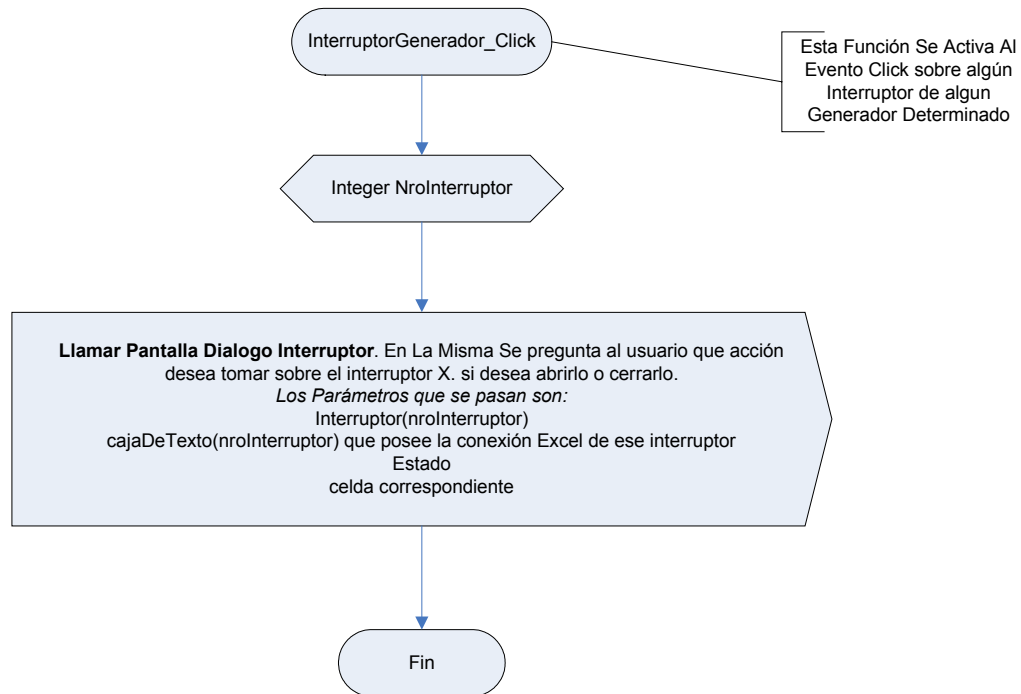
Código Fuente

```
Private Sub interruptorCarga_Click(Index As Integer)
```

```
Call llamarPantallaInterruptor(interruptorCarga(Index),  
txtDDEcarga(Index),  
vectorCeldasInterruptorCarga(Index).estado,  
vectorCeldasInterruptorCarga(Index).celdaEsc)
```

```
End Sub
```

Clic Interruptor De Generador



Explicación

Este método se ejecuta cuando el usuario hace clic sobre algún interruptor de un generador.

En su ejecución llama a otra función encargada de solicitar al usuario la acción que desea realizar sobre el interruptor presionado.

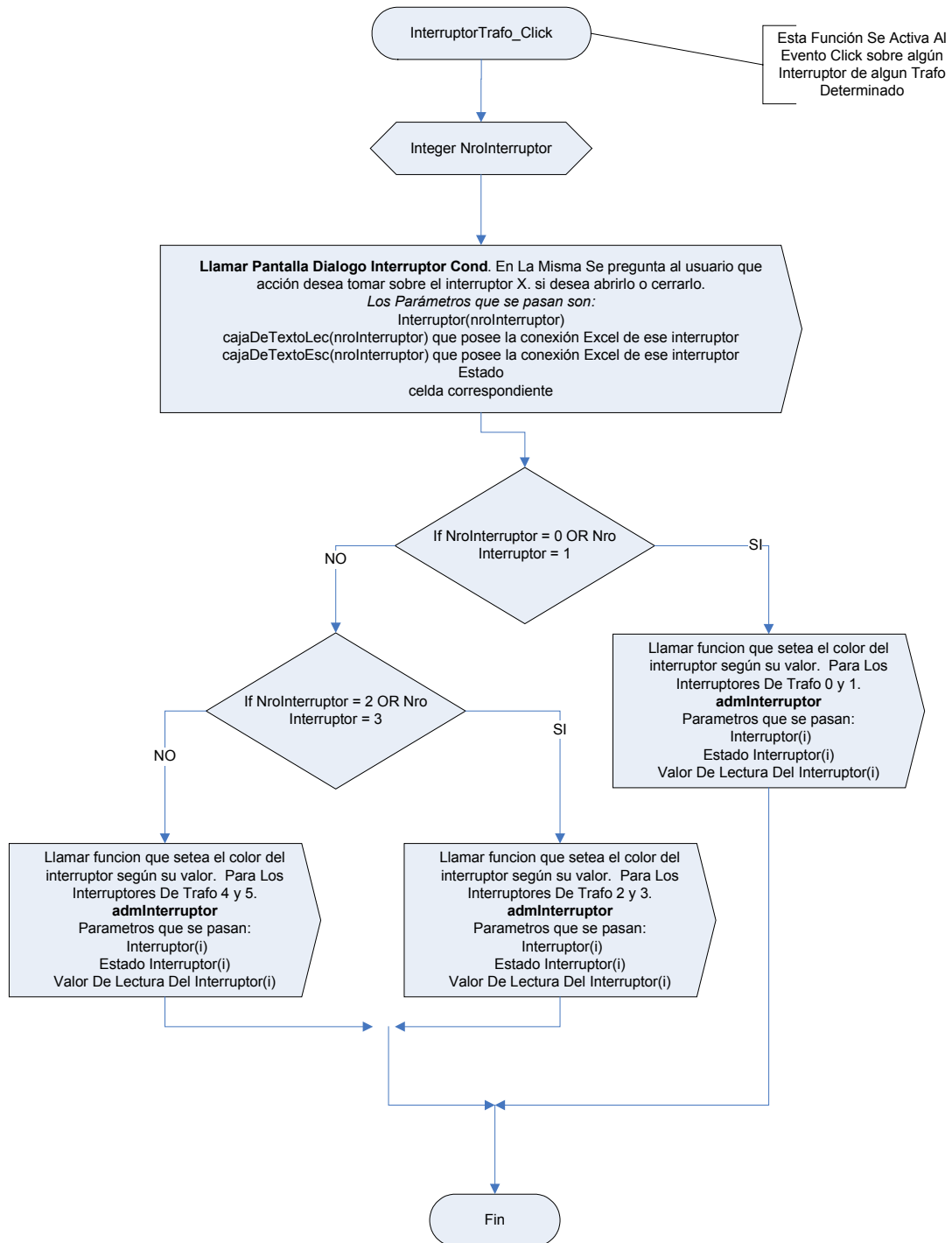
Código Fuente

```
Private Sub interruptorGenerador_Click(Index As Integer)
```

```
Call llamarPantallaInterruptor(interruptorGenerador(Index),  
txtDDEgenerador(Index),  
vectorCeldasInterruptorGenerador(Index).estado,  
vectorCeldasInterruptorGenerador(Index).celdaEsc)
```

```
End Sub
```

Clic Interruptor De Transformador



Explicación

Este método se ejecuta cuando el usuario hace clic sobre algún interruptor de un transformador.

En su ejecución llama a otra función encargada de solicitar al usuario que acción se desea realizar sobre el interruptor presionado.

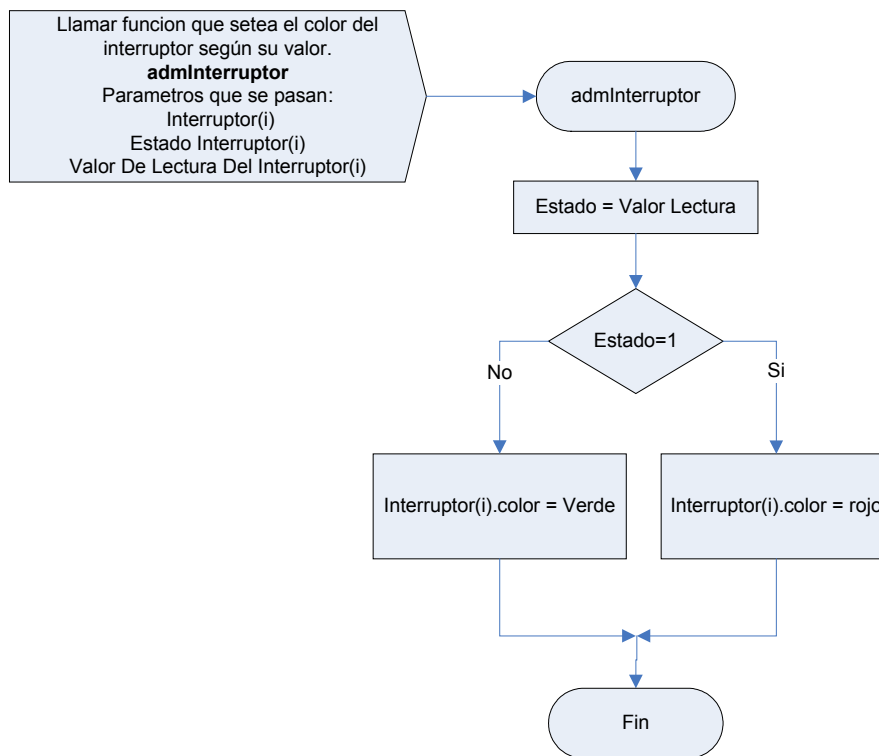
A continuación se verifica a que transformador pertenece el interruptor, modificando no solo el estado del mismo sino también el del otro interruptor perteneciente a ese transformador.

Código Fuente

```
Private Sub intTrafo_Click(Index As Integer)
    Call llamarPantallaInterruptorCond(intTrafo(Index), txtDDEtrafoLec(Index),
    txtDDEtrafoEsc(Index), vectorCeldasInterruptorTrafo(Index).estado,
    vectorCeldasInterruptorTrafo(Index).celdaEsc)

    If (Index = 0 Or Index = 1) Then
        Call admInterruptor(intTrafo(0), vectorCeldasInterruptorTrafo(0).estado,
        Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
        Call admInterruptor(intTrafo(1), vectorCeldasInterruptorTrafo(1).estado,
        Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
    Else
        If (Index = 2 Or Index = 3) Then
            Call admInterruptor(intTrafo(2), vectorCeldasInterruptorTrafo(2).estado,
            Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
            Call admInterruptor(intTrafo(3), vectorCeldasInterruptorTrafo(3).estado,
            Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
        Else
            Call admInterruptor(intTrafo(4), vectorCeldasInterruptorTrafo(4).estado,
            Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
            Call admInterruptor(intTrafo(5), vectorCeldasInterruptorTrafo(5).estado,
            Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
        End If
    End If
End If
End Sub
```

Establecimiento Del Color A Un Interruptor



Explicación

Se verifica el estado de un interruptor, y dependiendo de esto se establece su color: rojo se esta cerrado y verde es esta abierto.

Código Fuente

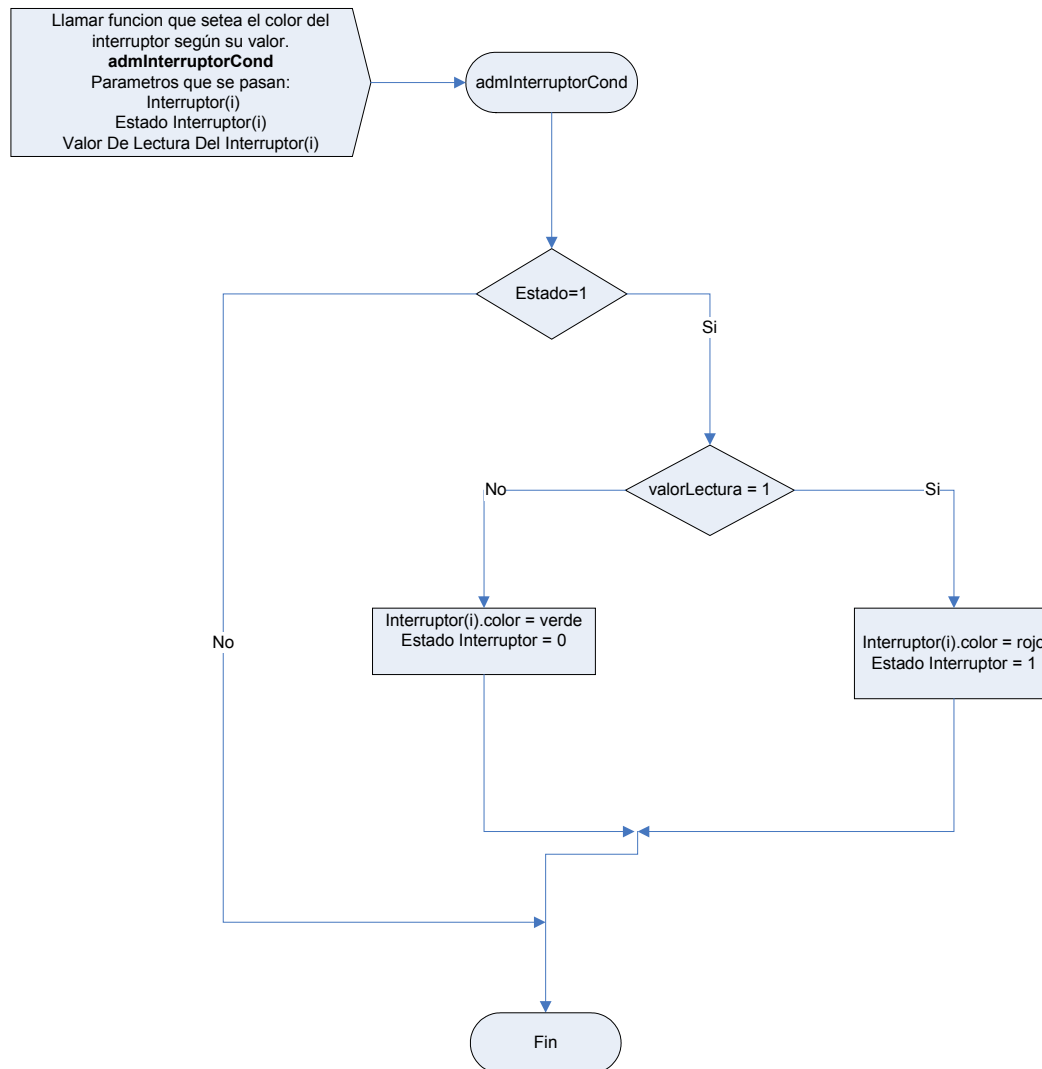
```
Public Sub admInterruptor(boton As GurhanButton, estado As Integer, valorLectura As Integer)
```

```
'en este metodo lo que se hace es establecer el color del interruptor  
'y el valor del estado del interruptor en el vector de interruptores
```

```
    estado = valorLectura  
    If (estado = 1) Then  
        boton.BackColor = vbRed  
    Else  
        boton.BackColor = vbGreen  
    End If
```

```
End Sub
```


Establecimiento Del Color A Un Interruptor De Forma Condicional



Explicación

Se verifica el estado de un interruptor y se verifica valor de lectura obtenido del mismo en Excel. Dependiendo de esto se establece su color: rojo se esta cerrado y verde es esta abierto.

Código Fuente

```
Public Sub admInterruptorCond(boton As GurhanButton, estado As Integer, valorLectura As Integer)
```

```
'en este metodo lo que se hace es establecer el color del interruptor
```

```
'y el valor del estado en el vector
```

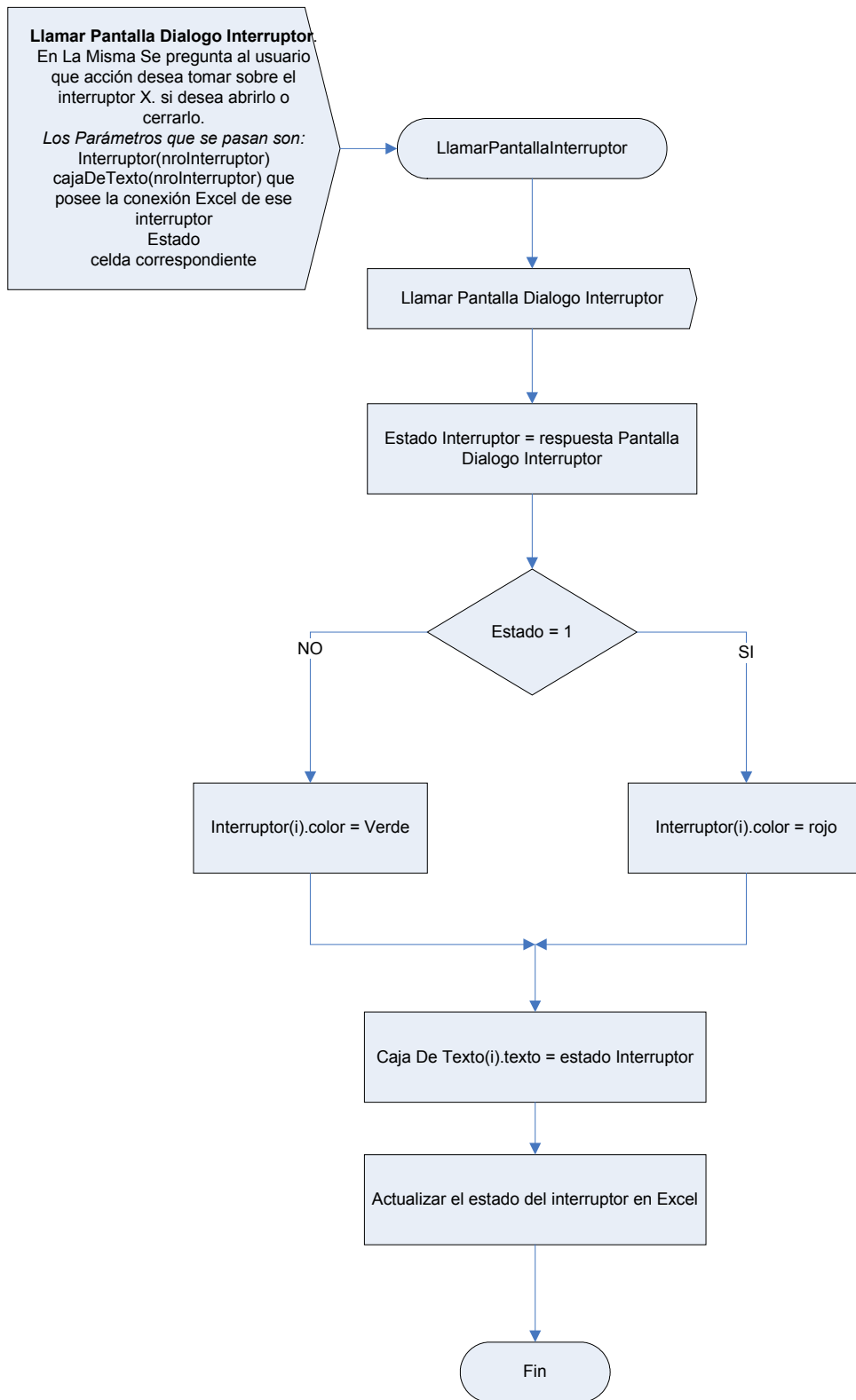
```
If (estado = 1) Then
```

```
    If (valorLectura = 1) Then
```

```
        boton.BackColor = vbRed
        estado = 1
    Else
        boton.BackColor = vbGreen
        estado = 0
    End If

End If
End Sub
```

Llamar Pantalla Dialogo Interruptor



Explicación

En la ejecución de este método se llama a abrir una caja de dialogo donde se solicita al usuario que desea hacer con el interruptor.

Una vez terminado la ejecución de la caja de diálogo se establece el color del interruptor según su estado y se actualiza el valor en Excel.

