

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**“ESTUDIO ESTOCÁSTICO DE  
CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN”**

**TESIS**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

PRESENTA

**Ing. Edmundo Montoya Monroy**

DIRECTOR DE TESIS

**Dr. David Romero Romero**



México D. F. 2008



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 14:00 horas del día 16 del mes de Junio del 2008 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E. ZAC para examinar la tesis de grado titulada:

**"ESTUDIO ESTOCÁSTICO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN "**

Presentada por el alumno:

**MONTOYA**  
Apellido paterno

**MONROY**  
materno

**EDMUNDO**  
nombre(s)

Con registro: 

A	0	6	0	1	2	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID ROMERO ROMERO

Presidente

DR. DANIEL OGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Tercer Vocal

DR. RAÚL ÁNGEL CORTÉS MATEOS

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO

Suplente

M. en C. TOMÁS IGNACIO ASIAÍN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



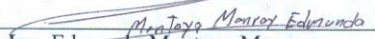


INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 3 del mes Julio del año 2008 el que suscribe Edmundo Montoya Monroy, alumno del Programa de Maestría en Ciencia en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica con número de registro A060127, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Romero Romero y cede los derechos del trabajo intitulado: “ESTUDIO ESTOCÁSTICO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: [edmontoyamon@yahoo.com](mailto:edmontoyamon@yahoo.com) o [dromero@ipn.mx](mailto:dromero@ipn.mx). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

  
Ing.-Edmundo Montoya Monroy



**DEDICATORIA**

Este trabajo fue gracias a todas aquellas personas que estuvieron pendientes de mí en esta etapa de mi vida.

- A mis padres, porque gracias a su comprensión y apoyo pude llegar al final de este proyecto.
- A mis hermanos por apoyarme moralmente.
- A mis dos pequeñas sobrinas por su cariño.
- A mi Padrinos por su cariño y por estar al pendiente de mis estudios.
- A mi prima Karla por su apoyo moral que brindo en la última etapa de este trabajo.
- A todos mis compañeros y amigos (dentro y fuera de esta institución) por su ayuda y apoyo brindado.
- A todos los profesores de la SEPI ESIME de ingeniería eléctrica, quienes compartieron sus conocimientos desinteresadamente.
- Al personal de apoyo de la SEPI ESIME de ingeniería eléctrica, quienes estuvieron presentes en el momento necesario.
- Al H. Jurado revisor de esta Tesis, integrado por Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. David Romero Romero, Dr. Jaime Robles García, Dr. Raúl Cortés Mateos y al M. en C. Tomas Ignacio Asiaín Olivares.
- Al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo económico ya que sin el hubiese sido mas difícil este proyecto.

**A todos gracias**

# Resumen

El análisis principal de este trabajo de tesis es ver la cargabilidad desde el punto de vista estadístico para ver el comportamiento de los sistemas empleados cuando los voltajes en los nodos de carga están por arriba de 0.9 Volts en p.u. y para el caso cuando casi llega al punto de colapso, esto se debe a que vamos incrementando poco a poco la carga para ver el comportamiento de los flujos de salida con respecto a la potencia máxima de las líneas.

La herramienta utilizada para este propósito fue un programa de flujos convencionales realizado en fortran al cual se le agrego la parte estadística como son la variancia, covariancia y desviación estándar de los flujos de salida para observar la incertidumbre en las líneas transmisión de un sistema de potencia

Los resultados obtenidos hasta el momento nos muestra como los sistemas están sobrados ya que en los flujos están por debajo de las potencias máximas y en algunos casos el intervalo de confianza supera el  $3\sigma$  esperado, o en algunos casos esta debajo de este valor, en este momento se analiza un sistema 14 nodos para ver si el comportamiento de este si esta mas cargado que los sistemas estudiados en este trabajo.

# ABSTRACT

The main analysis of this thesis work is to see the loading from a statistical point of view to see the behaviour of the systems employed when the voltages on the nodes are charging above 0.9 Volts in pu and for the case when almost reaches the point of collapse, this is because we gradually increasing the burden to see the behavior of the outflows regarding the maximum power of the lines.

The tool used for this purpose was a program conducted in conventional flows Fortran which was added to the statistics such as the variance, covariance and standard deviation of the outflows to observe the uncertainty in the transmission lines of a system of power.

The results obtained so far shows how systems that are already ample flows are below  $\sigma$  the maximum power and in some cases the confidence interval exceeds  $3\sigma$  expected, or in some cases this below this value, this time discussing a system 14 nodes to see if this behavior if this most charged that the systems studied in this work.

---

**CONTENIDO**

	Pag.
<b>ACTA DE REVISIÓN DE TESIS</b>	ii
<b>CARTA CESIÓN DE DERECHOS</b>	iii
<b>DEDICATORIA</b>	iv
<b>RESUMEN</b>	v
<b>ABSTRACT</b>	vi
<b>CONTENIDO</b>	vii
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	xii
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	xv
<b>SIMBOLOGÍA Y SIGLAS</b>	xviii
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>1.1. OBEJTIVO</b>	2
<b>1.2. JUSTIFICACIÓN</b>	2
<b>1.3. INTRODUCCIÓN.</b>	2
<b>1.4. DESCRIPCIÓN HISTÓRICA.</b>	5
<b>1.4.1. Estudio de flujo estocástico</b>	5
<b>1.5. ESTRUCTURA DE LA TESIS</b>	5
<b>1.6. CONTRIBUCIONES E INVESTIGACIONES DE LA TESIS.</b>	6
<b>1.7. ANTECEDENTES</b>	7
<b>CAPÍTULO II. CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	8
<b>2.1. RESUMEN HISTORICO DE LA CARGABILIDAD</b>	9
<b>2.2. DEDUCCIÓN ANALÍTICA DE LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA Y LÍMITE DE ESTABILIDAD</b>	12
<b>2.3. CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS LONGITUDINALES</b>	14
<b>2.4. CARGABILIDAD EN PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA</b>	15

2.4.1. Limitación térmica	17
2.4.2. Caída de voltaje	18
2.4.3. Margen de estabilidad	19
2.5. CARGABILIDAD EN OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	20
<b>CAPITULO III. ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL PROBLEMA DE FLUJOS.</b>	<b>24</b>
3.1. INTRODUCCIÓN	25
3.2. ANÁLISIS	25
3.3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA.	27
3.3.1. Valores esperados y variancias.	28
3.3.2. Variables de salida.	30
3.4. MÉTODO SECUENCIAL.	31
3.4.1. Método secuencial en c.d.	32
3.4.1.1. Variancias.	33
3.4.1.2. Algoritmo de solución.	34
3.4.1.3. Consideraciones de programación.	35
3.4.2. Comentarios sobre el método secuencial y el método iterativo de Gauss.	36
3.5. MÉTODO DESACOPLADO RÁPIDO	36
3.5.1. Nodos generadores.	37
3.5.2. Nodo compensador	39
3.5.3. Variables de salida.	40
3.5.4. Algoritmo de solución.	42
3.5.5. Consideraciones de programación.	42
3.6. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTUDIO DE FLUJOS ESTOCÁSTICOS.	43
<b>CAPÍTULO IV. RESULTADOS DE APLICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS</b>	<b>45</b>
4.1. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.	47



---

<b>4.2. FLUJOS ESTOCÁSTICOS DE CARGA</b>	50
<b>4.2.1. Variables de entrada.</b>	50
<b>4.2.1.1. Desviación Estándar (<math>\sigma</math>).</b>	50
<b>4.2.1.2. Variancias (<math>\sigma^2</math>).</b>	52
<b>4.2.2. Variables de Estado.</b>	53
<b>4.2.2.1. Valor esperado (<math>\hat{x}</math>)</b>	53
<b>4.2.3. Variables de Salida.</b>	54
<b>4.2.3.1. Valor Esperado (<math>\hat{z}</math>).</b>	54
<b>4.2.3.2. Variancia (<math>\sigma_z^2</math>).</b>	55
<b>4.2.3.3. Desviación Estándar (<math>\sigma_z</math>).</b>	57
<b>4.3. INCREMENTO DE CARGA</b>	59
<b>4.3.1. Cuando todos los Nodos trabajan dentro de 0.9 V</b>	60
<b>4.3.1.1. Sistema Stevenson incrementando la carga un 130% y con una respuesta de 4 iteraciones.</b>	60
<b>4.3.1.2. Sistema Stagg incrementando la carga a un 230% y con una respuesta de 4 iteraciones.</b>	63
<b>4.3.1.3. Sistema IEEE 14 Nodos incrementando la carga a un 140%.</b>	66
<b>4.3.2. Última convergencia.</b>	70
<b>4.3.2.1. Sistema Stevenson incrementando la carga un 350%.</b>	70
<b>4.3.2.2. Sistema Stagg incrementando la carga a un 420%.</b>	73
<b>4.3.2.3. Sistema IEEE 14 Nodos incrementando la carga a un 290%.</b>	76
<b>4.4. ESTUDIO DE CARGABILIDAD.</b>	81
<b>4.4.1. Stevenson.</b>	82
<b>4.4.2. Stagg.</b>	
<b>4.4.3. IEEE 14 Nodos.</b>	
 <b>CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS</b>	 88

<b>APÉNDICE A. ESTUDIO DE FLUJOS</b>	<b>91</b>
<b>A.1. INTRODUCCIÓN.</b>	<b>92</b>
<b>A.2. FORMULACIÓN MATEMÁTICA.</b>	<b>92</b>
<b>A.3. MÉTODOS DE SOLUCIÓN.</b>	<b>95</b>
<b>A.3.1. Métodos de Gauss.</b>	<b>95</b>
<b>A.3.2. Métodos de Newton.</b>	<b>97</b>
<b>A.3.3. Métodos desacoplados.</b>	<b>99</b>
<b>APÉNDICE B. ESTADÍSTICA</b>	<b>100</b>
<b>B.1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MÍNIMOS CUADRADOS.</b>	<b>101</b>
<b>B.1.1. Mínimos Cuadrados.</b>	<b>103</b>
<b>APÉNDICE C. INFORMACIÓN CARACTERÍSTICA DE LOS SISTEMAS EMPLEADOS EN EL TRABAJO DE TESIS</b>	<b>105</b>
<b>C.1. SISTEMA DE STAGG (5 NODOS, 7 LÍNEAS)</b>	<b>106</b>
<b>C.1.1. Datos de Líneas.</b>	<b>106</b>
<b>C.1.2. Datos nodales.</b>	<b>107</b>
<b>C.1.3. Datos de generación</b>	<b>107</b>
<b>C.2. SISTEMA DE STEVENSON (4 NODOS, 4 LÍNEAS)</b>	<b>107</b>
<b>C.2.1. Datos de Líneas.</b>	<b>108</b>
<b>C.2.2. Datos nodales.</b>	<b>108</b>
<b>C.2.3. Datos de generación</b>	<b>108</b>
<b>C.3. SISTEMA DE IEEE 14 NODOS (14 NODOS, 20 LÍNEAS).</b>	<b>109</b>
<b>C.3.1. Datos de Líneas.</b>	<b>109</b>
<b>C.3.2. Datos nodales.</b>	<b>110</b>
<b>C.3.3. Datos de generación</b>	<b>111</b>
<b>APÉNDICE D. PROGRAMA Y DIAGRAMA DE FLUJO</b>	<b>112</b>
<b>D.1. PROGRAMA</b>	<b>113</b>
<b>D.2. DIAGRAMA DE FLUJO</b>	<b>114</b>

<b>GLOSARIO</b>	<b>135</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>143</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
<b>Fig. 2.1.</b> Curvas de cargabilidad: (a) Clair <sup>(57)</sup> ; (b) Revisión – 1967	10
<b>Fig. 2.2.</b> Circuito $\pi$ -equivalente de la línea de transmisión	11
<b>Fig. 2.3.</b> Potencia real entregada por una LT sin pérdidas vs. ángulo de voltaje a través de esta.	13
<b>Fig. 2.4.</b> Sistemas unidos por una línea.	16
<b>Fig. 2.5.</b> Equivalente simplificado de los sistemas y de la línea.	16
<b>Fig. 2.6.</b> Modelo para análisis de cargabilidad en LT.	18
<b>Fig. 2.7.</b> A) Curva de ángulo-potencia, B) Conversión del ME a desplazamiento angular.	18
<b>Fig. 2.8.</b> Procedimiento para obtener la cargabilidad de una línea de transmisión en el ámbito de operación.	21
<b>Fig. 3.1.</b> Diagrama de flujo del algoritmo para el estudio de flujos estocásticos con el método secuencial.	34
<b>Fig. 3.2.</b> Diagrama de flujo para el estudio de flujos estocásticos por el método desacoplado rápido.	42
<b>Grafica 4.1.</b> Representación de una desviación estándar del sistema de Stevenson.	49
<b>Grafica 4.2.</b> Representación de una desviación estándar del sistema de Stagg.	50
<b>Grafica 4.3.</b> Representación de una desviación estándar del sistema de IEEE 14 Nodos.	50
<b>Grafica 4.4.</b> Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Sevenson.	
<b>Grafica 4.5.</b> Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Sevenson.	
<b>Grafica 4.6.</b> Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Sevenson.	

- Grafica 4.7.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Severson.
- Grafica 4.8.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.9.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.10.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.11.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.12.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.13.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.14.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-8 en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.15.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.16.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stevenson.
- Grafica 4.17.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stevenson.
- Grafica 4.18.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stevenson.
- Grafica 4.19.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stevenson.
- Grafica 4.20.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.21.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.22.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stagg.

- Grafica 4.23.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stagg.
- Grafica 4.24.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.25.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.26.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-8 en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- Grafica 4.27.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.
- 
- C.1. SISTEMA DE STAGG (5 NODOS, 7 LÍNEAS)**
- C.2. SISTEMA DE STEVENSON (4 NODOS, 4 LÍNEAS)**
- C.3. SISTEMA DE IEEE 14 NODOS (14 NODOS, 20 LÍNEAS).**

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
<b>Tabla 4.1.</b> Resultados de comparación con el trabajo de tesis del Dr. Romero Romero David.	46
<b>Tabla 4.2.</b> Variables de estado en el sistema Stevenson ( $x$ ).	47
<b>Tabla 4.3.</b> Variables de estado en el sistema Stagg ( $x$ ).	47
<b>Tabla 4.4.</b> Variables de estado en el sistema IEEE 14 Nodos ( $x$ ).	47
<b>Tabla 4.5.</b> Variables de salida del sistema Stevenson ( $z$ ), unidades en p.u.	47
<b>Tabla 4.6.</b> Variables de salida del sistema Stagg ( $z$ ), unidades en p.u.	48
<b>Tabla 4.7.</b> Variables de salida del sistema IEEE 14 Nodos ( $z$ ), unidades en p.u.	48
<b>Tabla 4.8.</b> Variables de entrada del sistema Stevenson ( $y$ ), unidades en p.u.	49
<b>Tabla 4.9.</b> Variables de entrada del sistema Stagg ( $y$ ), unidades en p.u.	49
<b>Tabla 4.10.</b> Variables de entrada del sistema IEEE 14 Nodos ( $y$ ), unidades en p.u.	49
<b>Tabla 4.11.</b> Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema Stevenson.	50
<b>Tabla 4.12.</b> Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema Stagg.	51
<b>Tabla 4.13.</b> Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.	51
<b>Tabla 4.14.</b> Variancia ( $\sigma_y^2$ ) del sistema Stevenson.	52
<b>Tabla 4.15.</b> Variancia ( $\sigma_y^2$ ) del sistema Stagg, unidades $\times 10^{-3}$ .	52
<b>Tabla 4.16.</b> Variancias ( $\sigma_y^2$ ) del sistema IEEE 14 Nodos, unidades $\times 10^{-3}$ .	53
<b>Tabla 4.17.</b> Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema Stevenson.	53
<b>Tabla 4.18.</b> Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema Stagg.	53
<b>Tabla 4.19.</b> Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.	53
<b>Tabla 4.20.</b> Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema Stevenson, unidades en p.u.	54
<b>Tabla 4.21.</b> Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema Stagg, unidades en p.u.	54
<b>Tabla 4.22.</b> Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema IEEE 14 Nodos ( $z$ ), unidades en p.u.	55

<b>Tabla 4.23.</b>	Variancia ( $\sigma_x^2$ ) del sistema Stevenson, unidades $\times 10^{-4}$ .	56
<b>Tabla 4.24.</b>	Variancia ( $\sigma_x^2$ ) del sistema Stagg, unidades $\times 10^{-5}$ .	56
<b>Tabla 4.25.</b>	Variancia ( $\sigma_x^2$ ) del sistema IEEE 14 Nodos, unidades $\times 10^{-4}$ .	56
<b>Tabla 4.26.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema Stevenson.	57
<b>Tabla 4.27.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema Stagg.	58
<b>Tabla 4.28.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.	58
<b>Tabla 4.29.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	60
<b>Tabla 4.30.</b>	Valor esperado ( $\hat{z}$ ).	61
<b>Tabla 4.31.</b>	Variabes de entrada ( $y$ ).	62
<b>Tabla 4.32.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	63
<b>Tabla 4.33.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	63
<b>Tabla 4.34.</b>	Valor esperado ( $\hat{z}$ ).	64
<b>Tabla 4.35.</b>	Variabes de entrada ( $y$ ).	65
<b>Tabla 4.36.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	66
<b>Tabla 4.37.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	66
<b>Tabla 4.38.</b>	Valor esperado ( $\hat{z}$ ).	67
<b>Tabla 4.39.</b>	Variabes de entrada ( $y$ ).	69
<b>Tabla 4.40.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	69
<b>Tabla 4.41.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	70
<b>Tabla 4.42.</b>	Valor esperado ( $\hat{z}$ ).	71
<b>Tabla 4.43.</b>	Variabes de entrada ( $y$ ).	72
<b>Tabla 4.44.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	73
<b>Tabla 4.45.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	73
<b>Tabla 4.46.</b>	Valor esperado ( $\hat{z}$ ).	74
<b>Tabla 4.47.</b>	Variabes de entrada ( $y$ ).	75
<b>Tabla 4.48.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	76
<b>Tabla 4.49.</b>	Variabes de estado ( $x$ ).	77



<b>Tabla 4.50.</b>	Valor esperado ( $\bar{z}$ ).	78
<b>Tabla 4.51.</b>	Variables de entrada ( $y$ ).	79
<b>Tabla 4.52.</b>	Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).	80
<b>Tabla 4.53.</b>	Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).	82
<b>Tabla 4.54.</b>	Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).	82
<b>Tabla 4.55.</b>	Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.	82
<b>Tabla 4.56.</b>	Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).	84
<b>Tabla 4.57.</b>	Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).	84
<b>Tabla 4.58.</b>	Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.	84
<b>Tabla 4.59.</b>	Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).	85
<b>Tabla 4.60.</b>	Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).	86
<b>Tabla 4.61.</b>	Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.	86
<b>Tabla 4.62.</b>	Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).	86
<b>Tabla 4.63.</b>	Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).	86
<b>Tabla 4.64.</b>	Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.	87
<b>C.1.1.</b>	<b>Datos de Líneas (Stagg).</b>	106
<b>C.1.2.</b>	<b>Datos nodales.</b>	107
<b>C.1.3.</b>	<b>Datos de generación.</b>	107
<b>C.2.1.</b>	<b>Datos de Líneas (Stevenson).</b>	108
<b>C.2.2.</b>	<b>Datos nodales.</b>	108
<b>C.2.3.</b>	<b>Datos de generación.</b>	108
<b>C.3.1.</b>	<b>Datos de Líneas (IEEE 14 Nodos).</b>	109
<b>C.3.2.</b>	<b>Datos nodales.</b>	110
<b>C.3.3.</b>	<b>Datos de generación.</b>	111



## SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

### Simbología

$\beta$	Constante de fase
$\delta$	Ángulo de fase
$\delta_E$	Ángulo de fase de envío
$\delta_R$	Ángulo de fase de recepción
$\epsilon$	Error (ruido) de los datos de entrada
$\gamma$	Constante de Propagación
$\lambda$	Longitud de onda
$\mu_x$	Media de la variable de estado
$\pi$	PI
$\theta$	Vector de ángulos nodales
$\sigma$	Desviación estándar
$\omega$	Velocidad angular
$\zeta$	Número que se obtiene de la distribución utilizada para el nivel de probabilidad especificado equivalente a 3
$B$	Suceptancia
$B_{ij}$	Suceptancia de la línea que va del extremo $i$ al extremo $j$ .
$B_j$	Suceptancia del nodo $j$ .
$C$	Capacitancia
$C'$	Capacitancia del circuito $\pi$ -nominal
$C_e$	Matriz de covariancia
$Cov(\hat{x})$	Matriz de covariancia de los incrementos de los voltajes complejos estimados
$Cov(\hat{y})$	Matriz de covariancia de los incrementos del Valor estimado de los datos de entrada.
$Cov(\hat{z})$	Matriz de covariancia de los incrementos del valor de los datos de salida.
$CV$	Caída de Voltaje
$F_1$	Factor de corrección para la impedancia serie

---

$F_2$	Factor de corrección para la admitancia paralelo
$G$	Conductancia
$I_C$	Intervalo de confianza
$I_E$	Corriente en el extremo de envío
$I_R$	Corriente en el extremo de receptor
$I_R^*$	Corriente en el extremo de receptor conjugado
$J$	Matriz Jacobiana de los datos de entrada.
$K$	Matriz Jacobiana de los datos de salida.
$l$	Longitud de la línea
$L$	Inductancia
$ME$	Margen de estabilidad
$NB$	Número total de nodos
$NG$	Número total de generadores
$P$	Potencia Real
p.u.	Por unidad
$P_c$	Potencia activa en el nodo de carga
$P_E$	Potencia real en el extremo de envío
$P_g$	Potencia activa en el nodo generador
$P_{máx}$	Potencia máxima
$P_{op}$	Potencia de operación
$P_R$	Potencia real en el extremo receptor
$Q$	Flujos de potencia reactiva
$Q_c$	Flujo de potencia reactiva en el nodo de carga
$Q_g$	Flujo de potencia reactiva en el nodo generador
$Q_R$	Potencia reactiva en el extremo receptor
$R$	Resistencia eléctrica
$R'$	Resistencia eléctrica del circuito $\pi$ -nominal
$S$	Flujo de potencia aparente

---

$S_R$	Flujo de potencia activa en el extremo receptor
$SIL$	Reciproco de $Z_C$
$V$	Voltaje
$V$	Matriz de error
$V_c$	Voltaje en el nodo de carga.
$V_E$	Voltaje en el extremo de envío
$V_g$	Voltaje en el nodo de generación
$V_{nom}$	Voltaje nominal
$V_R$	Voltaje en el extremo receptor
$V_{RL}$	Voltaje límite del extremo receptor
$w$	Matriz de ponderación
$x_0$	Variable de estado inicial
$x_t$	Valor verdadero de las variables de estado. Voltajes complejos.
$x_t'$	Valor verdadero de las variables de estado. Voltajes complejos.
$\hat{x}$	Son los incrementos de los voltajes complejos estimados
$\hat{x}'$	Valor estimado de los voltajes complejos verdaderos ( $x_t'$ ).
$X$	Reactancia
$X'$	Reactancia del circuito $\pi$ -nominal
$y$	Vector de datos de entrada como Flujos de carga, de generación y voltajes
$y'$	Es un vector que representa las inyecciones del sistema eléctrico. Donde se tienen variables controlables, como las generaciones y variables no controlables, como son las cargas.
$y_t'$	Valor verdadero de los datos nodales. $P$ , $Q$ y voltajes de generación
$\hat{y}$	Valor estimado de los datos de entrada.
$Y'$	Admitancia paralelo del circuito $\pi$ -nominal
$Y_E$	Admitancia de envío
$Y_R$	Admitancia de recepción

$z$	Vector de los datos de salida como son los flujos de potencia $P$ y $Q$ y $Q$ de generación
$z'$	Variables de salida estimadas.
$Z'$	Impedancia del circuito $\pi$ -nominal
$Z_C$	Impedancia característica

**Siglas**

AEP	American Electric Power Service Corporation
CCC	Capacidades de Corto Circuito
CV	Caída de Voltaje
EHV	Extra Alta Tensión
LKV	Ley de Kirchhoff de Voltajes
ME	Margen de Estabilidad
SEL	Sistema Eléctrico Longitudinal
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIL	Sistema Interconectado Longitudinal
UHV	Ultra Alta Tensión

# **CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. OBEJTIVO

El objetivo de esta tesis es desarrollar una metodología para encontrar el flujo estocástico de cargabilidad utilizando algoritmos estadísticos e incrementado carga para encontrar los límites de cargabilidad y el índice de confiabilidad para los casos críticos en los sistemas de potencia.

## 1.2. Justificación

Al momento de resolver los sistemas eléctricos por medio de los flujos de potencia convencionales arrojan resultados sin considerar los errores ( $\pm 10\%$  p.u.) que se encuentran en los datos de entrada que vendrían siendo los valores de las cargas y de generación por lo cual no se puede decir si los errores de salida son de las mismas proporciones que los errores de entrada. Aquí se observa ese comportamiento para poder calcular el  $I_C$  de las líneas con mayor problema de potencia máxima, variancia y de voltaje (0.9V p.u.). También se incrementa la carga para poder ver el comportamiento de la potencia máxima en las líneas y ver cual es la línea com mayor problema y enfocarse en esa línea para este estudio.

## 1.3. INTRODUCCIÓN.

La cargabilidad –o capacidad máxima de transmisión– es un tópico de interés en los ámbitos de planificación y operación de sistemas eléctricos de potencia. La necesidad de realizar estudios de cargabilidad comenzó por revisar la capacidad disponible de transmisión para las líneas existentes ante el aumento de la demanda y el incremento en el parque de generación que ocasionaba un aumento considerable de los requerimientos de transmisión de energía; así como la determinación de las aproximaciones de transmisión para los futuros enlaces que operen a voltajes mayores o a los existentes, los cuales unan a sistemas de potencia inicialmente aislados. En la evolución de los sistemas de potencia, los límites de cargabilidad deben considerar además de la capacidad térmica de los conductores y del equipo



terminal otros factores restrictivos, que en un principio parecerían no tener una influencia predominante o significativa.

El considerar los factores restrictivos de caída de voltaje (CV) y de margen de estabilidad (ME) permitió obtener curvas estándar de cargabilidad, relacionando la capacidad de transmisión con la longitud de la línea, dichas curvas se normalizaron para cualquier nivel de tensión, siempre y cuando se tratara con líneas de transmisión pertenecientes a sistemas robustos (mallados o firmemente conectados). En la literatura se reportan evaluaciones de cargabilidad <sup>(54, 55, 56)</sup> las cuales fueron obtenidas mediante algoritmos de solución con el desarrollo de herramientas apoyadas en programas digitales de aplicación.

En los países en desarrollo no se pueden aplicar las curvas de cargabilidad desarrolladas para sistemas de potencia robustos. En la medida de que en estos países se realizaron nuevos proyectos de generación (grandes plantas hidroeléctricas y termoeléctricas) que se encuentran distantes geográficamente de los principales centros de carga y que se unen por medio de redes troncales de voltajes mayores (por ejemplo el sistema interconectado mexicano de 400 kV), hace que el sistema de potencia en particular adquiriera una configuración radial, lo cual es lo que caracteriza a un *Sistema Eléctrico Longitudinal* (SEL). La transmisión de grandes bloques de energía a largas distancias presenta por un lado problemas específicos de estabilidad en el sistema. El análisis del problema se debe complementar considerando además de las reactancias de las líneas de transmisión, las reactancias combinadas de transformadores y generadores y la resultante de los sistemas de recepción, con lo que se forman grandes distancias eléctricas entre los puntos de soporte de voltaje; en consecuencia la capacidad efectiva de transmisión se restringe a una fracción del valor de cargabilidad de la curva estándar de cargabilidad, y en consecuencia, del límite teórico de estabilidad de estado permanente.

La otra restricción importante que separa la cargabilidad de SEL frente a la de sistemas robustos, es la relacionada con los niveles operativos de voltaje en que operan las líneas de transmisión y el suministro efectivo de potencia reactiva en SEL. La incapacidad de controlar el voltaje en los puntos donde se presenta un desbalance de potencia reactiva ante las condiciones cambiantes de operación, provoca grandes cambios en el nivel de voltaje (por el efecto de las grandes longitudes de las líneas de transmisión sin soporte de voltaje intermedio),

que se hace más crítico cuando disminuyen drásticamente las reservas de potencia reactiva en los extremos de las líneas. En comparación con los sistemas robustos, el estudio de cargabilidad para planificación en el caso de SEL, se deben emplear criterios más reales para la caída de voltaje, en los puntos de recepción de potencia eléctrica.

Los principales objetivos en la operación de un sistema eléctrico de potencia, son la calidad y continuidad del servicio a los consumidores. Los Centros de Control tienen como actividad, coordinar el suministro de energía eléctrica operando el sistema con economía y seguridad. A esta última función se le ha dado gran importancia recientemente <sup>(50)</sup>.

Los Centros de Control Modernos para la operación de los sistemas eléctricos, disponen de una enorme cantidad de información, de muy diverso tipo y calidad, creando nuevas necesidades en el procedimiento de la misma, para llevar a cabo las funciones del Centro en forma rápida y confiable.

Los medios modernos de adquisición de datos y computación han permitido el desarrollo de funciones en tiempo real, así como funciones de estudio en la operación de un sistema eléctrico (Historia y planeación de la operación). Las funciones de tiempo real se relacionan con el manejo de información actual del sistema eléctrico y la toma de decisiones de control que influyen en la situación actual del sistema.

Las funciones de tiempo real son las que se realizan con mayor frecuencia, y necesitan de una base de datos confiables en tiempo real.