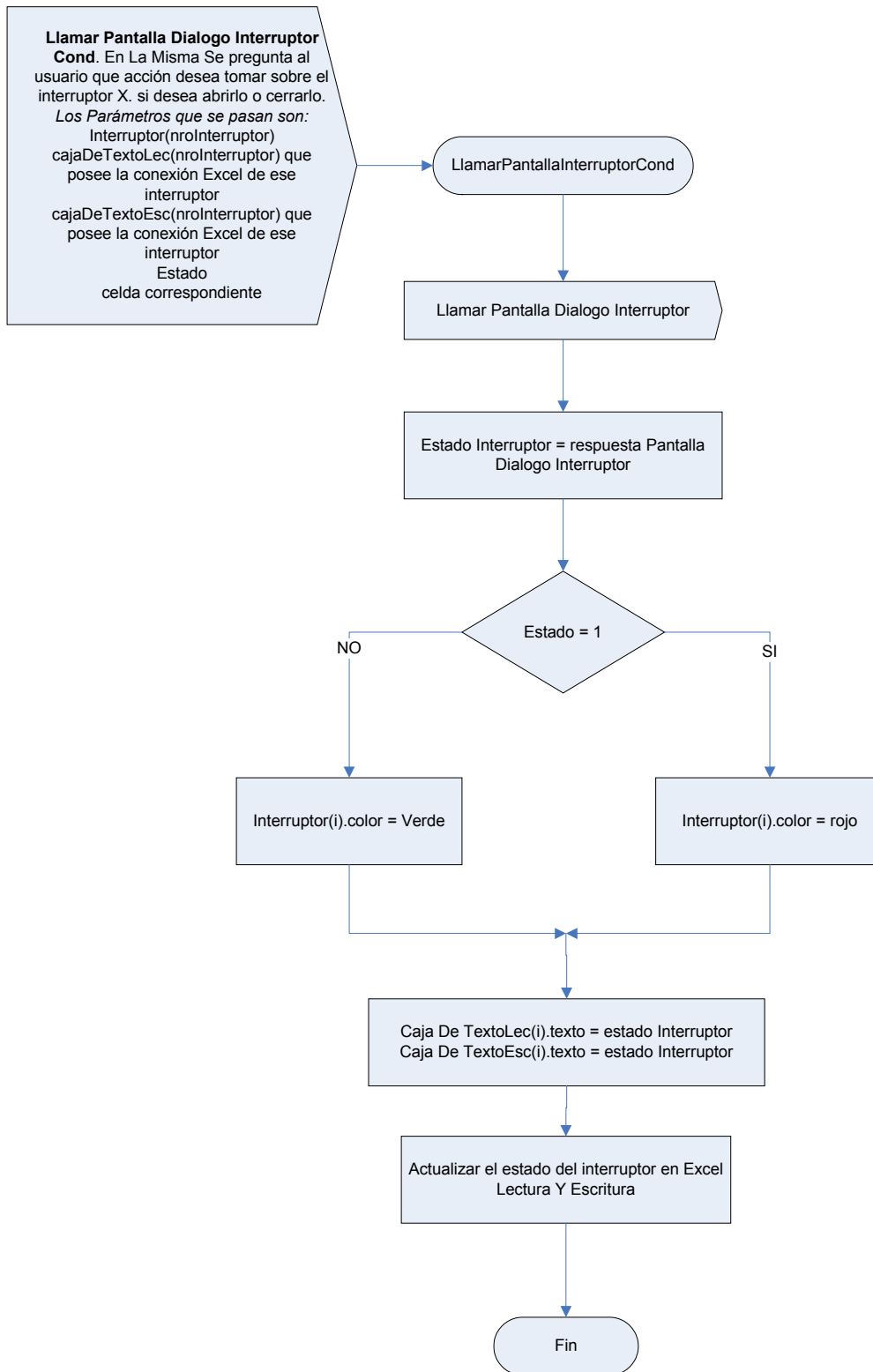
Código Fuente

```
Public Sub llamarPantallaInterruptor(interruptor As GurhanButton, txt As TextBox, estado  
As Integer, celdaEscritura As String)
```

```
frmDialogoInterruptor.Show 1  
estado = ModuloVariables.respuestaFrmDialogoInterruptor  
If (estado = 1) Then  
    interruptor.BackColor = vbRed  
Else  
    interruptor.BackColor = vbGreen  
End If  
txt.Text = Str(estado)  
txt.LinkPoke
```

```
End Sub
```

Llamar Pantalla Dialogo Interruptor Condicional



Explicación

En la ejecución de este método se llama a abrir una caja de dialogo donde se solicita al usuario que desea hacer con el interruptor.

Una vez terminado la ejecución de la caja de dialogo se establece el color del interruptor según su estado y se actualiza el valor en Excel.

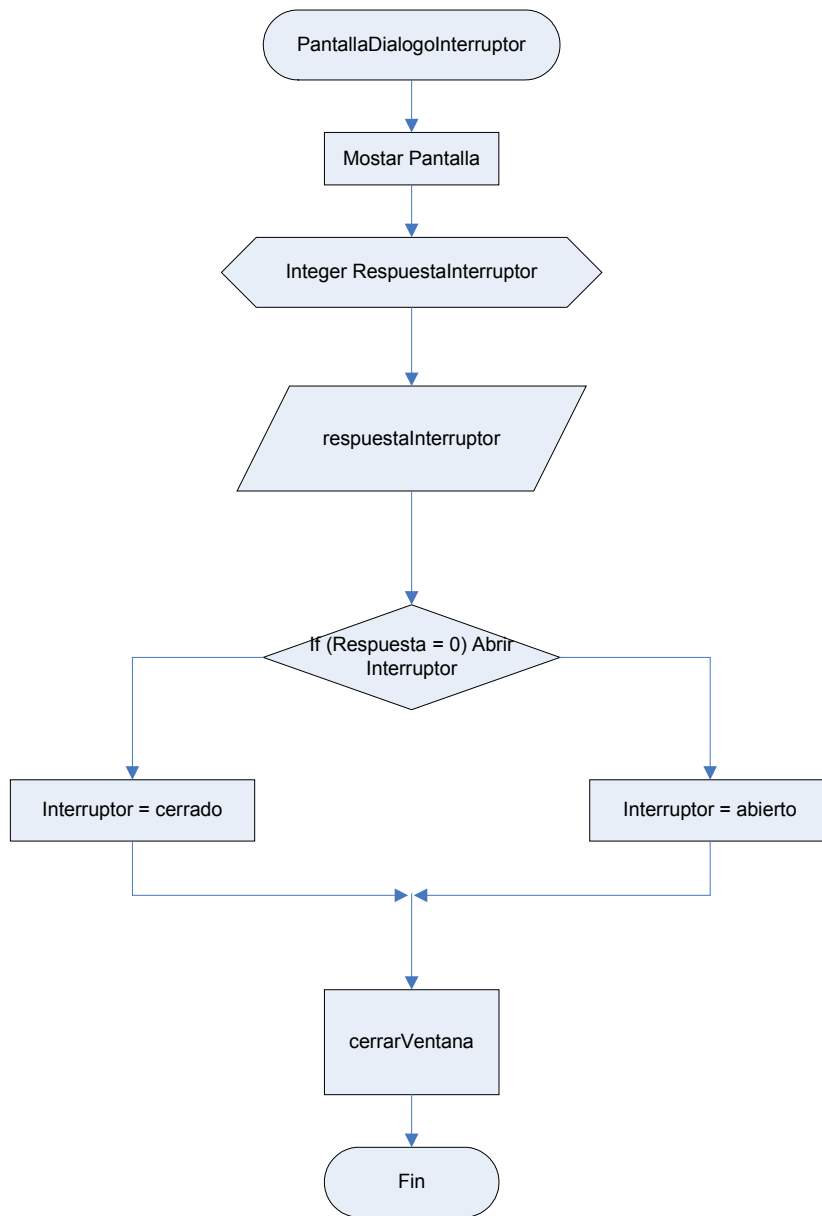
Código Fuente

```
Public Sub llamarPantallaInterruptorCond(interruptor As GurhanButton, txtLec As  
TextBox, txtEsc As TextBox, estado As Integer, celdaEscritura As String)
```

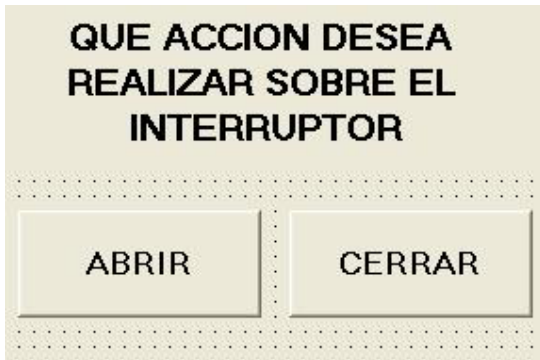
```
frmDialogoInterruptor.Show 1  
estado = ModuloVariables.respuestaFrmDialogoInterruptor  
If (estado = 1) Then  
    interruptor.BackColor = vbRed  
Else  
    interruptor.BackColor = vbGreen  
End If  
txtLec.LinkMode = 2  
txtLec.Text = Str(estado)  
txtEsc.Text = Str(estado)  
txtLec.LinkPoke  
txtEsc.LinkPoke  
txtLec.LinkMode = 1
```

```
End Sub
```

Ejecución De Pantalla Dialogo Interruptor



Aspecto Visual Pantalla



Explicación

Al abrirse esta pantalla el software solicita que el usuario seleccione una opción.

Una vez que el usuario a accionado una de las opciones la pantalla se cierra y notifica el valor seleccionado.

Código Fuente al presionar el botón Abrir

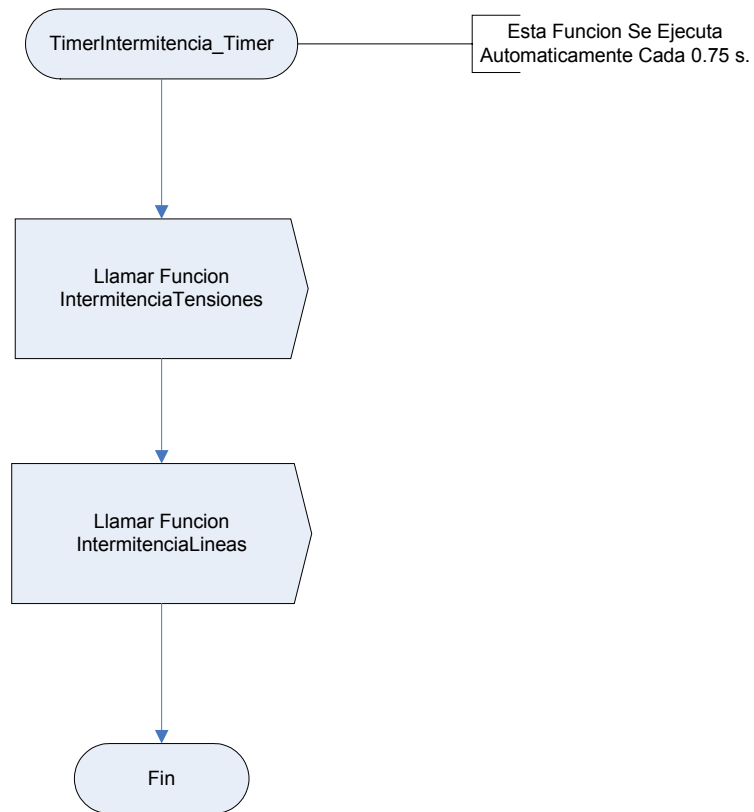
```
Private Sub cmdAbrir_Click()  
    ModuloVariables.respuestaFrmDialogoInterruptor = 0  
  
    frmDialogoInterruptor.Visible = False  
    Unload Me  
    Set frmDialogoInterruptor = Nothing  
  
End Sub
```

Código Fuente al presionar el botón Cerrar

```
Private Sub cmdCerrar_Click()  
    ModuloVariables.respuestaFrmDialogoInterruptor = 1  
  
    frmDialogoInterruptor.Visible = False  
    Unload Me  
    Set frmDialogoInterruptor = Nothing  
  
End Sub
```


RESPUESTA AUTOMATICA A EVENTOS

Temporizador Intermitencia



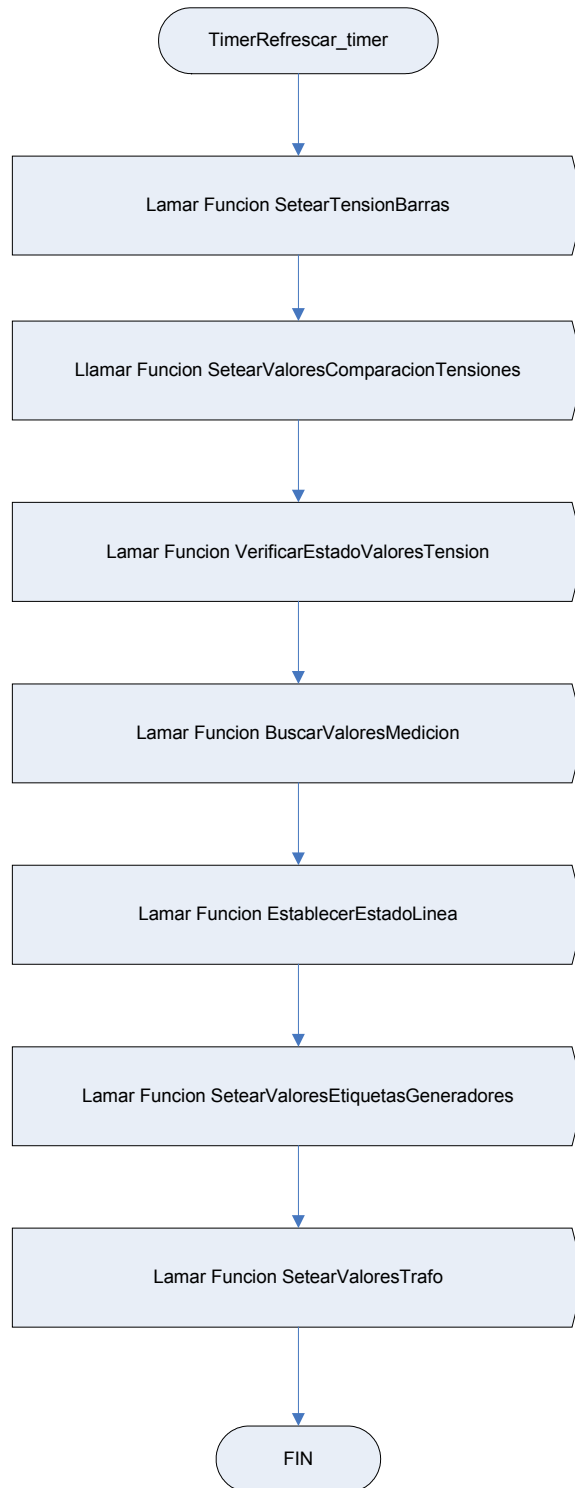
Explicación

Este método se ejecuta automáticamente. Su función es la de representar visualmente en pantalla la intermitencia de las líneas y de los valores de tensión de las barras.

Código Fuente

```
Private Sub timerIntermitencia_Timer()  
    intermitenciaTensiones  
    intermitenciaLineas  
End Sub
```

Temporizador De Actualización De Valores



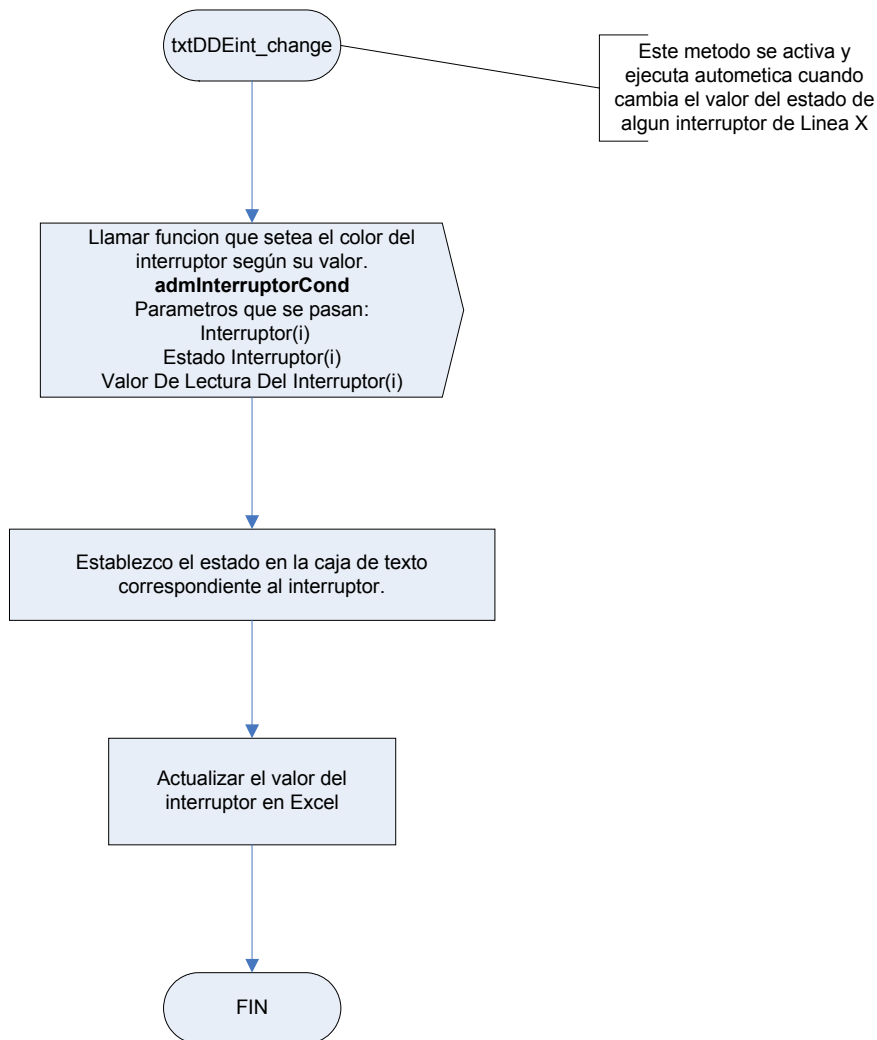
Explicación

Este método se ejecuta automáticamente. Su función es la actualizar todos los valores de las variables de la interfase excepto las de los interruptores que se actualizan solos.

Código Fuente

```
Private Sub TimerRefrescar_Timer()  
'CON RESPECTO A LAS TENSIONES  
    setearTensionBarras  
    setearValoresComparacionTensiones  
    verificarEstadoValoresTension  
'ACTUALIZACION DE TODOS LOS VALORES  
    buscarValoresMedicion  
'CON RESPECTO A LAS LINEAS  
    establecerEstadoLinea  
'Valores de las etiquetas de los generadores  
    setearValoresEtiquetasGeneradores  
    setearValoresTrafos  
  
End Sub
```

Cambio De Valor De Interruptor



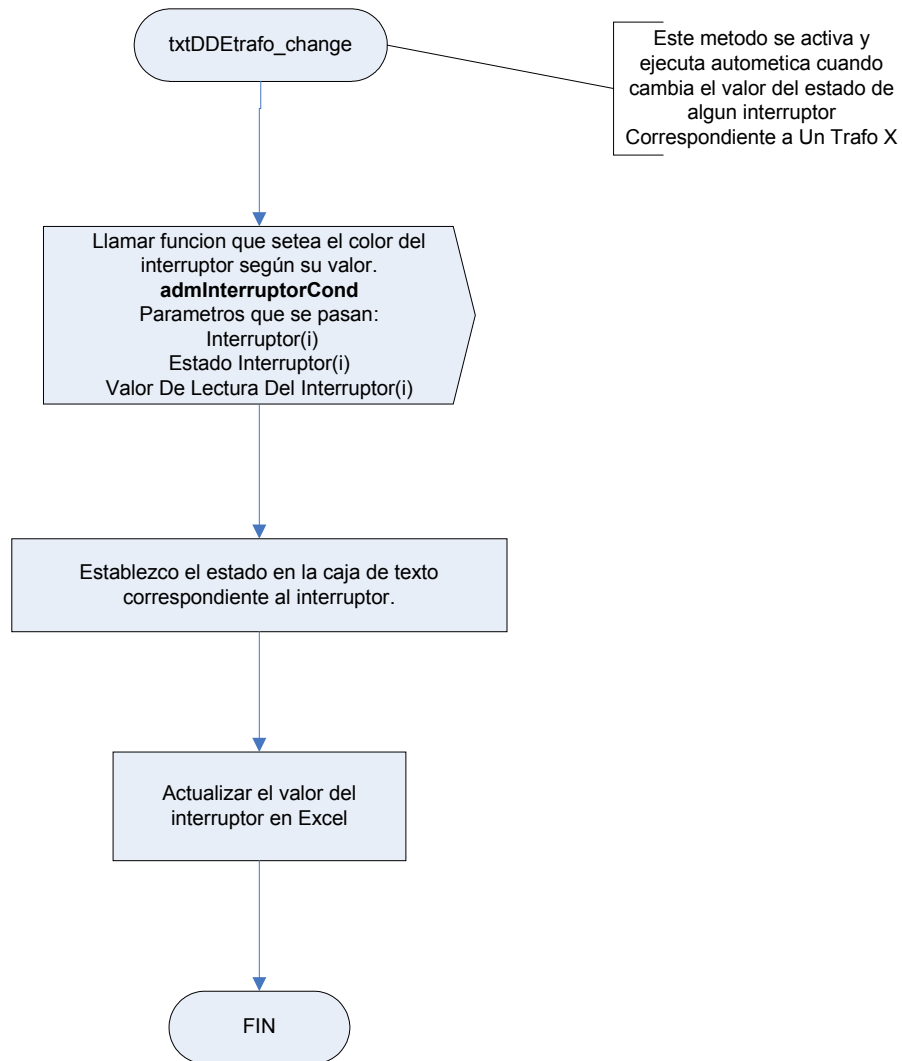
Explicación

Este método se ejecuta automáticamente cuando detecta que el valor de un interruptor de línea ha cambiado.

Código Fuente

```
Private Sub txtDDEint_Change(Index As Integer)
    Call admInterruptorCond(interruptor(Index), vectorCeldasInterruptor(Index).estado,
    Val(txtDDEint(Index).Text))
    'txtDDEintEsc(Index).LinkMode = 2
    txtDDEintEsc(Index).Text = vectorCeldasInterruptor(Index).estado
    txtDDEintEsc(Index).LinkPoke
End Sub
```

Cambio De Valor Interruptor Transformador



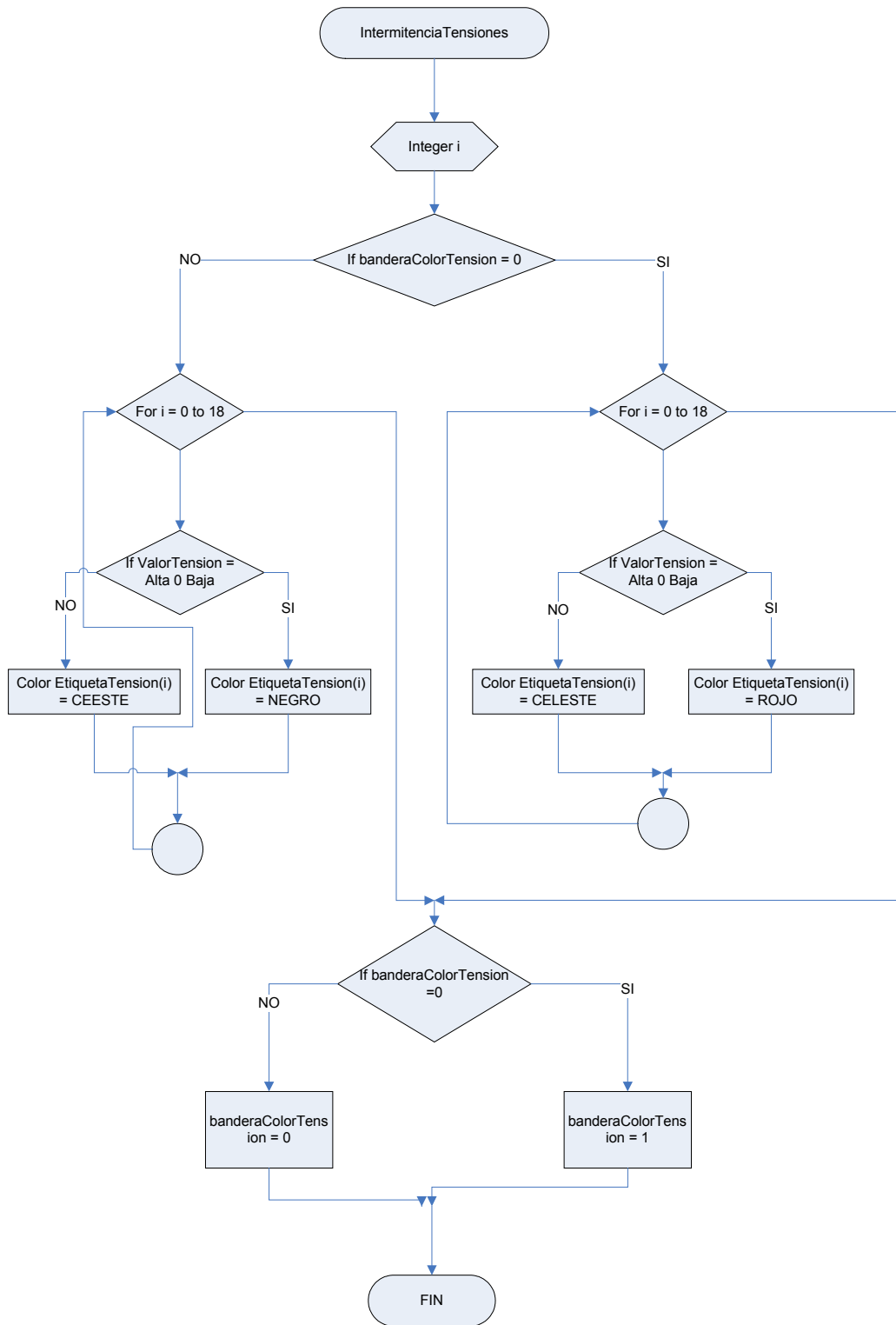
Explicación

Este método se ejecuta automáticamente al detectar el cambio de valor de un interruptor de un transformador.

Código Fuente

```
Private Sub txtDDEtrafoLec_Change(Index As Integer)
    Call admInterruptorCond(intTrafo(Index), vectorCeldasInterruptorTrafo(Index).estado,
    Val(txtDDEtrafoLec(Index).Text))
    txtDDEtrafoEsc(Index).Text = vectorCeldasInterruptorTrafo(Index).estado
    txtDDEtrafoEsc(Index).LinkPoke
End Sub
```

Intermitencia De Valores Tensión



Explicación

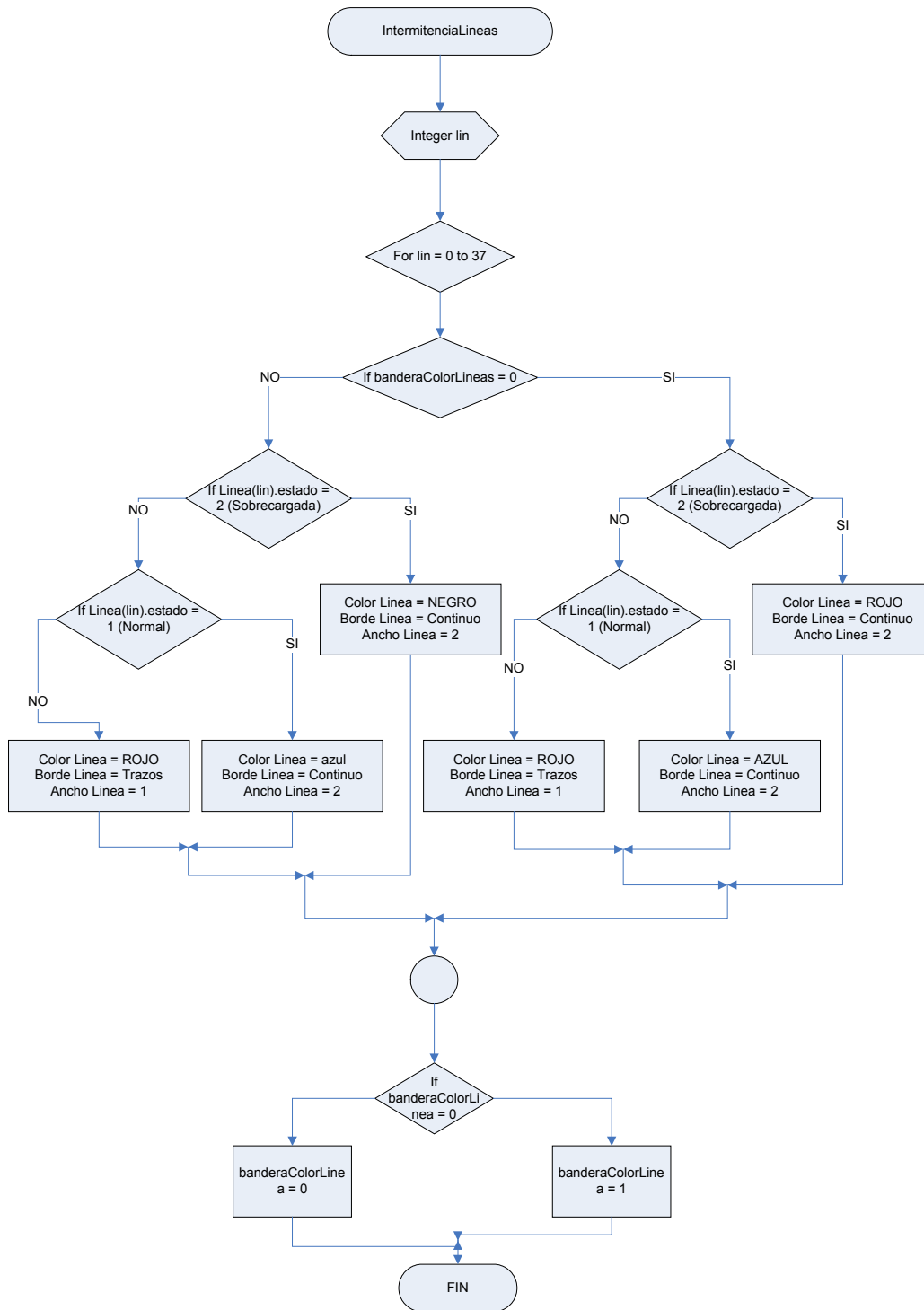
Este método es el encargado de reflejar la intermitencia de los valores de tensión de barra en caso de que las mismas se encuentren en un estado no deseado.

Lo que hace es ejecutar una estructura repetitiva para recorrer los 19 valores de tensión verificando su estado y aplicando la intermitencia de color roja para aquellos que no se encuentren dentro de los valores requeridos.

Código Fuente

```
Private Sub intermitenciaTensiones()  
Dim i As Integer  
  
If (bandColorTension = 0) Then  
    For i = 0 To 18  
        If (vectorTensionBarra(i).alerta = 0) Then  
            lblTensionBarra(i).ForeColor = vbRed  
            lblKv(i).ForeColor = vbRed  
        Else  
            lblTensionBarra(i).ForeColor = vbCyan  
            lblKv(i).ForeColor = vbCyan  
        End If  
    Next i  
  
Else  
    For i = 0 To 18  
        If (vectorTensionBarra(i).alerta = 0) Then  
            lblTensionBarra(i).ForeColor = vbBlack  
            lblKv(i).ForeColor = vbBlack  
        Else  
            lblTensionBarra(i).ForeColor = vbCyan  
            lblKv(i).ForeColor = vbCyan  
        End If  
    Next i  
  
End If  
  
If (bandColorTension = 0) Then  
    bandColorTension = 1  
Else  
    bandColorTension = 0  
End If  
  
End Sub
```

Intermitencia Líneas De Distribución



Explicación

Este método es el encargado de reflejar la intermitencia de las líneas de distribución, para cada una que se encuentre en un estado no deseado.

Para ello se ejecuta una estructura repetitiva para recorrer cada línea y aplicar la intermitencia a aquellas que no estén funcionando normalmente.

Código Fuente

```
Private Sub intermitenciaLineas()  
  
Dim lin As Integer  
For lin = 0 To 37  
  
    If (bandColorLineas = 0) Then  
  
        If (vectorEstadoLineas(lin).estado = 2) Then  
            linea(lin).BorderColor = vbRed  
            linea(lin).BorderStyle = 1  
            linea(lin).BorderWidth = 2  
        Else  
            If (vectorEstadoLineas(lin).estado = 1) Then  
                linea(lin).BorderColor = vbBlue  
                linea(lin).BorderStyle = 1  
                linea(lin).BorderWidth = 2  
            Else  
                linea(lin).BorderColor = vbRed  
                linea(lin).BorderStyle = 3  
                linea(lin).BorderWidth = 1  
            End If  
        End If  
  
    Else  
  
        If (vectorEstadoLineas(lin).estado = 2) Then  
            linea(lin).BorderColor = vbBlack  
            linea(lin).BorderStyle = 1  
            linea(lin).BorderWidth = 2  
        Else  
            If (vectorEstadoLineas(lin).estado = 1) Then  
                linea(lin).BorderColor = vbBlue  
                linea(lin).BorderStyle = 1  
                linea(lin).BorderWidth = 2  
            Else  
                linea(lin).BorderColor = vbRed  
                linea(lin).BorderStyle = 3  
                linea(lin).BorderWidth = 1  
            End If  
        End If  
  
    End If  
  
End If
```

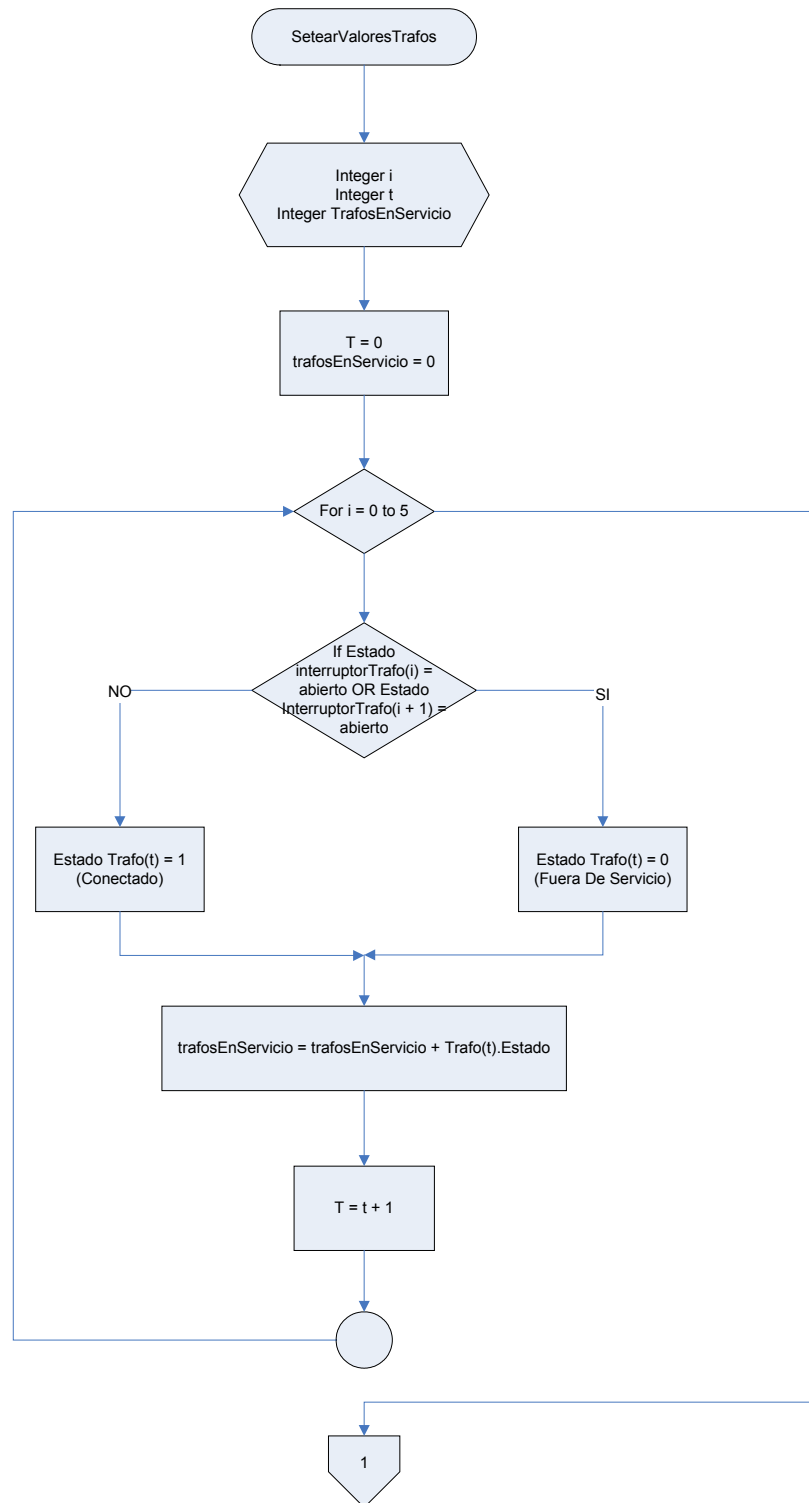
End If

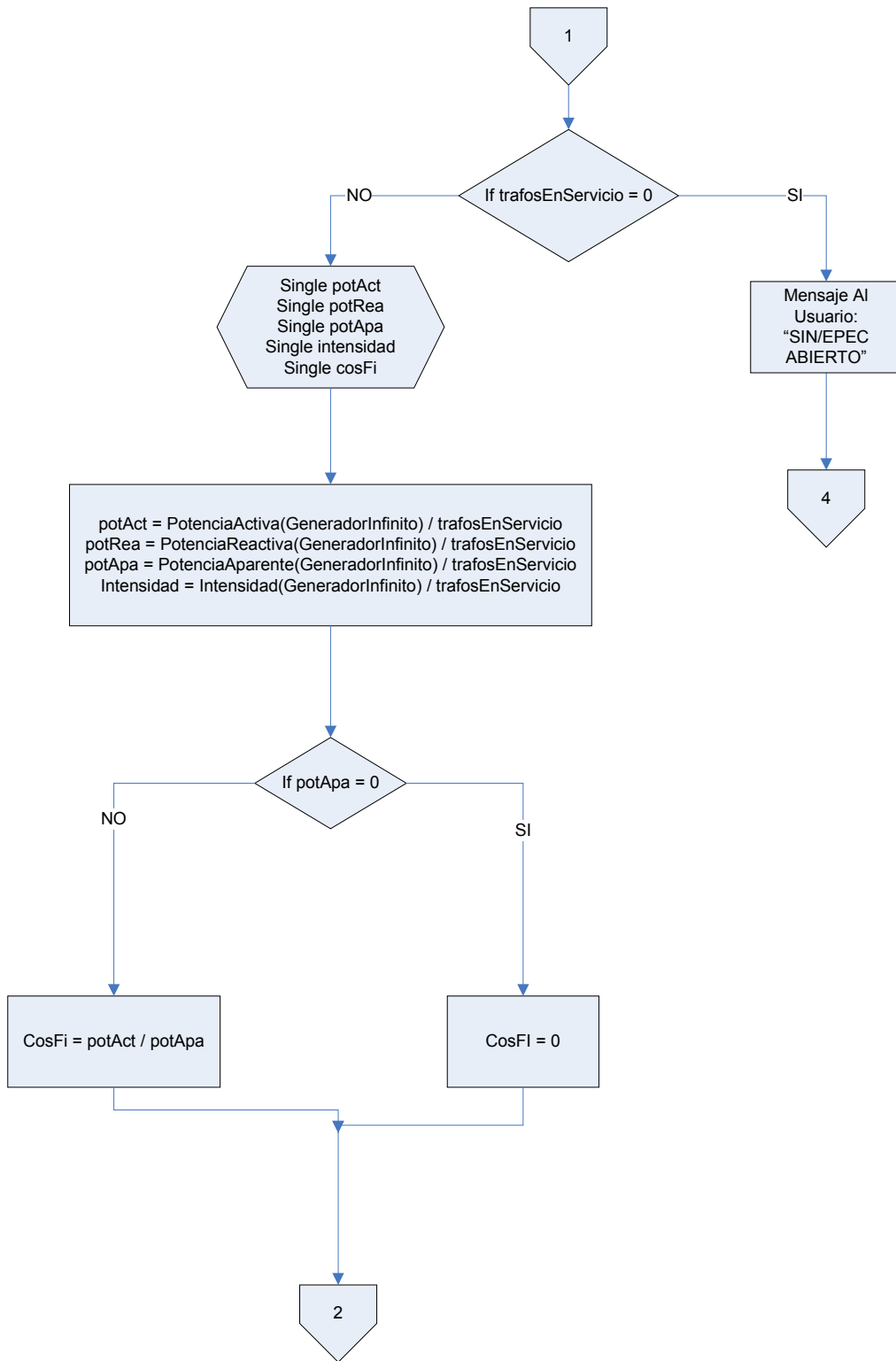
Next lin

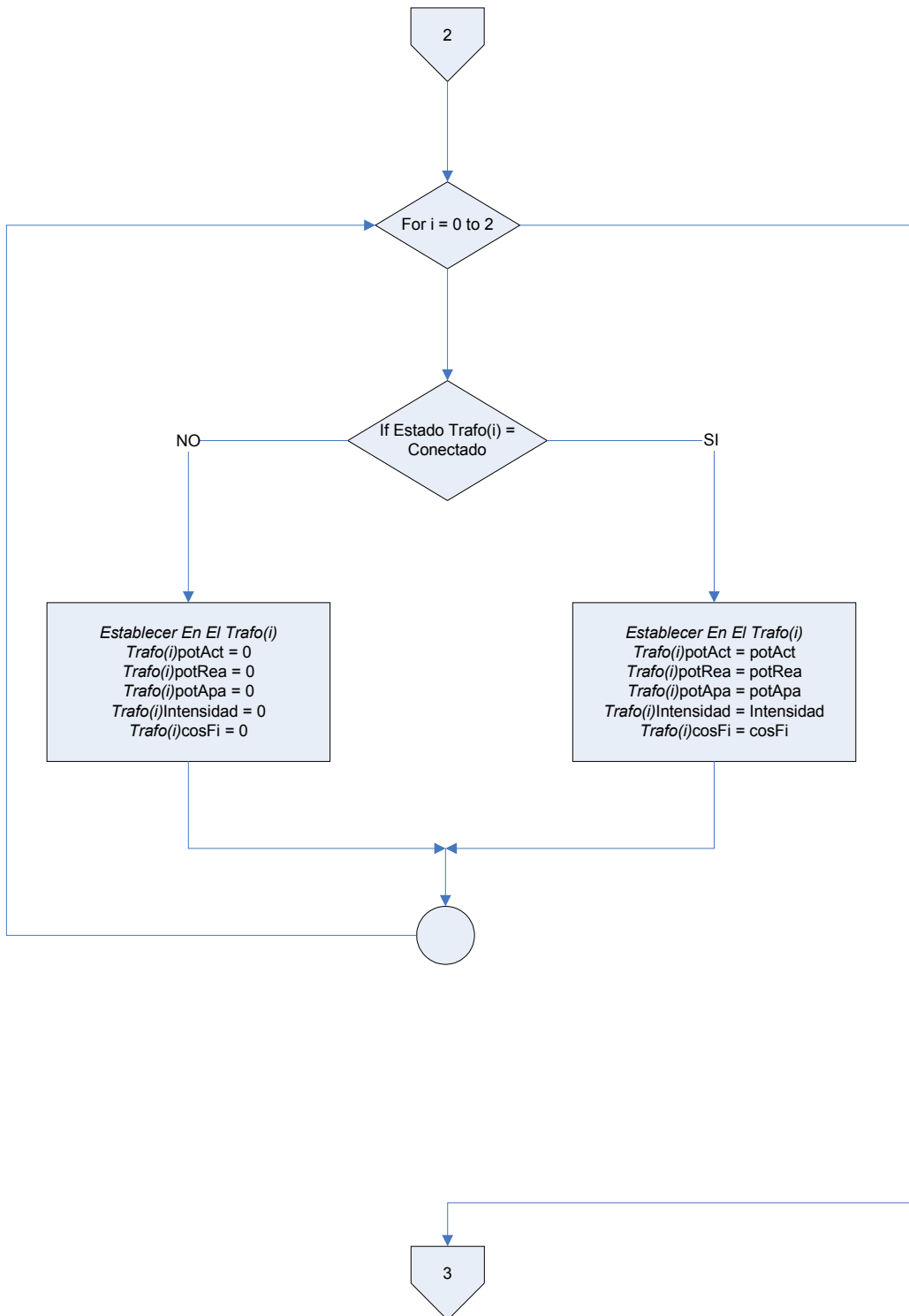
```
If (bandColorLineas = 0) Then  
bandColorLineas = 1  
Else  
bandColorLineas = 0  
End If
```