1. Control automático de generación.
2. Intercambio entre áreas.

Para obtener una base de datos confiable en tiempo real se utilizan métodos de procesamiento de datos e información recibida por medio del sistema de adquisición de datos. En estos métodos se tienen:

1. Topología de la red.
2. Estimación de estado.

Las funciones de estudio se relacionan con la planeación de la operación a corto y mediano plazo. Estas funciones se relacionan directamente con el operador de sistema y la planeación interactiva de la operación. Se tienen estudios como:

1. Estudio de flujos óptimos.
2. Estudio de contingencias.
3. Simuladores de entrenamiento.

Los dos tipos de funciones van en aumento, con técnicas modernas y distintas configuraciones de interacción entre ellas y con el operador, teniendo como principales objetivos la economía y la seguridad del sistema eléctrico de potencia <sup>(50)</sup>.

#### **1.4. DESCRIPCIÓN HISTÓRICA.**

##### **1.4.1. Estudio de flujo estocástico**

Debido a las características aleatorias de las potencias nodales, recientemente se han formulado los estudios de flujo en forma estocástica, cuya utilización se ha reconocido muy importante en la planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia <sup>(50)</sup>.

En el estudio de flujo estocástico se han desarrollado varias formulaciones: Las que de alguna manera consideran la distribución de probabilidad de los datos – Borkowska <sup>(15)</sup>; Allan, et al <sup>(20)</sup>; Sauer, Heydt <sup>(23)</sup> – y las que se plantean a partir de las características probabilísticas de la información, como variancias y medias, que asumen correlación entre los datos – Aboytes <sup>(18)</sup> – o que los consideran independientes – Dopazo, et al <sup>(17)</sup>; Flam, Sasson <sup>(21)</sup>.

Los algoritmos que se han encontrado más adecuados para la operación de los sistemas eléctricos de potencia, son los que se formulan como una extensión del estudio de flujo convencional <sup>(17, 21)</sup>, ya que permiten utilizar eficientemente la computadora digital, con resultados satisfactorios para las condiciones que se presentan en la operación.

#### **1.5. ESTRUCTURA DE LA TESIS**

Este trabajo se relaciona con el manejo de información de cantidades eléctricas en general, para obtener estudios de flujo. La información puede ser medida (Tiempo real) y/o pronosticada (Estudios). Estos datos involucran errores, inherentes a los métodos de adquisición y/o estimación.

En el Capítulo 2 se dan conceptos de cargabilidad como introducción al trabajo de flujos estocásticos para comprender sobre el tema a desarrollar.

En el Capítulo 3 se presentan formulaciones de estudio de flujo generalizado, esto es, que manejan información nodal y de rama, para obtener el estado del sistema eléctrico. Estos métodos son flexibles en el manejo de información redundante, por lo que son adecuados para estudios en tiempo real (Estimación de estado), para formar una base de datos confiable. Se incluyen formulaciones de tipo mixto, donde se utiliza información de rama – flujos – para obtener equivalentes nodales – cargas –, para ser utilizados en estudios de flujo convencional. En estas formulaciones el modelo de la red ( $Y_{BUS}$ ) únicamente toma en cuenta el sistema definido por las mediciones de flujo.

El Capítulo 4 muestra los resultados de aplicación y pruebas, para observar el comportamiento de las formulaciones propuestas:

1. Formulación generalizada del estudio de flujo.

Se cuenta con cinco apéndices, donde se muestran las principales bases de las formulaciones desarrolladas, información de los sistemas y graficas de las desviaciones estándar que se requieren para obtener las matrices de error para cada sistema.

El Apéndice A es la revisión de los estudios de flujo convencional más utilizados en la practica actual.

En el Apéndice B se muestra el desarrollo de técnicas de esparcidad para matrices simétricas – que en el caso complejo son Hermíticas –, adecuadas a las formulaciones desarrolladas en la tesis.

En el Apéndice C contiene la información característica de cada sistema empleado en este trabajo de tesis.

En el Apéndice D muestra el programa con el que se realizo este estudio, al igual que el diagrama de flujo.

Se cuenta con un Glosario con términos técnicos.

## **1.6. CONTRIBUCIONES E INVESTIGACIONES DE LA TESIS.**

Desarrollo de una formulación de flujo estocástico por el método secuencial.  
Investigación de varios modelos.

Desarrollo y prueba de varios modelos para la parte reactiva en el estudio de flujo estocástico utilizando el método desacoplado. Pruebas de modelos para la parte real.

Desarrollo de la formulación mixta para el estudio de flujo.

Desarrollo de un método generalizado del estudio de flujo mediante transformaciones.

Investigación y desarrollo de técnicas de esparcidad en matrices simétricas (Hermíticas).

### **1.7. ANTECEDENTE.**

En la actualidad el CENACE a estado trabajando con la parte de cargabilidad en sistemas pero no se ha adentrado al estudio estocástico de cargabilidad, esto esta referenciado vía telefónica con el Ing. Nahúm Román Vargas (Jefe en tiempo real del CENACE) el día 4 de Agosto del 2008 y aparte él en su participación en la sesión de seminario del mes de mayo mensiono esto.

**CAPÍTULO II -  
CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN**

## 2. CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN <sup>(81)</sup>.

### INTRODUCCIÓN

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión manteniendo sus condiciones normales de operación. El concepto más general sobre la cargabilidad (o capacidad de transmisión) es el criterio del límite o capacidad térmica del conductor; sin embargo existen otros algunos criterios restrictivos como la caída de voltaje y margen de estabilidad.

La cargabilidad de una línea de transmisión se puede analizar tanto en el ámbito de planificación como de operación de SEP. Para ello se utilizan curvas características correspondientes al comportamiento de las variables que dependen de la cantidad de potencia que se transfiere por la línea y valiéndose de un modelo adecuado (que tome en cuenta tanto las características de la línea como del SEP) para la cuantificación de cargabilidad.

Un análisis más detallado es el estudio de cargabilidad para sistemas eléctricos longitudinales (SEL) donde los niveles de cargabilidad están muy por debajo de las curvas estándar, y por lo cual no se pueden aplicar arbitrariamente curvas de cargabilidad de sistemas robustos al caso de SEL.

### 2.1. RESUMEN HISTORICO DE LA CARGABILIDAD

Debido al enorme crecimiento de la demanda en los centros de consumo de potencia eléctrica y la capacidad correspondiente de generación, se tiene como consecuencia que la energía sea transmitida en cantidades altamente considerables desde los lugares de generación (los mismos que por lo general se hallan ubicados a grandes distancias de los centros de consumo) a los centros de demanda (industriales o urbanos). Esta situación da lugar al problema de la transferencia de esta cantidad de potencia y de los criterios citados que se adoptan en el diseño y posterior operación de las líneas de transmisión. Se pueden mencionar los requerimientos citados por H.P. St Clair en 1953 <sup>(57)</sup>:

- a) Incrementar la carga de las líneas existentes.
- b) La construcción de líneas ó circuitos nuevos que operen al voltaje existente.
- c) La superposición de voltajes más elevados en los sistemas existentes, con el fin de minimizar las pérdidas por transmisión.

Originalmente los conceptos sobre cargabilidad y comportamiento de líneas de transmisión, se efectuaron en base a los voltajes de las líneas que entonces estaban en operación. Entonces el estudio de cargabilidad de líneas de transmisión fue considerado por Clair en base a estos niveles de voltaje, y consideraciones prácticas sobre las restricciones de límite térmico, caída de voltaje y límite de estabilidad, así como la evaluación de la cargabilidad para diferentes longitudes de línea. Entonces con base a la experiencia sobre el comportamiento de las líneas se estableció un criterio práctico que citaba una referencia de 1 pu de SIL para una línea convencional de 330 kV, 300 millas, que opere a 60 Hertz; de tal manera que para esta carga la pérdida neta de potencia reactiva es igual a cero.

Sin embargo para longitudes menores se supondría que el producto potencia-longitud se conservaría y, por ejemplo para una longitud de 50 millas se esperaría un punto de referencia de 6 SIL; sin embargo Clair justificó prácticamente que la pérdida de potencia reactiva y una corriente de línea resultaban bastante imprácticas además de que la cantidad de energía concentrada en tan poca longitud afectarían seriamente el servicio y la confiabilidad, así que el producto potencia-longitud debería reducirse progresivamente antes de las 300 millas, aunque la limitación por estabilidad no restringe la capacidad de transmisión porque si se considera que la línea es básicamente una reactancia y requiere que la diferencia angular entre el nodo de recepción y de envío sea tal que permita un flujo de energía en la línea y si tal reactancia se disminuye al disminuir la longitud, la capacidad de la línea aparentemente se puede incrementar respetando el límite de estabilidad, pero no así si se considera la pérdida de energía en la línea y el consumo de potencia reactiva. En base a consideraciones como las mencionadas, se sitúa otro punto de referencia para 50 millas: una carga de 3 pu de SIL.

Una vez establecidos los puntos de 50 y 300 millas, los puntos intermedios de la curva se determinaron considerando una reducción proporcional uniforme del producto potencia-longitud en el rango de 3 pu de SIL y 1 pu de SIL, hasta una longitud de 400 millas, en



la que se estableció una carga de 0.8 pu de SIL por limitación de estabilidad. (Véase la figura 2.1a).

En 1967 el departamento de planeación de la American Electric Power Service Corporation (AEP) hizo una revisión a la curva de Clair para líneas mayores de 330 kV, hasta el nivel reciente de 500 kV, ampliando la curva hasta 600 millas. La curva obtenida, básicamente igual a la de Clair, fue establecida a través de consideraciones prácticas, y como la curva de Clair, también ha sido ampliamente utilizada como guía de diseño para líneas de transmisión, apareciendo publicada en numerosos manuales <sup>(60)</sup> (véase la figura 2.1b).

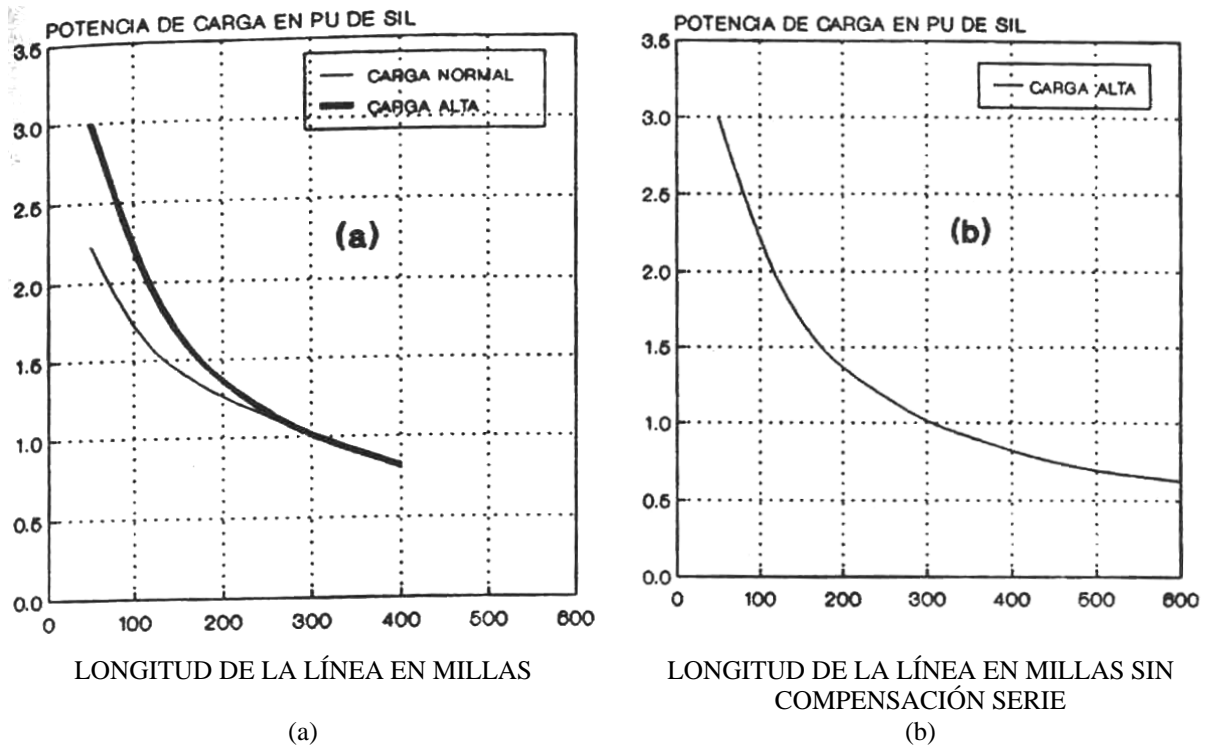


Fig. 2.1. Curvas de cargabilidad: (a) Clair <sup>(57)</sup>; (b) Revisión - 1967

Más adelante, en 1979 de nuevo los ingenieros de la AEP justificaron analíticamente (mediante un programa digital) la curva de cargabilidad para niveles de tensión extra alto (EHV) para los niveles de tensión existentes entonces (765 kV) y futuras aplicaciones de nivel de tensión ultra alto (UHV) <sup>(54)</sup>, incluyendo la base analítica para utilizar los criterios de cargabilidad, y demostrar la validez del modelo analítico aplicándolo a voltajes de transmisión de líneas existentes verificándolo con la curva de Clair, además de la extensión de las características de cargabilidad a los conceptos de líneas EHV y UHV incorporando las debidas

suposiciones y criterios, con lo que se comprobó que para sistemas robustos se podría utilizar una curva de cargabilidad generalizada para todos los niveles de tensión <sup>(60)</sup>.

## 2.2. DEDUCCIÓN ANALÍTICA DE LA TRANSFERENCIA DE POTENCIA Y LÍMITE DE ESTABILIDAD

Para representar líneas de transmisión se emplean diversos modelos, de acuerdo a las consideraciones revisadas en el capítulo 1. Sin embargo, el empleo del circuito  $\pi$ -equivalente (véase la figura 2.2) proporciona la solución exacta para cualquier longitud de línea. Los parámetros del circuito  $\pi$ -equivalente se determinan aplicando a los del  $\pi$ -nominal los

factores de corrección  $F_1$  y  $F_2$  según las ecuaciones  $F_1 = \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l}$  y  $F_2 = \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma l}{2}}$ .

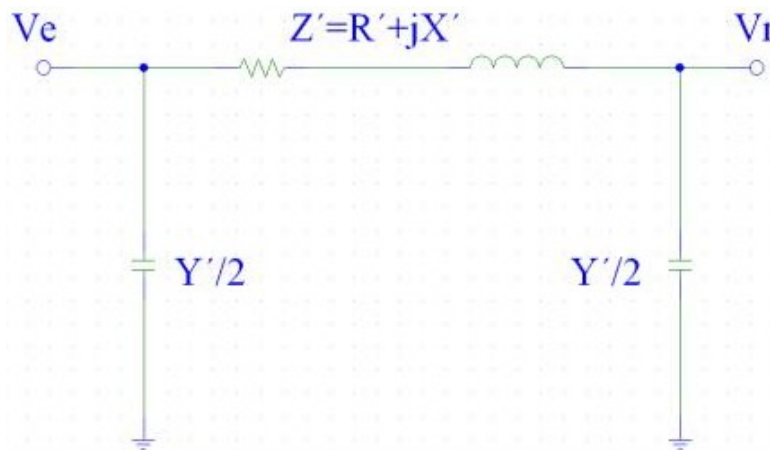


Fig. 2.2. Circuito  $\pi$ -equivalente de la línea de transmisión

Asimismo con los parámetros del circuito  $\pi$ -equivalente, las relaciones de voltaje y corriente en los extremos de envío y recepción de las LT corresponden a las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned} V_E &= \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right)V_R + Z'I_R \\ I_E &= Y'\left(1 + \frac{Y'Z'}{4}\right)V_R + \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right)I_R \end{aligned} \quad (2.1)$$

Aplicando la Ley de Kirchhoff de Voltajes (LKV) al circuito de la figura 2.2, la corriente de recepción es:

$$I_R = \frac{V_E - V_R}{Z'} - \frac{Y'}{2} V_R = \frac{V_E e^{j\delta_E} - V_R}{R' + jX'} - \frac{j\omega C'l}{2} V_R \quad (2.2)$$

En base a lo anterior, la potencia compleja entregada al extremo de recepción  $S_R$  esta definida por la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} S_R &= V_R I_R^* = V_R \left( \frac{V_E e^{j\delta_E} - V_R}{R' + jX'} \right) + \frac{j\omega C'l}{2} V_R^2 \\ S_R &= \frac{V_E V_R e^{-j\delta_E}}{R + jX} - \frac{V_R^2}{R + jX} + \frac{j\omega C'l}{2} V_R^2 \end{aligned} \quad (2.3)$$

Se desarrolla la ecuación (2.3), considerando valores de admitancia en lugar de impedancia  $(R' + jX')^{-1} = (G + jB)$ , y la admitancia en paralelo ( $Y' = j\omega C'l$ ) para separar en parte real e imaginaria:

$$\begin{aligned} S_R &= P_R + jQ_R \\ P_R &= V_E V_R (G \cos \delta_E + B \sin \delta_E) - V_R^2 G \\ Q_R &= V_E V_R (B \cos \delta_E - G \sin \delta_E) + V_R^2 \left( \frac{Y'}{2} - B \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Para obtener una función simplificada en la transferencia de potencia activa, de la ecuación (2.4) en la fórmula de potencia activa se desprecia el valor de la resistencia (o de la conductancia en su caso) para obtener la ecuación de transferencia activa para el caso sin pérdidas:

$$P_R = \frac{V_E V_R}{X'} \sin \delta_E \quad (2.5)$$

El despreciar las pérdidas de potencia activa por transmisión hace que la potencia activa en el extremo de envío de la línea sea igual a la correspondiente en el extremo de recepción (esto es:  $P_E = P_R$ ).

La ecuación (2.5) se representa gráficamente en la figura 2.3. Considerando que las magnitudes de voltaje se mantienen constantes, y el ángulo de fase  $\delta_E$  varía de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , a medida de que la potencia real transmitida se incrementa. La máxima cantidad de potencia que la línea puede entregar (la cual ocurre cuando  $\delta_E = 90^\circ$ ) está dada por:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_E V_R}{X'} \quad (2.6)$$

donde  $P_{m\acute{a}x}$  representa el límite teórico de estabilidad de estado permanente para una línea sin pérdidas.

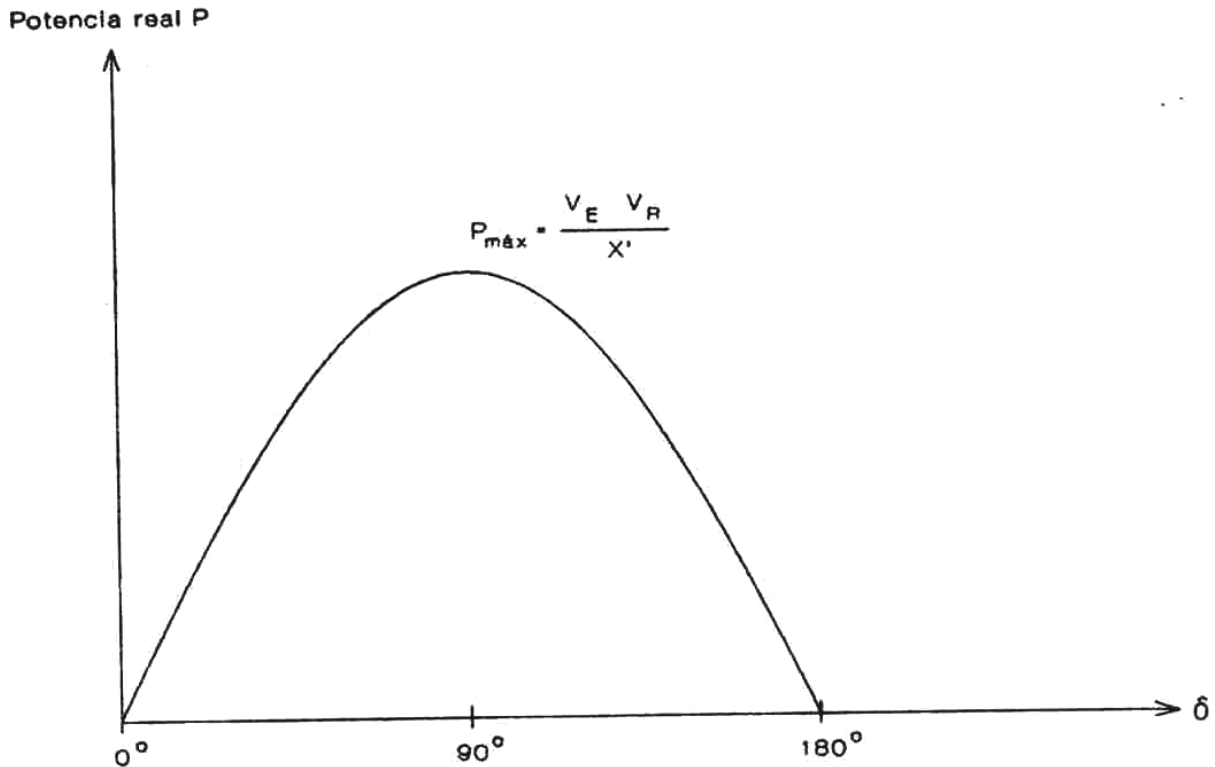


Fig. 2.3. Potencia real entregada por una LT sin pérdidas vs. ángulo de voltaje a través de esta.

## 2.3. CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS LONGITUDINALES

El desarrollo de las curvas de cargabilidad descrito en el párrafo anterior se ha hecho invariablemente para estudio de sistemas robustos, donde las capacidades de corto circuito (CCC) son del orden de 50 kA, lo que representa para un nivel de voltaje de 230 kV:

$$CCC = \sqrt{3}(230)(50) = 19.92 \approx 20[GVA] \quad (2.7)$$

En el caso de sistemas eléctricos longitudinales, los niveles de corto circuito se encuentran muy por debajo de estas cifras; por ejemplo en el sistema interconectado mexicano el mayor nivel de corto circuito en la red troncal de 400 kV es del orden de 15 GVA; con base a esto es

preciso determinar la cargabilidad para líneas de transmisión en SEL y evaluar su sensibilidad ante variaciones del nivel de falla, el que, como se sabe, no es constante ya que depende del número de unidades generadoras sincronizadas y de la configuración de la red, los cuales varían a lo largo de un mismo día a medida de que varía la demanda del sistema. Otra característica que distingue a un SEL es la configuración poco mayada de su red, con las centrales generadoras conectando a cargas radiales lejanas.

Dado que los conceptos de cargabilidad expresados por H.P. St. Clair y el desarrollo analítico de Dunlop consideran que el sistema simplificado es robusto, las curvas que se publicaron por ellos no se deben aplicar arbitrariamente en el caso de sistemas longitudinales. Es necesario considerar niveles de CCC más realistas y exponer el impacto que tienen estos en la cargabilidad de una línea de transmisión.

La estructura de los sistemas eléctricos longitudinales está relacionada de manera directa con el desarrollo urbano e industrial, y por lo tanto de la economía, de los países. En las ciudades capitales se encuentra concentrada de 50% a 80% de la demanda total del país debido a la alta concentración de población y al consumo residencial predominante que ocurre de manera típica. Además, las principales centrales generadoras, generalmente hidroeléctricas, están alejadas de los principales centros de consumo. Esta es una de las características distintivas de los sistemas eléctricos débiles o longitudinales.

Debido a la configuración descrita en el párrafo anterior, los SEL tienen pocas trayectorias en paralelo, y pocos y dispersos generadores. Esto resulta en impedancias equivalentes elevadas y definidas predominantemente por líneas y transformadores en serie. Asimismo, dicha característica provoca grandes variaciones en los valores de las reactancias equivalentes ante cambios topológicos en la red. Por ello es necesario que los estudios de cargabilidad se realicen para distintas condiciones de operación.

## **2.4. CARGABILIDAD EN PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

La interpretación de la cargabilidad de una línea de transmisión real se puede simplificar al considerar en primer lugar el comportamiento de una línea de transmisión ideal (sin pérdidas). Para ello se introduce el concepto de impedancia característica sin pérdidas:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.8)$$

Asimismo, el SIL (en pu) se calcula como el recíproco de la impedancia característica sin pérdidas; y la línea de transmisión ideal que alimente a una carga igual a esta impedancia mantiene un perfil plano de voltaje a lo largo de toda su longitud y en estas condiciones la inyección de potencia reactiva producida por la capacitancia propia de la línea de transmisión se mantiene en equilibrio con el consumo de reactivos de la reactancia serie. Esta es la razón de que el valor del SIL sea un punto de referencia para expresar la cargabilidad de una línea de transmisión.

Una forma aproximada para determinar la cargabilidad de líneas de transmisión en sistemas eléctricos robustos es expresar la  $X$  de líneas sin pérdidas en función de su longitud y emplear la ecuación (2.8):

$$P_R = \frac{V_E V_R}{Z_C \sin(\beta l)} \sin \delta_E \quad (2.9)$$

expresando la ecuación (2.9) en términos del SIL:

$$P_R = \frac{V_E}{V_{nom}} \frac{V_R}{V_{nom}} \frac{V_{nom}^2}{Z_C} \frac{\sin(\delta_E)}{\sin(\beta l)} \quad (2.10)$$

$$P_R = V_E V_R (SIL) \frac{\sin(\delta_E)}{\sin(\beta l)}$$

En la ecuación (2.10) las magnitudes de voltaje  $V_E$  y  $V_R$  están en pu. La constante de fase ( $\beta$ ) se puede expresar en términos de la longitud de onda ( $\lambda$ ), que para 60 Hz es de 5000 km;  $\beta = 2\pi / \lambda = 2\pi / 5000$ , con lo cual se obtiene la ecuación (2.11):

$$P = V_E V_R (SIL) \frac{\sin(\delta_E)}{\sin(0.0072l)} \quad (2.11)$$

En la que el argumento está en grados eléctricos y  $l$  en km.

Para verificar analíticamente la curva de cargabilidad de una línea de transmisión, se considera que ésta une a dos sistemas aislados, uno de envío y otro de recepción los cuales se representan como equivalentes de Thévenin, también modelados en secuencia positiva <sup>(52, 53, 54)</sup>. (Véase las figuras 2.4 y 2.5)



Fig. 2.4. Sistemas unidos por una línea.

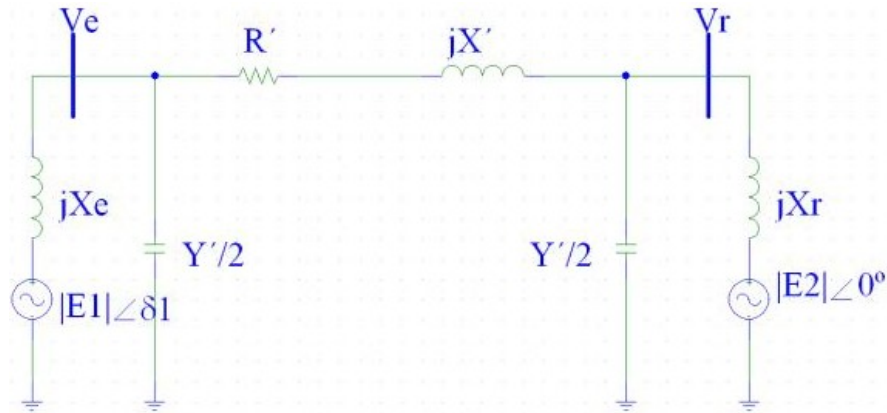


Fig. 2.5. Equivalente simplificado de los sistemas y de la línea.

La cargabilidad de líneas de transmisión puede resultar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída del voltaje (que ocurre entre los extremos de envío y de recepción) o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad de estado estacionario). En sistemas eléctricos débiles, es raro encontrar líneas, aún cortas, cuya cargabilidad esté definida por la capacidad térmica de los conductores; en cambio, en sistemas robustos, es usual que las líneas cortas (80 km) estén limitadas por dicho factor.

### 2.4.1. Limitación térmica

El límite térmico está determinado por la máxima temperatura del conductor. La temperatura de éste afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica debido al reconocimiento que puede sufrir si la temperatura es muy alta. Con ello podrían violarse las distancias a tierra permisibles, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original cuando se enfriara. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor. Ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas, la constante de tiempo térmica es de varios minutos; se puede hablar entonces de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo. Para líneas de extra alto voltaje en adelante,

las consideraciones ambientales, tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que su diseño resulte en capacidades térmicas elevadas. La capacidad térmica cuando se tienen varios conductores por fase, en especial en los niveles de EHV y UHV, generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del sistema para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como las trampas de onda, o el equipo de subestación presentan un límite térmico más restrictivo que la línea misma.

### **2.4.2. Caída de voltaje**

La limitación de caída de voltaje es de suma importancia, sobretodo en sistemas eléctricos longitudinales; está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos terminales de la línea<sup>(53, 54, 55)</sup>. Con base en el modelo simplificado de la figura 2.6, la caída de voltaje se define entre el nodo de envío  $V_E$  y el de recepción  $V_R$  :

$$CV = \frac{V_E - V_R}{V_R} \cdot 100 \quad (2.12)$$

y en consecuencia el voltaje límite del extremo de recepción ( $V_{RL}$ ) en términos de CV:

$$V_{RL} = V_E \left[ 1 - \frac{CV}{100} \right] \quad (2.13)$$

El criterio usual es de permitir una caída de 5% la cual puede aparecer como muy estricta; sin embargo, es importante recordar que se está utilizando para estudios de planificación donde se tienen importantes incertidumbres en cuanto a la evolución de la oferta y la demanda futuras<sup>(61)</sup>. Sin embargo, se pueden realizar estudios paramétricos para cuantificar el aumento de cargabilidad al degradar, por ejemplo a un 7.5%, la caída de voltaje permisible.