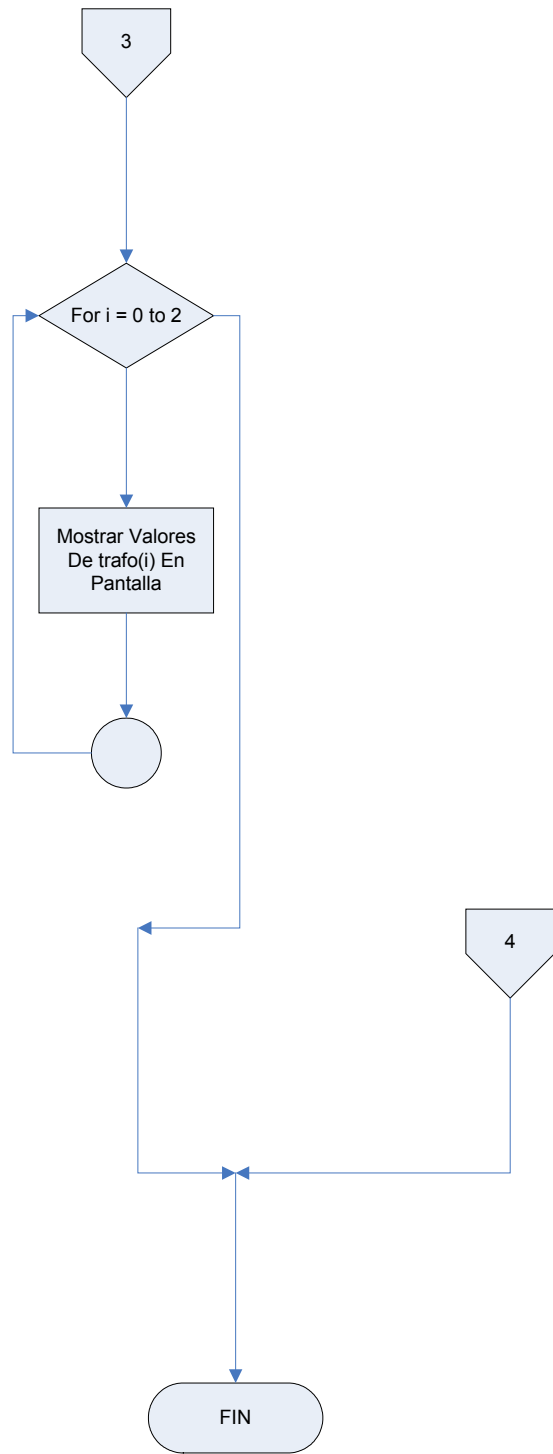
End Sub

Establecer Valores Transformadores









Explicación

Este método es el encargado de establecer los valores de las etiquetas de los transformadores.

Para ello primero se verifica que transformadores están en servicio, si ningún transformador esta conectado se comunica que el Sistema Interconectado Nacional SIN esta fuera de servicio; pero si hay por lo menos uno o más transformadores en servicio se calculan los valores de potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, intensidad y el coseno de phi siempre y cuando la potencia aparente no sea cero. Luego se establecen los valores calculados y por ultimo se procede a mostrar estos en pantalla.

Código Fuente

```
Private Sub setearValoresTrafos()

Dim i As Integer
Dim t As Integer
Dim trafosEnServicio As Integer
t = 0
trafosEnServicio = 0
'en este for establezco el estado de los trafos
For i = 0 To 5 Step 2
    If (vectorCeldasInterruptorTrafo(i).estado = 0 Or vectorCeldasInterruptorTrafo(i +
1).estado = 0) Then
        vectorMedicionTrafos(t).estado = 0
    Else
        vectorMedicionTrafos(t).estado = 1
    End If

    trafosEnServicio = trafosEnServicio + vectorMedicionTrafos(t).estado
    t = t + 1
Next i

'ahora saco los calculos correspondientes a la cantidad de trafos en servicio

If (trafosEnServicio = 0) Then
    MsgBox ("SIN/EPEC ABIERTO")
Else

Dim potAct As Single
Dim potRea As Single
Dim intensidad As Single
Dim potApa As Single
Dim cosFi As Single

potAct = vectorMedicionGeneradorInfito.potenciaActiva / trafosEnServicio
potRea = vectorMedicionGeneradorInfito.potenciaReactiva / trafosEnServicio
```

```

intensidad = vectorMedicionGeneradorInfito.intensidad / trafosEnServicio
potApa = Sqr(potAct * potAct + potRea * potRea)
If (potApa = 0) Then
cosFi = 0
Else
cosFi = potAct / potApa
End If
For i = 0 To 2
  If (vectorMedicionTrafos(i).estado = 1) Then
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaActiva = potAct
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaReactiva = potRea
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaAparente = potApa
    vectorMedicionTrafos(i).intensidad = intensidad
    vectorMedicionTrafos(i).cosFi = cosFi
  Else
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaActiva = 0
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaReactiva = 0
    vectorMedicionTrafos(i).potenciaAparente = 0
    vectorMedicionTrafos(i).intensidad = 0
    vectorMedicionTrafos(i).cosFi = 0
  End If
Next i
End If

```

'ahora establezco los valores de los trafos en las etiquetas de la interfase

```

For i = 0 To 2
lblValorPotenciaActivaTrafo(i).Caption = Str(vectorMedicionTrafos(i).potenciaActiva)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionTrafos(i).celdaPotenciaActiva
txtDDE.Text = Str(vectorMedicionTrafos(i).potenciaActiva)
txtDDE.LinkPoke
lblValorPotenciaReactivaTrafo(i).Caption =
Str(vectorMedicionTrafos(i).potenciaReactiva)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionTrafos(i).celdaPotenciaReactiva
txtDDE.Text = Str(vectorMedicionTrafos(i).potenciaReactiva)
txtDDE.LinkPoke
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionTrafos(i).celdaPotenciaAparente
txtDDE.Text = Str(vectorMedicionTrafos(i).potenciaAparente)
txtDDE.LinkPoke
lblValorIntensidadTrafo(i).Caption = Str(vectorMedicionTrafos(i).intensidad)
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionTrafos(i).celdaIntensidad
txtDDE.Text = Str(vectorMedicionTrafos(i).intensidad)
txtDDE.LinkPoke
txtDDE.LinkItem = vectorMedicionTrafos(i).celdaCosFi
txtDDE.Text = Str(vectorMedicionTrafos(i).cosFi)
txtDDE.LinkPoke
Next i
End Sub

```


Anexo IV

Autómata Experto para el Control de la Tensión en la Grilla de Potencia

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos fundamentales del Centro de Control de la Energía, es mantener el perfil de tensión dentro de límites aceptables [1], para el caso de la red de 500 Kv, $\pm 3\%$ del valor nominal.

El mecanismo de estabilidad, y control de la tensión fue explicado en el Anexo I, Capítulo 2, Apartado 2.6, del presente informe; las violaciones que ocurren en los niveles de tensión son debidas a un manejo inadecuado, o insuficiente, en el reactivo del sistema, y son como consecuencia de la variación diaria de la carga, y/o cambios en la configuración del sistema.

Estas violaciones pueden ser compensadas por acciones de control coordinadas [2], actuando sobre dispositivos tales como:

- Conmutación de dispositivos correctores de reactivo, capacitores, reactores, FACTS, etc.
- Transformadores con cambiadores de tope bajo carga.
- Excitación de generadores.

El mecanismo convencional de control recae en las manos del operador del centro de control, cuando el conocimiento que éste posee del sistema es amplio, y la experiencia en la operación es de mucho tiempo, la acción de control es correcta, pero cuando su experiencia es acotada, y aún cuando el tamaño del sistema es considerable, la acción de control probablemente será incorrecta, se agregan a este menú las contingencias no esperadas o de ocurrencia esporádica.

Para el control automático en tiempo real de la tensión se han propuesto diferentes conceptos [3] [4], en el Anexo I del presente informe, se han argumentado las causas por las cuales se ha hecho opción de las técnicas de Inteligencia Artificial para el control de la grilla de potencia, una de las razones fundamentales para la aplicación de estas técnicas, se basa en el hecho de que para encontrar una solución cerrada, sobre todo en el campo del control óptimo, la complejidad, y el tamaño de los sistemas de potencia, insumen un tiempo de computación elevado para su aplicación en tiempo real.

Es necesario recalcar también que los conocimientos de la grilla, topología, estado de operación, parámetros, se encuentran registrados en bases de datos, que los procedimientos de operación se encuentran reflejados en normas rígidas, que el problema es

extremadamente complejo para ser reflejado en una ecuación, hacen atractiva la utilización de estas técnicas a la solución del problema planteado.

Las contingencias imponen una sobrecarga extrema al operador del sistema, tanto al automático, como al humano, sobre todo a éste último, contar con una herramienta que sea capaz de diagnosticar, y aún sugerir la solución es de extrema importancia, sobre todo si el sistema es de gran tamaño, y si la cantidad de elementos a operar también lo es, en este sentido contar con un control que tenga la capacidad de interactuar con el operador del sistema es de gran importancia, de ahí también la selección de estas técnicas para implementar el control automático de la grilla.

Cuando se planteó el proyecto PID 2005, uno de los objetivos fundamentales era que éste fuese de utilidad a la Empresa Provincial de Energía de la Provincia de Córdoba, si bien la base del proyecto lo constituye una tesis doctoral, los aspectos prácticos de esta debían quedar reflejados como productos para ser aplicados a la solución de algún problema específico de la mencionada entidad, en este sentido el proyecto a entregado dos productos tangibles:

- El Simulador para Entrenamiento de Operadores de Centro de Control.
- El Autómata Experto para el Control de la Tensión en la Grilla de Potencia.

El primero de estos puntos es tratado en el Anexo II, y en el Anexo III del presente informe, mientras que el segundo lo es en el presente Anexo.

2. AUTÓMATA EXPERTO

2.1 SISTEMA EXPERTO BASADO EN REGLAS

En este apartado se presenta el desarrollo del Autómata Experto implementado mediante un Sistema Experto basado en reglas [5], en la Fig. N° 1 se presenta un diagrama en bloques del mismo, para una explicación detallada de la figura el lector debe remitirse al Anexo I del presente informe, se discuten aquí los detalles específicos de implementación.

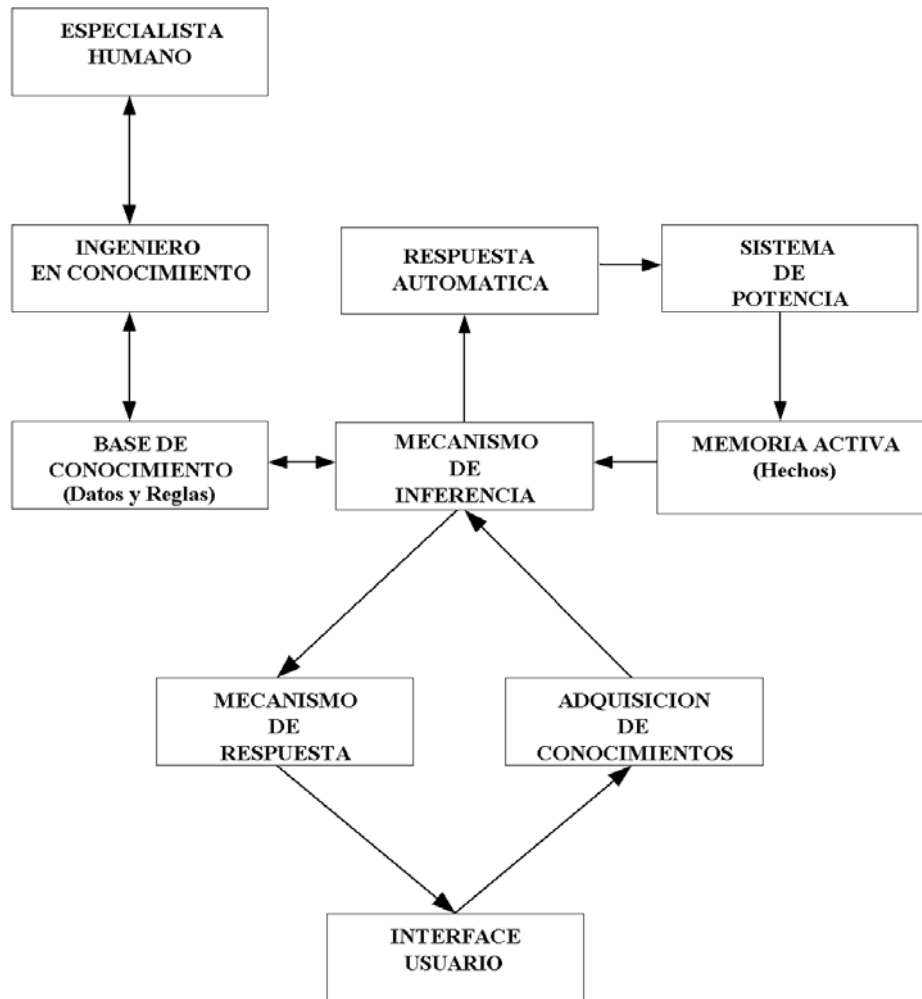


Fig. N° 1, Sistema Experto basado en reglas.

El Autómata Experto, ante una contingencia, debe determinar que control accionar, y cuanto, manteniendo una serie de principios, y reglas mediante las cuales se opera el sistema en forma segura, existe la posibilidad de que lo haga a nivel de sugerencia, o que directamente accione sobre la grilla de potencia en forma automática.

2.1 BASE DE CONOCIMIENTO

La base de conocimiento se encuentra conformada por dos estructuras de datos básicas [6] [7] [8], la base de datos estáticos, y las reglas de producción.

Conforman la base estática las propiedades físicas de la grilla de potencia que no cambian ante una contingencia, por ejemplo:

- Datos de generación, potencias máximas y mínimas.
- Líneas de transmisión, parámetros de resistencia e inductancia, límites térmicos.
- Datos de compensación reactivos, máximos y mínimos, valor incremental.
- Datos de barras, límite máximo y mínimo de la tensión de barra.

La Fig. N° 2 presenta la tabla de datos relevada sobre las líneas para la zona sur de la Empresa Provincial de Energía de Córdoba, en el Apéndice del presente Anexo se detalla el armado de la matriz de admitancia del sistema.

DATOS DE LINEAS DE EPEC 19 BUS				VALORES POR KM			VALORES TOTALES		
	E.T. Origen	E.T. Destino	Long Total	R (1)	inductancia	capacitancia	R (1)	inductancia	capacitancia
			Km	ohm/km	H/km	f/km	OHM	HENRIOS	FARADIOS
1	ALMAFUERT	TANCACHA	33.4	0.0855	6.474E-04	5.035E-09	2.86	0.02162	1.682E-07
2	G.DEHEZA	VMARIA	74.4	0.1010	1.241E-03	5.035E-09	7.51	0.09236	3.746E-07
3	FERIAS	LASHIG	12.1	0.1010	1.241E-03	5.035E-09	1.22	0.01502	6.092E-08
4	LASHIG	G. DEHEZA	56.6	0.1010	1.241E-03	5.035E-09	5.72	0.07026	2.850E-07
5	LAVINA	LOSMOL	60	0.1877	1.404E-03	9.134E-09	11.26	0.08426	5.481E-07
6	LOSMOL	REOLIN 1	41	0.1025	1.321E-03	9.004E-09	4.20	0.05415	3.692E-07
7	LOSMOL	REOLIN 2	46.9	0.1116	1.237E-03	8.998E-09	5.23	0.05800	4.220E-07
8	PILAR	AFUERT 1	76	0.0773	1.292E-03	9.615E-09	5.87	0.09822	7.307E-07
9	PILAR	AFUERT 2	76	0.0773	1.292E-03	9.615E-09	5.87	0.09822	7.307E-07
10	PILAR	VMARIA	104	0.1990	1.321E-03	7.639E-09	20.70	0.13738	7.945E-07
11	RCUART	FERIAS	6.7	0.1000	1.038E-03	7.551E-09	0.67	0.00695	5.059E-08
13	REOLIN	AFUERT 1	2.2	0.3808	1.263E-03	1.246E-08	0.84	0.00278	2.740E-08
12	REOLIN	AFUERT 2	2.2	0.3489	1.246E-03	1.246E-08	0.77	0.00274	2.740E-08
12	REOLIN	AFUERT 3	2.2	0.3489	1.246E-03	1.246E-08	0.77	0.00274	2.740E-08
15	REOLIN	RCUART	104	0.1046	1.318E-03	8.815E-09	10.88	0.13708	9.167E-07
16	VDOLOR	LAVINA	20.3	0.1026	1.221E-03	7.003E-09	2.08	0.02479	1.422E-07
17	VMARIA	IVERDE	118.4	0.0970	1.241E-03	8.913E-09	11.48	0.14694	1.055E-06
18	G.DEHEZA	TANCACHA	80	0.1010	1.241E-03	5.035E-09	8.08	0.09931	4.028E-07
19	MALAGUEN	PILAR	60.6	0.0928	1.287E-03	9.293E-09	5.62	0.07799	5.632E-07
20	YOCSINA	MALAGUEN	5.4	0.0950	1.317E-03	9.100E-09	0.51	0.00711	4.914E-08
21	SUDOESTE	YOCSINA	14.5	0.1670	1.257E-03	8.920E-09	2.42	0.01823	1.293E-07
22	NVACBA	SUDOESTE	6.5	0.1714	1.116E-03	4.520E-08	1.11	0.00725	2.938E-07
23	JARDIN	SUR	2.3	0.1200	1.266E-03	9.378E-09	0.28	0.00291	2.157E-08
24	LOSMOL	JARDIN	49	0.1200	1.276E-03	9.235E-09	5.88	0.06252	4.525E-07
25	LOSMOL	SUDOESTE	52.3	0.1200	1.307E-03	9.235E-09	6.28	0.06836	4.830E-07
26	SUR	NVA.CBA	4	0.1320	1.026E-03	6.750E-08	0.53	0.00410	2.700E-07

Fig. N° 2, Datos de las Líneas, zona sur EPEC.

Las reglas de producción reflejan las acciones que toman los expertos humanos que operan el sistema, las mismas se traducen luego en sentencias de forma antecedente-consecuente, IF-THEN-ELSE-ENDIF.

El Autómata Experto se basa en el siguiente conjunto de reglas operativas:

1. El sistema experto es iniciado por haberse violado el nivel de tensión en una o varias barras del sistema.
2. Se determina la configuración operativa del sistema, en base a esta configuración se calcula la matriz de sensibilidad.
3. A través de la interface entrada-salida con el sistema, lee el valor del voltaje en cada barra.
4. Compara los voltajes leídos con los límites de operación permitidos, determina cuales han sido violados y cuánto es el valor, en base a esta regla arma una lista de prioridad.
5. Para cada elemento de la lista de prioridad, elige el controlador más apto en base a la matriz de sensibilidad, y determina la magnitud de la acción necesaria para recuperar la contingencia.
6. Determina si el valor de compensación no viola el límite del controlador, si se ha alcanzado el límite se fija a éste como valor incremental del control.
7. Dado que la acción de control interfiere con las otras barras, es necesario chequear mediante la matriz de sensibilidad el valor de la modificación que esta acción ocasiona en las barras vecinas. En este punto, y con el objeto de evitar oscilaciones en la solución, se introducen factores de corrección debido a la alinealidad propia del sistema de potencia.
8. De acuerdo al modo de operación del Autómata Experto, éste puede sugerir la acción correctiva al operador, o directamente por medio de la interface entrada-salida accionar el control correspondiente.
9. Recalcula los valores de voltaje actualizados en base a la matriz de sensibilidad.
10. Repite los procedimientos señalados entre los puntos (4) a (9) hasta que la violación de voltaje sea eliminada.
11. Es necesario contemplar un mecanismo de parada para el caso de que no sea posible compensar la violación, esto puede suceder para contingencias de consideración, o para situaciones en las que no se dispone de reactivo para la compensación, este es el caso para ciertas situaciones de carga que se producen en Isla Verde.

En la Fig. N° 3 se presenta un esquema de las reglas, las cuales se implementan mediante lógica de programación.

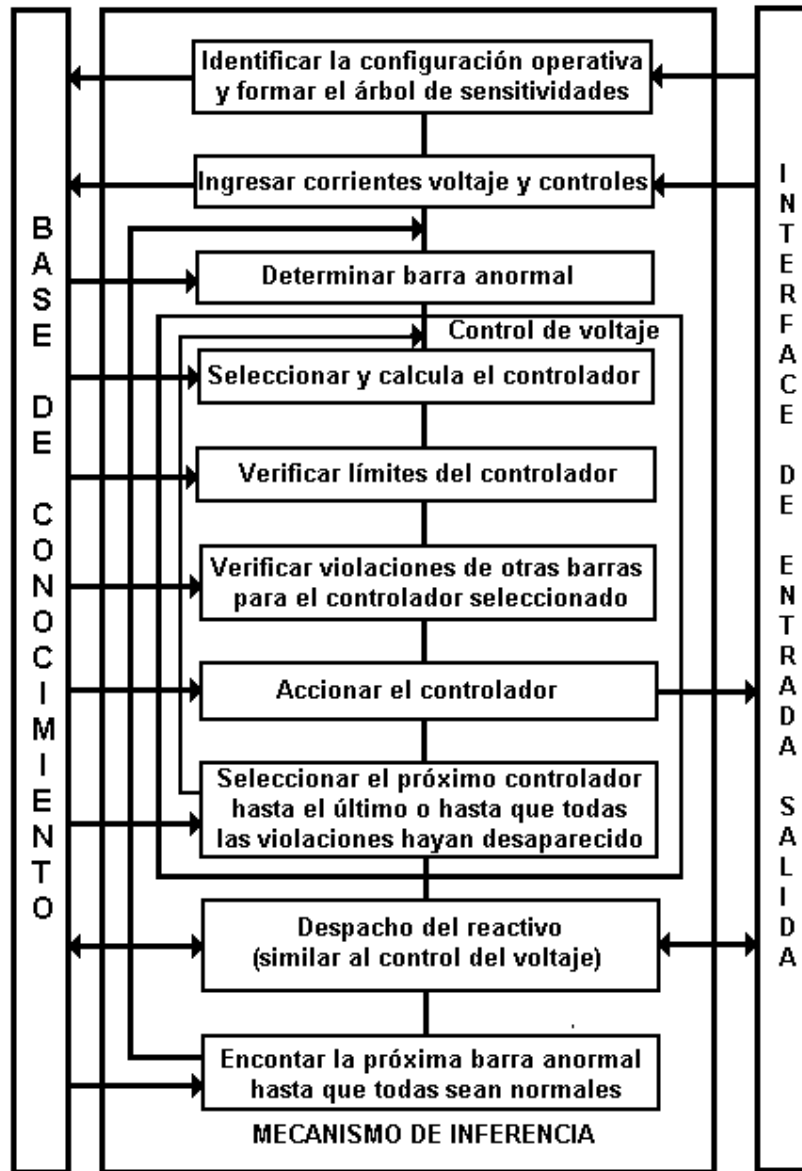


Fig. N° 3, Diagrama de Flujo Automata Experto, Mecanismo de Inferencia.

2.2 MATRIZ DE SENSIBILIDAD

Un componente fundamental de la base de datos de conocimiento, es la matriz de sensibilidad [9], esta matriz dependiendo de la contingencia debe ser evaluada en forma dinámica, o se debe tener un grupo de ellas previamente conformado para un ranking de contingencias preestablecido.

Esta matriz cualifica y cuantifica la acción de cada controlador con respecto a cada barra del sistema, en la Fig. N° 4 se esquematiza esta relación, se aprecia en la figura que hay un controlador con mayor influencia para una determinada barra, pero también se ve que la acción de este controlador afecta a las otras barras, $S_{N,M}$ representa el Factor de Sensibilidad entre el controlador y las barras.

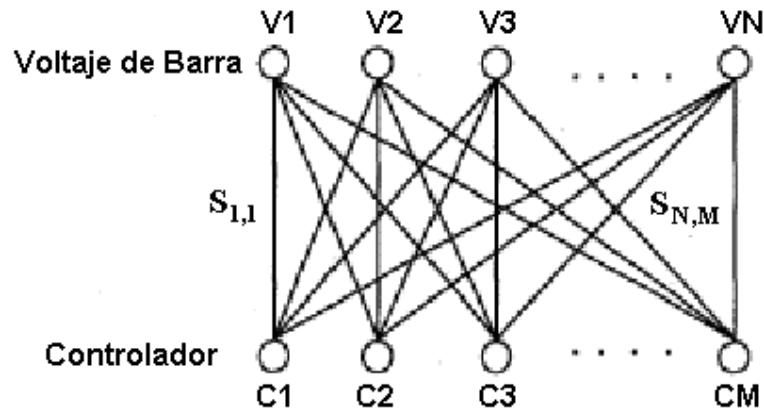


Fig. N° 4, Esquema controlador – barra.

La determinación de esta matriz se basa en la evaluación de la matriz Jacobiana del sistema de potencia [10], también puede ser evaluada por la corrida sucesiva de flujos de potencia. La ecuación (1) representa la potencia reactiva inyectada en el nodo k , no se considera la ecuación para la potencia activa dado que se hace uso del concepto de flujo desacoplado [11].

$$G_k = D_k - Q_k + E_k \sum_{\alpha}^N E_{\alpha} [G_{k\alpha} \text{sen}(\theta_k - \theta_{\alpha}) - B_{k\alpha} \text{cos}(\theta_k - \theta_{\alpha})] \quad (1)$$

Donde:

- G_k Potencia reactiva inyectada en el nodo k .
- D_k Potencia reactiva demandada en el nodo k .
- Q_k Potencia reactiva generada en el nodo k .
- E_k Voltaje en el nodo k .
- E_{α} Voltaje en el nodo α vecino al nodo k .
- $G_{k\alpha}$ Conductancia entre el nodo k y el nodo vecino α .

$B_{k\alpha}$ Suceptancia entre ente el nodo k y el nodo vecino α .

θ Angulo de la tensión con respecto a la referencia, barra slack.

Para un sistema de potencia de N barras existen N ecuaciones (1), si se eligen ahora tres vectores según se conformen estos con las variables dependientes, las variables de control y los parámetros del sistema, es posible expresar estas N ecuaciones en forma matricial de la manera indicada en la ecuación (2).

$$G(X,U,P) = 0 \quad (2)$$

Donde:

X Vector de variables controladas, y de variables dependientes, voltaje de barras, ángulos de barra.

U Vector de variables control, potencia reactiva generada por cada generador.

P Vector de parámetros del sistema, suceptancias, conductancias.

G Vector columna constituido por cada función $\text{col}(G_1, G_2, \dots, G_N)$.

Supongamos ahora que el sistema opera en el entorno estable nominal (X_0, U_0) , entonces obtenemos de (2), la ecuación (3).

$$G(X_0, U_0, P) = 0 \quad (3)$$

Si ahora consideramos un pequeño cambio en el entorno de operación, $X = X_0 + \Delta X$, como consecuencia de un pequeño incremento en la variable de control, $U = U_0 + \Delta U$, entonces la ecuación (4) de la (3).

$$G(X_0 + \Delta X, U_0 + \Delta U, P) = 0 \quad (4)$$

El sistema se mantiene estable ya que el incremento ha sido pequeño, si ahora expandimos mediante Taylor a la (3), y despreciando los términos de mayor orden, obtenemos la (5).

$$G(X_0, U_0, P) + G_X(X_0, U_0, P) \Delta X + G_U(X_0, U_0, P) \Delta U = 0 \quad (5)$$

Haciendo uso de la (3), y teniendo en cuenta las jacobianas siguientes, (6) y (7), obtenemos la (8).

$$G_X \equiv \frac{\partial (G_1, G_2, \dots, G_N)}{\partial (x_1, x_2, \dots, x_N)} \quad (6)$$

$$G_U \equiv \frac{\partial (G_1, G_2, \dots, G_N)}{\partial (u_1, u_2, \dots, u_M)} \quad (7)$$

$$\Delta X = -G_X^{-1} \cdot G_U \cdot \Delta U \quad (8)$$

A partir de la (8) podemos definir la matriz de sensibilidad S obteniendo la (9),

$$S = -G_X^{-1} \cdot G_U \quad (9)$$

Rescribimos la (8) en términos de la (9), y obtenemos la (10),

$$\Delta X = S \cdot \Delta U \quad (10)$$

Claramente la (10) nos da la relación incremental entre la variable de control y la variable controlada, podemos poner en forma más explícita la (10) obteniendo la (11), esto nos permite ver más claramente la relación.

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & \cdot & \cdot & \cdot & S_{1M} \\ S_{21} & S_{22} & \cdot & \cdot & \cdot & S_{2M} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ S_{N1} & S_{N2} & \cdot & \cdot & \cdot & S_{NM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \\ \vdots \\ \Delta u_M \end{bmatrix} \quad (11)$$

El vector columna ΔU , nos permite definir el mejor controlador (el más sensible) para obtener un incremento dado en una variable controlada de ΔX , también de él se puede determinar el cuanto, cuando decidimos incrementar un control los otros Δu_{M-1} se los considera nulo, puede apreciarse también la influencia que el controlador seleccionado tiene en las otras variables controladas.

En la Fig. N° 5 se presenta la matriz de sensibilidad para la región sur de la EPEC.

Barra		Sensibilidad al cambio de Generación Reactiva						
		Pilar	V. Maria	Reolín	Las Ferias	Los Molinos	La Viña	Sudoeste
Almafuerte	1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Pilar	2	0.005	0.003	0.000	0.001	0.001	0.001	0.002
V. Maria	3	0.004	0.017	0.001	0.005	0.001	0.001	0.002
Isla Verde	4	0.003	0.017	0.000	0.005	0.000	0.000	0.001
Reolín	5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Tancacha	6	0.000	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000
G. Deheza	7	0.002	0.008	0.000	0.007	0.001	0.001	0.001
Las Higueras	8	0.001	0.005	0.000	0.012	0.000	0.000	0.000
Las Ferias	9	0.002	0.005	0.001	0.014	0.001	0.001	0.001
Río IV	10	0.001	0.004	0.000	0.013	0.000	0.000	0.000
Los Molinos	11	0.001	0.001	0.000	0.001	0.005	0.005	0.004
La Viña	12	0.001	0.001	0.000	0.000	0.005	0.019	0.004
V. Dolores	13	0.001	0.001	0.000	0.000	0.005	0.019	0.004
Malagueño	14	0.004	0.002	0.001	0.001	0.004	0.004	0.008
Yocsina	15	0.003	0.002	0.000	0.001	0.003	0.003	0.008
Sudoeste	16	0.002	0.001	0.000	0.000	0.004	0.004	0.009
Nva. Cba.	17	0.003	0.002	0.001	0.001	0.005	0.004	0.009
Sur	18	0.002	0.001	0.000	0.000	0.004	0.004	0.008
B° Jardin	19	0.002	0.001	0.000	0.001	0.004	0.004	0.008

Fig. N° 5, Matriz de Sensibilidad zona sur EPEC.

3. OPERACIÓN CONJUNTA SIMULADOR – AUTÓMATA EXPERTO

En este apartado trataremos en tema relativo al ensamble entre el simulador, y el control experto; a lo largo del presente informe, y en casi todos los anexos, ha sido tratado el tema sobre la vinculación entre el simulador, sobre el cual corre el modelo matemático que simula la grilla de potencia, y el autómata experto que controla automáticamente a la grilla.

Es una necesidad básica poder ensayar la respuesta del control en tiempo real, el control siempre tendrá una competencia, las protecciones del sistema, éstas actuarán siempre antes que el control, por lo tanto debemos de alguna manera poder medir la eficacia de éste, el modelo HIL (Hardware in the Loop) se presenta como el más adecuado para el propósito planteado.

En la Fig. N° 6 se presenta la relación entre ambos productos, tanto en el cuerpo principal del presente informe, como en el Anexo II, se exponen detalladamente los conceptos que se presentan en la figura, no debemos perder de vista que el título del proyecto propuesto es: “Control en Tiempo Real del Sistema de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, mediante técnicas de Inteligencia Artificial”.

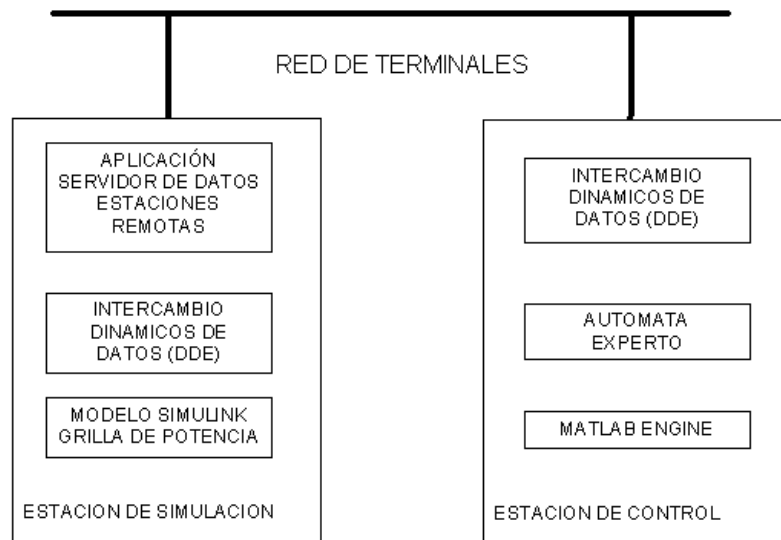


Fig. N° 6, Vinculación Simulador – Autómata Experto

La Estación de Simulación expone el modelo simulado mediante un servidor de datos que entrega y recibe datos de las estaciones remotas, en este caso el Autómata Experto,

también se conectan a él todas las pantallas que simulan al Centro de Control, los detalles de la lógica de programación se exponen en el Apéndice.

Durante la simulación se expone al operador del sistema la interface gráfica explicada en el Anexo IV, esta interface HMI (Human Machine Interface) corre en una estación de control que se vincula con la estación de simulación mediante la Red de Terminales, en la Fig. N° 7 podemos apreciar una imagen de la pantalla que expone el Autómata Experto mediante la cual va indicando el estado del sistema y las acciones que va realizando.



Fig. N° 7, Pantalla de operación del Autómata Experto

El Autómata Experto tiene los siguientes estados:

- Activado, monitorea, y controla la grilla de potencia.
- Desactivado, solo monitorea la grilla de potencia.

Para forzar una violación de tensión se aumenta el consumo de reactivo en la barra de General Deheza, al detectar el Autómata esta situación la informa por pantalla en color

rojo, determina por medio de la matriz de sensibilidad que la central generadora de Villa María es el controlador indicado para superar el error, también utilizando la matriz determina el cuanto, luego de tres iteraciones logra el objetivo, se puede apreciar en verde el mensaje que informa esto, al verificar que no existe otra violación informa como correcto el estado del sistema.

Se debe tener en cuenta que para el sistema de 132Kv la variación nominal permitida es de $\pm 5\%$ [1], por lo tanto el nivel permitido para una barra es de 0.95 a 1.05 pu., debe aclararse también que todas las barras de la zona sur de la EPEC son del tipo PQ, de ahí que para corregir tensiones se use la generación, y/o absorción de reactivo, esto también es así por carecer de compensadores de reactivo conmutables en la grilla, banco de capacitores, reactores, transformadores con cambio de tope bajo carga, etc.

4. APÉNDICES

4.1 CÓDIGO DEL AUTÓMATA EXPERTO

La elección del lenguaje Matlab como base de la programación responde a las siguientes razones:

- Pone a disposición todo el paquete científico para resolución de matrices, y el manejo vectorizado, array, listas, string.
- Dispone de Toolbox en cada área, optimización, control, sistemas de potencia, inteligencia artificial.
- Permite la interconexión con paquetes externos.
- Ver Anexo II.

Los comentarios en inglés son agregados por el generador automático de la interface “guide” del Matlab, que sirven de encabezamiento de los callbacks.

```
function varargout = simple(varargin)
% SIMPLE M-file for simple.fig
%     SIMPLE, by itself, creates a new SIMPLE or raises the existing
%     singleton*.
%
%     H = SIMPLE returns the handle to a new SIMPLE or the handle to
%     the existing singleton*.
%
%     SIMPLE('CALLBACK', hObject,eventData,handles,...) calls the local
%     function named CALLBACK in SIMPLE.M with the given input
arguments.
%
%     SIMPLE('Property','Value',...) creates a new SIMPLE or raises the
%     existing singleton*. Starting from the left, property value pairs
are
%     applied to the GUI before simple_OpeningFunction gets called. An
%     unrecognized property name or invalid value makes property
application
%     stop. All inputs are passed to simple_OpeningFcn via varargin.
%
%     *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only
one
%     instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help simple
% Last Modified by GUIDE v2.5 18-Jul-2008 20:16:15

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @simple_OpeningFcn, ...
```

```

        'gui_OutputFcn', @simple_OutputFcn, ...
        'gui_LayoutFcn', [], ...
        'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before simple is made visible.
function simple_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to simple (see VARARGIN)

% Intercambio dinámico de dato conexión DDE
channel = ddeinit('Excel','Hojal');
handles.channel = channel;

% Configuración de la interrupción del reloj
t = timer;
set(t,'ExecutionMode','fixedRate','BusyMode','drop','Period',10);
set(t,'TimerFcn',{@myfile_callback, hObject, handles});
start(t);
handles.t = t;

% *** Ojo debe ir a final para guardar los handles de los datos ***
% *** definidos en el main y poder ser invocados luego ***

% Choose default command line output for simple
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes simple wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% Rutina CallBack del Temporizador
function myfile_callback(obj, event, hObject, handles)

ResultsStr = get(handles.string, 'String');
celda = num2str(ddereq(handles.channel, 'l1c1'));
ResultsStr = strcat(ResultsStr, char(10), char(13), celda);
set(handles.string, 'String', ResultsStr);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = simple_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB

```

```

% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function string_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to string (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of string as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of string as
a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function string_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to string (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns
called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in Finalizar.
function Finalizar_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to Finalizar (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

user_response = modaldlg('Title','Confirma Finalizar');
switch lower(user_response)
case 'no'
    % take no action
case 'yes'
    % Prepare to close GUI application window
    %
    %
    %
    stop(handles.t);
    delete(handles.t);
    ddeterm(handles.channel);
    close(handles.figure1);
end

% --- Executes on button press in pushbutton3.
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to pushbutton3 (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)

% --- Executes on button press in pushbutton4.