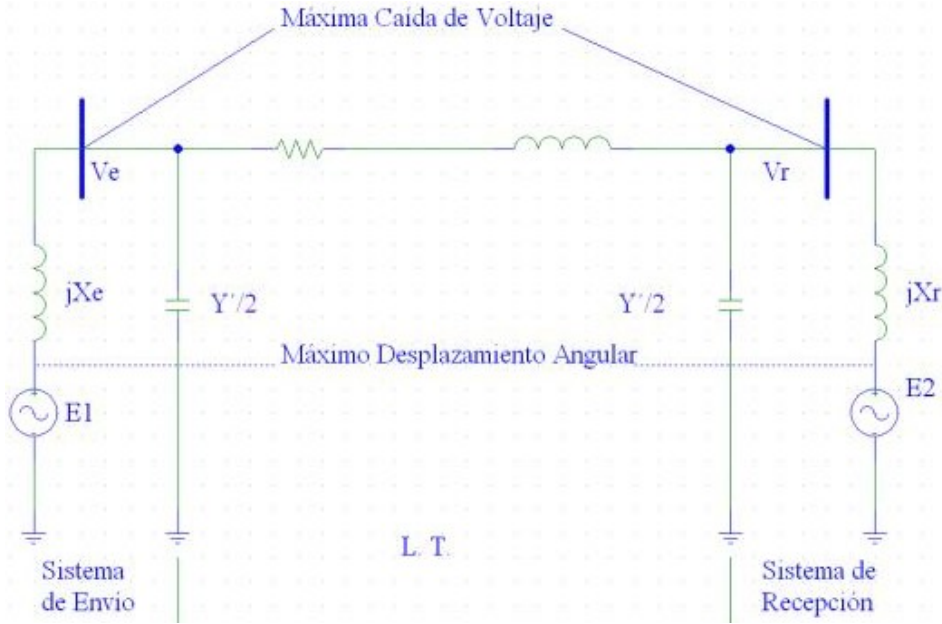


Fig. 2.6. Modelo para análisis de cargabilidad en LT.

### 2.4.3. Margen de estabilidad

La limitación de estabilidad se refiere al margen entre la potencia máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ ) y la potencia de operación permisible ( $P_{op}$ ) (véase la figura 2.7). El SE ME define en términos de  $P_{m\acute{a}x}$  y  $P_{op}$ :

$$ME = \frac{P_{m\acute{a}x} - P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} \cdot 100 \quad (2.14)$$

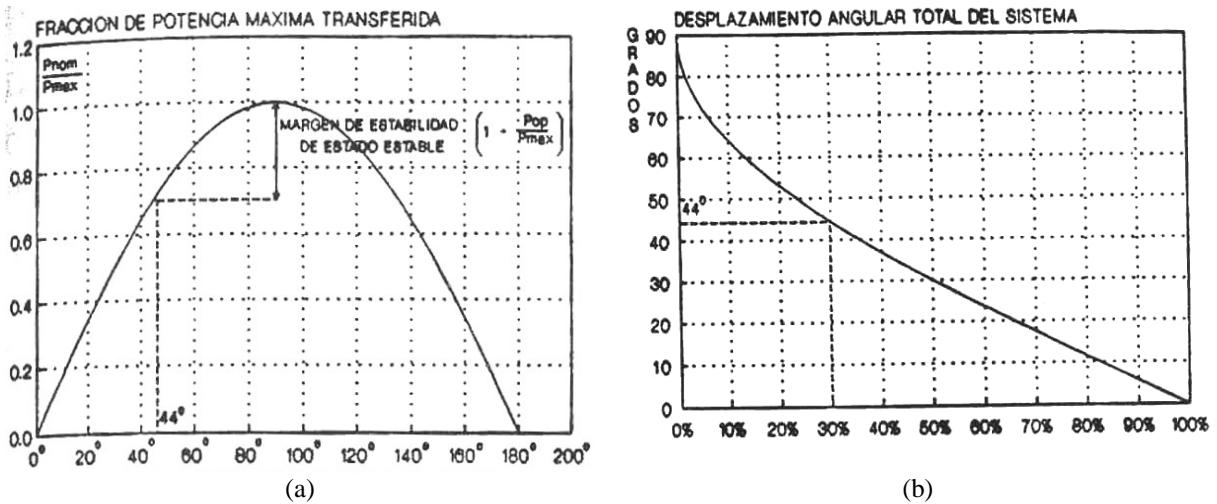


Fig. 2.7. A) Curva de ángulo-potencia, B) Conversión del ME a desplazamiento angular.

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Esos cambios pueden ser provocados por maniobras de apertura y cierre en líneas y transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdida de generación. El nivel del margen se basa en el juicio y en la experiencia de los sistemas existentes <sup>(58)</sup>, así como en los criterios de planificación que se siguen, específicamente los referentes a la confiabilidad con que se planifican los sistemas <sup>(59)</sup>. Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35% y, en relación con la ecuación (2.14) para un 35% (0.35 pu) de margen de estabilidad:

$$0.35 = 1 - \frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} \quad ; \quad \frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} = 0.65 \quad (2.15)$$

y considerando la simplificación de la línea sin pérdidas:

$$\begin{aligned} P_{op} &= P_{m\acute{a}x} \sin(\delta_E) \\ \delta_E &= \sin^{-1}(0.65) = 40^\circ \end{aligned} \quad (2.16)$$

Para un valor de ME de 30%, el ángulo  $\delta_E$  es igual a 44° (véase de nuevo la figura 2.7). Se debe destacar que la separación angular se refiere al sistema completo; esto es, desde la fuente de voltaje equivalente en el extremo receptor hasta la fuente de voltaje equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de voltaje ideal la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea.

## **2.5. CARGABILIDAD EN OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

La metodología de curvas de cargabilidad (que tradicionalmente se ha circunscrito a planificación), se puede aplicar para determinar curvas-guía para el personal de operación. Incluso sin disponer de una herramienta ad-hoc para la obtención de curvas de cargabilidad, se pueden obtener curvas de voltaje-flujo ( $V - P$ ) y de ángulo-flujo ( $\delta - P$ ) para líneas específicas, utilizando un programa de flujos de potencia. Es conveniente insistir en la importancia de considerar en tales estudios la capacidad efectiva del suministro de reactivos de las fuentes de voltaje de Thévenin en ambos extremos. Asimismo, y en caso de líneas sujetas a flujos de potencia en ambas direcciones, se deben obtener curvas para cada dirección.

Ya que como se señaló antes, el nivel de falla en SEL varía de manera considerable a lo largo del día, ocasionando que también cambie la cargabilidad de las líneas de transmisión; por lo tanto, es necesario evaluarla para las distintas condiciones de operación.

En el caso de una línea con una red de transmisión en paralelo, se debe analizar la cargabilidad de la línea con y sin la trayectoria en paralelo. Además, se necesita determinar el margen de estabilidad de estado estable, en función del flujo a través de la línea, con y sin dicha trayectoria.

Es importante destacar que en estudios de cargabilidad en el ámbito de operación resulta determinante incluir los límites de reactivos en ambos extremos, especialmente en el caso de SEL. Adicionalmente, en los estudios de cargabilidad en operación, es necesario evaluar el impacto de contingencias, con atención especial al efecto que dichas contingencias tengan sobre el soporte de voltaje (suministro de reactivos).

Para efectuar estudios de cargabilidad en el ámbito de operación se agregó en el programa digital (desarrollado en esta tesis) una subrutina de solución de flujos de potencia. El procedimiento para obtener las evaluaciones de cargabilidad en el ámbito de operación se muestra en la figura 2.8.

En los parámetros de la línea se distinguen las admitancias de envío y recepción ( $Y_E$  y  $Y_R$ ) para permitir la conexión de reactores, cuya susceptancia se restaría de la de la línea. El programa permite cuantificar la cargabilidad para cada factor limitante:

- a) Régimen térmico;
- b) Caída de voltaje,
- c) Margen de estabilidad, y
- d) Suministro de potencia reactiva de las fuentes equivalentes de envío y recepción.

Debido a que la herramienta está enfocada a servir como apoyo de los operadores, es necesario simular las condiciones reales de la operación del sistema en condiciones de carga máxima. Con esas condiciones se obtiene un caso base de flujos representativo de carga alta. Los estudios de cargabilidad reflejan una especie de extrapolación para un rango de operación sin tener que efectuar múltiples corridas de flujo. El caso base de flujos sirve para determinar los voltajes atrás de las reactancias equivalentes en Thévenin. Para presentar de manera más

objetiva los resultados de las características de cargabilidad en operación <sup>(56)</sup>, el comportamiento de las tres limitantes se presentan de manera gráfica.

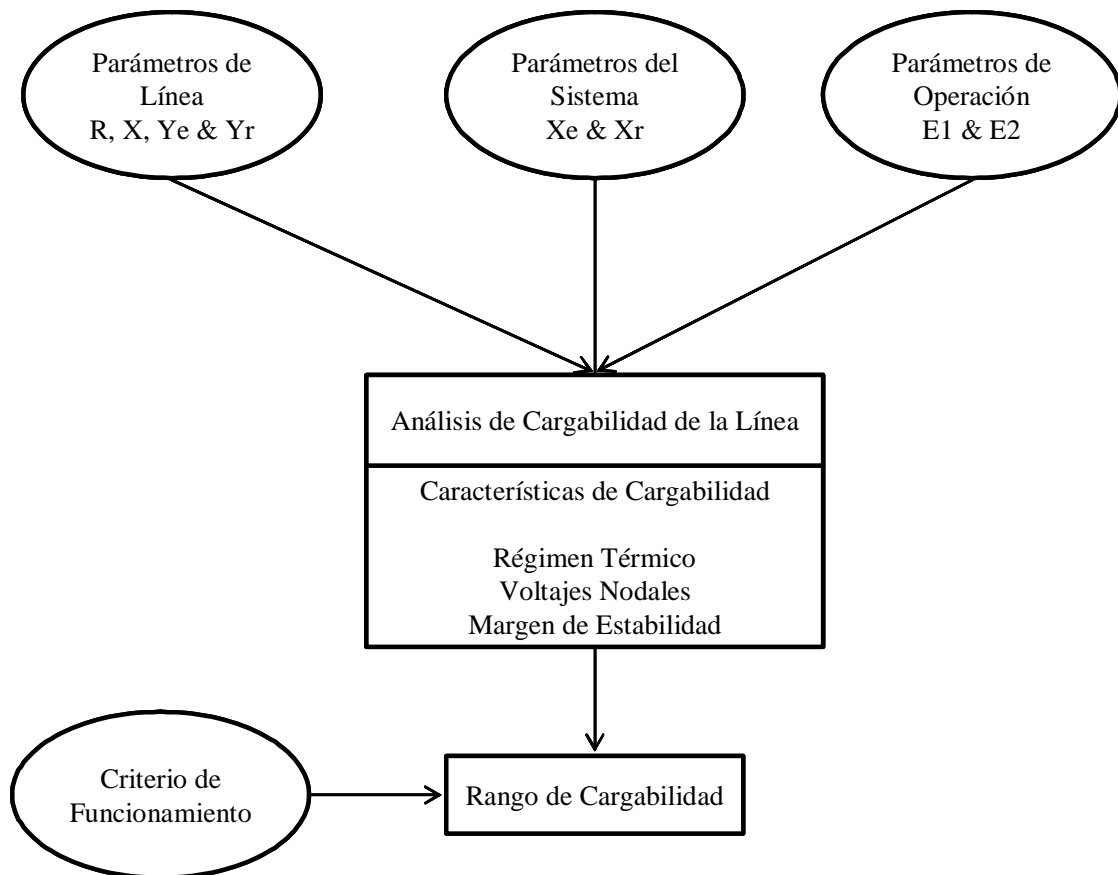


Fig. 2.8. Procedimiento para obtener la cargabilidad de una línea de transmisión en el ámbito de operación.

Se debe subrayar que al integrar en el modelo de cargabilidad de operación los parámetros de la línea, los del sistema y las características de operación, se describe una línea específica en un lugar específico y bajo condiciones de operación específicas.

En general, los análisis de cargabilidad producen resultados optimistas (cargabilidad más alta) que con corridas rigurosas de flujos de potencia. Esto se debe a que los equivalentes de Thévenin utilizados en el modelo de cargabilidad se suponen fijos para un rango amplio de niveles de carga. Como se sabe, en sistemas débiles las variaciones de carga y, por lo tanto, de distribución de generación afectan notablemente las suposiciones que se utilizan en los análisis de cargabilidad. Se podrían evaluar curvas para distintas condiciones de operación representativas del sistema.

Generalmente interesa evaluar la cargabilidad para condiciones de carga alta en el sistema; incluso en tales condiciones de carga, muchas veces se desea determinar la cargabilidad del sistema de transmisión después de contingencias. Por estas razones, es de suma importancia que el caso base de flujos sea representativo del rango de condiciones de operación prevalecientes en el sistema eléctrico: distribución de la generación, nivel de la demanda y configuración de la red. Con una selección adecuada del caso base de flujos se logrará mejor precisión en los cálculos de cargabilidad.

Los análisis de cargabilidad en el ámbito de operación permiten detectar el factor más restrictivo. Con una corrida de flujos sencilla se podría concluir, de manera errónea, que falta compensación reactiva cuando el problema real fuera que ya se está llegando al límite de estabilidad de estado estacionario. Otra característica atractiva de este tipo de cálculos de cargabilidad es que permite obtener soluciones aproximadas a casos de difícil convergencia.

Los conceptos de cargabilidad juegan un papel importante en estudios de seguridad y de planeamiento operativos. Dichos estudios son particularmente adecuados para evaluar los efectos de cambios en el sistema y para identificar factores limitantes a la operación del sistema de transmisión. Ambos detalles son necesarios para planificar los refuerzos a la transmisión. El paso inicial para dichos refuerzos sería identificar las limitaciones existentes.

**CAPITULO III -  
ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL  
PROBLEMA DE FLUJOS.**

## **3. ANÁLISIS ESTOCÁSTICO DEL PROBLEMA DE FLUJOS <sup>(65)</sup>.**

### **3.1. INTRODUCCIÓN**

Para estudiar en forma realista un fenómeno natural, es necesario conocer sus características más relevantes y así poder construir modelos del fenómeno. En el caso de los estudios de flujo se ha contado con un modelo (Estudios convencionales de flujo), el cual no toma en cuenta las características de los datos de entrada, y por consiguiente los resultados no reflejan el efecto del comportamiento de los datos. El efecto del error en los datos sobre los resultados no tendrían mayor relevancia si fuera pequeño, pero se ha demostrado en el primer capítulo, que este efecto es muy importante, ya que el valor real de los flujos puede estar lejos del resultado obtenido por un método convencional e indicar estados peligrosos, no detectables a partir de un estudio convencional.

### **3.2. ANÁLISIS**

En un sistema eléctrico de potencia se obtiene información de muy diversa calidad, por lo que puede presentarse datos con una alta calidad, que en el análisis del sistema deben tener una gran importancia. Las formulaciones convencionales de flujos no tienen la posibilidad de tomar en cuenta la calidad de los datos, puesto que todos son ajustados en forma exacta, por medio de un valor de tolerancia generalmente pequeño, que aproxima los resultados nodales a los datos de entrada. Lo cual indica una misma ponderación para todos los datos, que no se apega a la situación real.

Los datos de entrada (carga, voltajes y potencia activa de generación) del estudio convencional de flujos presentan incertidumbres, puesto que raras excepciones (inyecciones cero) se puede hablar de mediciones o estimaciones perfectas, sin embargo, para un punto de operación varían alrededor de un valor muy probable, dentro de un rango determinado por los errores de medición, estimación y pronóstico. Estos atributos son los principales a considerar en el modelo del estudio de flujos, puesto que han demostrado ser los que ocasionan efectos importantes en los resultados de flujos.

Es muy importante observar que en la operación y la planeación de la operación a corto plazo de los SEP, los rangos de variación de las variables que intervienen en el estudio convencional de flujos, son pequeños. Así mismo, para un punto de operación del sistema eléctrico, las variaciones de las cargas se pueden considerar independientes; la variación en la potencia de generación se relaciona con la carga total del sistema, y en los resultados del capítulo 4 se muestra que esta variabilidad puede representarse con una variable independiente. Estas condiciones son importantes en las formulaciones presentadas en este capítulo.

Como los datos se presentan en forma de rangos, es necesario obtener soluciones cuyos valores estén dados a manera de rangos, lo que no es posible obtenerse de un estudio convencional de flujo. Estos rangos pueden ser obtenidos por simulación, donde se perturben los datos de entrada y se obtengan rangos para las variables de salida. Esta simulación como se puede observar, consume mucho tiempo y finalmente no toma en cuenta todas las situaciones posibles.

De las anteriores consideraciones es posible deducir algunas características deseables en las formulaciones de flujos: que sean adecuadas a los atributos de los datos de entrada, que indiquen la confiabilidad de los resultados que sean realizadas computacionalmente en forma eficiente tanto en uso de memoria como en tiempo de ejecución.

Se puede observar que estadísticamente, los datos pueden ser modelados como una distribución de probabilidad o en cuanto a su variación alrededor de un valor probable. Entonces, al tratar el estudio de flujo en forma estocástica, los resultados se pueden obtener como una distribución de probabilidad o como límites de confianza.

Algunas formulaciones utilizan únicamente los rangos de variación de las variables de entrada <sup>(17 - 19, 21)</sup>, mientras que otras representan la distribución de probabilidad de los datos <sup>(15, 16, 20, 22, 23)</sup>. Es muy difícil conocer la función de densidad de probabilidad de las variables de entrada, además, prácticamente para la mayoría de las variables de esta función se puede aproximar a la distribución normal o uniforme, para un punto de operación del sistema eléctrico de potencia.

Para el análisis de seguridad es más importante conocer el rango de variación de los resultados, que la forma de distribución probabilística, así mismo, los datos de entrada se



combinan de tal manera que prácticamente los resultados tienen una distribución normal, lo que es apoyado por el teorema del límite central <sup>(25, 26)</sup>. En este trabajo se describen técnicas donde no se obtienen las distribuciones de probabilidad de las variables de salida, sino la media y los límites de confianza, valores suficientes para cuantificar los rangos de variación de los resultados, que son suficientes en operación para conocer el estado de seguridad del sistema eléctrico de potencia.

En este capítulo se describen formulaciones donde no se utiliza información redundante, sino que utilizan los datos del estudio convencional más otras características como la media y la variancia. La combinación de esta información da como resultado el estudio de flujos estocásticos, que se puede mostrar como la ampliación del estudio de flujo convencional.

### **3.3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA.**

Los conceptos estadísticos fundamentales utilizados en este trabajo se encuentran ampliamente documentados en la literatura actual, tanto en libros <sup>(25, 26)</sup>, como en artículos sobre el tema <sup>(27, 33)</sup>. En el Apéndice B se muestran los principales conceptos matemáticos de los modelos estocásticos lineales y la formulación matricial utilizada.

Las principales formulaciones de flujos estocásticos están basadas en el teorema de mínimos cuadrados con cero grados de libertad (donde el número de datos es el mismo que el número de variables de estado). En el presente trabajo se describen tres formulaciones:

1. Método secuencial.
2. Método de Newton.
3. Método de desacoplado rápido.

La representación lineal de un sistema eléctrico de potencia, se obtiene de la formulación nodal ( $y' = f'(x')$ ,  $y = f(x)$ ) no lineal, que se linealiza en forma general (Apéndice A) mediante una expansión en la serie de Taylor de  $y' = f'(x')$ , donde se introduce un factor  $\epsilon$  que representa la incertidumbre o error en los datos, así:

$$\begin{aligned} y' &= y_t' + \epsilon \\ y' &= f(x_t') + \epsilon \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$y_t' = f(x_t') \tag{3.1'}$$

$\epsilon$  Error de los datos de entrada.

$x_t'$  Valor verdadero de las variables de estado. Voltajes complejos.

$y_t'$  Valor verdadero de los datos nodales.  $P$ ,  $Q$  y voltajes de generación.

Linealizando (3.1) por medio de la Serie de Taylor,

$$y = Jx_t + \epsilon \quad (3.2)$$

donde:

$$y = y' - f(x_0)$$

$$x_t = x_t' - x_0$$

Linealizando (3.1')

$$y_t = Jx_t \quad (3.2')$$

donde:

$$y_t = y_t' - f(x_0)$$

Lo que muestra una linealización por derivadas de las ecuaciones de flujo. Esta representación lineal permite obtener resultados por medio de la Teoría de mínimos cuadrados.

En la ecuación (3.2),  $y'$  son los valores de los datos de entrada del estudio convencional de flujo, estos son, la potencia real y reactiva de cada nodo, así como los voltajes de los nodos generadores.  $x_t'$  son las variables de estado verdaderas del sistema, que son los voltajes nodales complejos.  $\epsilon$  es una variable aleatoria que permite modelar el error de las variables de entrada, cuyas características estadísticas como media y variancia están dadas por:

$$\begin{aligned} E(\epsilon) &= 0 \\ E(\epsilon \epsilon^t) &= V \end{aligned} \quad (3.3)$$

Las ecuaciones (3.1 - 3.3) se pueden resolver por mínimos cuadrados, con diferentes representaciones de la matriz  $J$ .

### **3.3.1. Valores esperados y variancias.**

En la formulación general se han presentado algunas características del vector  $\epsilon$ , ahora es necesario incluir algunas de las propiedades de las variables de estado (voltajes complejos)

y de las variables de salida  $z$  (flujos, potencia del compensador y potencia reactiva de generadores).

La solución por mínimos cuadrados de (3.2) es:

$$\hat{x} = J^{-1}y \quad (3.4)$$

$$\hat{x} = \hat{x}' - x_0 \quad (3.5)$$

donde:

$\hat{x}$  Son los incrementos de los voltajes complejos estimados.

$\hat{x}'$  Valor estimado de los voltajes complejos verdaderos ( $x_t'$ ).

El valor esperado de  $y$  se obtiene a partir de la ecuación (3.2):

$$E(y) = Jx_t + E(\epsilon) = Jx_t = y_t \quad (3.6)$$

Con los valores estimados de  $x_t$  se calculan los valores estimados de  $y$ .

$$\hat{y} = J\hat{x} \quad (3.7)$$

De la ecuación (3.4), el valor esperado del valor estimado es:

$$\begin{aligned} E(\hat{x}) &= J^{-1}E(y) \\ E(\hat{x}) &= x_t \end{aligned} \quad (3.8)$$

De la ecuación (3.7),

$$E(\hat{y}) = JE(\hat{x}) = Jx_t \quad (3.9)$$

Entonces

$$E(\hat{y}) = y_t$$

Los valores esperados de los valores estimados coinciden con los valores verdaderos.

$$\begin{aligned} E(\hat{x}) &= x_t \\ E(\hat{y}) &= y_t \end{aligned}$$

Las matrices de covariancia de  $\hat{x}$  y  $\hat{y}$  están dadas por:

$$Cov(\hat{x}) = E[(\hat{x} - x_t)(\hat{x} - x_t)'] = (J'V^{-1}J)^{-1} \quad (3.10)$$

$$Cov(\hat{y}) = E[(\hat{y} - y_t)(\hat{y} - y_t)'] = V \quad (3.11)$$

Que coincide con las variancias de las variables estimadas  $\hat{x}'$  y  $\hat{y}'$ , como se muestra a continuación:

Substituyendo en (3.10) los valores de  $\hat{x}$  y  $x_t$

$$\hat{x} = \hat{x}' - x_0, \quad x_t = x_t' - x_0$$

$$Cov(\hat{x}) = E[(\hat{x} - x_t)(\hat{x} - x_t)'] = Cov(\hat{x}')$$

En forma similar para (3.11):

$$Cov(\hat{y}) = Cov(\hat{y}')$$

### 3.3.2. Variables de salida.

Las variables de salida típicas en el estudio de flujos, son los flujos en líneas y potencias reactivas en nodos generadores en general se encuentran relacionadas a las variables de estado por una función no lineal, como se muestra a continuación.

$$\hat{z}' = g(\hat{x}') \tag{3.12}$$

$\hat{z}'$  Variables de salida estimadas.

Linealizando (3.12),

$$\hat{z} = K\hat{x}$$

$$\hat{z} = \hat{z}' - g(\hat{x}_0) \tag{3.13}$$

$K$  Es el jacobiano de las variables de salida.

El valor esperado de  $\hat{z}$  se obtiene como:

$$E(\hat{z}) = KE(\hat{x})$$

$$E(\hat{z}) = Kx_t \tag{3.14}$$

Definiendo:

$$z_t = Kx_t \tag{3.15}$$

La covariancia de  $\hat{z}$  esta dada por:

$$Cov(\hat{z}) = E[(\hat{z} - z_t)(\hat{z} - z_t)'] = K(J'V^{-1}J)^{-1}K' \tag{3.16}$$

Que coincide con la covariancia de los valores estimados  $\hat{z}'$

$$Cov(\hat{z}) = Cov(\hat{z}')$$

Los valores de la diagonal son las variancias  $(\sigma_i^2)$  de los datos de salida  $\hat{z}_i$ . Entonces, el intervalo de confianza para una probabilidad especificada se puede expresar como:

$$I_C = \hat{z} \pm \zeta \sigma \quad (3.17)$$

Donde  $\zeta$  es un número que se obtiene de la distribución utilizada para el nivel de probabilidad especificado, así para la distribución normal y un intervalo de confianza de 99.5%,  $\zeta$  es igual a 3.

Observando las ecuaciones (3.16) y (3.10) se obtiene:

$$Cov(\hat{z}) = KCov(\hat{x})K' \quad (3.16')$$

Relaciones que aparecen en todo el proceso del cálculo de covariancias como se hará notar más adelante.

Esta formulación general usando una matriz  $J$  con derivadas corresponde al método de Newton cuando se resuelve el sistema de ecuaciones simultáneas (3.2) por el método general de mínimos cuadrados.

### 3.4. MÉTODO SECUENCIAL.

Este tipo de solución utiliza la forma de Kalman (Apéndice C) para la solución del sistema de ecuaciones (3.2), los atractivos principales son la simplicidad y poco uso de su memoria de computadora. Para resolver el sistema de ecuaciones (3.2), se hace uso de las ecuaciones (C.19) y (C.20), en el caso no lineal, es necesario efectuar iteraciones para llegar a la solución.

Entonces,

$$\Delta x_{i+1}^k = \Delta x_i^k + K_{i+1}^k (\Delta y_{i+1} - \Delta y_{i+1}(x_i^k)) \quad (3.18)$$

donde

$$K_{i+1}^k = C e_i^k J_{i+1}^t(x_{i+1}^k) [C_{\epsilon}^{i+1} + J_{i+1}(x_i^k) C e_i^k J_{i+1}^t(x_i^k)]^{-1} \quad (3.19)$$

$$C e_{i+1}^k = C e_i^k - K_{i+1}^k J_{i+1}(x_{i+1}^k) C e_i^k \quad (3.20)$$

donde  $k$  indica el número de iteración

$i$  indica el número de medición en proceso.

Donde  $J_j$  es el vector derivadas para la medición  $y_j$ , en forma general puede ser una matriz de derivadas cuando se tomen varias mediciones simultáneas en el proceso.

Este método ha sido usado para estimación estática y dinámica <sup>(27, 32)</sup>, con mediciones de flujos, inyecciones y voltajes. En el caso en que se presenta, se ha formulado con inyecciones, lo que representa un estudio reflujos en formulación estocástica. La formulación se puede hacer tanto en forma polar o rectangular para la aproximación lineal de las ecuaciones de flujo <sup>(24)</sup>.

En forma compacta el proceso secuencial descrito en la ecuación (3.18) se puede representar como:

$$x_{i+1} = x_i + G(y' - y^i) \quad (3.21)$$

donde

$G$  Es una matriz que depende de la variancia de los datos de entrada y los elementos de  $J$  que corresponden al dato o al conjunto de datos procesados.

$y' - y^i$  Es la diferencia entre el valor de los datos  $y'$  y los valores a que se llega en la iteración  $i$ ,  $y^i$ .

Se puede observar que este método es muy flexible, puesto que se puede procesar un dato o un conjunto de datos a la vez. Observando la ecuación (3.19) de la matriz de ganancias  $K$ , donde se requiere de una inversión, computacionalmente es más eficiente procesar un dato, puesto que la inversión es de un escalar, que se convierte en una matriz cuando se procesa un conjunto de datos simultáneamente.

En este método generalmente se ha usado <sup>(27, 32)</sup> una aproximación diagonal de la matriz de covariancia  $Ce$ , y la eficacia depende de la redundancia del sistema de medición y de manera relevante de las mediciones de flujo. Para el caso de la formulación con inyecciones, se presenta una situación con redundancia cero, lo que dificulta la validez de una aproximación diagonal.

### **3.4.1. Método secuencial en c.d.**

La formulación en c.d. se basa en el bien conocido modelo de potencia activa y ángulos <sup>(8, 10)</sup>.

$$P = B\theta + \epsilon \quad (3.22)$$

$P$ . Vector de potencia activa de cada nodo.

$\theta$ . Vector de ángulos nodales.

Aplicando el proceso secuencial se obtiene:

$$\theta_{i+1}^k = \theta_i^k + K_{i+1}^k (P_{i+1} - P_{i+1}(\theta_i^k)) \quad (3.23)$$

donde:

$$K_{i+1}^k = C e_i^k B_{i+1}^t [C_{\epsilon}^{i+1} + B_{i+1} C e_i^k B_{i+1}^t]^{-1} \quad (3.24)$$

$$C e_{i+1}^k = C e_i^k - K_{i+1}^k B_{i+1} C e_i^k \quad (3.25)$$

En el caso del proceso de un solo dato,  $B_j$  es el renglón correspondiente al dato  $P_j$ .  $K_j$  es un vector columna y la diferencia  $P_{i+1} - P_{i+1}(\theta_i^k)$  es un número, observaciones también válidas para el caso no lineal. La principal ventaja de este método es la sencillez computacional y las posibilidades algorítmicas que presenta.

#### 3.4.1.1. Variancias.

En esta aproximación lineal se tiene:

$$\begin{aligned} C e &= E[(\hat{x} - x_t)(\hat{x} - x_t)^t] \\ \text{Cov}(\hat{x}) &= C e \end{aligned} \quad (3.26)$$

Las variables de salida  $P_{ij}$ , se pueden expresar como:

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j)$$

que se puede expresar en función de  $\theta$  como

$$P_{ij} = \begin{bmatrix} 0 & B_{ij} & 0 & -B_{ij} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} = K_i \theta \quad (3.27)$$

Lo que representa el renglón correspondiente al flujo  $P_{ij}$  de la matriz  $K$  de la relación lineal entre los flujos  $z$  y el vector de estado  $\theta$ , por lo que se pueden obtener las variancias de las variables de salida por:

$$Cov(\hat{z}) = KCov(\hat{x})K' \quad (3.16')$$

donde los renglones de  $K$  están dados por (3.27) no es necesario obtener toda la matriz de covariancia de  $\hat{z}$  y se puede obtener la variancia de cada flujo como:

$$\sigma_{z_i}^2 = Var(\hat{z}_i) = K_i Cov(\hat{x}) K_i' \quad (3.28)$$

Con lo que se pueden obtener los correspondientes límites de confianza.

$$I_C = \hat{z} \pm \zeta \sigma_z \quad (3.29)$$

### 3.4.1.2. Algoritmo de solución.

De las ecuaciones (3.23 – 3.25) se puede describir un algoritmo como:

1. Inicialización del vector  $\theta$  y de la matriz de covariancia  $Ce$ .
2. Escoger el dato a procesar.
3. Obtener la matriz de ganancias  $K$  de (3.24).
4. Actualizar la estimación de  $\theta$  con (3.23).
5. Actualizar la matriz  $Ce$  con (3.25).
6. Si todos los nodos se han procesado, esto representa una iteración y se puede verificar la convergencia en 7, si faltan nodos por procesar se va al punto 2.
7. Verificación de la convergencia. Comparar los resultados de una iteración a otra, si están dentro de la tolerancia escogida, se ha encontrado la solución y se pasa a 8, si no ha convergido pasar al punto 2 hasta un límite de iteraciones.
8. Se tienen los valores de  $\theta$  y  $Ce$ , con los que se encuentran las variancias de los flujos de acuerdo a 3.28.



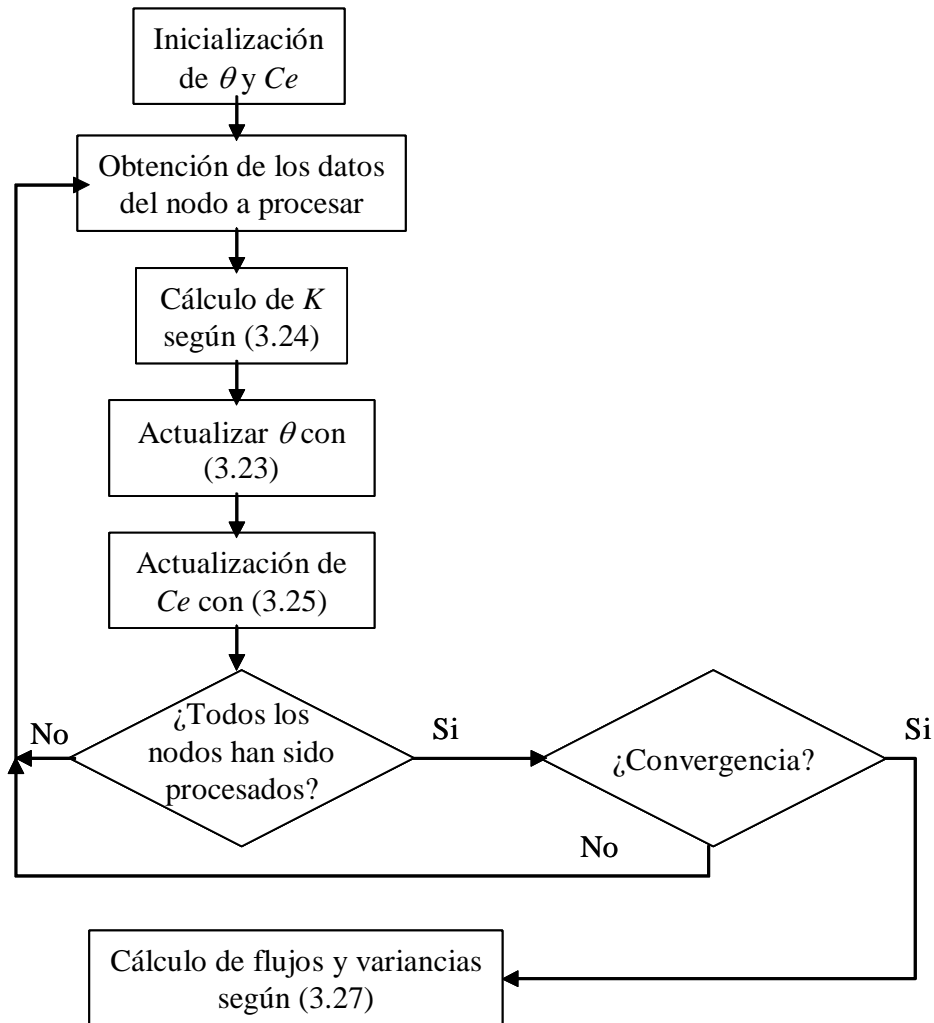


Fig. 3.1. Diagrama de flujo del algoritmo para el estudio de flujos estocásticos con el método secuencial.

### 3.4.1.3. Consideraciones de programación.

En la programación del modelo lineal se investigó el efecto de usar una matriz diagonal y una matriz completa para la covariancia de las variables de estado. Lo que indica un comportamiento poco satisfactorio cuando se utiliza una aproximación diagonal debido principalmente a una falta de redundancia en el sistema de ecuaciones.

La matriz  $Ce$  se inicializa con una matriz diagonal y definida positiva, que es necesario sintonizar para algunos casos, de tal manera que se obtenga buena convergencia.

El orden para procesar los datos no es definitivo en la convergencia del proceso iterativo. Se probaron diferentes ordenamientos, con resultados similares en sistemas grandes y pequeños.

### 3.4.2. Comentarios sobre el método secuencial y el método iterativo de Gauss.

El método secuencial muestra flexibilidad en el manejo de datos, puesto que se puede procesar uno o un conjunto de datos, que actualizan el vector de estado, como se muestra en la ecuación (3.21), por medio de una matriz de ganancias  $G$ , con un algoritmo sencillo:

$$x_{i+1} = x_i + G(y' - y^i)$$

Esta forma de manejar datos guarda parecido el método de flujos convencional de Gauss y su extensión de Gauss-Seidel (Apéndice A), donde se actualiza solamente una variable de estado, tomando en cuenta la potencia total del nodo procesado y las demás variables de estado del sistema. Lo que se puede describir en ecuaciones como:

$$x_k^{i+1} = f(x_1^{i+1}, x_2^{i+1}, \dots, x_{k-1}^{i+1}, x_{k+1}^i, x_{k+2}^i, \dots, x_n^i)$$

donde  $i$  es el número de la iteración  
 $n$  es el número de nodos.

Esta ecuación describe la idea principal del método, que ajusta la variable de estado correspondiente, de acuerdo a su potencia nodal y a las otras variables de estado. En cambio, en el proceso secuencial, cuando se procesa un dato ( $P$  ó  $Q$ ), este se ajusta afectando todo el vector de estado (en este caso los nodos adyacentes).

Es claro que cuando se procesa un conjunto de datos, todos se ajustan de la mejor forma que sea posible, afectando todo el vector de estado.

### 3.5. MÉTODO DESACOPLADO RÁPIDO

Esta solución de flujos estocásticos está basada en la conocida formulación convencional de flujos desacoplados <sup>(11, 14)</sup>. En esta formulación se aproxima el jacobiano del método de Newton por medio de una matriz diagonal en bloque, obtenida por medio de desacoplar la potencia activa y ángulos, de la potencia reactiva y magnitud de voltajes, característica bien conocida en los sistemas eléctricos de potencia <sup>(9, 11)</sup>.

El jacobiano se aproxima por una matriz diagonal en bloque  $D$ , constante y simétrica. Con lo que se obtiene rapidez y los requerimientos de memoria de computadora se reducen.

$$D = \begin{bmatrix} B' & 0 \\ 0 & B'' \end{bmatrix} \tag{3.30}$$

Donde  $B'$  y  $B''$  en la primera formulación son elementos de la parte imaginaria de  $Y_{bus}$ . Aunque de acuerdo a experiencias obtenidas, se obtienen mejores resultados representando  $B'$  como la matriz  $B$  de corriente directa, esto es, sin efecto de la resistencia serie ni elementos en derivación o taps de transformadores fuera del nominal.

$B'$  relaciona las potencias activas y los ángulos mientras que  $B''$  relaciona las potencias reactivas y los voltajes. (Ap. A)

Por lo que ahora las covariancias de  $\hat{x}$  y  $\hat{y}$  están dadas por

$$Cov(\hat{x}) = (D'V^{-1}D)^{-1} \quad (3.31)$$

$$Cov(\hat{y}) = V \quad (3.32)$$

Para las variables de salida  $z$ , la matriz  $K$  también se encuentra desacoplada, de la siguiente forma:

$$z = Kx$$

ó

$$z = \begin{bmatrix} K' & K'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta v \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Es importante observar que en la ecuación (3.31) se maneja también una matriz diagonal en bloque:

$$Cov(\hat{x}) = \begin{bmatrix} B'^t V_\theta B' & 0 \\ 0 & B''^t V_v B'' \end{bmatrix}^{-1}$$

Debido a esto el requerimiento de memoria de computadora se reducen notablemente comparados con el método normal de Newton aplicado al estudio de flujos estocásticos.

A continuación se presenta el modelado de variables para el estudio de flujos estocástico por el método desacoplado.

### **3.5.1. Nodos generadores.**

En el conjunto de datos para el estudio de flujos estocásticos se incluyen los voltajes de generación, variable que no se presentan explícitamente en el estudio. Existen varias

alternativas en el modelado de los nodos de voltaje controlado; para observar su efecto sobre las variables del sistema.

Los nodos generadores se pueden modelar como:

- a) Nodos de voltaje fijo.
  - b) Nodos de voltaje variable.
- a) Nodos de voltaje fijo. Esta representación asume que los voltajes en nodos generadores no varían, esto significa que su variancia es cero. Conceptualmente este es un modelo, donde las variaciones de los reactivos en nodos generadores y flujo en líneas depende únicamente de las variaciones en nodos de carga.

En el estudio de flujos estocásticos desacoplado este modelo se representa con una matriz  $B''$  de los nodos de carga, que coincide con la matriz  $B''$  del estudio convencional de flujo desacoplado.

- b) Nodos de voltaje variable. En este modelo se pueden observar dos alternativas.
  - 1.b) Nodos de voltaje variable e independiente
  - 2.b) Nodos de voltaje variable en general.

1.b) Esta representación significa que los nodos de carga y los nodos generadores afectan los reactivos del sistema independientemente y sus efectos se superponen. Conceptualmente este modelo representa dos sistemas de reactivos independientes, el de los nodos de carga y el de los nodos generadores.

Para tomar en cuenta el efecto de la variabilidad del voltaje en nodos generadores, es necesario formar una nueva ecuación en la matriz de potencia reactiva del estudio convencional, en el lugar correspondiente al nodo generador no representado. Entonces, en el estudio convencional  $B''$  es de orden  $(NB - NG) \times (NB - NG)$ , mientras que en este modelo  $B''$  es de orden  $NB \times NB$ , donde  $NB$  es el número total de nodos y  $NG$  el de generadores, la diferencia  $NB - NG$  es el número de nodos de carga.

En este modelo, la parte reactiva de la ecuación (A. 10) se ve aumentada por variaciones de voltaje de los nodos generadores, que se representa como.

$$\begin{matrix} NB - NG \\ NG \end{matrix} \begin{matrix} \Delta \frac{Q}{V} \\ \Delta V_g \end{matrix} = \begin{bmatrix} B'' & 0 \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta V_g \end{bmatrix} \quad (\text{A.10.1})$$

$V_g$  . Voltaje en nodos generadores.

Este sistema de ecuaciones es la nueva representación del sistema de ecuaciones de reactivos.

2.b) Esta representación es la más completa, donde los voltajes de nodos de carga se afectan directamente por las variaciones de los voltajes de generaciones. Conceptualmente esta representación es exacta.

En el estudio de flujos estocásticos, la parte reactiva de la ecuación (A.10), para tomar en cuenta nodos generadores, queda como:

$$\begin{bmatrix} \Delta \frac{Q}{V} \\ \Delta V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B'' & B''_g \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta V_g \end{bmatrix} \quad (\text{A.10.2})$$

$B''_g$  . Matriz de elementos de la parte imaginaria de  $Y_{BUS}$  , correspondiente a los nodos generadores.

A las nuevas matrices  $B''$  aumentadas se les representará como  $B''_g$  .

Aunque  $B''_a$  de la ecuación (A.10.2) no es simétrica, se puede verificar fácilmente que el producto  $(B''_a)^t V_v B''_a$  , para obtener la matriz de covariancia de las magnitudes de voltaje es simétrico.

### 3.5.2. Nodo compensador

El nodo compensador es una necesidad matemática para resolver el sistema de ecuaciones de flujo, en la práctica todos los generadores compensan las pérdidas y cambios de carga del sistema eléctrico de potencia.

Si la variancia del nodo compensador no se modela en el estudio de flujos estocásticos, significa que este absorbe las variaciones de carga en el sistema eléctrico. Sin embargo, existe la posibilidad de incluir la potencia activa y variancia del compensador, para que las variaciones de carga se repartan entre todos los generadores.

La representación del nodo compensador en la parte activa del sistema de ecuaciones (A.10) se logra aumentando esta ecuación al sistema; y tomando en cuenta que el ángulo de este nodo es fijo, se tiene que:

$$\begin{aligned}
 NB &= \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_c}{V_c} \\ \frac{\Delta P}{V} \end{bmatrix}; \\
 NB - 1 &= \begin{bmatrix} B'_c \\ B' \end{bmatrix}; \\
 [NB] &= [NB - 1][\Delta\theta]
 \end{aligned} \tag{A.10.3}$$

donde

$\Delta P_c$ . Incremento de potencia en el compensador.

$V_c$ . Voltaje en el nodo compensador.

$B'_c$ . Vector de admitancia de c.d.

Esto da como resultado que en el estudio de flujos estocásticos una variante de  $B'$  sea una matriz rectangular de orden  $NB \times (NB - 1)$ , que permite incluir la potencia del compensador, y de su variancia en el sistema de ecuaciones (3.31).

### 3.5.3. Variables de salida.

En la formación de la matriz  $K$ , también se pueden hacer desacoplamientos, partiendo de que la inyección en un nodo es la suma de los flujos de las conectadas a ese nodo:

$$S_i = \sum_j S_{ij}$$

como

$$S = P + jQ$$

Se puede observar que

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} &= \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \\
 \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} &= \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j}
 \end{aligned} \tag{3.34}$$

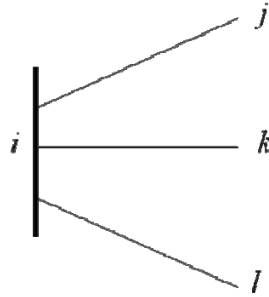
Lo que relaciona los elementos de  $J$  con los elementos de  $K$  y se tiene que

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = -\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} \cong \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j}$$

Entonces los elementos de  $K$  son elementos de la matriz  $D$  de la siguiente manera:

Considerando un nodo  $i$  conectado a nodos  $j, k, l$  y tomando en cuenta el principio de desacoplamiento:



Las derivadas para  $P_i$  son:

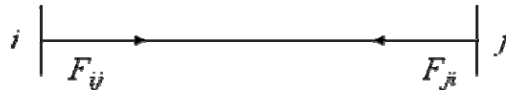
$$K'_{pi} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} & 0 & \frac{\partial P_i}{\partial \delta_l} & 0 \end{bmatrix}$$

$$K'_{pi} = \begin{bmatrix} 0 & B'_{ij} & 0 & B'_{ii} & 0 & B'_{ik} & 0 & B'_{il} & 0 \end{bmatrix}$$

Las derivadas para  $Q_i$  son:

$$K'_{qi} = \begin{bmatrix} 0 & B''_{ij} & 0 & B''_{ii} & 0 & B''_{ik} & 0 & B''_{il} & 0 \end{bmatrix}$$

Para los flujos:



Para la potencia activa

$$K'_{pij} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} & 0 & \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} & 0 \end{bmatrix}$$

$$K'_{pij} = \begin{bmatrix} 0 & B'_{ij} & 0 & -B'_{ij} & 0 \end{bmatrix}$$

De igual manera para la potencia reactiva.

$$K''_{qij} = \begin{bmatrix} 0 & B''_{ij} & 0 & -B''_{ij} & 0 \end{bmatrix}$$

Ecuaciones con las que se puede obtener la matriz de covariancia de las variables de salida como:

$$Cov(\hat{z}) = KCov(\hat{x})K^t \tag{3.36}$$

ó

$$Cov(\hat{z}) = \begin{bmatrix} K'(B''V_\theta B')^{-1}K'^t & 0 \\ 0 & K''(B''V_v B'')^{-1}K''^t \end{bmatrix}$$

#### **3.5.4. Algoritmo de solución.**

Debido a que se trata con matrices con una gran cantidad de ceros, es posible aplicar adecuadamente técnicas de esparsidad <sup>(41-44)</sup>.

El algoritmo de solución se describe como:

1. Efectuar un estudio convencional de flujo.
2. Calcular la matriz de covariancia de las variables de estado (3.31).
3. Calcular las variancias de las variables de salida (3.36) y límites de confianza.

#### **3.5.5. Consideraciones de programación.**

En el diagrama D.3.2 se muestra el proceso para desarrollar el programa de flujos estocásticos.

El uso de técnicas eficientes se puede observar de algunas consideraciones. Para obtener límites de confianza, solamente son necesarios los elementos diagonales de las matrices de covariancia de  $\hat{x}$  y  $\hat{z}$ . Aunque para obtener la  $Cov(\hat{z})$  es necesario obtener también algunos elementos fuera de la diagonal de la  $Cov(\hat{x})$ , que como se muestra en las ecuaciones de  $K$  para flujos y potencias nodales  $P$  y  $Q$ , son los elementos correspondientes a las posiciones de  $Y_{BUS}$ . Lo que indica obtener la inversa esparsa de  $J'VJ$ , para la  $Cov(\hat{x})$ . Para calcular la diagonal de la  $Cov(\hat{z})$  se observa en (3.36) un producto cuadrático, que se puede efectuar muy



eficientemente y en forma directa al tener los elementos correspondientes a las posiciones de la  $Y_{BUS}$ , de la  $Cov(\hat{x})$  <sup>(21)</sup>.

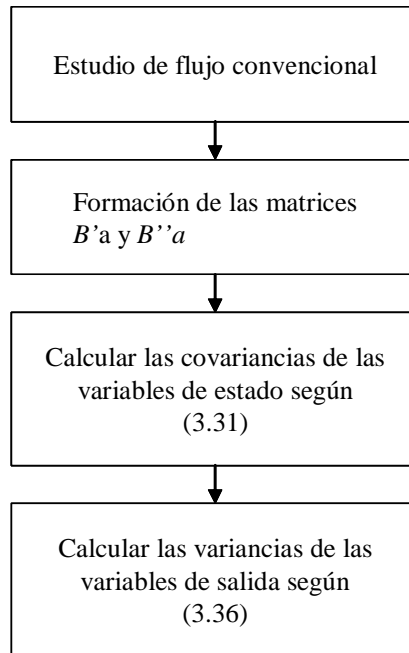


Fig. 3.2. Diagrama de flujo para el estudio de flujos estocásticos por el método desacoplado rápido.

### 3.6. CONSIDERACIONES SOBRE EL ESTUDIO DE FLUJOS ESTOCÁSTICOS.

El método anteriormente descrito muestra que el estudio de flujos estocásticos, es una extensión del estudio convencional. Como se muestra en las ecuaciones (3.4), (3.10) y (3.16), al estudio convencional solamente es necesario agregar el cálculo de las covariancias de  $\hat{x}$  y  $\hat{z}$ . Esta actividad no presenta dificultades computacionales, puesto que se pueden usar eficientemente las técnicas de esparsidad, al usar información ya almacenada, esto se logra utilizando otro poco de tiempo y memoria de computadora.

De las ecuaciones descritas, se pueden observar algunas relaciones de sensibilidad. Así  $J^{-1}$  relaciona las variables de estado del sistema con las potencias nodales, por lo tanto es una matriz de sensibilidad de  $x$  respecto a  $y$  <sup>(19, 24)</sup>.

$$S_{x/y} = J^{-1}$$

También es posible encontrar una relación de sensibilidad de las variables de salida  $z$  respecto a las variables de entrada como:

$$z = KJ^{-1}y$$

Por lo que, la relación de sensibilidad de  $z$  respecto a  $y$  queda como:

$$S_{z/y} = KJ^{-1}$$

Entonces los valores estimados del estudio estocástico se obtienen de (3.4) y (3.13), que coinciden con los resultados determinísticos del estudio convencional de flujo

$$\hat{x} = J^{-1}y \quad (3.4)$$

$$\hat{z} = K\hat{x} \quad (3.13)$$

Además, con las matrices de sensibilidad de estas variables ( $\hat{x}$  y  $\hat{z}$ ) respecto a los datos de entrada ( $y$ ), se pueden evaluar sus matrices de covariancia, con lo que se obtiene un estudio de flujos estocásticos.

$$Cov(\hat{x}) = S_{x/y} V S_{x/y}^t$$

$$Cov(\hat{z}) = S_{z/y} V S_{z/y}^t$$

Que en el caso de dos variables se convierte en:

$$Var(\hat{x}) = (S_{x/y})^2 Var(y)$$

La cual muestra que la desviación estándar de  $x$  es igual al cambio en  $x$  cuando se efectúa un cambio en  $y$  igual a su desviación estándar.

Con el análisis anterior se observa que el estudio de flujos estocásticos es una extensión del estudio convencional, y se puede obtener un estudio estocástico a partir de un programa de flujo convencional, con adiciones que tomen en cuenta la sensibilidad de las variables de estado y de salida, así como la variancia de los datos de entrada.

**CAPÍTULO IV -  
RESULTADOS DE APLICACIÓN Y  
DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS**

## 4. RESULTADOS DE APLICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS

En este Capítulo se muestran los resultados obtenidos de las formulaciones descritas en los Capítulos 3.

Para un control adecuado de las pruebas se utilizaron cinco sistemas eléctricos de los cuales solo se muestran dos sistemas (5 nodos y 4 nodos) porque los vectores de variancia y las matrices de covariancia de los demás sistemas son demasiados grandes para representar en este trabajo:

1. Sistema de 4 nodos, 4 elementos <sup>(69)</sup>.
2. Sistema de 5 nodos, 7 elementos <sup>(6)</sup>.
3. Sistema de 14 nodos, 20 elementos de la IEEE <sup>(7)</sup>.

Los datos de los dos sistemas se muestran en las referencias correspondientes al igual que en el apéndice C.

Antes de empezar con los resultados de los sistemas 1 y 2 se menciona que se compararon resultados del sistema 5 con los obtenidos en el trabajo de tesis de maestría del Dr. Romero [65] y varían por muy poco los datos, como se podrá observar en la tabla 4.1 cuando el sistema es modificado.

**Tabla 4.1.** Resultados de comparación con el trabajo de tesis del Dr. Romero Romero David.

LÍNEA	SISTEMA DEL DR. ROMERO				SISTEMA EN COMPARACIÓN	
	MONTE CARLO		METODO SECUENCIAL			
	Valor Medio	$\sigma$	Valor Medio	$\sigma$	Valor Medio	$\sigma$
	FLUJO DE POTENCIA					
1 – 2	147.96	4.12	147.88	3.24	148.04	4.53
1 – 8	71.13	1.80	71.12	1.25	71.16	1.94
8 – 6	42.10	0.94	42.08	0.86	42.27	1.06
10 – 11	-2.79	0.40	-2.80	0.39	-2.73	0.51
12 – 13	1.46	0.24	1.44	0.23	1.49	0.26

### 4.1. ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA.

En base al estudio de flujo de potencia tradicional se obtuvieron los vectores de las variables de estado ( $x$ ) que nos proporcionan los valores de los voltajes y los ángulos en los nodos de cada sistema de potencia, el cual las variables de estado para los sistemas antes mencionados se muestran en las tablas 4.2., 4.3. y 4.4.

**Tabla 4.2.** Variables de estado en el sistema Stevenson ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)	0.000	1.523	-1.872	-0.976
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9690	0.9824

**Tabla 4.3.** Variables de estado en el sistema Stagg ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)	0.000	-2.799	-4.993	-5.325	-6.146
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	1.0238	1.0232	1.0175

**Tabla 4.4.** Variables de estado en el sistema IEEE 14 Nodos ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)	0.000	-4.944	-12.569	-15.584	-13.571	-10.431	-13.571
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	1.0334	1.0282
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-9.110	-15.239	-15.583	-15.686	-16.411	-16.369	-16.803
$ V $ (p.u.)	1.0437	1.0001	1.0047	1.0333	1.0509	1.0422	0.9998

También con este estudio se obtienen los vectores de salida ( $z$ ) (ver datos en las tablas 4.5., 4.6. y 4.7.) que proporcionan los flujos de potencia de cada de las líneas de cada sistema y las potencias reactivas en los nodos generadores.

**Tabla 4.5.** Variables de salida del sistema Stevenson ( $z$ ), unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)	0.000	1.523	-1.872	-0.976
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9690	0.9824
$P$ (p.u.)	1.3681	2.3800	-1.9999	-1.7000
$Q$ (p.u.)	0.8357	1.3192	-1.2396	-1.0544
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$P$ (p.u.)	0.3869	0.9811	-1.3154	-1.0291
$Q$ (p.u.)	0.2234	0.6123	-0.7417	-0.6038

**Tabla 4.5.** (Continuación)

Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$P$ (p.u.)	-0.3847	-0.9708	1.3325	1.0474
$Q$ (p.u.)	-0.3128	-0.6358	0.7498	0.5694

**Tabla 4.6.** Variables de salida del sistema Stagg ( $z$ ), unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)	0.000	-2.799	-4.993	-5.325	-6.146
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	1.0238	1.0232	1.0175
$P$ (p.u.)	1.2958	0.2002	-0.4504	-0.3996	-0.6000
$Q$ (p.u.)	-0.0649	0.1914	-0.1513	-0.0490	-0.1001
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$P$ (p.u.)	0.8884	-0.3954	-0.2435	0.2793	-0.5370
$Q$ (p.u.)	-0.0781	-0.0317	-0.0674	0.0292	-0.0715
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$P$ (p.u.)	0.1884	-0.0631	-0.8744	0.4073	0.2470
$Q$ (p.u.)	-0.0522	-0.0286	0.0538	0.0132	0.0351
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$P$ (p.u.)	-0.2749	0.5482	-0.1881	0.0634	
$Q$ (p.u.)	-0.0588	0.0733	0.0323	-0.0225	

**Tabla 4.7.** Variables de salida del sistema IEEE 14 Nodos ( $z$ ), unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)	0.000	-4.944	-12.569	-15.584	-13.571	-10.431	-13.571
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	1.0334	1.0282
$P$ (p.u.)	2.3310	0.1827	-0.9421	-0.1461	0.0000	-0.4666	-0.0062
$Q$ (p.u.)	-0.2764	0.0717	-0.0331	0.4722	0.3824	0.2104	-0.1121
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-9.110	-15.239	-15.583	-15.686	-16.411	-16.369	-16.803
$ V $ (p.u.)	1.0437	1.0001	1.0047	1.0333	1.0509	1.0422	0.9998
$P$ (p.u.)	-0.0422	-0.2996	-0.0903	-0.0348	-0.0610	-0.1349	-0.1490
$Q$ (p.u.)	0.2512	-0.4127	-0.0584	-0.0178	-0.0160	-0.0579	-0.0500
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$P$ (p.u.)	1.5572	0.7739	0.7218	0.5570	0.4187	-0.2429	-0.6074
$Q$ (p.u.)	-0.2013	-0.0751	0.0367	-0.1053	-0.1317	-0.0453	-0.0534
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$P$ (p.u.)	0.2783	0.1558	0.4996	0.0848	0.0829	0.1857	0.0000
$Q$ (p.u.)	0.0333	0.0684	-0.0807	0.1569	0.0405	0.1348	-0.3607
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$P$ (p.u.)	0.2721	0.0447	0.0836	-0.0458	0.0209	0.0685	-1.5148
$Q$ (p.u.)	0.2666	-0.0710	-0.0368	-0.1300	0.0226	0.0934	0.2721
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$P$ (p.u.)	-0.7450	-0.6992	-0.5401	-0.4089	0.2468	0.6120	-0.2783
$Q$ (p.u.)	0.1400	0.0122	0.1199	0.1239	0.0421	0.0681	-0.0179

**Tabla 4.7.** (Continuación)

Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$P$ (p.u.)	-0.1558	-0.4996	-0.0822	-0.0820	-0.1827	0.0000	-0.2721
$Q$ (p.u.)	-0.0533	0.1399	-0.1514	-0.0386	-0.1288	0.3824	-0.2515
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$P$ (p.u.)	-0.0444	-0.0826	0.0474	-0.0208	-0.0664		
$Q$ (p.u.)	0.0716	0.0391	0.1336	-0.0224	-0.0891		

Otra información de los sistemas que son muy importantes para el desarrollo de este trabajo de Tesis son los vectores de entrada ( $y$ ) que son las potencias de carga y potencias de generación de los sistemas, y sus resultados se presentan en las tablas 4.8, 4.9 y 4.10.