```



```
function pushbutton4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to pushbutton4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

4.2 INTERCAMBIO DINAMICO DE DATOS (DDE)

Si bien el protocolo DDE ha sido discontinuado por Microsoft, hasta la versión 7.0 de Matlab era el único mecanismo de intercambio de datos existente entre aplicaciones, a partir de la versión 7.0 se soporta OPC (OLE for Process Control), este protocolo gestiona en forma idónea los procesos industriales en los que se encuentran vinculados los sistemas SCADA con RTU.

Los listados que se adjuntan pertenecen al código Matlab desarrollado para comunicación entre los modelos Simulink, y el servidor de datos remotos Excel.

4.2.1 Simulink → Servidor de datos remotos (sfundde.m)

```
% sfundde utiliza el protocolo DDE para sacar hacia afuera los datos
% del modelo simulink, hace uso de la primitiva ddepoke.
function [sys,x0,str,ts] = sfundde(t,x,u,flag,service,topic,item)

switch flag

    case 0;
        [sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes(service,topic);

    case 2;
        sys = mdlUpdate(t,x,u,item);

    case 9;
        sys = mdlTerminate(t,x,u);

    otherwise;
        sys=[];

end

function [sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes(service,topic)

sizes = simsizes;

sizes.NumContStates = 0;
sizes.NumDiscStates = 1;
sizes.NumOutputs = 0;
sizes.NumInputs = 1;
sizes.DirFeedthrough = 0;
sizes.NumSampleTimes = 1;

sys = simsizes(sizes);

str = [];
ts = [1000 0];

x0 = ddeinit(service,topic);
if (x0==0)
    error('DDE initialization failed.');
```

```
function sys = mdlUpdate(t,x,u,item)
```

```
ddepoke(x, item, u);  
sys = x;
```

```
function sys = mdlTerminate(t,x,u)
```

```
ddeterm(x);  
sys = [];
```

4.2.2 Servidor de datos remotos → Simulink (sfunddi.m)

```
% sfunddi utiliza el protocolo DDE para incorporar los datos  
% externos al modelo simulink, hace uso de la primitiva ddereq.
```

```
function [sys,x0,str,ts] = sfunddi(t,x,u,flag,service,topic,item)
```

```
switch flag
```

```
case 0;  
[sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes(service,topic);
```

```
case 2;  
sys = mdlUpdate(t,x,u);
```

```
case 3;  
sys = mdlOutputs(t,x,u,item);
```

```
case 9;  
sys = mdlTerminate(t,x,u);
```

```
otherwise;  
sys=[];
```

```
end
```

```
function [sys,x0,str,ts]=mdlInitializeSizes(service,topic)
```

```
sizes = simsizes;
```

```
sizes.NumContStates = 0;  
sizes.NumDiscStates = 1;  
sizes.NumOutputs = 1;  
sizes.NumInputs = 0;  
sizes.DirFeedthrough = 0;  
sizes.NumSampleTimes = 1;
```

```
sys = simsizes(sizes);
```

```
str = [];  
ts = [1000 0];
```

```
x0 = ddeinit(service,topic);
```

```
if (x0==0)  
error('DDE initialization failed.');
```

```
end;
```

```

function sys = mdlUpdate(t,x,u)

sys = x;

function sys = mdlOutputs(t,x,u,item)

sys = ddereq(x, item);

function sys = mdlTerminate(t,x,u)

ddeterm(x);
sys = [];

```

4.3 MATRIZ DE ADMITANCIA

En la construcción de la matriz de sensibilidad juega un papel muy importante la matriz de admitancia del sistema, esta matriz deber construirse a partir de los datos de las líneas, estos últimos están especificados en términos de impedancia, por lo tanto se hace necesario una conversión de los mismos, para obtener la matriz de admitancia se ha desarrollado un programa que lee un archivo tipo IEEE Common Data Format, éste es uno de los tipos de archivos que se utilizan para especificar, y compartir datos sobre sistemas de potencia, el otro formato es el PTI (Power Technologies International, Siemens PTI) utilizado por el popular programa PSS/E que utilizan casi todas las empresas de energía.

4.3.1 LISTADO DEL PROGRAMA (ybus.m)

```

% Lee un archivo en formato cdf, y construye la matriz de
% admitancia del sistema.
fid = fopen('ieeeEPEC19cdf.txt');
tline = '';
barras = 0;
stop = 0;

% Avanza hasta el comienzo de la sección Branch contando las barras.

while stop == 0
    tline = fgetl(fid);
    stop = strcmp(tline, '-999');
    barras = barras + 1;
    barras;
    tline;
end

tline = fgetl(fid);
barras = barras - 3;

% Define e inicializa la matriz de impedancia

Y = zeros(barras,barras);

% Lee el dato de cada Linea, lo coloca en una matriz para poder comparar

```


5. REFERENCIAS

- [1] P.T. 5: CONTROL DE TENSION Y POTENCIA REACTIVA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), www.cammesa.com.ar.
- [2] Power System Stability and Control, Kundur P., Electric Power Research Institute, McGraw Hill, ISBN 0-07-035958-X, 1994.
- [3] Research an Applications on Real-Time Control of Power Grids: Past Successes and Future Opportunities, Ilic Marija, Wu Felix, Bulk Power System Dynamics and Control – VI, August 22-27, 2004, Cortina d'Ampezzo, Italy.
- [4] The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmision Grid – Part I: Reasons or the choice an overview of the Consolidated Hierarchical System; Corsi Sandro, Pozzi Massimo, Sabelli Carlo, Serrani Antonio; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N° 4, November 2004.
- [5] Sistemas Expertos, Principios y Programación; Giarratano J., Riley G.; International Thomson Editors; ISBN 970-686-059-2; 2001.
- [6] Voltage Control In Power System Using Expert System Based On SCADA System; Pimpa C., Premrudeepreechacharn S.; IEEE Transaction on Power Systems, 2002.
- [7] An Expert System for Voltage Control in a Power Systm Network; Bansilal, Thukaram D., Parthasarathy K.; IEEE Transaction on Power Systems, 1995.
- [8] An Expert System for Voltage and Reactive Control of a Power System; Cheng S. J., Malik O. P., Hope G. S.; IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 3, N° 4, November 1988.
- [9] Sensitivity in Power Systems; Peschon J., Piercy D., Tinney W.; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, N° 8, August 1968.
- [10] Real Time Control of System Voltage an Reactive Power; Hano I., Tamura Y., Narita S., Matsumoto K.; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, N° 10, October 1969.
- [11] Power System Analysis; Grainger J. J., Stevenson Jr. W. D.; McGraw Hill, ISBN 0-07-061293-5, 1996.

Apéndice B

Tablas de datos de los sistemas eléctricos utilizados

B.1 Definición de la estructura de datos

El formato de la estructura de datos es similar al formato PTI descrito en <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/formats/pti.txt> , estos datos son ingresados al paquete Matlab utilizando un archivo tipo M-file, cuando la descripción es precedida por un signo (+) significa que el dato no pertenece al formato PTI, si la descripción es precedida por el signo (-) indica que el dato pertenece al formato PTI pero no está presente en el conjunto dado.

Formato de datos de las Barras

- 1 barra número (1 a 29997)
- 2 barra tipo
 - PQ = 1
 - PV = 2
 - Slack = 3
 - aislada = 4
- 3 Pd, potencia real demandada (MW)
- 4 Qd, potencia reactiva demandada (MVar)
- 5 Gs, conductancia shunt (MW (demandado) a $V = 1.0$ p.u.)
- 6 Bs, susceptancia shunt (MVar (inyectada) a $V = 1.0$ p.u.)
- 7 área número, 1-100
- 8 Vm, magnitud del voltaje (p.u.)
- 9 Va, ángulo del voltaje (grados)
- (-) (nombre barra)
- 10 baseKV, voltaje base (kV)
- 11 zona (1-999)
- (+) 12 maxVm, magnitud máxima del voltaje (p.u.)

(+) 13 minVm, magnitud mínima del voltaje (p.u.)

Formato de datos de los Generadores

- 1 barra número
- (-) (identificador de la máquina, 0-9, A-Z)
- 2 Pg, potencia real entregada (MW)
- 3 Qg, potencia reactiva entregada (MVA)
- 4 Qmax, capacidad máxima de reactivo (MVA)
- 5 Qmin, capacidad mínima de reactivo (MVA)
- 6 Vg, magnitud del voltaje de operación (p.u.)
- (-) (índice de barra remota)
- 7 mBase, base total en MVA para esta máquina, por defecto toma baseMVA
- (-) (impedancia de la máquina, p.u. sobre mBase)
- (-) (impedancia del transformador elevador, p.u. sobre mBase)
- (-) (relación nominal de vuelta del transformador elevador)
- 8 estado, > 0 - máquina en servicio
<= 0 - máquina fuera de servicio
- (-) (total de VAr para control de barra remota)
- 9 Pmax, máxima potencia real entregada (MW)
- 10 Pmin, mínima potencia real entregada (MW)

Formato de datos de las Líneas

- 1 dBarra, número de la barra desde
- 2 aBarra, número de la barra a
- (-) (identificador de circuito)
- 3 r, resistencia (p.u.)
- 4 x, reactancia (p.u.)
- 5 b, susceptancia de carga total de la línea (p.u.)
- 6 límiteA, MVA límite A (operación continua)
- 7 límiteB, MVA límite B (operación limitada)
- 8 límiteC, MVA límite C (operación de emergencia)
- 9 relación, posición del tope del transformador (= 0 para líneas)
- 10 ángulo, corrimiento de fase del transformador (grados), positivo => retardo
- (-) (Gf, conductancia shunt hacia la barra desde p.u.)
- (-) (Bf, susceptancia shunt hacia la barra desde p.u.)
- (-) (Gt, conductancia shunt hacia la barra a p.u.)
- (-) (Bt, susceptancia shunt hacia la barra a p.u.)
- 11 estado inicial de la línea, 1 - en servicio, 0 - fuera de servicio

(+) Formato de datos de los Costos del Generador

- 1 modelo, 1 - lineal por tramos, 2 - polinómico
- 2 arranque, costo de arranque en \$
- 3 parada, costo de parada en \$
- 4 n, cantidad de coeficiente para la función polinómica,
número de puntos para la aproximación lineal
- 5 Para la función polinómica:
c2, c1, c0
donde el polinomio se expresa como: $c0 + c1 * P + c2 * P^2$
Para la aproximación lineal:
x0, y0, x1, y1, x2, y2, ...

donde $x_0 < x_1 < x_2 < \dots$ y los puntos (x_0, y_0) , (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , ... son los puntos de la aproximación.

B.2 Tablas de datos

A continuación se adjuntan los datos utilizados en los Capítulos 6 y 7 y 8.

Tabla B.2.1. Datos de las barras sistema WSCC-9.

Datos de las barras sistema WSCC-9													
ID Barra	Tipo	Pd [MW]	Qd [MVar]	Gs	Bs	área	Vm	Va	Base KV	zona	Vmax [pu]	Vmin [pu]	
1	3	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
2	2	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
3	2	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
4	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
5	1	90	30	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
6	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
7	1	100	35	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
8	1	0	0	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	
9	1	125	50	0	0	1	1	0	345	1	1.05	0.95;	

Tabla B.2.2. Datos de los generadores sistema WSCC-9.

Datos de los generadores sistema WSCC-9									
ID Gen.	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	Estado	Pmax	Pmin
1	0	0	300	-300	1.05	100	1	250	10
2	134.32	0	300	-300	1.04	100	1	300	10
3	94.21	0	300	-300	1.04	100	1	270	10

Tabla B.2.3. Datos de las líneas sistema WSCC-9

Datos de la líneas sistema WSCC-9										
dBarra	aBarra	r	x	b	límite A	límite B	límite C	relación	ángulo	estado
1	4	0.0000	0.0576	0.0000	250	250	250	0	0	1
4	5	0.0170	0.0920	0.1580	250	250	250	0	0	1
5	6	0.0390	0.1700	0.3580	150	150	150	0	0	1
3	6	0.0000	0.0586	0.0000	300	300	300	0	0	1
6	7	0.0119	0.1008	0.2090	150	150	150	0	0	1
7	8	0.0085	0.0720	0.1490	250	250	250	0	0	1
8	2	0.0000	0.0625	0.0000	250	250	250	0	0	1
8	9	0.0320	0.1610	0.3060	250	250	250	0	0	1
9	4	0.0100	0.0850	0.1760	250	250	250	0	0	1

Tabla B.2.4. Datos de los costos para los generadores sistema WSCC-9

Costos de los generadores sistema WSCC-9						
tipo Func.	CA	CP	nC	c2	c1	c0
2	1500	0	3	0.1100	5.0	150
2	2000	0	3	0.0850	1.2	600
2	3000	0	3	0.1225	1.0	335

Tabla B.2.5. Datos de las barras sistema IEEE-30.

Datos de las barras sistema IEEE-30												
ID Barra	Tipo	Pd	Qd	Gs	Bs	área	Vm	Va	Base KV	zona	Vmax	Vmin
1	3	0.00	0.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
2	2	21.70	12.70	0	0	1	1	0	135	1	1.10	0.95
3	1	2.40	1.20	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
4	1	7.60	1.60	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
5	1	0.00	0.00	0	0.19	1	1	0	135	1	1.05	0.95
6	1	0.00	0.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
7	1	22.80	10.90	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
8	1	30.00	30.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
9	1	0.00	0.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
10	1	5.80	2.00	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95
11	1	0.00	0.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
12	1	11.20	7.50	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
13	2	0.00	0.00	0	0	2	1	0	135	1	1.10	0.95
14	1	6.20	1.60	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
15	1	8.20	2.50	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
16	1	3.50	1.80	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
17	1	9.00	5.80	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
18	1	3.20	0.90	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
19	1	9.50	3.40	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
20	1	2.20	0.70	0	0	2	1	0	135	1	1.05	0.95
21	1	17.50	11.20	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95
22	2	0.00	0.00	0	0	3	1	0	135	1	1.10	0.95
23	2	3.20	1.60	0	0	2	1	0	135	1	1.10	0.95
24	1	8.70	6.70	0	0.04	3	1	0	135	1	1.05	0.95
25	1	0.00	0.00	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95
26	1	3.50	2.30	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95
27	2	0.00	0.00	0	0	3	1	0	135	1	1.10	0.95
28	1	0.00	0.00	0	0	1	1	0	135	1	1.05	0.95
29	1	2.40	0.90	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95
30	1	10.60	1.90	0	0	3	1	0	135	1	1.05	0.95

Tabla B.2.6. Datos de los generadores sistema IEEE-30.

Datos de los generadores sistema IEEE-30									
ID Gen.	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	Estado	Pmax	Pmin
1	23.54	0	150.00	-20	1	100	1	80	0
2	60.97	0	60.00	-20	1	100	1	80	0
22	21.59	0	62.50	-15	1	100	1	50	0
27	26.91	0	48.70	-15	1	100	1	55	0
23	19.20	0	40.00	-10	1	100	1	30	0
13	37.00	0	44.70	-15	1	100	1	40	0

Tabla B.2.7. Datos de las líneas sistema IEEE-30.

Datos de la líneas sistema IEEE-30										
dBarra	aBarra	r	x	b	límite A	límite B	límite C	relación	ángulo	estado
1	2	0.02	0.06	0.03	130	130	130	0	0	1
1	3	0.05	0.19	0.02	130	130	130	0	0	1
2	4	0.06	0.17	0.02	65	65	65	0	0	1
3	4	0.01	0.04	0.00	130	130	130	0	0	1
2	5	0.05	0.20	0.02	130	130	130	0	0	1
2	6	0.06	0.18	0.02	65	65	65	0	0	1
4	6	0.01	0.04	0.00	90	90	90	0	0	1
5	7	0.05	0.12	0.01	70	70	70	0	0	1
6	7	0.03	0.08	0.01	130	130	130	0	0	1
6	8	0.01	0.04	0.00	32	32	32	0	0	1
6	9	0.00	0.21	0.00	65	65	65	0	0	1
6	10	0.00	0.56	0.00	32	32	32	0	0	1
9	11	0.00	0.21	0.00	65	65	65	0	0	1
9	10	0.00	0.11	0.00	65	65	65	0	0	1
4	12	0.00	0.26	0.00	65	65	65	0	0	1
12	13	0.00	0.14	0.00	65	65	65	0	0	1
12	14	0.12	0.26	0.00	32	32	32	0	0	1
12	15	0.07	0.13	0.00	32	32	32	0	0	1
12	16	0.09	0.20	0.00	32	32	32	0	0	1
14	15	0.22	0.20	0.00	16	16	16	0	0	1
16	17	0.08	0.19	0.00	16	16	16	0	0	1
15	18	0.11	0.22	0.00	16	16	16	0	0	1
18	19	0.06	0.13	0.00	16	16	16	0	0	1
19	20	0.03	0.07	0.00	32	32	32	0	0	1
10	20	0.09	0.21	0.00	32	32	32	0	0	1
10	17	0.03	0.08	0.00	32	32	32	0	0	1
10	21	0.03	0.07	0.00	32	32	32	0	0	1
10	22	0.07	0.15	0.00	32	32	32	0	0	1
21	22	0.01	0.02	0.00	32	32	32	0	0	1
15	23	0.10	0.20	0.00	16	16	16	0	0	1
22	24	0.12	0.18	0.00	16	16	16	0	0	1
23	24	0.13	0.27	0.00	16	16	16	0	0	1
24	25	0.19	0.33	0.00	16	16	16	0	0	1
25	26	0.25	0.38	0.00	16	16	16	0	0	1
25	27	0.11	0.21	0.00	16	16	16	0	0	1
28	27	0.00	0.40	0.00	65	65	65	0	0	1
27	29	0.22	0.42	0.00	16	16	16	0	0	1
27	30	0.32	0.60	0.00	16	16	16	0	0	1
29	30	0.24	0.45	0.00	16	16	16	0	0	1
8	28	0.06	0.20	0.02	32	32	32	0	0	1
6	28	0.02	0.06	0.01	32	32	32	0	0	1

Tabla B.2.8. Datos de los costos para los generadores sistema IEEE-30.

Costos de los generadores sistema IEEE-30						
tipo Func.	CA	CP	nC	c2	c1	c0
2	0	0	3	0.02000	2.00	0
2	0	0	3	0.01750	1.75	0
2	0	0	3	0.06250	1.00	0
2	0	0	3	0.00834	3.25	0
2	0	0	3	0.02500	3.00	0
2	0	0	3	0.02500	3.00	0

Tabla B.2.9. Datos de las barras sistema Zona Sur EPEC.

Datos de las barras sistema Zona Sur EPEC												
ID Barra	Tipo	Pd	Qd	Gs	Bs	área	Vm	Va	Base KV	zona	Vmax	Vmin
2	3	14.74	3.51	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
3	1	36.45	17.95	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
7	1	18.50	1.33	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
10	1	28.48	13.00	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
12	2	8.91	2.25	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
13	2	18.07	2.67	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
14	1	12.74	3.33	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
15	2	2.09	-0.50	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
16	1	39.99	17.63	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
18	1	19.68	11.02	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
20	2	37.89	2.88	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
22	2	54.78	12.42	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
23	1	22.68	-0.78	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
24	2	31.38	9.57	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
25	1	24.10	3.05	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
26	1	0.18	0.36	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
27	1	16.79	1.16	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
29	2	72.94	18.02	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95
30	1	27.07	2.40	0	0	1	1	0	132	1	1.05	0.95

Tabla B.2.10. Datos de los generadores sistema Zona Sur EPEC.

Datos de los generadores sistema Zona Sur EPEC									
ID Gen.	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	Estado	Pmax	Pmin
2	338.79	54.58	9999	-9999	1.045	100	1	600	0
12	0.00	0.00	10	-10	0.988	100	0	14	0
13	69.97	16.50	60	-32	1.023	100	1	96	0
15	12.04	20.10	40	-40	1.012	100	1	48	0
20	68.18	25.23	80	-35	1.025	100	1	108	0
22	0.00	0.00	40	-40	1.047	100	0	44	0
24	0.00	0.00	40	-26	0.970	100	0	54	0
29	12.60	3.27	30	-18	0.956	100	1	39	0

Tabla B.2.11. Datos de las líneas sistema Zona Sur EPEC.

Datos de la líneas sistema Zona Sur EPEC										
dBarra	aBarra	r	x	b	limite A	limite B	limite C	relación	ángulo	estado
2	22	0.0044	0.0049	0.0015	9900	0	0	0	0	1
2	22	0.0048	0.0050	0.0015	9900	0	0	0	0	1
2	22	0.0044	0.0049	0.0015	9900	0	0	0	0	1
2	26	0.0164	0.0390	0.0092	9900	0	0	0	0	1
2	20	0.0337	0.1770	0.0400	9900	0	0	0	0	1
2	20	0.0337	0.1770	0.0400	9900	0	0	0	0	1
22	15	0.0241	0.0977	0.0202	9900	0	0	0	0	1
22	15	0.0300	0.1046	0.0231	9900	0	0	0	0	1
22	23	0.0624	0.2471	0.0502	9900	0	0	0	0	1
26	7	0.0464	0.1790	0.0220	9900	0	0	0	0	1
20	29	0.1188	0.2477	0.0435	9900	0	0	0	0	1
20	16	0.0323	0.1406	0.0308	9900	0	0	0	0	1
15	3	0.0337	0.1127	0.0248	9900	0	0	0	0	1
15	24	0.0360	0.1232	0.0264	9900	0	0	0	0	1
15	12	0.0646	0.1519	0.0300	9900	0	0	0	0	1
23	13	0.0004	0.0013	0.0003	9900	0	0	0	0	1
7	14	0.0039	0.0157	0.0033	9900	0	0	0	0	1
7	29	0.0431	0.1665	0.0205	9900	0	0	0	0	1
3	25	0.0016	0.0053	0.0012	9900	0	0	0	0	1
12	27	0.0120	0.0447	0.0078	9900	0	0	0	0	1
14	13	0.0070	0.0271	0.0033	9900	0	0	0	0	1
29	10	0.0659	0.2649	0.0578	9900	0	0	0	0	1
25	18	0.0030	0.0074	0.0148	9900	0	0	0	0	1
18	24	0.0064	0.0131	0.0161	9900	0	0	0	0	1
30	24	0.0139	0.0329	0.0071	9900	0	0	0	0	1
30	16	0.0029	0.0128	0.0027	9900	0	0	0	0	1

Tabla B.2.12. Datos de los costos para los generadores sistema Zona Sur EPEC.

Costos de los generadores sistema Zona Sur EPEC						
tipo Func.	CA	CP	nC	c2	c1	c0
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150
2	1500	0	3	0.11	5	150

Apéndice C

Listado de los programas desarrollados

C.1 Programa para la generación de datos aplicados al entrenamiento de la red neuronal