**Tabla 4.8.** Variables de entrada del sistema Stevenson ( $y$ ), unidades en p.u.

Nodo Carga	1	2	3	4
$P_C$	0.5000	0.8000	2.0000	1.7000
$Q_C$	0.3099	0.4958	1.2394	1.0535
Nodo Gen.	1	2		
$P_G$	1.8681	3.1800		
$Q_G$	1.1450	1.8143		

**Tabla 4.9.** Variables de entrada del sistema Stagg ( $y$ ), unidades en p.u.

Nodo Carga	1	2	3	4	5
$P_C$	0.0000	0.2000	0.4500	0.4000	0.6000
$Q_C$	0.0000	0.1000	0.1500	0.0500	0.1000
Nodo Gen.	1	2			
$P_G$	1.2959	0.4000			
$Q_G$	-0.0651	0.2911			

**Tabla 4.10.** Variables de entrada del sistema IEEE 14 Nodos ( $y$ ), unidades en p.u.

Nodo Carga	1	2	3	4	5	6	7
$P_C$	0.0000	0.2170	0.9420	0.1120	0.0000	0.4780	0.0000
$Q_C$	0.0000	0.1270	0.1900	0.0750	0.0750	-0.0390	0.0000
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$P_C$	0.0760	0.2950	0.0900	0.0350	0.0610	0.1350	0.1490
$Q_C$	0.0160	0.1660	0.0580	0.0180	0.0160	0.0580	0.0500
Nodo Gen.	1	2	3	4	5		
$P_G$	2.3309	0.4000	0.0000	0.0000	0.0000		
$Q_G$	-0.2765	0.1986	0.1569	0.8468	0.3824		

## **4.2. FLUJO ESTOCÁSTICO DE CARGA**

Con los datos anteriores se procede al estudio de flujos estocásticos como se menciona en el Capítulo 3 y se van a obtener resultados como son la desviación estándar, variancia y covariancia de los sistemas mencionados.

### **4.2.1. Variables de entrada.**

A continuación se muestran los datos obtenidos de las desviaciones estándar y variancias.

#### **4.2.1.1. Desviación Estándar ( $\sigma$ ).**

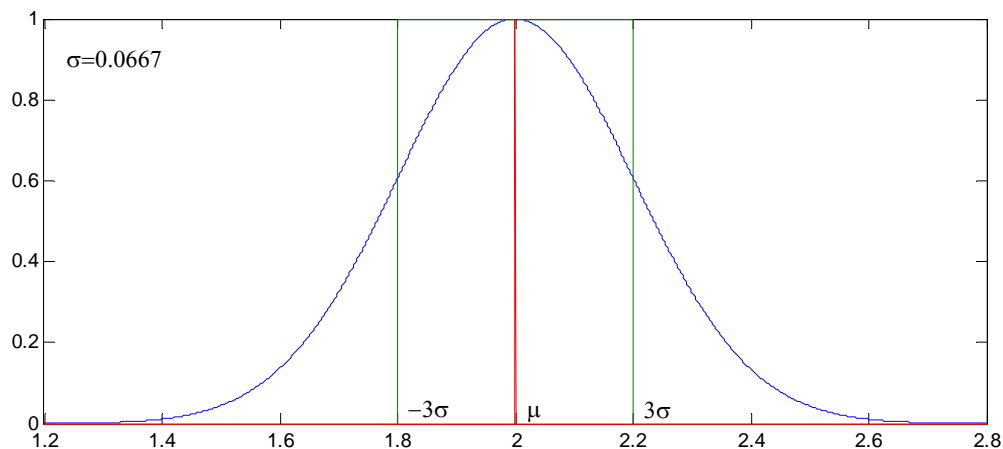
Se emplearon los datos de las variables de entrada que se muestran en las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 (los valores que están de fondo azul no se consideran para este estudio) como valores medio ( $\mu$ ) para obtener el  $I_c$  de un 10% que equivale a  $3\sigma$ , los valores de las desviaciones estándar de cada sistema se presentan en las tablas 4.11, 4.12 y 4.13.

Se representa gráficamente la desviación estándar por medio de una función gaussiana como se muestra en las gráficas 4.1, 4.2, y 4.3.

**Tabla 4.11.** Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema Stevenson.

Nodo	2	3	4
$\sigma(P_C)$	0.0267	0.0667	0.0567
$\sigma(Q_C)$	0.0165	0.0413	0.0351
Nodo Gen.	2		
$\sigma(P_G)$	0.1060		

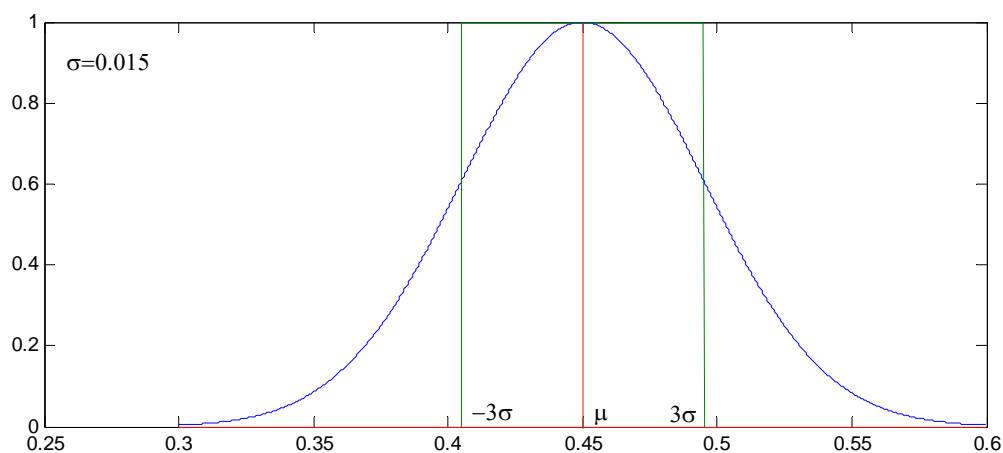




**Grafica 4.1.** Representación de una desviación estándar del sistema de Stevenson.

**Tabla 4.12.** Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema Stagg.

Nodo	2	3	4	5
$\sigma(P_C)$	0.0067	0.0150	0.0133	0.0200
$\sigma(Q_C)$	0.0033	0.0050	0.0017	0.0033
Nodo Gen.	2			
$\sigma(P_G)$	0.0133			



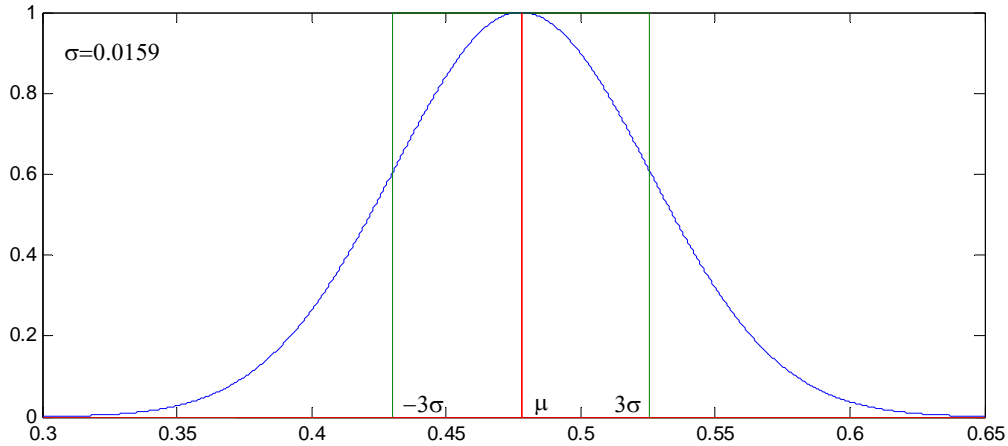
**Grafica 4.2.** Representación de una desviación estándar del sistema de Stagg.

**Tabla 4.13.** Desviación estándar ( $\sigma_y$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.

Nodo	2	3	4	5	6	7	8
$\sigma(P_C)$	0.0072	0.0314	0.0037	0.0000	0.0159	0.0000	0.0025
$\sigma(Q_C)$	0.0042	0.0063	0.0025	0.0000	-0.0013	0.0000	0.0005
Nodo	9	10	11	12	13	14	
$\sigma(P_C)$	0.0098	0.0030	0.0012	0.0020	0.0045	0.0050	
$\sigma(Q_C)$	0.0055	0.0019	0.0006	0.0005	0.0019	0.0017	

**Tabla 4.13.** (Continuación)

Nodo Gen.	2
$P_G$	0.0133



**Grafica 4.3.** Representación de una desviación estándar del sistema de IEEE 14 Nodos.

#### 4.2.1.2. Variancias ( $\sigma^2$ ).

Con los valores de las desviaciones estándar se determinan las variancias que se muestran en las tablas 4.14, 4.15 y 4.16 el cual se emplean para encontrar la matriz de error  $V$  (en la diagonal principal van los valores de la variancia, fuera de la diagonal son 0) que posteriormente emplearemos para encontrar las covariancias de las variables de estado.

**Tabla 4.14.** Variancia ( $\sigma_y^2$ ) del sistema Stevenson.

Nodo	2	3	4
$\sigma^2(P_C)$	0.0007	0.0044	0.0032
$\sigma^2(Q_C)$	0.0003	0.0017	0.0012
Nodo Gen.	2		
$\sigma^2(P_G)$	0.0112		

**Tabla 4.15.** Variancia ( $\sigma_y^2$ ) del sistema Stagg, unidades  $\times 10^{-3}$ .

Nodo	2	3	4	5
$\sigma^2(P_C)$	0.0444	0.2250	0.1778	0.4000
$\sigma^2(Q_C)$	0.0111	0.0250	0.0028	0.0111
Nodo Gen.	2			
$\sigma^2(P_G)$	0.1778			

**Tabla 4.16.** Variancias ( $\sigma_y^2$ ) del sistema IEEE 14 Nodos, unidades  $\times 10^{-3}$ .

Nodo	2	3	4	5	6	7	8
$\sigma^2(P_C)$	0.0523	0.9860	0.0139	0.0000	0.2539	0.0000	0.0064
$\sigma^2(Q_C)$	0.0179	0.0401	0.0063	0.0000	0.0017	0.0000	0.0003
Nodo	9	10	11	12	13	14	
$\sigma^2(P_C)$	0.0967	0.0090	0.0014	0.0041	0.0203	0.0247	
$\sigma^2(Q_C)$	0.0306	0.0037	0.0004	0.0003	0.0037	0.0028	
Nodo Gen.	2						
$P_G$	0.0133						

#### 4.2.2. Variables de Estado.

En este punto se muestran los valores esperados ( $\hat{x}$ ) y las variancias ( $\sigma_x^2$ ) (diagonal principal de la matriz de covariancia).

##### 4.2.2.1. Valor esperado ( $\hat{x}$ )

En este punto se toman los valores obtenidos en las tablas 4.2, 4.3 y 4.4 (los valores que están con fondo azul no se consideran para este estudio), y los datos se muestran en las tablas 4.17, 4.18 y 4.19.

**Tabla 4.17.** Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema Stevenson.

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)		1.523	-1.872	-0.976
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9690	0.9824

**Tabla 4.18.** Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema Stagg.

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)		-2.799	-4.993	-5.325	-6.146
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	1.0238	1.0232	1.0175

**Tabla 4.19.** Valor esperado ( $\hat{x}$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)		-4.944	-12.569	-15.584	-13.571	-10.431	-13.571
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	1.0334	1.0282
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-9.110	-15.239	-15.583	-15.686	-16.411	-16.369	-16.803
$ V $ (p.u.)	1.0437	1.0001	1.0047	1.0333	1.0509	1.0422	0.9998

**4.2.3. Variables de Salida.**

Estos datos se presentan En este punto se muestran los valores esperados ( $\hat{z}$ ), variancias ( $\sigma_z^2$ ) (diagonal principal de la matriz de covariancia) y desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

**4.2.3.1. Valor Esperado ( $\hat{z}$ ).**

En este punto se toman los valores obtenidos en las tablas 4.5, 4.6 y 4.7 (los valores que están con fondo azul no se consideran para este estudio), y los datos se muestran en las tablas 4.20, 4.21 y 4.22.

**Tabla 4.20.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema Stevenson, unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)		1.523	-1.872	-0.976
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9690	0.9824
$P$ (p.u.)	1.3681	2.3800	-1.9999	-1.7000
$Q$ (p.u.)	0.8357	1.3192	-1.2396	-1.0544
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$P$ (p.u.)	0.3869	0.9811	-1.3154	-1.0291
$Q$ (p.u.)	0.2234	0.6123	-0.7417	-0.6038
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$P$ (p.u.)	-0.3847	-0.9708	1.3325	1.0474
$Q$ (p.u.)	-0.3128	-0.6358	0.7498	0.5694

**Tabla 4.21.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema Stagg, unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)	0.000	-2.799	-4.993	-5.325	-6.146
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	1.0238	1.0232	1.0175
$P$ (p.u.)	1.2958	0.2002	-0.4504	-0.3996	-0.6000
$Q$ (p.u.)	-0.0649	0.1914	-0.1513	-0.0490	-0.1001
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$P$ (p.u.)	0.8884	-0.3954	-0.2435	0.2793	-0.5370
$Q$ (p.u.)	-0.0781	-0.0317	-0.0674	0.0292	-0.0715
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$P$ (p.u.)	0.1884	-0.0631	-0.8744	0.4073	0.2470
$Q$ (p.u.)	-0.0522	-0.0286	0.0538	0.0132	0.0351
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$P$ (p.u.)	-0.2749	0.5482	-0.1881	0.0634	
$Q$ (p.u.)	-0.0588	0.0733	0.0323	-0.0225	

**Tabla 4.22.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ) del sistema IEEE 14 Nodos ( $z$ ), unidades en p.u.

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)	0.000	-4.944	-12.569	-15.584	-13.571	-10.431	-13.571
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	1.0334	1.0282
$P$ (p.u.)	2.3310	0.1827	-0.9421	-0.1461	0.0000	-0.4666	-0.0062
$Q$ (p.u.)	-0.2764	0.0717	-0.0331	0.4722	0.3824	0.2104	-0.1121
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-9.110	-15.239	-15.583	-15.686	-16.411	-16.369	-16.803
$ V $ (p.u.)	1.0437	1.0001	1.0047	1.0333	1.0509	1.0422	0.9998
$P$ (p.u.)	-0.0422	-0.2996	-0.0903	-0.0348	-0.0610	-0.1349	-0.1490
$Q$ (p.u.)	0.2512	-0.4127	-0.0584	-0.0178	-0.0160	-0.0579	-0.0500
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$P$ (p.u.)	1.5572	0.7739	0.7218	0.5570	0.4187	-0.2429	-0.6074
$Q$ (p.u.)	-0.2013	-0.0751	0.0367	-0.1053	-0.1317	-0.0453	-0.0534
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$P$ (p.u.)	0.2783	0.1558	0.4996	0.0848	0.0829	0.1857	0.0000
$Q$ (p.u.)	0.0333	0.0684	-0.0807	0.1569	0.0405	0.1348	-0.3607
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$P$ (p.u.)	0.2721	0.0447	0.0836	-0.0458	0.0209	0.0685	-1.5148
$Q$ (p.u.)	0.2666	-0.0710	-0.0368	-0.1300	0.0226	0.0934	0.2721
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$P$ (p.u.)	-0.7450	-0.6992	-0.5401	-0.4089	0.2468	0.6120	-0.2783
$Q$ (p.u.)	0.1400	0.0122	0.1199	0.1239	0.0421	0.0681	-0.0179
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$P$ (p.u.)	-0.1558	-0.4996	-0.0822	-0.0820	-0.1827	0.0000	-0.2721
$Q$ (p.u.)	-0.0533	0.1399	-0.1514	-0.0386	-0.1288	0.3824	-0.2515
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$P$ (p.u.)	-0.0444	-0.0826	0.0474	-0.0208	-0.0664		
$Q$ (p.u.)	0.0716	0.0391	0.1336	-0.0224	-0.0891		

#### 4.2.3.2. Variancia ( $\sigma_z^2$ ).

Con las matrices de covariancia de las variables de estado al igual que el Jacobiano de los datos de salida que se le agrego al programa de flujos de potencia se obtuvieron las matrices de las variables de salida y se toman en cuenta solo los datos de la diagonal principal para obtener el valor de la variancia de las variables de salida que se presentan en las tablas 4.23, 4.24 y 4.25.

**Tabla 4.23.** Variancia ( $\sigma_z^2$ ) del sistema Stevenson.

Nodo	1	2	3	4
$\sigma_z^2(\delta)$		0.0001	0.0001	0.0000
$\sigma_z^2( V )$	0.0186	0.0185	0.0189	0.0179
$\sigma_z^2(P)$	0.0086	0.0007	0.0044	0.0032
$\sigma_z^2(Q)$	0.0003	0.0017	0.0012	0.0253
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$\sigma_z^2(P)$	0.0021	0.0034	0.0006	0.0006
$\sigma_z^2(Q)$	0.0021	0.0021	0.0078	0.0005
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$\sigma_z^2(P)$	0.0021	0.0032	0.0006	0.0006
$\sigma_z^2(Q)$	0.0052	0.0004	0.0030	0.0030

**Tabla 4.24.** Variancia ( $\sigma_z^2$ ) del sistema Stagg, unidades  $\times 10^{-3}$ .

Nodo	1	2	3	4	5
$\sigma_z^2(\delta)$		0.0032	0.0096	0.0109	0.0174
$\sigma_z^2( V )$	0.3862	0.3753	0.3770	0.3741	0.3418
$\sigma_z^2(P)$	0.9293	0.0444	0.2250	0.1778	0.4000
$\sigma_z^2(Q)$	0.0111	0.0250	0.0028	0.0111	0.1778
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$\sigma_z^2(P)$	0.4921	0.0697	0.0271	0.0315	0.2012
$\sigma_z^2(Q)$	0.0074	0.0036	0.0009	0.0028	0.0749
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$\sigma_z^2(P)$	0.1032	0.0440	0.4686	0.0759	0.0283
$\sigma_z^2(Q)$	0.0063	0.0227	0.0263	0.0029	0.0034
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$\sigma_z^2(P)$	0.0301	0.2148	0.1025	0.0449	
$\sigma_z^2(Q)$	0.0016	0.0488	0.0094	0.0107	

**Tabla 4.25.** Variancia ( $\sigma_z^2$ ) del sistema IEEE 14 Nodos, unidades  $\times 10^{-3}$ .

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\sigma_z^2(\delta)$		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$\sigma_z^2( V )$	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
$\sigma_z^2(P)$	0.0016	0.0001	0.0010	0.0000	0.0000	0.0003	0.0000
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

**Tabla 4.25.** (Continuación)

Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma_z^2(\delta)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
$\sigma_z^2( V )$	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
$\sigma_z^2(P)$	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$\sigma_z^2(P)$	0.0008	0.0001	0.0003	0.0001	0.0000	0.0002	0.0002
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$\sigma_z^2(P)$	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$\sigma_z^2(P)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0010	0.0008
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0044	0.0000
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$\sigma_z^2(P)$	0.0001	0.0003	0.0001	0.0000	0.0002	0.0002	0.0036
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$\sigma_z^2(P)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$\sigma_z^2(P)$	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0009		
$\sigma_z^2(Q)$	0.0000	0.0001	0.0000	0.0000	0.0037		

### 4.2.3.3. Desviación Estándar ( $\sigma_z$ ).

Una vez obtenidos los vectores de variancias de las variables de salida se procedió a obtener el valor de la desviación estándar que es el valor que necesitamos para ver el comportamiento de los flujos de salida, estos valores se muestran en las tablas 4.26, 4.27 y 4.28.

**Tabla 4.26.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema Stevenson.

Nodo	1	2	3	4
$\sigma_z(\delta)$		0.0071	0.0095	0.0059
$\sigma_z( V )$	0.1366	0.1362	0.1374	0.1339
$\sigma_z(P)$	0.0929	0.0267	0.0667	0.0567
$\sigma_z(Q)$	0.0165	0.0413	0.0351	0.1590

**Tabla 4.26.** (Continuación)

Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$\sigma_z(P)$	0.0463	0.0580	0.0249	0.0240
$\sigma_z(Q)$	0.0457	0.0459	0.0884	0.0214
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.0459	0.0569	0.0251	0.0240
$\sigma_z(Q)$	0.0723	0.0204	0.0547	0.0545

**Tabla 4.27.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema Stagg.

Nodo	1	2	3	4	5
$\sigma_z(\delta)$		0.0018	0.0031	0.0033	0.0042
$\sigma_z( V )$	0.0197	0.0194	0.0194	0.0193	0.0185
$\sigma_z(P)$	0.0305	0.0067	0.0150	0.0133	0.0200
$\sigma_z(Q)$	0.0033	0.0050	0.0017	0.0033	0.0133
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$\sigma_z(P)$	0.0222	0.0083	0.0052	0.0056	0.0142
$\sigma_z(Q)$	0.0027	0.0019	0.0010	0.0017	0.0087
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.0102	0.0066	0.0216	0.0087	0.0053
$\sigma_z(Q)$	0.0025	0.0048	0.0051	0.0017	0.0018
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$\sigma_z(P)$	0.0055	0.0147	0.0101	0.0067	
$\sigma_z(Q)$	0.0013	0.0070	0.0031	0.0033	

**Tabla 4.28.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ) del sistema IEEE 14 Nodos.

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\sigma_z(\delta)$		0.0018	0.0048	0.0061	0.0052	0.0040	0.0052
$\sigma_z( V )$	0.0157	0.0153	0.0146	0.0144	0.0145	0.0149	0.0145
$\sigma_z(P)$	0.0402	0.0072	0.0314	0.0037	0.0000	0.0159	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.0042	0.0063	0.0025	0.0000	0.0013	0.0000	0.0005
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma_z(\delta)$	0.0035	0.0060	0.0061	0.0061	0.0065	0.0066	0.0074
$\sigma_z( V )$	0.0150	0.0142	0.0143	0.0144	0.0143	0.0141	0.0133
$\sigma_z(P)$	0.0025	0.0098	0.0030	0.0012	0.0020	0.0045	0.0050
$\sigma_z(Q)$	0.0055	0.0019	0.0006	0.0005	0.0019	0.0017	0.0133
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$\sigma_z(P)$	0.0290	0.0114	0.0177	0.0077	0.0050	0.0150	0.0133
$\sigma_z(Q)$	0.0032	0.0020	0.0033	0.0028	0.0028	0.0021	0.0029



**Tabla 4.28.** (Continuación)

Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$\sigma_z(P)$	0.0087	0.0030	0.0055	0.0024	0.0015	0.0034	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.0058	0.0028	0.0053	0.0008	0.0016	0.0045	0.0013
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$\sigma_z(P)$	0.0052	0.0030	0.0035	0.0023	0.0012	0.0320	0.0283
$\sigma_z(Q)$	0.0051	0.0009	0.0080	0.0008	0.0014	0.0662	0.0045
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$\sigma_z(P)$	0.0111	0.0170	0.0076	0.0049	0.0154	0.0134	0.0600
$\sigma_z(Q)$	0.0041	0.0023	0.0037	0.0034	0.0026	0.0028	0.0041
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$\sigma_z(P)$	0.0030	0.0055	0.0023	0.0015	0.0034	0.0000	0.0052
$\sigma_z(Q)$	0.0028	0.0062	0.0008	0.0016	0.0045	0.0013	0.0050
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$\sigma_z(P)$	0.0030	0.0034	0.0023	0.0012	0.0295		
$\sigma_z(Q)$	0.0009	0.0082	0.0008	0.0014	0.0611		

Con estos valores se puede ver si las variables de salida tienen igual  $I_c$  de un  $\pm 10\%$  como se planteó en las variables de entrada, y personalmente en estos valores se observó que hay ciertas áreas donde el  $I_c$  sobrepasa del 100% y estas líneas son las que hay que tener más en consideración para protegerla.

### 4.3. INCREMENTO DE CARGA

Con el mismo estudio de flujo estocástico de carga se realizaron pruebas al ir incrementando la carga 10% de su valor hasta llegar a los siguientes dos puntos:

1. Cuando un Nodo alcanza el valor de 0.9 V y los otros están por encima de él.
2. Cuando el programa converge por última vez.

También se graficaron algunos comportamientos como son los siguientes:

- a) Voltajes al incrementar la carga.
- b) Ángulos al incrementar la carga.
- c) Curvas P – Q del Nodo generador 1
- d) Curva de la línea que alcanza más rápido su potencia máxima.

Para este caso no se van a poner todos los resultados, los cuales solo se pondrán las variables de estado ( $x$ ), variables de entrada ( $y$ ), valor esperado de las variables de salida ( $\hat{z}$ ) y desviación estándar del valor esperado de las variables de salida ( $\sigma_z$ ).

**4.3.1. Cuando todos los Nodos trabajan dentro de 0.9 V**

Se realizaran todos los estudios que se realizaron en el estudio de flujos estocásticos incrementando carga hasta el punto donde los voltajes alcanzan es el ideal de 0.9 V para que un sistema no colapse.

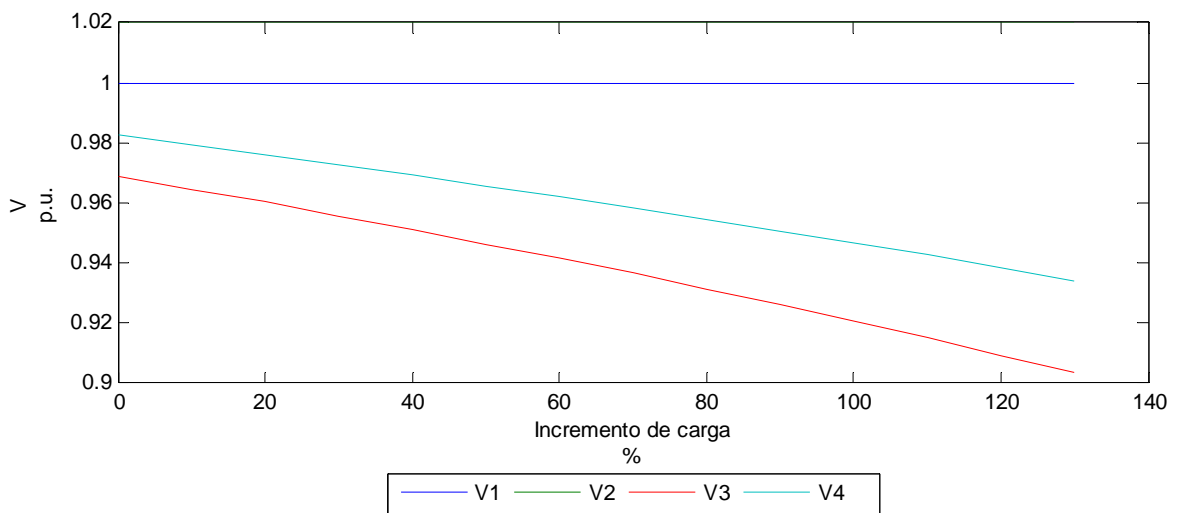
**4.3.1.1. Sistema Stevenson incrementando la carga un 130% y con una respuesta de 4 iteraciones.**

En la tabla 4.29 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

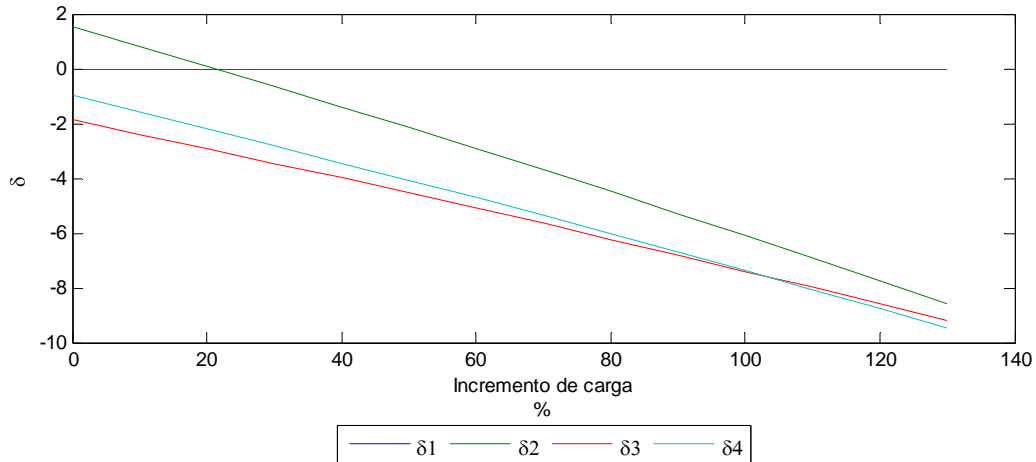
**Tabla 4.29.** Variables de estado ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)	0.000	-8.599	-9.218	-9.474
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9034	0.9340

En las graficas 4.4 y 4.5 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.



**Grafica 4.4.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Severson.

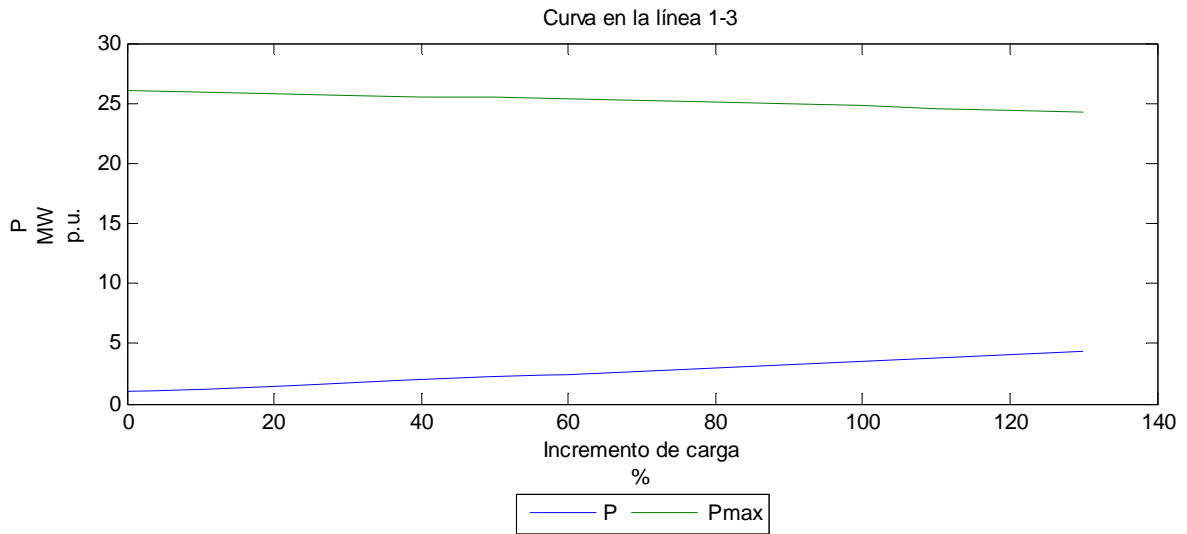


**Grafica 4.5.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Severson.

En la tabla 4.30 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.6 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

**Tabla 4.30.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)		-8.599	-9.218	-9.474
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.9034	0.9340
$P$ (p.u.)	7.6237	1.4470	-4.5166	-3.8318
$Q$ (p.u.)	2.9659	3.9638	-2.7676	-2.3445
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$P$ (p.u.)	3.2334	4.3003	-0.7907	-0.4688
$Q$ (p.u.)	0.8644	2.0116	-2.0319	-1.6136
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$P$ (p.u.)	-3.1196	-4.1314	0.8301	0.5103
$Q$ (p.u.)	-0.3911	-1.2376	2.1547	1.7025

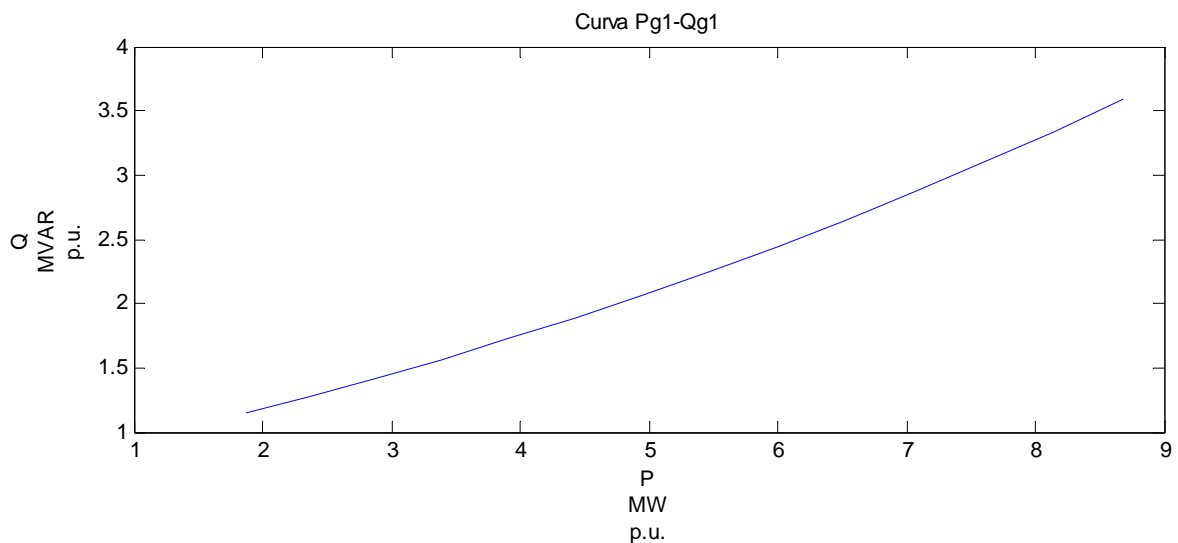


**Grafica 4.6.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Severson.

En la tabla 4.31 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.7 se muestra el comportamiento de P – Q en el nodo generador 1.

**Tabla 4.31.** Variables de entrada (y).

Nodo Carga	1	2	3	4
$P_C$	1.1500	1.8400	4.6000	3.9100
$Q_C$	0.7128	1.1403	2.8506	2.4231
Nodo Gen.	1	2		
$P_G$	8.6835	3.1800		
$Q_G$	3.5881	4.9972		



**Grafica 4.7.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Severson.

En la tabla 4.32 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.32.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\sigma_z(\delta)$		0.0176	0.0190	0.0195
$\sigma_z( V )$	0.0564	0.0538	0.0559	0.0531
$\sigma_z(P)$	0.2251	0.0613	0.1533	0.1303
$\sigma_z(Q)$	0.0380	0.0950	0.0808	0.1590
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$\sigma_z(P)$	0.1109	0.1370	0.0588	0.0566
$\sigma_z(Q)$	0.0625	0.0700	0.0704	0.0421
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.1072	0.1352	0.0599	0.0588
$\sigma_z(Q)$	0.1121	0.0713	0.0732	0.0755

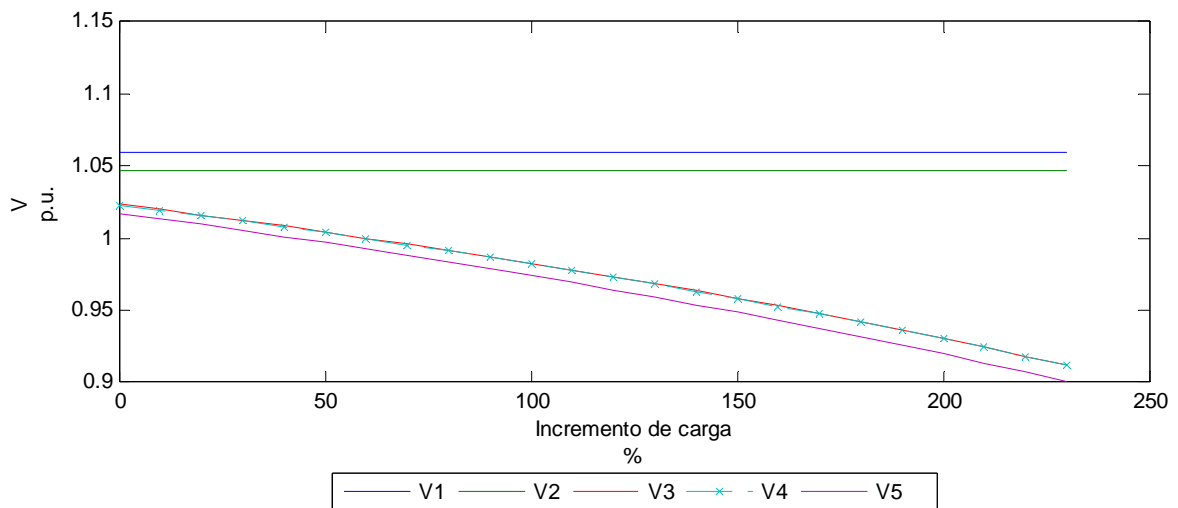
**4.3.1.2. Sistema Stagg incrementando la carga a un 230% y con una respuesta de 4 iteraciones.**

En la tabla 4.33 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

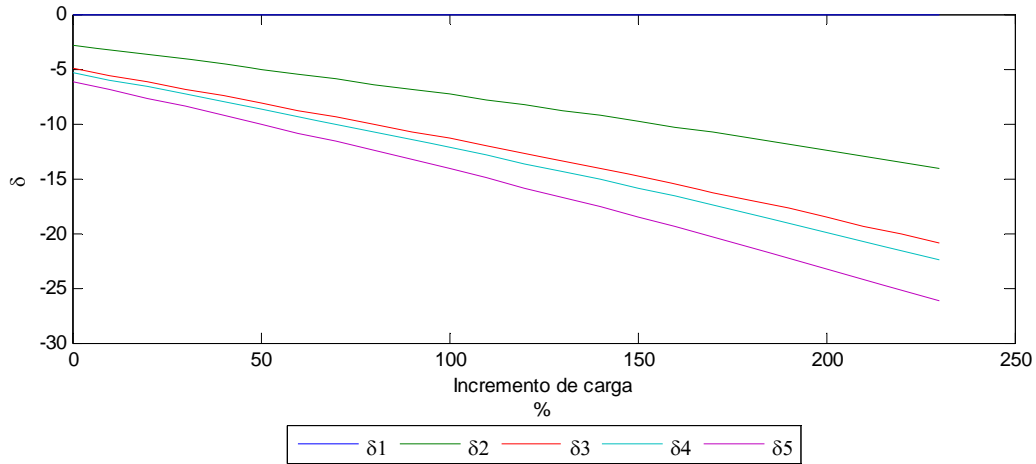
**Tabla 4.33.** Variables de estado ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)	0.000	-14.071	-20.919	-22.438	-26.227
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	0.9117	0.9119	0.9006

En las graficas 4.8 y 4.9 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.



**Grafica 4.8.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stagg.

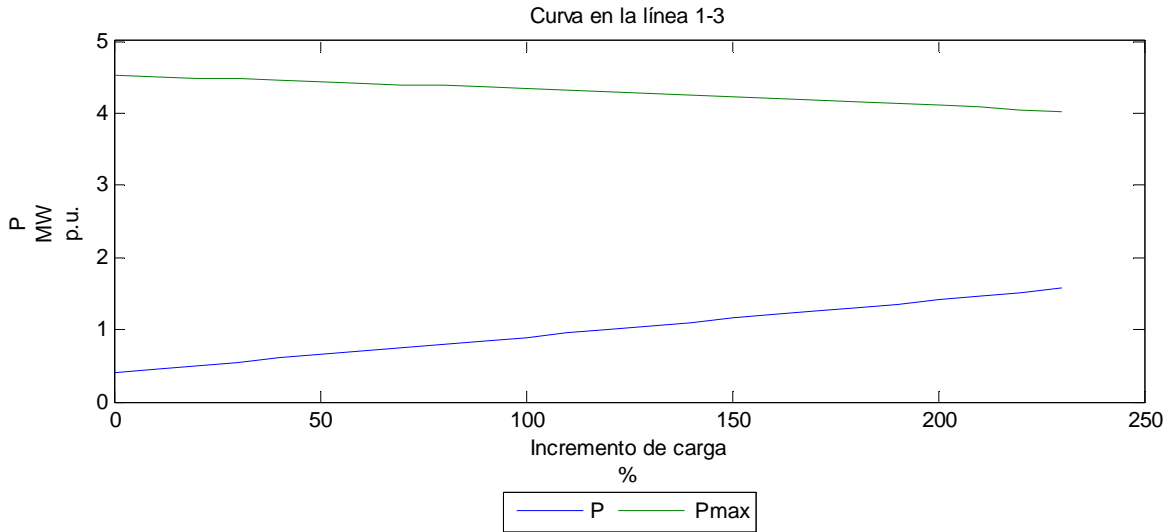


**Grafica 4.9.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.34 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.10 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

**Tabla 4.34.** Valor esperado ( $\bar{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)		-14.071	-20.919	-22.438	-26.227
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	0.9117	0.9119	0.9006
$P$ (p.u.)	5.8528	-0.2598	-1.4844	-1.3208	-1.9799
$Q$ (p.u.)	-0.3077	3.4422	-0.4927	-0.1672	-0.3299
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$P$ (p.u.)	4.2828	-1.3833	-0.7633	0.9473	-1.7659
$Q$ (p.u.)	-0.6766	0.1424	-0.4096	0.5046	-0.3461
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$P$ (p.u.)	0.6623	-0.2140	-3.9489	1.5701	0.8165
$Q$ (p.u.)	-0.2254	0.0161	1.6116	0.3690	0.5307
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$P$ (p.u.)	-0.8830	1.9252	-0.6564	0.2186	
$Q$ (p.u.)	-0.3503	0.7953	0.2263	-0.0433	

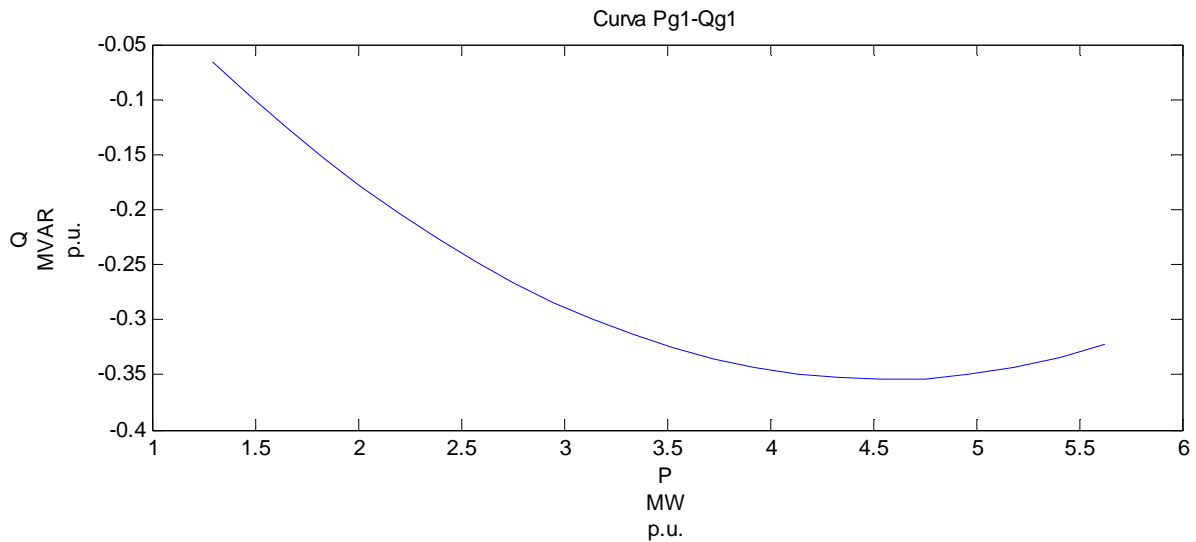


**Grafica 4.10.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.35 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.11 se muestra el comportamiento de P – Q en el nodo generador 1.

**Tabla 4.35.** Variables de entrada (y).

Nodo	1	2	3	4	5
$P_C$	0	0.6600	1.4850	1.3200	1.9800
$Q_C$	0	0.3300	0.4950	0.1650	0.3300
Nodo Gen.	1	2			
$P_G$	5.8529	0.4000			
$Q_G$	-0.3075	3.7723			



**Grafica 4.11.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.36 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.36.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\sigma_z(\delta)$		0.0040	0.0065	0.0068	0.0071
$\sigma_z( V )$	0.0170	0.0156	0.0150	0.0149	0.0139
$\sigma_z(P)$	0.0992	0.0220	0.0495	0.0440	0.0660
$\sigma_z(Q)$	0.0110	0.0165	0.0055	0.0110	0.0133
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$\sigma_z(P)$	0.0710	0.0281	0.0173	0.0187	0.0462
$\sigma_z(Q)$	0.0092	0.0057	0.0032	0.0054	0.0098
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.0345	0.0225	0.0696	0.0296	0.0182
$\sigma_z(Q)$	0.0076	0.0050	0.0146	0.0058	0.0055
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$\sigma_z(P)$	0.0180	0.0502	0.0341	0.0233	
$\sigma_z(Q)$	0.0040	0.0154	0.0075	0.0063	

**4.3.1.3. Sistema IEEE 14 Nodos incrementando la carga a un 140%.**

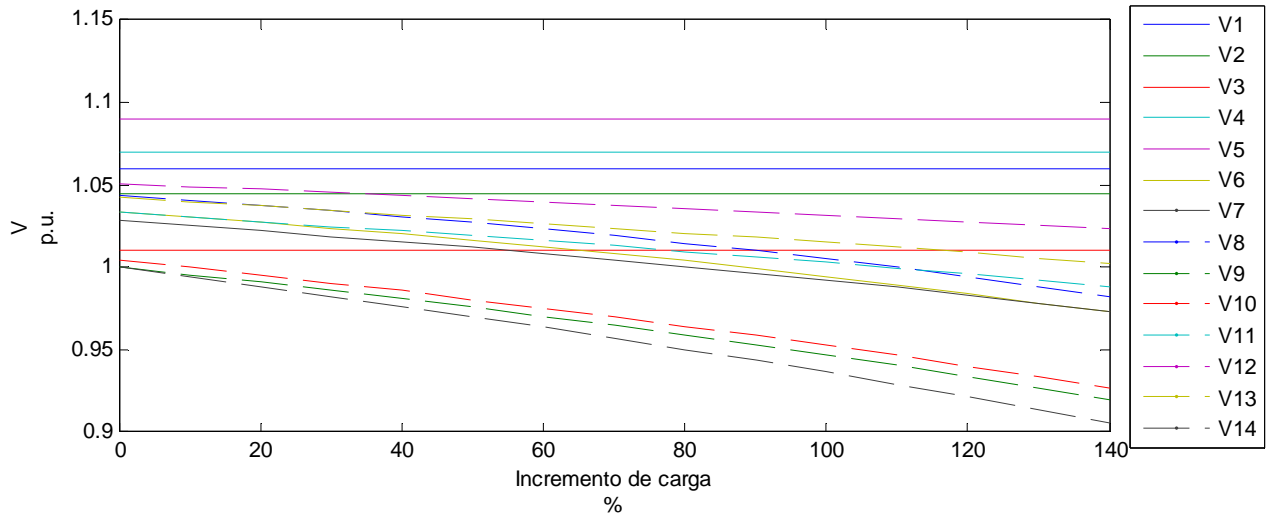
En la tabla 4.37 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

**Tabla 4.37.** Variables de estado ( $x$ ).

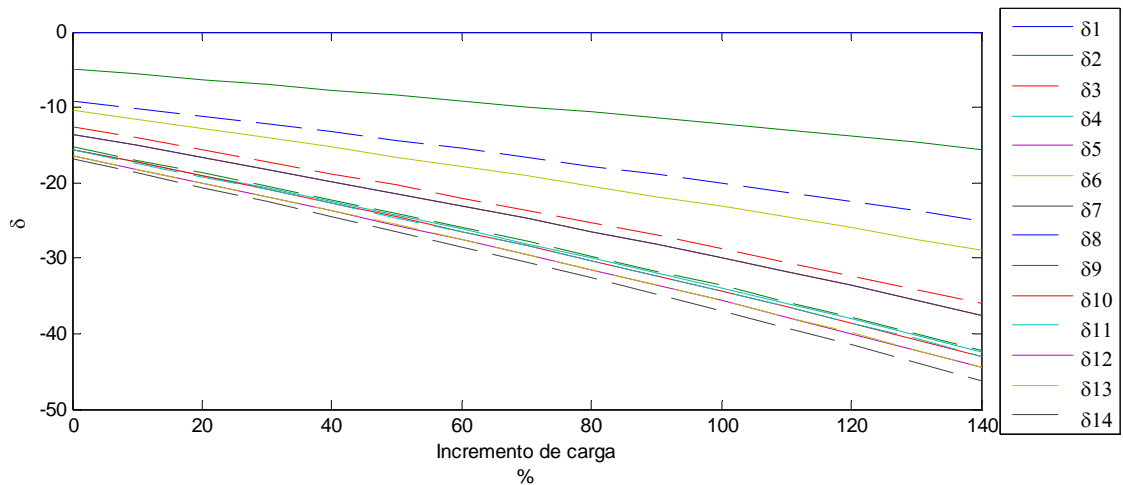
Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)	0.000	-15.550	-36.080	-42.372	-37.522	-28.966	-37.522
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	0.9727	0.9730
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-25.084	-42.164	-42.999	-42.952	-44.482	-44.473	-46.221
$ V $ (p.u.)	0.9820	0.9200	0.9264	0.9881	1.0236	1.0026	0.9056

En las graficas 4.12 y 4.13 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.





**Grafica 4.12.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.



**Grafica 4.13.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.

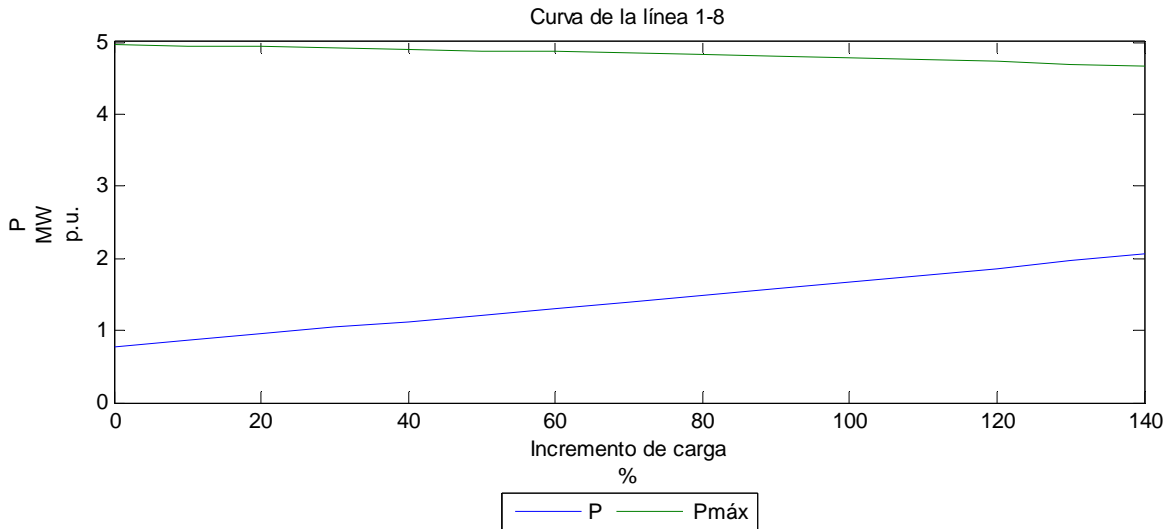
En la tabla 4.38 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.14 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

**Tabla 4.38.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)		-15.550	-36.080	-42.372	-37.522	-28.966	-37.522
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	0.9727	0.9730
$P$ (p.u.)	6.8690	-0.1209	-2.2609	-0.3530	0.0000	-1.1203	-0.0148
$Q$ (p.u.)	-0.3671	2.1064	1.0137	1.3212	0.7240	0.2485	-0.0991

Tabla 4.38. (Continuación)

Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-25.084	-42.164	-42.999	-42.952	-44.482	-44.473	-46.221
$ V $ (p.u.)	0.9820	0.9200	0.9264	0.9881	1.0236	1.0026	0.9056
$P$ (p.u.)	-0.0988	-0.7194	-0.2161	-0.0839	-0.1463	-0.3241	-0.3577
$Q$ (p.u.)	0.1926	-0.6073	-0.1394	-0.0432	-0.0381	-0.1393	-0.1201
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$P$ (p.u.)	4.8146	2.0544	1.8876	1.3807	1.0189	-0.5269	-1.4423
$Q$ (p.u.)	-0.2013	-0.0751	0.0367	-0.1053	-0.1317	-0.0453	-0.0534
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$P$ (p.u.)	0.6733	0.3674	1.2390	0.2152	0.2050	0.4657	0.0000
$Q$ (p.u.)	0.0333	0.0684	-0.0807	0.1569	0.0405	0.1348	-0.3607
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$P$ (p.u.)	0.6585	0.1061	0.2004	-0.1108	0.0531	0.1752	-4.4081
$Q$ (p.u.)	0.2666	-0.0710	-0.0368	-0.1300	0.0226	0.0934	0.2721
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$P$ (p.u.)	-1.8467	-1.7340	-1.2783	-0.9639	0.5597	1.4729	-0.6733
$Q$ (p.u.)	0.1400	0.0122	0.1199	0.1239	0.0421	0.0681	-0.0179
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$P$ (p.u.)	-0.3674	-1.2390	-0.2019	-0.1994	-0.4472	0.0000	-0.6585
$Q$ (p.u.)	-0.0533	0.1399	-0.1514	-0.0386	-0.1288	0.3824	-0.2515
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$P$ (p.u.)	-0.1053	-0.1941	0.1180	-0.0520	-0.1635		
$Q$ (p.u.)	0.0716	0.0391	0.1336	-0.0224	-0.0891		

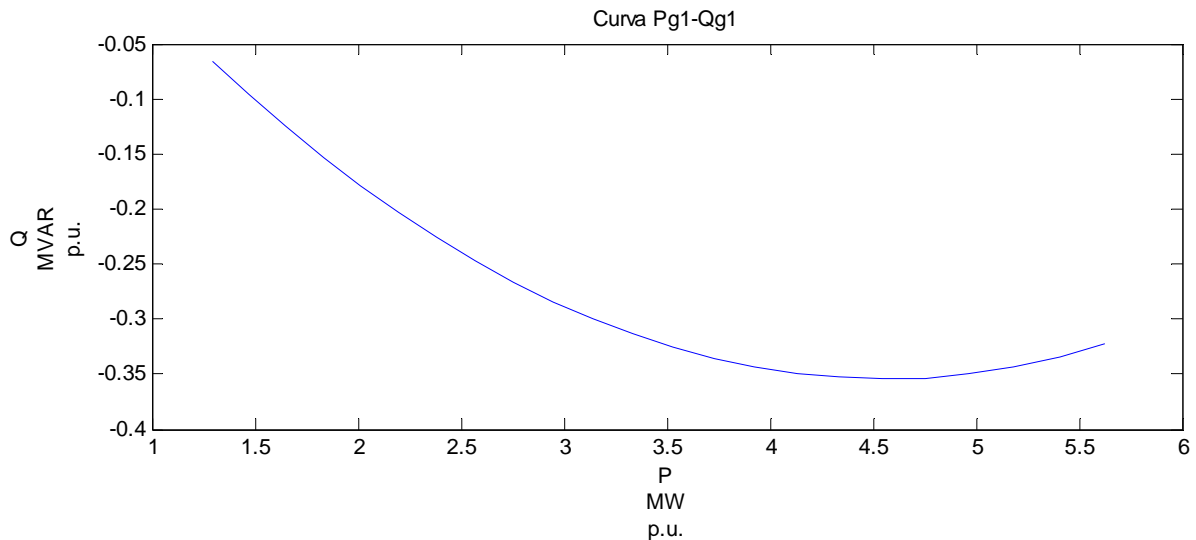


Grafica 4.14. Comportamiento de Potencia en la línea 1-8 en el Sistema IEEE 14 Nodos.

En la tabla 4.39 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.15 se muestra el comportamiento de P – Q en el nodo generador 1.

**Tabla 4.39.** Variables de entrada ( $y$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$P_C$	0.0000	0.5208	2.2608	0.2688	0.0000	1.1472	0.0000
$Q_C$	0.0000	0.3048	0.4560	0.1800	0.0000	-0.0936	0.0000
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$P_C$	0.1824	0.7080	0.2160	0.0840	0.1464	0.3240	0.3576
$Q_C$	0.0384	0.3984	0.1392	0.0432	0.0384	0.1392	0.1200
Nodo Gen.	1	2	3	4	5		
$P_G$	6.8689	0.4000	0.0000	0.0000	0.0000		
$Q_G$	-0.3672	2.4112	1.4698	1.7720	0.7239		



**Grafica 4.15.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.

En la tabla 4.40 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.40.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\sigma_z(\delta)$		0.0035	0.0069	0.0128	0.0098	0.0065	0.0098
$\sigma_z( V )$	0.0140	0.0127	0.0105	0.0141	0.0136	0.0125	0.0135
$\sigma_z(P)$	0.0973	0.0174	0.0754	0.0090	0.0000	0.0382	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.0102	0.0152	0.0060	0.0000	0.0031	0.0000	0.0013
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma_z(\delta)$	0.0059	0.0122	0.0127	0.0128	0.0137	0.0137	0.0146
$\sigma_z( V )$	0.0129	0.0136	0.0137	0.0140	0.0142	0.0141	0.0141
$\sigma_z(P)$	0.0061	0.0236	0.0072	0.0028	0.0049	0.0108	0.0119
$\sigma_z(Q)$	0.0133	0.0046	0.0014	0.0013	0.0046	0.0040	0.0133

**Tabla 4.40.** (Continuación)

Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$\sigma_z(P)$	0.0688	0.0289	0.0423	0.0185	0.0119	0.0384	0.0339
$\sigma_z(Q)$	0.0085	0.0061	0.0152	0.0086	0.0092	0.0049	0.0067
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$\sigma_z(P)$	0.0193	0.0070	0.0133	0.0060	0.0036	0.0085	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.0099	0.0063	0.0135	0.0019	0.0032	0.0060	0.0031
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$\sigma_z(P)$	0.0125	0.0074	0.0086	0.0058	0.0030	0.0362	0.0670
$\sigma_z(Q)$	0.0075	0.0020	0.0085	0.0017	0.0024	0.0712	0.0128
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$\sigma_z(P)$	0.0281	0.0385	0.0180	0.0117	0.0406	0.0345	0.1046
$\sigma_z(Q)$	0.0088	0.0052	0.0080	0.0075	0.0088	0.0065	0.0123
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$\sigma_z(P)$	0.0070	0.0133	0.0059	0.0035	0.0081	0.0000	0.0125
$\sigma_z(Q)$	0.0036	0.0084	0.0017	0.0030	0.0054	0.0031	0.0057
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$\sigma_z(P)$	0.0074	0.0081	0.0058	0.0030	0.0301		
$\sigma_z(Q)$	0.0020	0.0086	0.0017	0.0024	0.0586		

### 4.3.2. Última convergencia.

Al igual que en el punto anterior se realizaron los estudios de flujo hasta la última convergencia donde el sistema está a punto de colapsar por los voltajes y en algunos casos porque una línea rebasa su potencia máxima como es el caso de la línea 1 – 8 del sistema IEEE 14 Nodos.