```
%  
% Esta versión trabaja con una generación aleatoria de la carga  
% mantiene el coseno phi y se aplica a todas las cargas por igual.  
%  
% Además aplica pf para tomar el valor de VB luego de la contingencia  
% luego aplica opf para tomar los valores de VG que arregla la  
% contingencia.  
%  
% Trabaja con 3 casos:  
% Valle (50%), Resto (75%) y Pico (100%)  
% Queda fija en el caso base (Valle, Resto o Pico)  
% y se genera una contingencia de carga la cal es un  
% porcentaje aleatorio del 100%, escalón de carga.  
%  
[baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost ] = loadcase('case9.m');  
  
Data.baseMVA = baseMVA;  
Data.bus = bus;  
%  
% Se comienza del caso base del 100%  
%  
BData = Data.bus;  
%  
Data.gen = gen;  
Data.branch = branch;  
Data_areas = areas;  
Data.gencost = gencost;  
  
opt = mppoption;  
opt(31) = 0;  
opt(32) = 0;  
  
LBus = [5 7 9];  
Escenarios = [0.5 0.75 1];
```

```

opfloop = 0;
m = 1;

VB = [];
Q = [];
VG = [];

PL = [];
QL = [];

PB = [];
QB = [];
%
% Sobre una condición de Escenario se generan las carga aleatorias
%
for k=1:1:length(Escenarios)
%
% Se fija el Escenario de arranque y se calcula el estado de la
% generación para esa situación con opf y se fija como condición
% de arranque.
%
    for j=1:3

        iLBus = LBus(1,j);

        Data.bus(iLBus,3) = Data.bus(iLBus,3) * Escenarios(k);
        Data.bus(iLBus,4) = Data.bus(iLBus,4) * Escenarios(k);

    end

    [baseMVA, bus, gen, cgencost, cbranch, f, success] =
runopf(Data,opt);

    if success ~= true

        msg = 'No converge opf 1'

        return

    end
%
% Se fijan los valores de generación para el arranque.
%
    Data.gen(1,2) = gen(1,2);
    Data.gen(1,3) = gen(1,3);
    Data.gen(1,6) = gen(1,6);
    Data.gen(2,2) = gen(2,2);
    Data.gen(2,3) = gen(2,3);
    Data.gen(2,6) = gen(2,6);
    Data.gen(3,2) = gen(3,2);
    Data.gen(3,3) = gen(3,3);
    Data.gen(3,6) = gen(3,6);
%
% Se recupera la carga del caso para cálculo aleatorio.
%
    Data.bus = BData;
%
% Se generan los porcentajes aleatorios de las cargas.
%
    a = 20; b = 150;
    x = a + (b-a) * rand(1,100);

```

```

xr = round(x);
final = length(xr);

for i=1:1:final

% Se fija un escenario aleatorio del 100% de la carga.

    for j=1:3

        iLBus = LBus(1,j);

        Data.bus(iLBus,3) = Data.bus(iLBus,3) * (xr(i)/100);
        Data.bus(iLBus,4) = Data.bus(iLBus,4) * (xr(i)/100);

        PB(j,1) = Data.bus(iLBus,3);
        QB(j,1) = Data.bus(iLBus,4);

    end

%
% Se guarda la situacion de la carga atraves de toda la simulación.
%
    PL = [PL PB];
    QL = [QL QB];

%
% Se aplica pf para tomar los valores de VB que ocasiona la contingencia.
%
    [baseMVA, bus, gen, branch, success] = runpf(Data,opt);

    if success ~= true

        msg = 'No converge pf'

        return

    end

%
% Se lee como indicador de la contingencia el valor de la tensión en
% las barras de carga.
%
    VB(1,m) = bus(5,8);
    VB(2,m) = bus(7,8);
    VB(3,m) = bus(9,8);

%
% Se aplica opf para corregir la contingencia con criterio óptimo y tomar
% los valores de VG.
%
    [baseMVA, bus, gen, cgencost, cbranch, f, success] =
runopf(Data,opt);

    if success ~= true

        msg = 'No converge opf 2'

        return

    end

%
% Se guardan los valores de tensión, generación y potencia activa.
%
    Q(1,m) = gen(1,3);
    Q(2,m) = gen(2,3);

```



```

Q(3,m) = gen(3,3);

VG(1,m) = gen(1,6);
VG(2,m) = gen(2,6);
VG(3,m) = gen(3,6);
%
% Se recupera el valor original de la carga para un nuevo cálculo
% aleatorio.
% Cuando sale de aquí la carga queda restituida para generar un nuevo
% escenario, siempre es sobre el 100% de la carga el nuevo valor
% aleatorio.
%
Data.bus = BData;
m = m + 1;

end

end

msg = 'Los Datos han sido generados. !!!!'

```

C.2 Programa desarrollado para entrenar y generar la red neuronal

```

%
% Programa para entrenar y generar la red neuronal.
%
VB = load('VB.txt');
VG = load('VG.txt');
%
% Vector aleatorio índice para ingreso de datos.
%
index = randperm(length(VB));
RVB = [];
RVG = [];
%
% Formación del vector de ingreso aleatorio.
%
for i = 1:length(VB)

RVB(:,i) = VB(:,index(i));
RVG(:,i) = VG(:,index(i));

end
%
% Estructuración de los datos para entrenamiento,
% validación y prueba.
%
P = RVB;
T = RVG;
%
[r,c] = size(P);

```

```

iitst = 2:4:c;
iival = 4:4:c;
iitr = [1:4:c 3:4:c];
val.P = P(:,iival);
val.T = T(:,iival);
test.P = P(:,iitst);
test.T = T(:,iitst);
ptr = P(:,iitr);
ttr = T(:,iitr);
%
% Comando para versión 7.5.0.342.
%
net=newff(P,T,[12],{'tansig' 'purelin'},'trainlm');
net.trainParam.show = 50;
net.trainParam.lr = 0.05;
net.trainParam.epochs = 300;
net.trainParam.goal = 1e-6;
%
% Entrenamiento de la red.
%
[net,tr]=train(net,ptr,ttr,[],[],val,test);
%
% Simulación de la red para un caso particular.
%
VBM = [0.938;1.008;0.998;1.033]
a = sim(net,VBM)
%
% Salva la estructura de la red para usos posteriores.
%
save('ANNEPEC','net')

%% gensim(net)

```

C.3 Programa desarrollado para el estudio por regresión lineal sobre las componentes de salida

```

%
% Carga la red neuronal guardada luego de la generación.
%
load ('EPECNN');
%
% Carga los datos generados por el programa de generación de datos.
%
VB = load('VB_EPEC.txt');
VG = load('VG_EPEC.txt');
%
% Simula la red con los datos cargados.
%
a = sim(net,VB);
%
% Realiza un estudio de regresión sobre las componentes de salida.

```

```

%
Test_NN(a,VB)
%
% Función para el estudio y graficación de la regresión.
%
function Test_NN(a,t)

f = size(a);

for i=1:f(1,1)
    figure(i)
    [m(i),b(i),r(i)] = postreg(a(i,:),t(i,:));
end

```

C.4 Programa desarrollado para el estudio de la vinculación generador – barra infinita (Swing equation).

```

%
% Este programa permite estudiar la vinculación generador-barra infinita
% utilizando la swing equation y el cortocircuito en barra.
%
% Ejemplo 13.1 del Kundur, solución numérica sin amortiguamiento, D = 0.
% Se utiliza un Runge-Kutta se cuarto orden, sección 13.2 de Kundur.
%
t=(0:0.001:5);
long = length(t);
%
% ct = Tiempo de despeje del cortocircuito.
% ct = 0.09 Inestable.
% ct = 0.07 Estable.
%
ct = 0.09;
%
% Angulo de carga inicial en radianes.
% Depende de las condiciones iniciales en las que esté operando el
% generador contra el sistema.
%
d = 41.77*pi/180;
%
% dw = Variación de la velocidad angular.
% rd = Evolución temporal del ángulo de carga.
%
dw = 0.00;
rd= [];
%
% Lazo principal fijado por la duración del tiempo de simulación.
%
for i=1:1:long

    rd(i) = d * 180 / pi;
%
% Detención del programa por exceso del ángulo de carga.
%

```

```

    if rd(i) >= 180

        t = [];
        t = (0:0.001:(i-1)*0.001);
        break;

    end

%
% Adecuación de la potencia activa transferida según la evolución
% del cortocircuito.
%
    if t(i) < 1.000
        Pm = 1.351;
    end

    if t(i) > 1.000 & t(i) < 1 + ct
        Pm = 0.000;
    end

    if t(i) > 1 + ct
        Pm = 1.1024;
    end

%
% Ecuaciones de aproximación por el método de
% Runge - Kutta de 4to. Orden.
%
    k11 = (0.1286 - Pm / 7.0 * sin(d))*0.001;
    k21 = 377 * dw * 0.001;

    k12 = (0.1286 - Pm / 7.0 * sin(d + k21/2))*0.001;
    k22 = 377 * (dw + k11/2) * 0.001;

    k13 = (0.1286 - Pm / 7.0 * sin(d + k22/2))*0.001;
    k23 = 377 * (dw + k12/2) * 0.001;

    k14 = (0.1286 - Pm / 7.0 * sin(d + k23))*0.001;
    k24 = 377 * (dw + k13) * 0.001;

    dw = dw + ((k11 + 2*k12 + 2*k13 + k14) / 6);
    d = d + ((k21 + 2*k22 + 2*k23 + k24) / 6);

end

%
% Graficación del ángulo de carga vs. tiempo.
%
plot(t,rd)

```

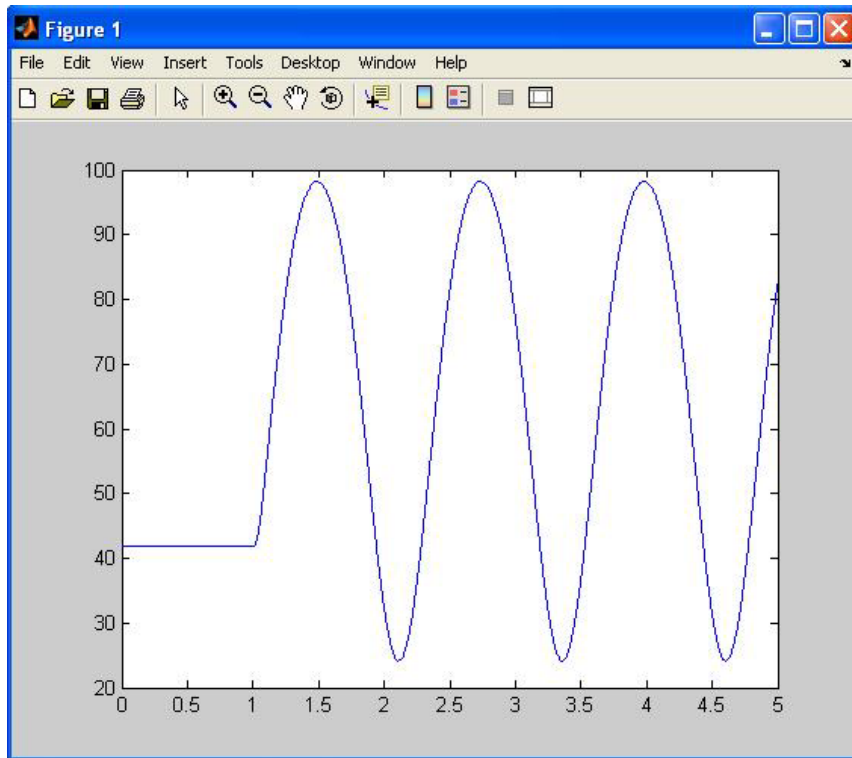


Figura C.1. Respuesta temporal estable del ángulo del rotor para el sistema generador – barra infinita estable con $D = 0$, tiempo de despeje de la falla 0.07 [s].

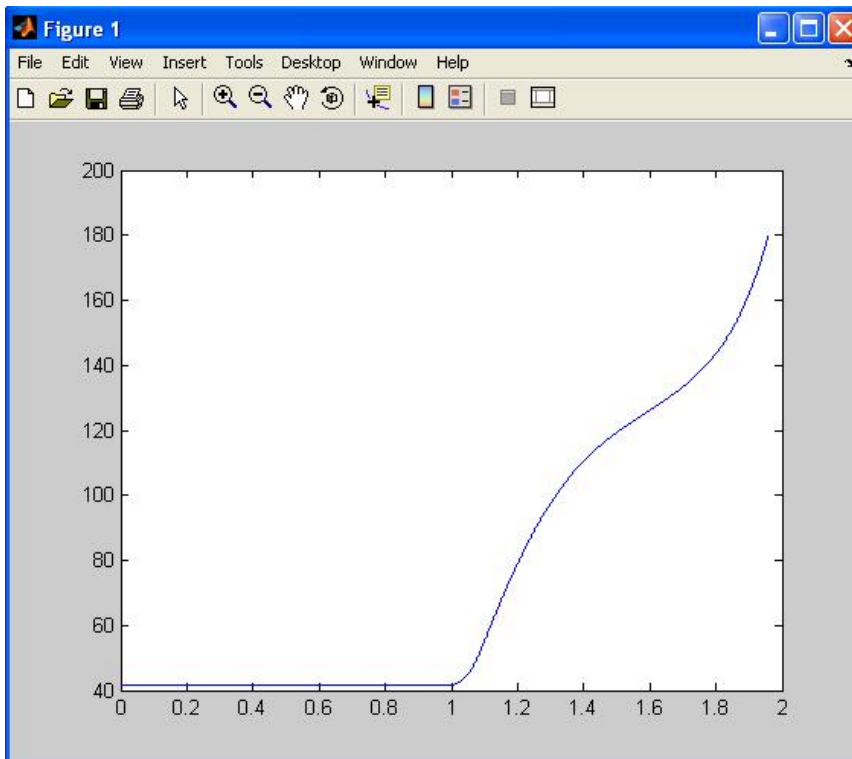


Figura C.2. Respuesta temporal inestable del ángulo del rotor para el sistema generador – barra infinita estable con $D = 0$, tiempo de despeje de la falla 0.09[s].


```

    if M(1,1) ~= -999
        Y(uint8(M(1,1)),uint8(M(1,1))) = Y(uint8(M(1,1)),uint8(M(1,1))) +
M(1,9);
        Y(uint8(M(1,2)),uint8(M(1,2))) = Y(uint8(M(1,2)),uint8(M(1,2))) +
M(1,9);
        Y(uint8(M(1,1)),uint8(M(1,2))) = inv(M(1,7) + (M(1,8) * i)) * (-
1);
        Y(uint8(M(1,2)),uint8(M(1,1))) = inv(M(1,7) + (M(1,8) * i)) * (-
1);
    end
end
%
% Calcula los elementos de la diagonal
%
filas = barras;
columnas = barras;