A continuación se presentan todos los resultados para cada sistema.

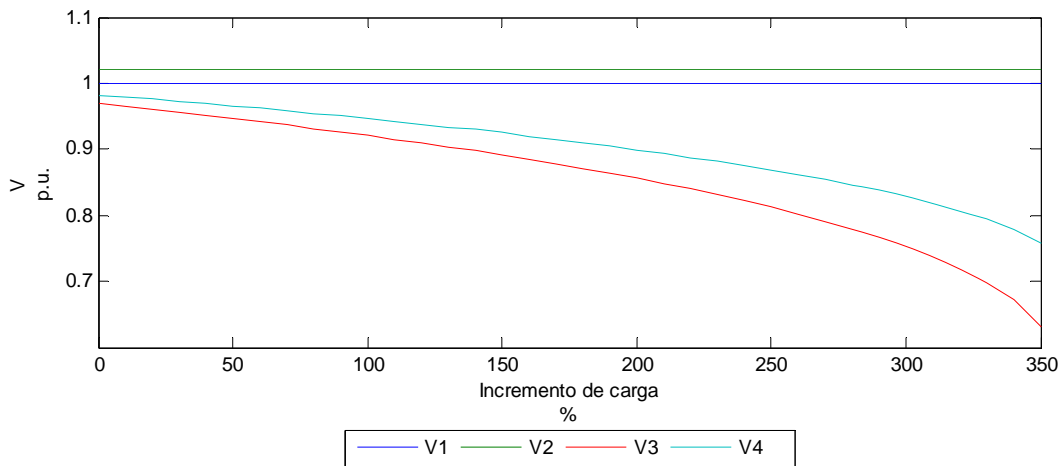
#### 4.3.2.1. Sistema Stevenson incrementando la carga un 350%.

En la tabla 4.41 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

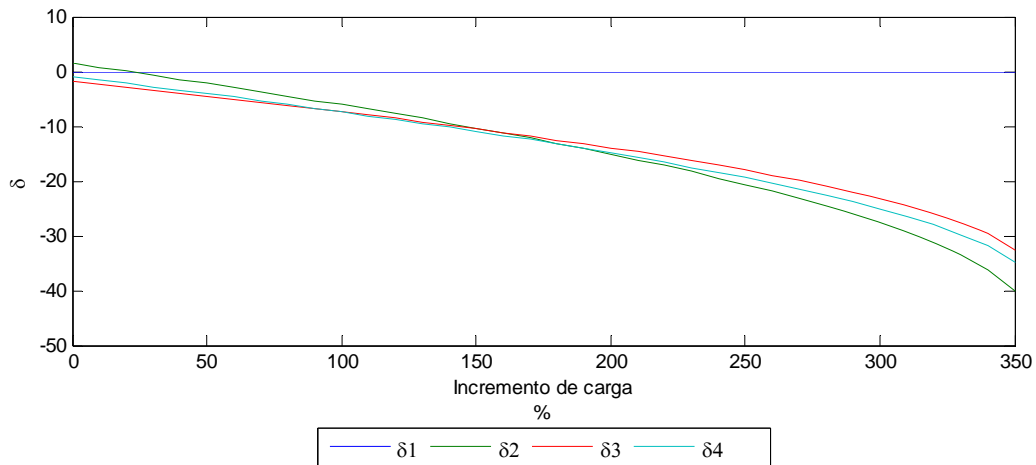
**Tabla 4.41.** Variables de estado ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)	0.000	-40.025	-32.732	-34.85
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.6314	0.7572

En las graficas 4.16 y 4.17 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.



**Grafica 4.16.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stevenson.



**Grafica 4.17.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stevenson.

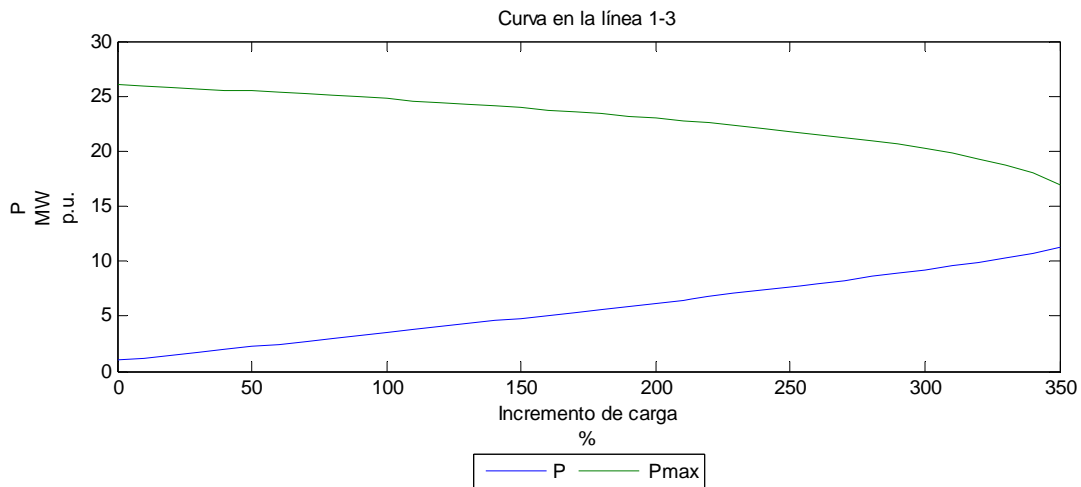
En la tabla 4.42 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.18 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

**Tabla 4.42.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\delta$ (°)		-40.025	-32.732	-34.850
$ V $ (p.u.)	1.0000	1.0200	0.6314	0.7572
$P$ (p.u.)	21.0378	-0.3138	-8.9587	-7.5983
$Q$ (p.u.)	15.9262	13.6887	-5.5372	-4.6879

**Tabla 4.42.** (Continuación)

Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$P$ (p.u.)	9.6995	11.2484	0.7882	0.5099
$Q$ (p.u.)	5.5208	10.3154	-5.4445	-3.9034
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$P$ (p.u.)	-8.4382	-9.5094	-0.3987	-0.0218
$Q$ (p.u.)	0.7050	-1.6747	7.3299	6.2522

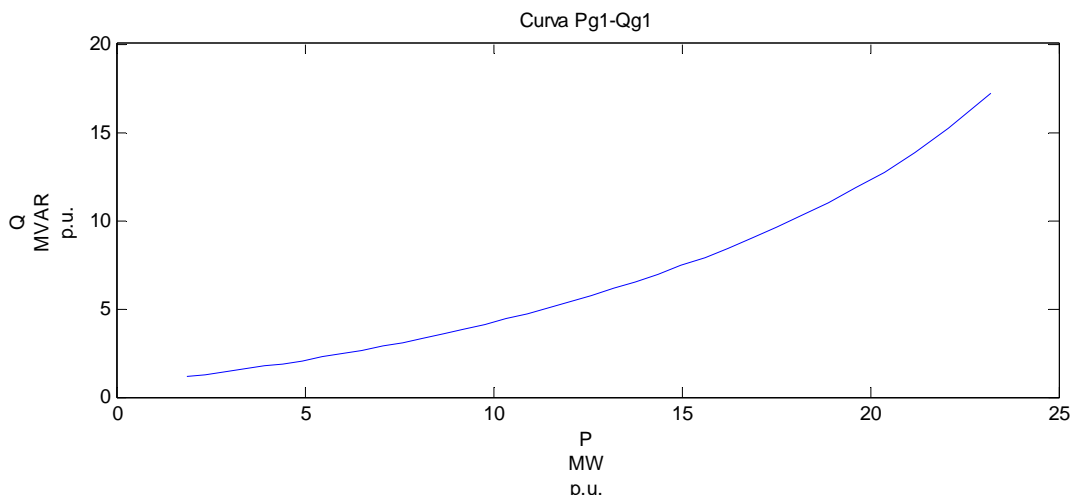


**Grafica 4.18.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stevenson.

En la tabla 4.43 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.19 se muestra el comportamiento de  $P - Q$  en el nodo generador 1.

**Tabla 4.43.** Variables de entrada ( $y$ ).

Nodo	1	2	3	4
$P_C$	2.2500	3.6000	9.0000	7.6500
$Q_C$	1.3946	2.2311	5.5773	4.7408
Nodo Gen.	1	2		
$P_G$	23.1979	3.1800		
$Q_G$	17.2306	15.8137		



**Grafica 4.19.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stevenson.

En la tabla 4.44 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.44.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

Nodo	1	2	3	4
$\sigma_z(\delta)$		0.0146	0.0133	0.0158
$\sigma_z( V )$	0.0110	0.0111	0.0102	0.0118
$\sigma_z(P)$	0.4226	0.1200	0.3000	0.2550
$\sigma_z(Q)$	0.0744	0.1859	0.1580	0.1590
Línea	1 – 4	1 – 3	4 – 2	3 – 2
$\sigma_z(P)$	0.2027	0.2615	0.1587	0.1587
$\sigma_z(Q)$	0.2163	0.2192	0.0862	0.0718
Línea	4 – 1	3 – 1	2 – 4	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.1768	0.2471	0.1677	0.1715
$\sigma_z(Q)$	0.1383	0.1366	0.1577	0.1560

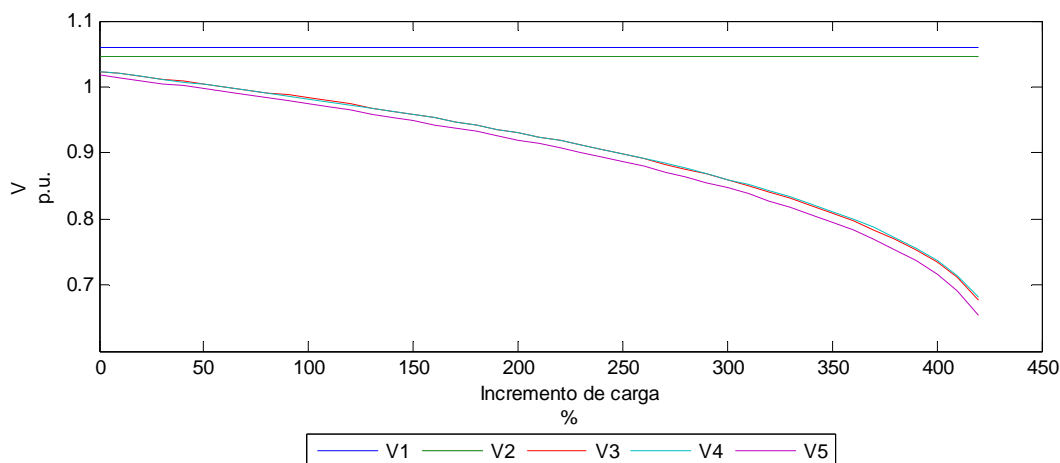
#### 4.3.2.2. Sistema Stagg incrementando la carga a un 420%.

En la tabla 4.45 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

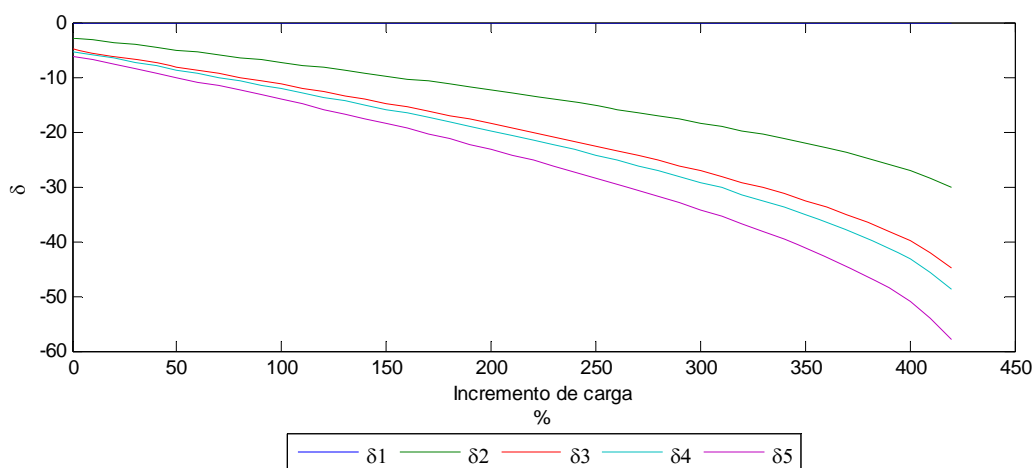
**Tabla 4.45.** Variables de estado ( $x$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)	0.000	-30.183	-44.955	-48.792	-57.970
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	0.6777	0.6823	0.6530

En las graficas 4.20 y 4.21 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.



**Grafica 4.20.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema Stagg.



**Grafica 4.21.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.46 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.22 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

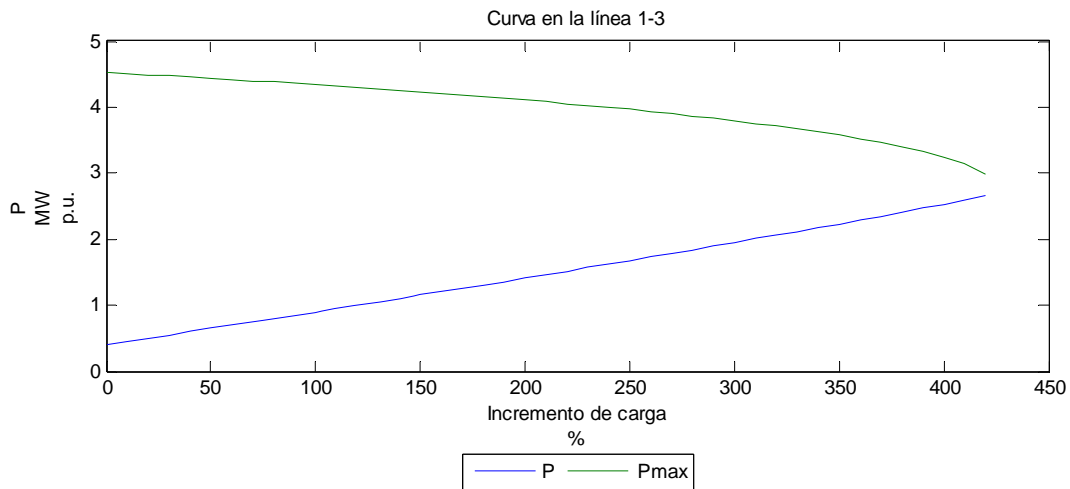
**Tabla 4.46.** Valor esperado ( $\hat{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\delta$ (°)		-30.183	-44.955	-48.792	-57.970
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0470	0.6777	0.6823	0.6530
$P$ (p.u.)	11.8633	-0.6400	-2.3399	-2.0802	-3.1198
$Q$ (p.u.)	1.2847	11.1029	-0.7793	-0.2609	-0.5201
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$P$ (p.u.)	9.1909	-1.9647	-1.2826	1.8385	-2.8366
$Q$ (p.u.)	-0.3599	0.4389	-0.8418	1.6941	-0.5479



**Tabla 4.46.** (Continuación)

Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$P$ (p.u.)	0.9075	-0.2833	-7.6854	2.6724	1.5881
$Q$ (p.u.)	-0.3764	0.0278	4.8098	1.6446	1.7271
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$P$ (p.u.)	-1.4923	3.6188	-0.8865	0.2986	
$Q$ (p.u.)	-0.6868	2.8719	0.4300	-0.0041	

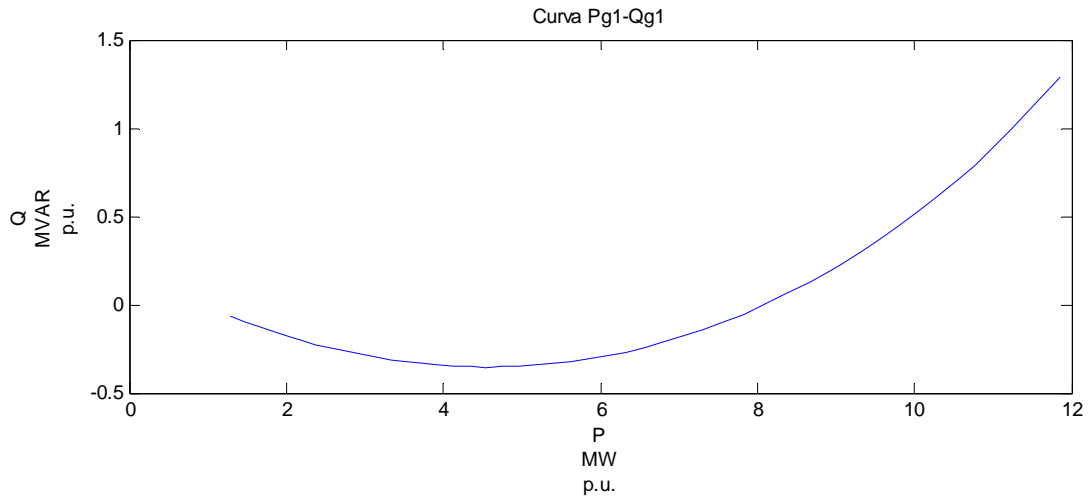


**Grafica 4.22.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-3 en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.47 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.23 se muestra el comportamiento de  $P - Q$  en el nodo generador 1.

**Tabla 4.47.** Variables de entrada ( $y$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$P_C$	0	1.0400	2.3400	2.0800	3.1200
$Q_C$	0	0.5200	0.7800	0.2600	0.5200
Nodo Gen.	1	2			
$P_G$	11.8633	0.4000			
$Q_G$	1.2846	11.6224			



**Grafica 4.23.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema Stagg.

En la tabla 4.48 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.48.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

Nodo	1	2	3	4	5
$\sigma_z(\delta)$		0.0066	0.0144	0.0147	0.0132
$\sigma_z( V )$	0.0129	0.0105	0.0103	0.0098	0.0091
$\sigma_z(P)$	0.1538	0.0347	0.0780	0.0693	0.1040
$\sigma_z(Q)$	0.0173	0.0260	0.0087	0.0173	0.0133
Línea	1 – 2	3 – 1	3 – 2	2 – 4	5 – 2
$\sigma_z(P)$	0.1058	0.0459	0.0282	0.0330	0.0673
$\sigma_z(Q)$	0.0237	0.0169	0.0110	0.0224	0.0168
Línea	3 – 4	5 – 4	2 – 1	1 – 3	2 – 3
$\sigma_z(P)$	0.0612	0.0441	0.1038	0.0491	0.0342
$\sigma_z(Q)$	0.0229	0.0152	0.0574	0.0213	0.0264
Línea	4 – 2	2 – 5	4 – 3	4 – 5	
$\sigma_z(P)$	0.0287	0.0922	0.0596	0.0488	
$\sigma_z(Q)$	0.0125	0.0928	0.0212	0.0288	

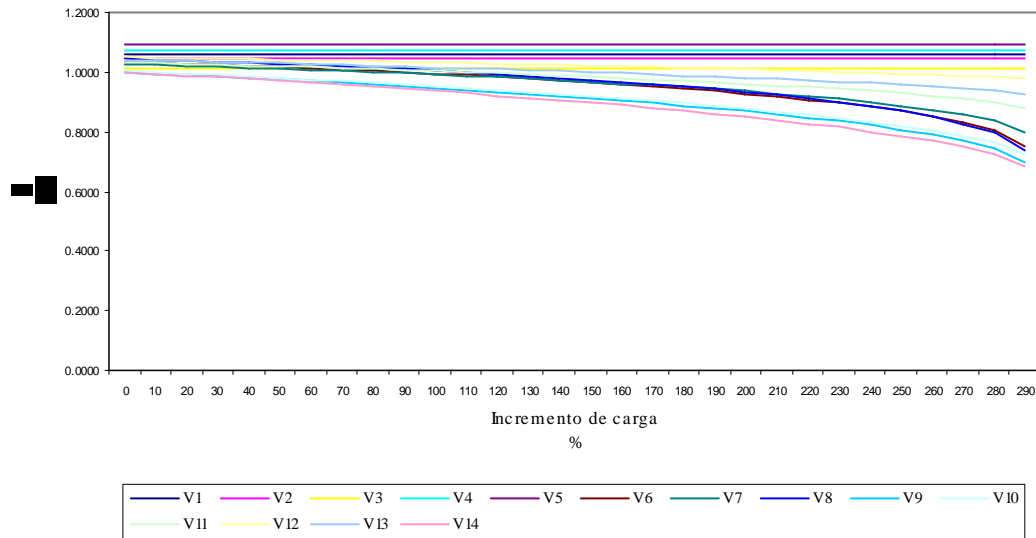
**4.3.2.3. Sistema IEEE 14 Nodos incrementando la carga a un 290%.**

En la tabla 4.49 se observan los resultados de las variables de estado al incrementar la carga.

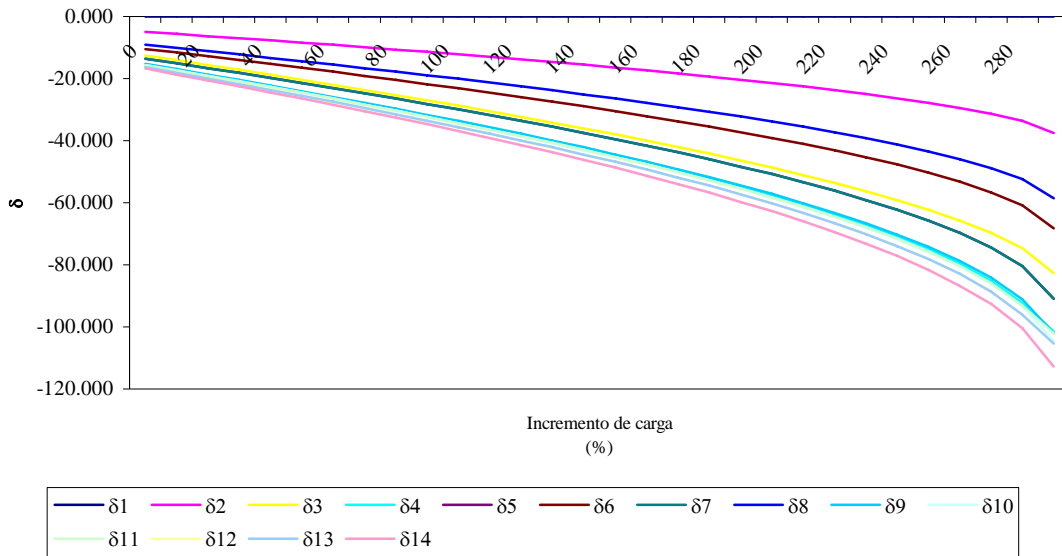
**Tabla 4.49.** Variables de estado (x).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)	0.000	-37.566	-82.756	-101.516	-90.872	-68.193	-90.872
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	0.7535	0.7992
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-58.522	-102.022	-104.550	-102.135	-105.333	-105.262	-112.839
$ V $ (p.u.)	0.7368	0.6966	0.7210	0.8760	0.9774	0.9280	0.6838

En las graficas 4.24 y 4.25 se presentan el comportamiento de las variables de estado al incrementar la carga.



**Grafica 4.24.** Comportamiento de la magnitud de Voltaje al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.



**Grafica 4.25.** Comportamiento de los ángulos nodales al incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.

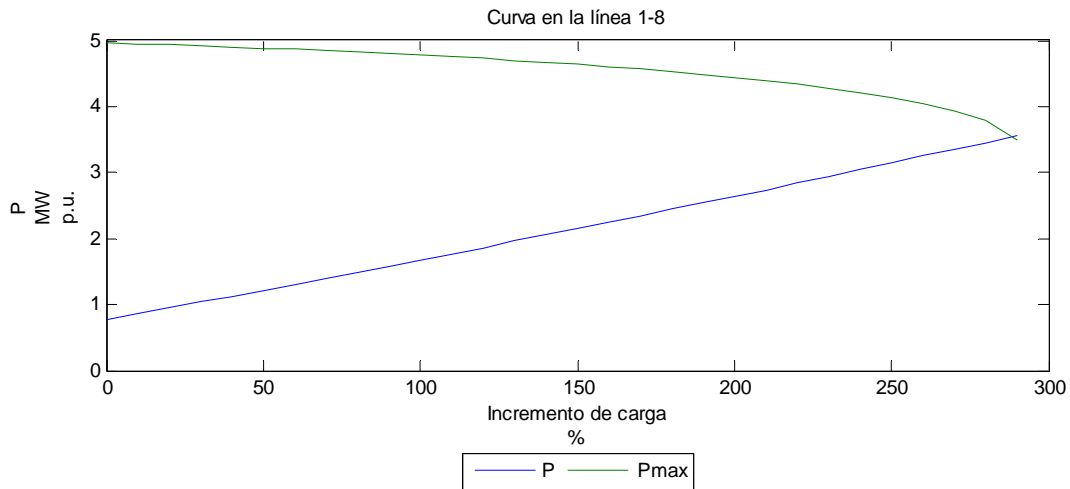
En la tabla 4.50 se muestran los resultados del valor esperado de los flujos (media), y en la grafica 4.26 se observa el comportamiento de la línea que se considera la más crítica al ser la que se acerca más a su potencia máxima.

**Tabla 4.50.** Valor esperado ( $\bar{z}$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\delta$ (°)		-37.566	-82.756	-101.516	-90.872	-68.193	-90.872
$ V $ (p.u.)	1.0600	1.0450	1.0100	1.0700	1.0900	0.7535	0.7992
$P$ (p.u.)	15.0905	-0.4463	-3.6739	-0.4366	0.0000	-1.8394	-0.1317
$Q$ (p.u.)	2.6629	10.2802	3.9592	4.0401	1.7994	0.2402	-0.0812
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\delta$ (°)	-58.522	-102.022	-104.550	-102.135	-105.333	-105.262	-112.839
$ V $ (p.u.)	0.7368	0.6966	0.7210	0.8760	0.9774	0.9280	0.6838
$P$ (p.u.)	-0.2967	-1.0433	-0.4854	0.0000	-0.2380	-0.4516	-0.6485
$Q$ (p.u.)	-0.0812	-0.7979	-0.1657	-0.1255	-0.0623	-0.2539	-0.1522
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$P$ (p.u.)	11.5354	3.5551	3.9758	2.7510	2.0648	-0.4069	-1.8725
$Q$ (p.u.)	0.3425	2.3204	0.7912	1.4254	1.4500	1.8106	1.0798
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$P$ (p.u.)	1.1103	0.5254	2.1332	0.4474	0.3758	0.8733	0.0000
$Q$ (p.u.)	0.0580	0.2369	-0.1340	0.8303	0.2158	0.7392	-1.3194
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$P$ (p.u.)	0.9786	0.1652	0.2955	-0.3263	0.1176	0.4577	-9.2379
$Q$ (p.u.)	0.8409	-0.2576	-0.0747	-0.4395	0.1115	0.4423	6.6136

**Tabla 4.50.** (Continuación)

Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$P$ (p.u.)	-2.6823	-3.2670	-2.2373	-1.7299	0.6347	1.9823	-1.1103
$Q$ (p.u.)	1.2419	2.1486	0.1050	-0.4559	-1.2394	-0.7333	0.3973
Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$P$ (p.u.)	-0.5254	-2.1332	-0.3736	-0.3557	-0.7977	0.0000	-0.9786
$Q$ (p.u.)	0.0885	2.2548	-0.6757	-0.1738	-0.5902	1.7994	-0.5542
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$P$ (p.u.)	-0.1591	-0.2712	0.3736	-0.1116	-0.3773		
$Q$ (p.u.)	0.2739	0.1264	0.5502	-0.1060	-0.2786		

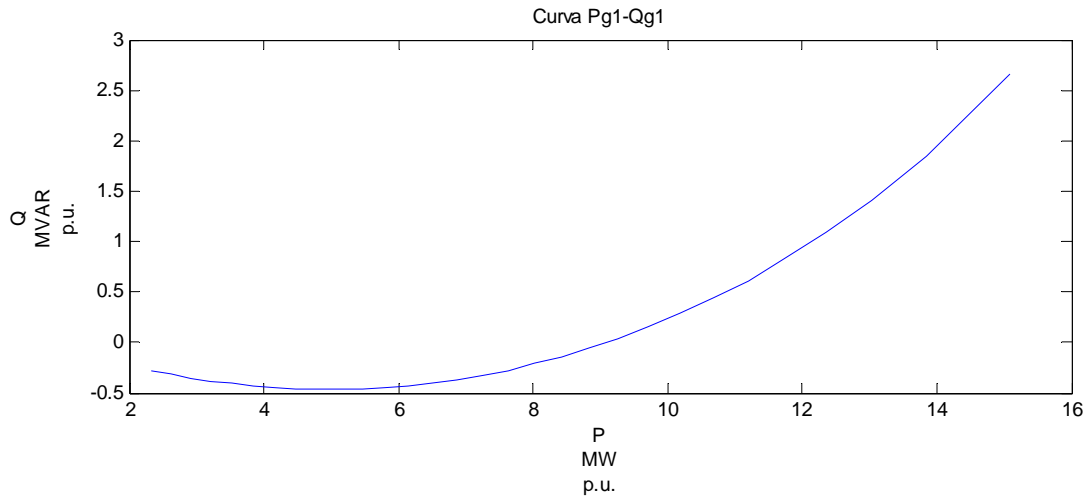


**Gráfica 4.26.** Comportamiento de Potencia en la línea 1-8 en el Sistema IEEE 14 Nodos.

En la tabla 4.51 se observan los valores de las variables de entrada en este punto, y en la grafica 4.27 se muestra el comportamiento de  $P - Q$  en el nodo generador 1.