for k = 1:filas
    Y(k,k) = Y(k,k) * i;
    for j = 1:columnas
        if k ~= j
            Y(k,k) = Y(k,k) - Y(k,j);
        end
    end
end
%
% Cierra el archivo de datos.
%
fclose(fid);
%
% Muestra la matriz de admitancia.
%
Y

```

C.6 Desarrollo de un modelo de simulación en Simulink para el sistema WSCC-9

C.6.1 Introducción

El presente modelo resuelve el Ejemplo 2.7 planteado en el texto de Anderson and Fouad (Anderson and Fouad, 2003), el estudio forma parte de la investigación realizada sobre el caso de biblioteca denominado Nine-bus system (WSSC-9).

En este modelo se estudia el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación del tipo cortocircuito trifásico que ocurre en la barra siete a la salida del transformador

elevador de tensión de la máquina dos, se pide graficar la evolución temporal de los ángulos de carga de la tres máquinas y la diferencia angular de las máquinas dos y tres contra la uno (Slack).

El estudio muestra la importancia del tiempo de despeje de la falla para la estabilidad de ángulo de la máquina, dependiendo de éste se perderá el sincronismo o no, las máquinas se encuentran modeladas con el coeficiente de amortiguamiento $D = 0$, para la reconfiguración de la grilla de potencia durante el cortocircuito se desarrolló la función *row_select.m* la cual permite seleccionar de una matriz la representación del sistema de acuerdo a la evolución de la contingencia.

C.6.2 Modelo Simulink del sistema Nine-bus (WSCC-9)

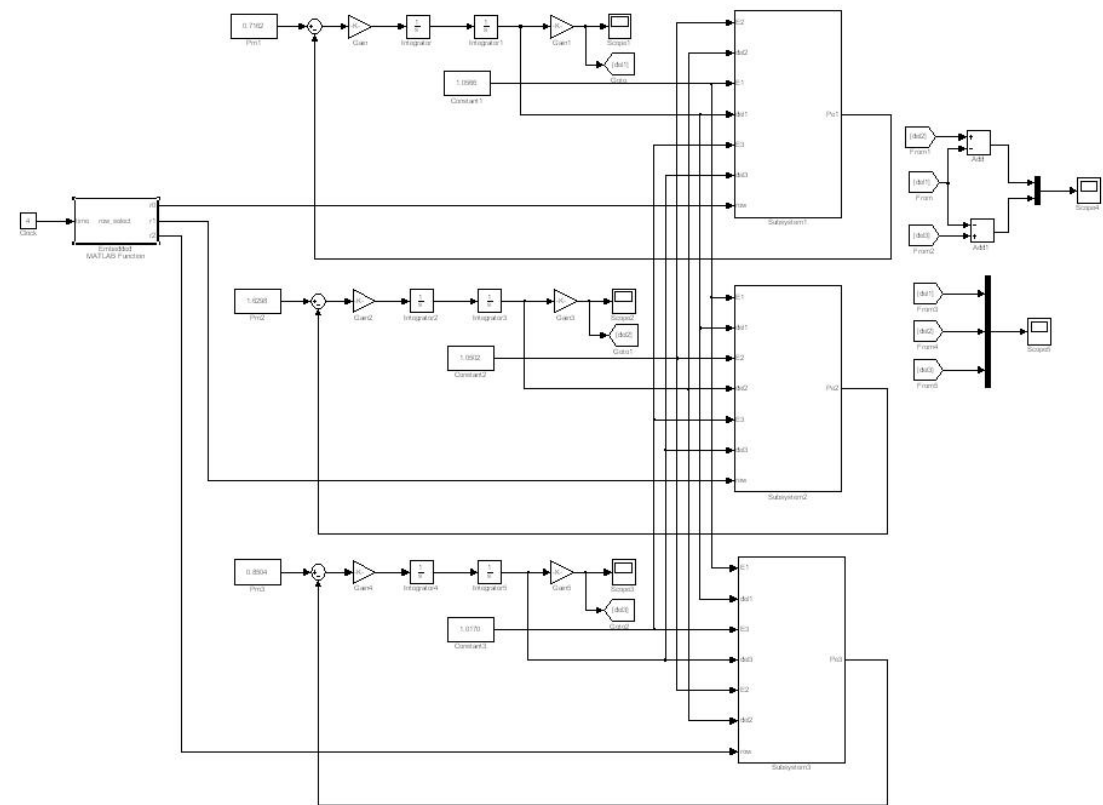


Figura C.3. Diagrama de simulación Simulink sistema Nine-bus (WSCC-9).

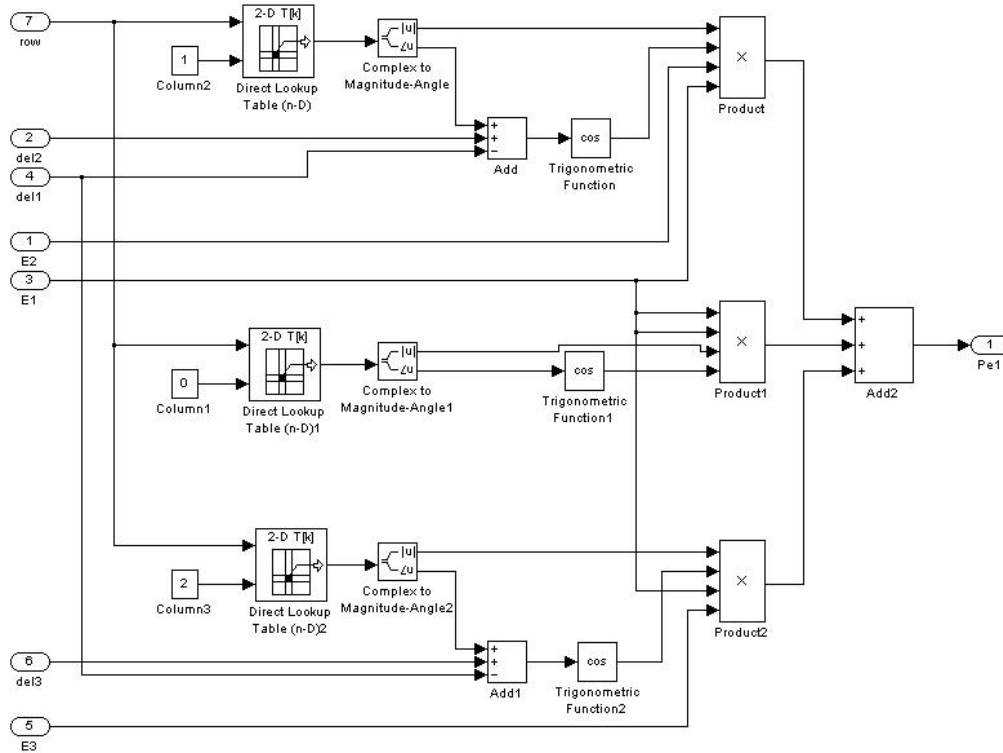


Figura C.4. Diagrama para el subsistema de la máquina uno que permite el cálculo de la potencia transferida a la red y que depende de la configuración de la grilla de potencia según la evolución del cortocircuito.

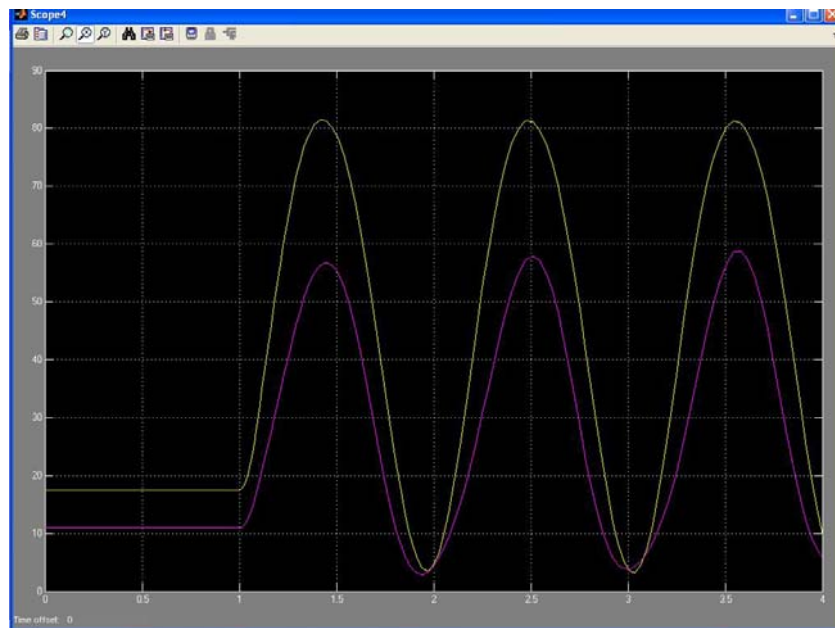


Figura C.5. Evolución de los ángulos de carga de las máquinas dos y tres con respecto a la uno.

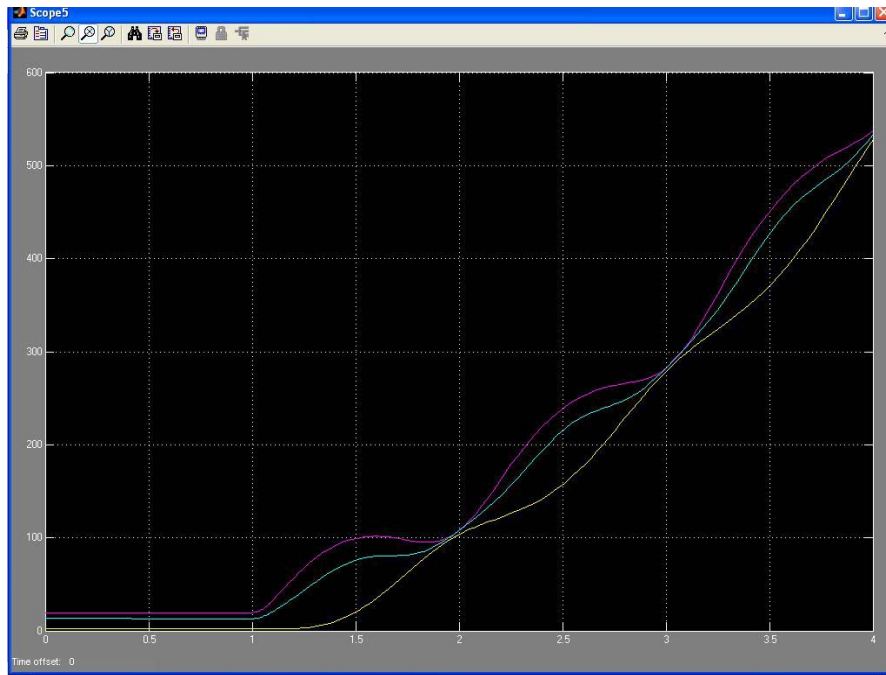


Figura C.6. Evolución temporal de los ángulos de carga de las máquinas del sistema Nine-bus.

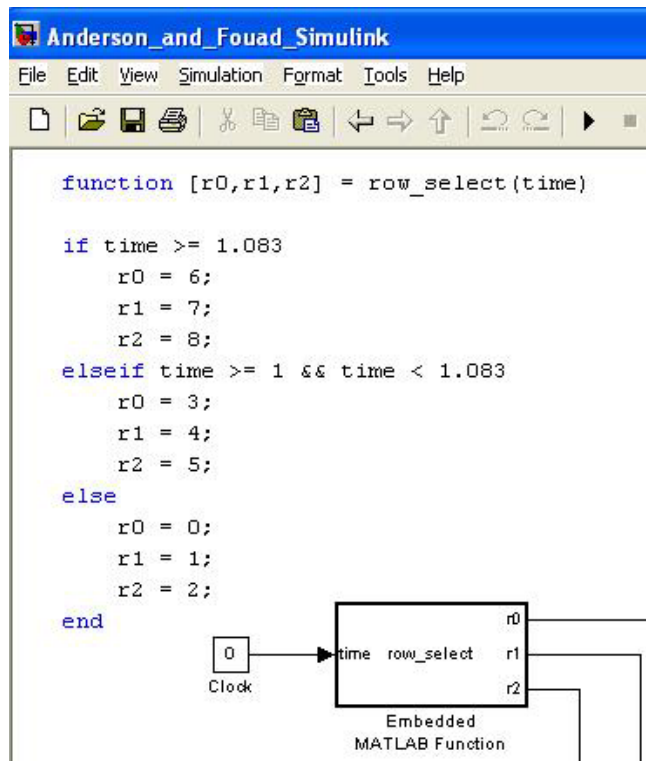


Figura C.7. Detalle de la función de re-configuración embebida para el diagrama de simulación Simulink del Nine-bus.

C.7 Programa desarrollado para evaluar la función de optimización que sirve de soporte al algoritmo genético

```
%
%Este programa maneja el vector población de una sola vez no el llamado
%por cada individuo de una población, funciona con H_H_CGA que pasa toda
%la población o con agaKevinPasino y espera un vector solución de igual
%tamaño.
%
%En esta versión se maneja la penalización basada en tensiones fuera de
%límite y se agrega como variable de control el Shedding de carga.
%Control de Emergencia Correctivo.
%
function [ObjFunc] = GeneticPF_v3(x)

%
%Constantes de proporcionalidad para la función de penalización.
%c1 = Para tensiones.
%c2 = Para shedding.
%
%El valor estimado es 10 para ambas, cualquier otra combinación.
%
%Si se usa c2 = 100 tiende a penalizar mucho el shedding y
%fija el porcentaje de rechazo cercano al 100%.
%Si se usa c2 = 1 no penaliza el shedding y pone el porcentaje
%en el mínimo, para este caso 50%.
%
c1 = 1; %Factor de Sensibilidad Voltage 1, 10 , 100.
c2 = 10; %Factor de Sensibilidad Shedding 10.
%
%Resuelve para cada individuo de la población generada.
%
loop = length(x);
ObjFunc = zeros(1,loop);
%
%Carga el caso bajo estudio.
%
[baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost ] = loadcase('case9_2.m');

Data.baseMVA = baseMVA;
Data.bus = bus;
Data.gen = gen;
Data.branch = branch;
Data.areas = areas;
Data.gencost = gencost;

opt = mption;
opt(31) = 0;
opt(32) = 0;

for k = 1:1:loop
%
```

```

%   Setea los valores de generación para el arranque.
%
Data.gen(1,6) = x(k,1);
Data.gen(2,6) = x(k,2);
Data.gen(3,6) = x(k,3);
Data.bus(5,3) = bus(5,3) * x(k,4);
Data.bus(5,4) = bus(5,4) * x(k,4);
Data.bus(7,3) = bus(7,3) * x(k,5);
Data.bus(7,4) = bus(7,4) * x(k,5);
Data.bus(9,3) = bus(9,3) * x(k,6);
Data.bus(9,4) = bus(9,4) * x(k,6);

%
%   Se calcula el flujo de potencia para tomar los valores
%   de voltaje de las barras (VB) que ocasiona la contingencia.
%
[baseMVA, bus, gen, branch, success] = runpf(Data,opt);

    if success ~= true

        ObjFunc(k) = 0.00;

        return

    end

i = size(branch);

%
%   Calcula las pérdidas del sistema y totaliza en la
%   función de optimización.
%
for j=1:1:i(1,1)

    c14 = abs(branch(j,14));
    c16 = abs(branch(j,16));
    ObjFunc(k) = ObjFunc(k) + abs(c14 - c16);

end

%
%   Calcula la penalización debido a los voltaje fuera
%   de límites y los totaliza en la función de optimización.
%
for j = 4:1:9

    if bus(j,8) > 1.05
        ObjFunc(k) = ObjFunc(k) + c1 * (bus(j,8) - 1.05);
    elseif bus(j,8) < 0.95
        ObjFunc(k) = ObjFunc(k) + c1 * (0.95 - bus(j,8));
    end

end

%
%   Calcula la penalización por rechazo de carga
%   y lo totaliza en la función de optimización.
%
ObjFunc(k) = ObjFunc(k) + c2 * ((1 - x(k,4)) + (1 - x(k,5)) + (1 -
x(k,6)));
%
%   Al finalizar devuelve un valor de la función de optimización

```

```

% para cada individuo de la población.
%
end

```

C.8 Programa desarrollado para resolver un algoritmo genético del tipo continuo

```

%
% Algoritmo Genético Continuo
%
% Minimiza la función objetivo definida en la variable ff,
% Previamente define todos los parámetros en las secciones
% I, II y III.
% Se basa en la teoría desarrollada en el libro
% "Practical Genetic Algorithms" de R. L. Haupt y S. E. Haupt.
%
% I Inicialización del Algoritmo
%
% Para Flujo de Potencia.
%
ff='GeneticPF_v3'; % Función objetivo a calcular.
npar=6; % Numero de variables en la función.
varhi=1.05; varlo=0.95; % Límites de las variables.
%
% II Criterios de parada.
%
maxit=100; % Máximo número de iteraciones.
mincost=-9999999; % Costo mínimo.
%
% III Parámetros del Algoritmo Genético.
%
popsize=8; % Población inicial.
mutrate=0.2; % Porcentaje de mutaciones.
selection=0.5; % Fracción de la población que
% procrea.
Nt=npar; % Variable continua para cruzamiento.
keep=floor(selection*popsize); % Miembros de la Elite.
nmut=ceil((popsize-1)*Nt*mutrate); % Total de mutaciones.
M=ceil((popsize-keep)/2); % Cantidad de apareamientos.
% =====
% Creación aleatoria de la población inicial.
% Evaluación de la primera población.
% =====
iga=0;
par=(varhi-varlo)*rand(popsize,npar)+varlo; % Población.
cost=feval(ff,par); % Calcula función de costo
% para una población dada.
% El menor costo está en 1.
[cost,ind]=sort(cost);
par=par(ind,:);
minc(1)=min(cost); % minc contiene el valor
% mínimo de la función.
meanc(1)=mean(cost); % meanc contiene la media

```

```

% =====
% de la población.
% =====
% Realiza los proceso genético atraves de las generaciones.
% =====
while iga<maxit
    iga=iga+1;
% =====
% Apareo y procreación.
% =====
    M=ceil((popsize-keep)/2); % Número de apareos.
    prob=flipud([1:keep]'/sum([1:keep])); % Peso de los cromosomas.
    odds=[0 cumsum(prob(1:keep))']; % Función de distribución.
    pick1=rand(1,M); % Apareo #1.
    pick2=rand(1,M); % Apareo #2
%
% ma y pa contienen los índices del cruzamiento.
%
    ic=1;
    while ic<=M
        for id=2:keep+1
            if pick1(ic)<=odds(id) & pick1(ic)>odds(id-1)
                ma(ic)=id-1;
            end
            if pick2(ic)<=odds(id) & pick2(ic)>odds(id-1)
                pa(ic)=id-1;
            end
        end
        ic=ic+1;
    end
%
% Realiza apareo con punto de cruce simple.
%
    ix=1:2:keep;
    xp=ceil(rand(1,M)*Nt); % Punto de cruce.
    r=rand(1,M);
    for ic=1:M
        xy=par(ma(ic),xp(ic))-par(pa(ic),xp(ic)); % Entrecruzamiento.
        par(keep+ix(ic),:)=par(ma(ic),:); % 1er hijo.
        par(keep+ix(ic)+1,:)=par(pa(ic),:); % 2do hijo
        par(keep+ix(ic),xp(ic))=par(ma(ic),xp(ic))-r(ic).*xy;
        par(keep+ix(ic)+1,xp(ic))=par(pa(ic),xp(ic))+r(ic).*xy;
        if xp(ic)<npar
            par(keep+ix(ic),:)=par(keep+ix(ic),1:xp(ic))
par(keep+ix(ic)+1,xp(ic)+1:npar)];
            par(keep+ix(ic)+1,:)=par(keep+ix(ic)+1,1:xp(ic))
par(keep+ix(ic),xp(ic)+1:npar)];
        end
    end
% =====
% Mutación de la población si corresponde.
% =====
    mrow=sort(ceil(rand(1,nmut)*(popsize-1))+1);
    mcol=ceil(rand(1,nmut)*Nt);
    for ii=1:nmut
        par(mrow(ii),mcol(ii))=(varhi-varlo)*rand+varlo; % Mutación
    end
% =====
% Proceso de evaluación de la función de optimización
% para la nueva población.
% =====
    cost=feval(ff,par);

```

```

%
% Ordenamiento de los costos y parámetros asociados para cálculos
% estadísticos.
%
    [cost,ind]=sort(cost);
    par=par(ind,:);
%
% Cálculo del mínimo y de la media para la población evaluada
% se guarda en una matriz el par de valores de cada población.
%
    minc(iga+1)=min(cost);
    meanc(iga+1)=mean(cost);
% =====
% Verificación de los criterios de parada.
% =====
    if iga>maxit | cost(1)<mincost
        break
    end
end
% =====
% Muestra los resultados.
% =====
day=clock;
disp(datestr(datenum(day(1),day(2),day(3),day(4),day(5),day(6)),0))
disp(['La función a optimizar es: ' ff])
format short g
disp(['Población = ' num2str(popsize) ' Tasa de mutación = '
num2str(mutrate) ' Variables = ' num2str(npar)])
disp(['Generaciones = ' num2str(iga) ' Mejor costo = ' num2str(cost(1))])
disp(['Mejor solución'])
disp([num2str(par(1,:))])
disp('Algoritmo Genético Continuo')
figure(24)
iters=0:length(minc)-1;
plot(iters,minc,iters,meanc);
xlabel('Generación');ylabel('Costo');
text(0,minc(1),'Mejor');text(1,minc(2),'Promedio de la población')

```

C.9 Programa desarrollado para ensayar las reglas del Controlador Experto

```

%
%Programa desarrollado para ensayar la reglas propuestas para el
%Controlador Experto.
%
%Esta versión utiliza el concepto de AESO,
%la máxima tensión posible en los nodos (menor a 1.05) para que
%la carga de potencia constante tenga la menor pérdida por corriente y no
%excediendo el coseno phi de la máquina, se aumentan por igual las
máquinas
%y si alguna barra se pasa de 1.05 se retrocede el incremento de la
máquina
%que lo causó.

```

```

%
%Aquí se define la base de de datos de la base del conocimiento.
%
%
%a) Controladores.
% LC [c1 m1 M1 r1 d1 e1, c2 m2 M2 r2 d2 e2, cn mn Mn rn dn en].
% cn = Controlador número.
% mn = Valor mínimo del controlador.
% Mn = Valor Máximo del controlador.
% rn = Referencia actual del controlador.
% dn = Delta del controlador.
% en = Estado del controlador.
%
LC = [1 0.95 1.05 0.00 0.001 1;2 0.95 1.05 0.00 0.001 1; ...
      3 0.95 1.05 0.00 0.001 1];
%
%b) Lista de controladores para los nodos controlados (Solo los nodos de
% carga).
% LCN [n1 c1 c2 cn, n2 c1 c2 cn, nn c1 c2 cn].
% nn = Número nodo.
% cn = Controlador nodo.
%
LCN = [5 1 3 2;7 2 3 1;9 1 2 3];
%
%Aquí se define la base de reglas de la base de conocimiento.
%
%
%Estructura de la Memoria Activa del Sistema Experto.
%
%a) Información de los nodos.
% VB [n1 v1 a1, n2 v2 a2, nn vn an]
% nn = Número nodo.
% vn = Valor del nodo.
% an = Acción del controlador sobre el nodo.
%
%
%Fase de detección de la contingencia.
%
%Se carga la estructura de datos del sistema a controlar.
%
[baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost ] = loadcase('case9_2.m');

Data.baseMVA = baseMVA;
Data.bus = bus;
Data.gen = gen;
Data.branch = branch;
Data.areas = areas;
Data.gencost = gencost;

opt = mpoption;
opt(31) = 0;
opt(32) = 0;
%
%Monitorea barras de carga.
%Resuelve un flujo de potencia para determinar el perfil
%de tension.
%
while true

    VB = [];
    activo = 0;

```



```

[baseMVA, bus, gen, branch, success] = runpf(Data,opt);

    if success ~= true

        disp('El flujo no converge. ');

        return

    end

%
%Se actualiza el valor del controlador.
%
for j = 1:1:3

    LC(j,4) = gen(j,6);

end

%
%Verificación de los límites de operación.
%
for j = 1:1:size(LCN,1)

    if bus(LCN(j,1),8) > 1.05
        VB = [VB [LCN(j,1);bus(LCN(j,1),8);-1]];
        activo = 1;
    elseif bus(LCN(j,1),8) < 0.95
        VB = [VB [LCN(j,1);bus(LCN(j,1),8);1]];
        activo = 1;
    end

end

if activo == 0
    disp('Todas las barras están OK. ')
    return
end

if VB(3,1) == 1
    VB = sortrows(VB',2)'; %Todas deben subir.
elseif VB(3,1) == -1
    VB = sortrows(VB',-2)'; %Todas deben bajar.
end

%
%Se selecciona el controlador adecuado para la peor violación, y la
%acción que debe realizar ese controlador.
%
icac = [VB(1,1);VB(3,1)];

%
%Se actualiza el valor de operación del controlador y luego se incrementa
%o decrementa el controlador previa verificación de su límite de
%operación.
%Si se ha alcanzado el límite del controlador propuesto se selecciona
%otro, si no hay uno disponible se finaliza con mensaje.
%Si el controlador seleccionado permite su ajuste, se ajusta.
%
loop1 = size(LCN,1); %Cantidad de barras a controlar.
loop2 = size(LCN,2); %Cantidad de controladores por barra.

if VB(1,1) == 7
    a = 1;

```