**Tabla 4.51.** Variables de entrada ( $y$ ).

Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$P_C$	0.0000	0.8463	3.6738	0.4368	0.0000	1.8642	0.0000
$Q_C$	0.0000	0.4953	0.7410	0.2925	0.0000	-0.1521	0.0000
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$P_C$	0.2964	1.1505	0.3510	0.1365	0.2379	0.5265	0.5811
$Q_C$	0.0624	0.6474	0.2262	0.0702	0.0624	0.2262	0.1950
Nodo Gen.	1	2	3	4	5		
$P_G$	15.0905	0.4000	0.0000	0.0000	0.0000		
$Q_G$	2.6628	10.7756	4.7004	4.6329	1.7993		



**Gráfica 4.27.** Comportamiento del Nodo generador al ir incrementando la carga en el Sistema IEEE 14 Nodos.

En la tabla 4.52 se muestra el valor obtenido de la desviación estándar para este punto.

**Tabla 4.52.** Desviación estándar ( $\sigma_z$ ).

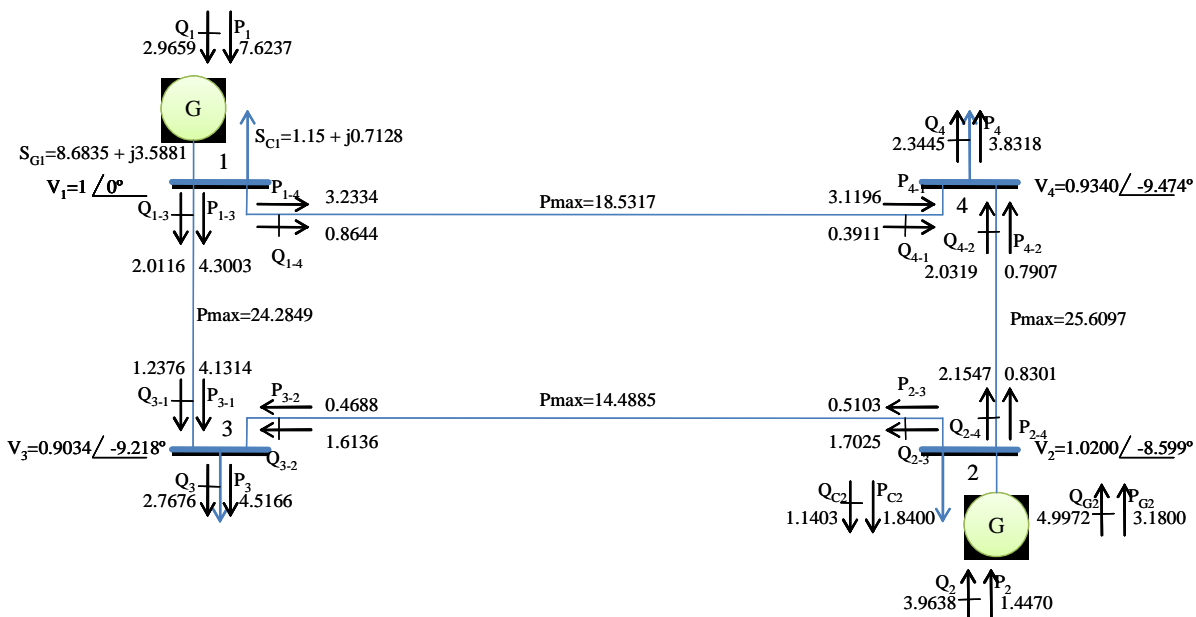
Nodo	1	2	3	4	5	6	7
$\sigma_z(\delta)$		0.0286	0.0489	0.0482	0.0160	0.0365	0.0160
$\sigma_z( V )$	0.0200	0.0141	0.0080	0.0480	0.0456	0.0134	0.0423
$\sigma_z(P)$	0.2119	0.0282	0.1225	0.0146	0.0000	0.0621	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.0165	0.0247	0.0097	0.0000	0.0051	0.0000	0.0021
Nodo	8	9	10	11	12	13	14
$\sigma_z(\delta)$	0.0354	0.0484	0.0566	0.0495	0.0554	0.0557	0.0847
$\sigma_z( V )$	0.0119	0.0476	0.0491	0.0507	0.0509	0.0528	0.0547
$\sigma_z(P)$	0.0099	0.0383	0.0117	0.0046	0.0079	0.0175	0.0194
$\sigma_z(Q)$	0.0216	0.0075	0.0023	0.0021	0.0075	0.0065	0.0133
Línea	1 – 2	1 – 8	2 – 3	2 – 6	2 – 8	3 – 6	6 – 8
$\sigma_z(P)$	0.1458	0.0672	0.0448	0.0278	0.0239	0.1144	0.0849
$\sigma_z(Q)$	0.0765	0.0771	0.0439	0.1625	0.1583	0.0806	0.0854
Línea	6 – 7	6 – 9	8 – 4	4 – 11	4 – 12	4 – 13	7 – 5
$\sigma_z(P)$	0.0496	0.0090	0.0564	0.0179	0.0116	0.0320	0.0000
$\sigma_z(Q)$	0.1541	0.0919	0.2261	0.0211	0.0117	0.0397	0.0370
Línea	7 – 9	9 – 10	9 – 14	10 – 11	12 – 13	13 – 14	2 – 1
$\sigma_z(P)$	0.0273	0.0141	0.0159	0.0115	0.0084	0.1334	0.0778
$\sigma_z(Q)$	0.0829	0.0175	0.0308	0.0154	0.0054	0.3195	0.3106
Línea	8 – 1	3 – 2	6 – 2	8 – 2	6 – 3	8 – 6	7 – 6
$\sigma_z(P)$	0.0460	0.0345	0.0275	0.0196	0.1052	0.0910	0.1196
$\sigma_z(Q)$	0.1941	0.0807	0.1199	0.0980	0.0535	0.0661	0.1311

Tabla 4.52. (Continuación)

Línea	9 – 6	4 – 8	11 – 4	12 – 4	13 – 4	5 – 7	9 – 7
$\sigma_z(P)$	0.0090	0.0564	0.0121	0.0090	0.0208	0.0000	0.0273
$\sigma_z(Q)$	0.0341	0.0709	0.0026	0.0064	0.0159	0.0051	0.0151
Línea	10 – 9	14 – 9	11 – 10	13 – 12	14 – 13		
$\sigma_z(P)$	0.0136	0.0127	0.0120	0.0073	0.0733		
$\sigma_z(Q)$	0.0156	0.0214	0.0027	0.0045	0.1971		

#### 4.4. ESTUDIO DE CARGABILIDAD.

En base a lo referido por Sato <sup>(77)</sup> se puede sobrecargar un sistema para encontrar los límites de cargabilidad el cual fue lo que se realizo en el punto anterior y se encontraron sus potencias máximas para ver la cargabilidad en las líneas mas criticas el cual se observo que el nodo slack (Nodo 1) es uno de los extremos de la línea que se acerca mas (sistema Stevenson y Stagg) o sobrepasa la máxima potencia (sistema IEEE 14 Nodos).



Grafica 4.28. Diagrama de vaciado del sistema Stevenson cuando uno de sus nodos tiene 0.9 V p.u.

Se hicieron comparaciones entre las líneas que tienen variancia máxima, potencia máxima y en la que en uno de los extremos de la línea tiene 0.9V p.u. y el otro tiene un voltaje inmediato mayor, estas comparaciones se hicieron en el primer desarrollo sin incrementar la carga, cuando el mínimo voltaje es de 0.9V p.u. y cuando tenemos últimos resultados antes de que el sistema colapse.

**4.4.1. Stevenson.**

En la grafica 4.28 se muestra el sistema con sus resultados de obtenidos en el punto cuando el mínimo voltaje alcanza los 0.9V p.u., de ahí se van a comparar los resultados cuando con los datos cuando tenemos máxima potencia y maxima varianci el cual los resultados se muestran en las tablas 4.53, 4.54 y 4.55.

**Tabla 4.53.** Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).

0%	130%	350%
$\sigma_z^2(P_{2-3}) = 0.0006$	$\sigma_z^2(P_{2-3}) = 0.0035$	$\sigma_z^2(P_{2-3}) = 0.0294$
$P_{\max}(P_{2-3}) = 15.5406$	$P_{\max}(P_{2-3}) = 14.4885$	$P_{\max}(P_{2-3}) = 10.1262$
$X(P_{2-3}) = 0.0636$	$X(P_{2-3}) = 0.0636$	$X(P_{2-3}) = 0.0636$
$P_{2-3} = 1.0474$	$P_{2-3} = 0.5103$	$P_{2-3} = -0.0218$
$\sigma_z(P_{2-3}) = 0.0240$	$\sigma_z(P_{2-3}) = 0.0588$	$\sigma_z(P_{2-3}) = 0.1715$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.54.** Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).

0%	130%	350%
$P_{\max}(P_{1-3}) = 26.0484$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 24.2849$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 16.9731$
$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0034$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0188$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0684$
$X(P_{1-3}) = 0.0372$	$X(P_{1-3}) = 0.0372$	$X(P_{1-3}) = 0.0372$
$P_{1-3} = 0.9811$	$P_{1-3} = 4.3003$	$P_{1-3} = 11.2484$
$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0580$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.1370$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.2615$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.55.** Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.

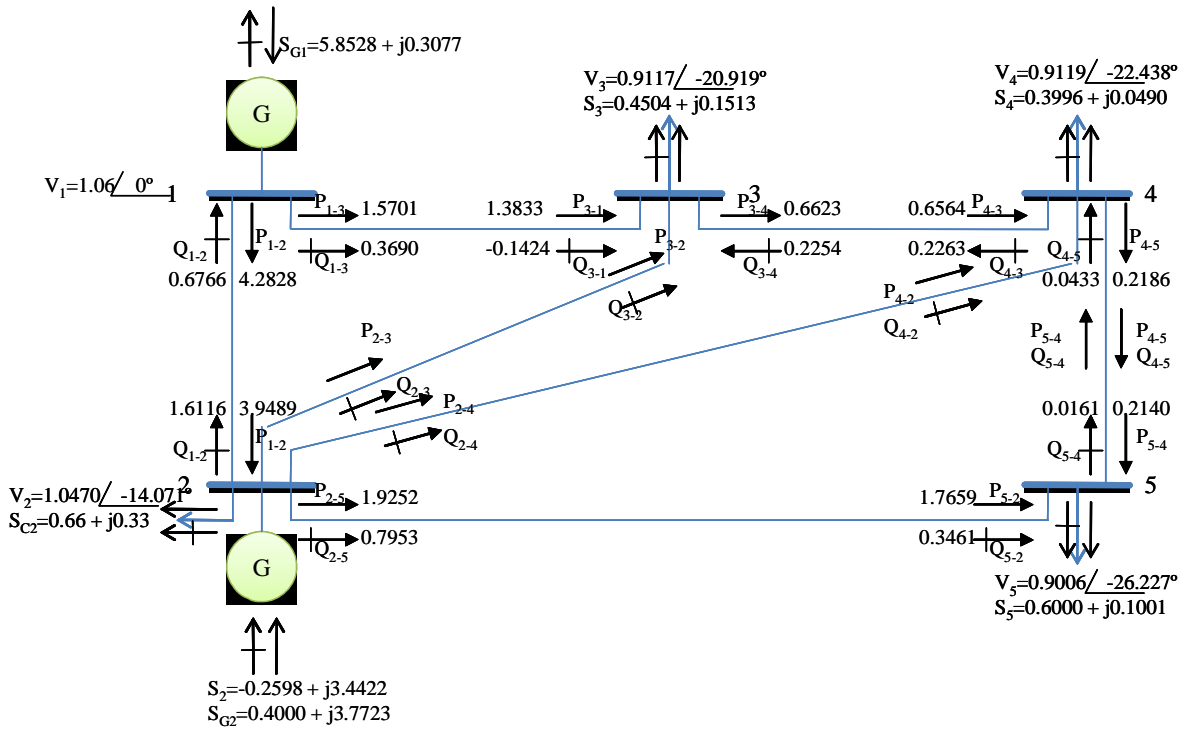
0%	130%	350%
$P_{\max}(P_{3-1}) = 26.0484$	$P_{\max}(P_{3-1}) = 24.2849$	$P_{\max}(P_{3-1}) = 16.9731$
$\sigma_z^2(P_{3-1}) = 0.0032$	$\sigma_z^2(P_{3-1}) = 0.0183$	$\sigma_z^2(P_{3-1}) = 0.0610$
$X(P_{3-1}) = 0.0372$	$X(P_{3-1}) = 0.0372$	$X(P_{3-1}) = 0.0372$
$P_{3-1} = -0.9708$	$P_{3-1} = -4.1314$	$P_{3-1} = -9.5094$
$\sigma_z(P_{3-1}) = 0.0569$	$\sigma_z(P_{3-1}) = 0.1352$	$\sigma_z(P_{3-1}) = 0.2471$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$



Como se puede observar en este caso el sistema esta muy sobrado en los puntos críticos y no nos afecta que el valor de la desviación estandar este por encima del margen que se habia propuesto para los datos de entrada.

**4.4.2. Stagg.**

En la grafica 4.29 se muestra el sistema con sus resultados de obtenidos en el punto cuando el mínimo voltaje alcanza los 0.9V p.u., de ahí se van a comparar los resultados cuando con los datos cuando tenemos máxima potencia y maxima varianci el cual los resultados se muestran en las tablas 4.56, 4.57 y 4.58.



**Grafica 4.29.** Diagrama de vaciado del sistema Stevenson cuando uno de sus nodos tiene 0.9 V p.u.

En la tabla 4.56, 4.57 y 4.58 se muestran las comparaciones entre Variancia máxima, potencia maxima y voltaje 0.9 en uno de los extremos de una línea.

**Tabla 4.56.** Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).

0%	230%	420%
$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0449 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0005$	$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0024$
$P_{\max}(P_{4-5}) = 4.3379$	$P_{\max}(P_{4-5}) = 3.4219$	$P_{\max}(P_{4-5}) = 1.8564$
$X(P_{4-5}) = 0.2400$	$X(P_{4-5}) = 0.2400$	$X(P_{4-5}) = 0.2400$
$P_{4-5} = 0.0634$	$P_{4-5} = 0.2186$	$P_{4-5} = 0.2986$
$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0067$	$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0233$	$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0488$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.57.** Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).

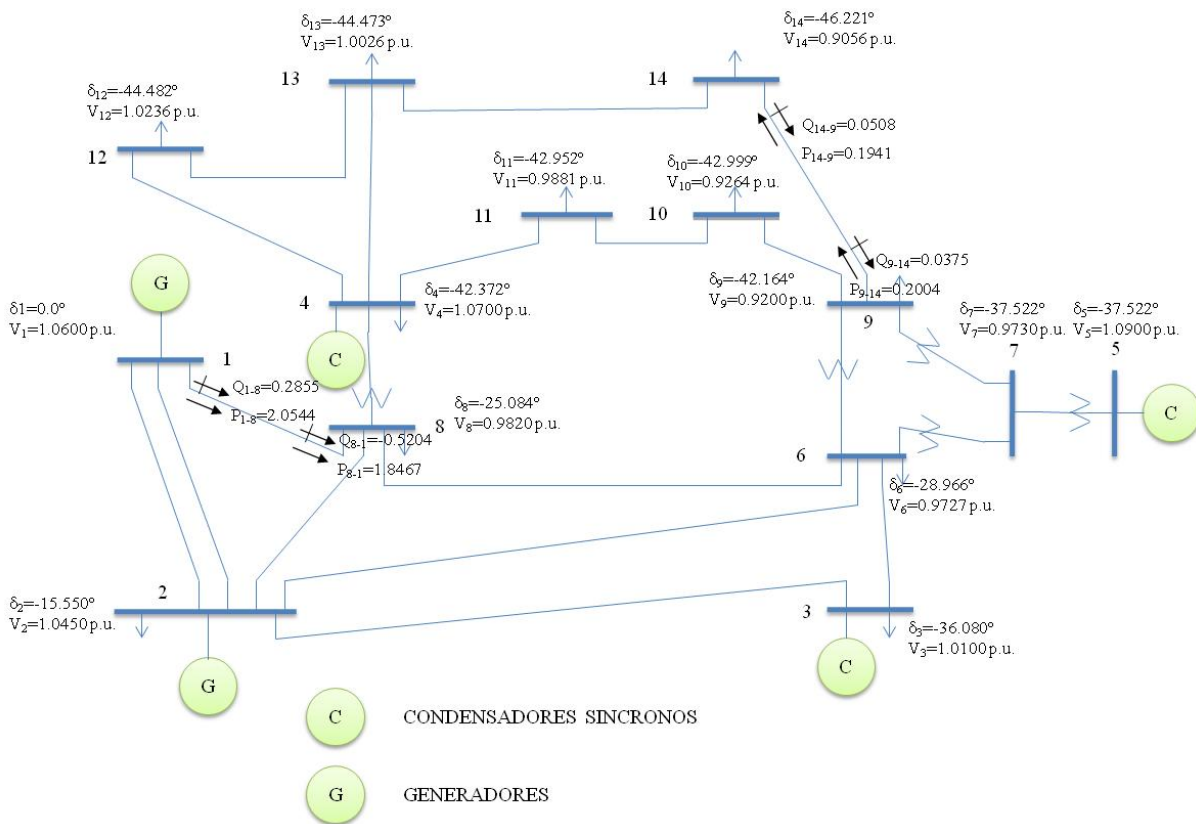
0%	230%	420%
$P_{\max}(P_{1-3}) = 4.5218$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 4.0267$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 2.9932$
$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0759 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0009$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0024$
$X(P_{1-3}) = 0.2400$	$X(P_{1-3}) = 0.2400$	$X(P_{1-3}) = 0.2400$
$P_{1-3} = 0.4073$	$P_{1-3} = 1.5701$	$P_{1-3} = 2.6724$
$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0087$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0296$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0491$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.58.** Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.

0%	230%	420%
$P_{\max}(P_{5-4}) = 4.3379$	$P_{\max}(P_{5-4}) = 3.4219$	$P_{\max}(P_{5-4}) = 1.8564$
$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0440 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0005$	$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0019$
$X(P_{5-4}) = 0.2400$	$X(P_{5-4}) = 0.2400$	$X(P_{5-4}) = 0.2400$
$P_{5-4} = -0.0631$	$P_{5-4} = -0.2140$	$P_{5-4} = -0.2833$
$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0066$	$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0225$	$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0441$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

#### 4.4.3. IEEE 14 Nodos.

En la grafica 4.30 se muestra el sistema con sus resultados de obtenidos en el punto cuando el mínimo voltaje alcanza los 0.9V p.u., de ahí se van a comparar los resultados cuando con los datos cuando tenemos máxima potencia y maxima varianci el cual los resultados se muestran en las tablas 4.59, 4.60 y 4.61.



**Grafica 4.30.** Diagrama de vaciado del sistema IEEE 14 Nodos cuando uno de sus nodos tiene 0.9 V p.u.

**Tabla 4.59.** Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).

0%	140%	290%
$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0449 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0005$	$\sigma_z^2(P_{4-5}) = 0.0024$
$P_{\max}(P_{4-5}) = 4.3379$	$P_{\max}(P_{4-5}) = 3.4219$	$P_{\max}(P_{4-5}) = 1.8564$
$X(P_{4-5}) = 0.2400$	$X(P_{4-5}) = 0.2400$	$X(P_{4-5}) = 0.2400$
$P_{4-5} = 0.0634$	$P_{4-5} = 0.2186$	$P_{4-5} = 0.2986$
$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0067$	$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0233$	$\sigma_z(P_{4-5}) = 0.0488$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.60.** Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).

0%	230%	420%
$P_{\max}(P_{1-3}) = 4.5218$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 4.0267$	$P_{\max}(P_{1-3}) = 2.9932$
$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0759 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0009$	$\sigma_z^2(P_{1-3}) = 0.0024$
$X(P_{1-3}) = 0.2400$	$X(P_{1-3}) = 0.2400$	$X(P_{1-3}) = 0.2400$
$P_{1-3} = 0.4073$	$P_{1-3} = 1.5701$	$P_{1-3} = 2.6724$
$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0087$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0296$	$\sigma_z(P_{1-3}) = 0.0491$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.61.** Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.

0%	230%	420%
$P_{\max}(P_{5-4}) = 4.3379$	$P_{\max}(P_{5-4}) = 3.4219$	$P_{\max}(P_{5-4}) = 1.8564$
$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0440 \times 10^{-3}$	$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0005$	$\sigma_z^2(P_{5-4}) = 0.0019$
$X(P_{5-4}) = 0.2400$	$X(P_{5-4}) = 0.2400$	$X(P_{5-4}) = 0.2400$
$P_{5-4} = -0.0631$	$P_{5-4} = -0.2140$	$P_{5-4} = -0.2833$
$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0066$	$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0225$	$\sigma_z(P_{5-4}) = 0.0441$
Probabilidad de $I_C$		
$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$	$P(\sigma_z) = 99.87$

**Tabla 4.62.** Comparación de Máxima Variancia ( $\sigma_{\max}^2$ ).

0%	140%	290%
$\sigma_z^2(P_{13-14}) = 0.0010$	$\sigma_z^2(P_{13-14}) = 0.0013$	$\sigma_z^2(P_{13-14}) = 0.0178$
$P_{\max}(P_{13-14}) = 2.9941$	$P_{\max}(P_{13-14}) = 2.6089$	$P_{\max}(P_{13-14}) = 1.8234$
$X(P_{13-14}) = 0.3480$	$X(P_{13-14}) = 0.3480$	$X(P_{13-14}) = 0.3480$
$P_{13-14} = 0.0685$	$P_{13-14} = 0.1752$	$P_{13-14} = 0.4577$
$\sigma_z(P_{13-14}) = 0.0320$	$\sigma_z(P_{13-14}) = 0.0362$	$\sigma_z(P_{13-14}) = 0.1334$

**Tabla 4.63.** Comparación de Máxima Potencia ( $P_{\max}$ ).

0%	140%	290%
$P_{\max}(P_{1-8}) = 4.9602$	$P_{\max}(P_{1-8}) = 4.6670$	$P_{\max}(P_{1-8}) = 3.5016$
$\sigma_z^2(P_{1-8}) = 0.0001$	$\sigma_z^2(P_{1-8}) = 0.0008$	$\sigma_z^2(P_{1-8}) = 0.0045$
$X(P_{1-8}) = 0.2230$	$X(P_{1-8}) = 0.2230$	$X(P_{1-8}) = 0.2230$
$P_{1-8} = 0.7739$	$P_{1-8} = 2.0544$	$P_{1-8} = 3.5551$
$\sigma_z(P_{1-8}) = 0.0114$	$\sigma_z(P_{1-8}) = 0.0289$	$\sigma_z(P_{1-8}) = 0.0672$

**Tabla 4.64.** Comparación cuando el voltaje en uno de los extremos de una línea es 0.9V.

0%	140%	290%
$P_{\max}(P_{14-9}) = 3.6981$	$P_{\max}(P_{14-9}) = 3.0814$	$P_{\max}(P_{14-9}) = 1.7617$
$\sigma_{\dot{z}}^2(P_{14-9}) = 0.00001$	$\sigma_{\dot{z}}^2(P_{14-9}) = 0.0001$	$\sigma_{\dot{z}}^2(P_{14-9}) = 0.0002$
$X(P_{14-9}) = 0.2704$	$X(P_{14-9}) = 0.2704$	$X(P_{14-9}) = 0.2704$
$P_{14-9} = -0.0826$	$P_{14-9} = -0.1941$	$P_{14-9} = -0.2712$
$\sigma_{\dot{z}}(P_{14-9}) = 0.0034$	$\sigma_{\dot{z}}(P_{14-9}) = 0.0081$	$\sigma_{\dot{z}}(P_{14-9}) = 0.0127$

**CAPÍTULO V -  
CONCLUSIONES Y  
RECOMENDACIONES PARA  
TRABAJOS FUTUROS**

## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

### **ESTUDIO DE FLUJO ESTOCÁSTICO**

La principal utilidad del estudio de flujo estocástico se encuentra en el análisis de seguridad de los Sistemas Eléctricos de Potencia, en el estudio convencional los datos y los resultados son valores únicos, mientras que en estudio estocástico son rangos alrededor de un valor esperado.

Permite modelar la calidad de los datos, por medio de variancias. La confiabilidad de los resultados se obtienen en la solución, al obtener el efecto de los errores por medio de límites de confianza. El estudio de flujo estocástico se modela matemáticamente en forma estadística, como un proceso de mínimos cuadrados con cero grados de libertad.

En la mayoría de las variables de entrada, la distribución de probabilidad se puede aproximar a una distribución uniforme o normal, para un punto de operación del Sistema Eléctrico. Además, es muy difícil conocer exactamente la distribución real. La combinación de los datos hace que los resultados tengan prácticamente una distribución normal.

En el estudio de flujo estocástico se permite modelar datos correlacionados o independientes. En el análisis de seguridad es importante conocer el rango de variación de los resultados.

Los mejores resultados se obtienen cuando la matriz de covariancia de error se modela completa, en el cual permite utilizar una representación diagonal para la matriz de covariancia de error, cuando existe redundancia alta.

### **RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

En el estudio de flujo estocástico se debe experimentar con mayores rangos de variación en las cargas (20 - 30%). Estas características se presentan en la Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia a largo plazo.

Los problemas pueden presentarse debido a la correlación entre áreas de generación y consumo que es importante en la Planeación a largo plazo. Posiblemente se deban desarrollar modelos correlacionados en la matriz  $V$ , que no sería diagonal. Esto degradará la esparsidad de los productos  $J'VJ$ .

En la formulación mixta se debe investigar el procedimiento para integrar los resultados de sistemas resueltos aisladamente. La conexión se puede lograr de dos formas:

En los nodos donde existía medición de voltaje,

- a) Dejarlos como nodos generadores.
- b) Fijar los resultados de potencia activa y reactiva, obtenidos con el sistema aislado.

Los problemas que se pueden presentar, son los debidos al error en la medición de voltajes.

Los sistemas FACTS sería un buen tema para ahondar mas en este trabajo de tesis ya que su finalidad es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros descritos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esta circunstancia permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas.



**APÉNDICE A**

**ESTUDIO DE FLUJOS**

## A. ESTUDIO DE FLUJOS

### A.1. INTRODUCCIÓN.

El estudio de flujos de carga o de potencia, es la determinación del estado del sistema eléctrico de potencia en estado estático. Con la solución del estudio de flujos podemos obtener información completa de la red eléctrica, por lo cual es el estudio principal y más usado en el análisis de los sistemas eléctricos de potencia. El estudio de flujos es importante en operación y planeación, puesto que se encuentra asociado como subrutina a otros estudios, como despacho económico, flujos óptimos, seguridad, estabilidad, etc. y aún como estudio aparte de los demás para contingencias y planeación de operación.

Debido a su importancia y a la estrecha relación del estudio convencional de flujos con los principales temas de este trabajo – formulaciones de flujos para la operación de sistemas eléctricos de potencia – en este apéndice se hace una revisión de las formulaciones convencionales más usadas y las principales características matemáticas y computacionales que presentan. Los detalles de éstos métodos se encuentran ampliamente difundidos en la literatura actual sobre el tema. <sup>(1-14)</sup>

### A.2. FORMULACIÓN MATEMÁTICA.

La formulación nodal del estudio convencional de flujos es la más ampliamente aceptada e implementada, esto debido a que las variables que intervienen en el estudio guardan una estrecha iteración con las características físicas de los sistemas eléctricos de potencia, donde se miden inyecciones y voltajes nodales.

La formulación nodal de los flujos convencionales se puede representar como:

$$y' = f(x') \quad (\text{A.1})$$

donde

$y'$ . Es un vector que representa las inyecciones del sistema eléctrico. Donde se tienen variables controlables, como las generaciones y variables no controlables, como son las cargas.

$x'$ . Es el vector de estado del sistema, en este caso voltajes nodales complejos.

$f$  . Función no lineal que relaciona las inyecciones con el estado del sistema.

Si representamos las inyecciones como la potencia compleja:

$$S = P + jQ$$

y las variables de estado como:

$$\bar{V} = V \angle \theta$$

en forma polar o

$$\bar{V} = e + jf$$

en forma rectangular.

El sistema de ecuaciones (A.1) se puede representar como:

$$S = f(V, \theta) \tag{A.2}$$

donde

$S$  . Vector de potencias complejas netas de cada nodo.

$V$  . Vector de magnitudes de voltaje nodal.

$\theta$  . Vector de ángulos nodales.

$$S = f(e, f) \tag{A.3}$$

donde

$e$  . Vector de la parte real del voltaje nodal.

$f$  . Vector de la parte imaginaria del voltaje nodal.

Por lo que el número de las variables de estado es igual al doble del número de nodos, es decir, se necesita la magnitud y el ángulo en cada nodo, como es necesario medir los ángulos respecto a un nodo, existe uno que tiene el ángulo fijo como referencia para los demás nodos, por lo que tenemos  $2n - 1$ , variables de estado, que es el orden de  $x'$  y de  $y'$ .

Para cada nodo se tienen solamente dos ecuaciones independientes, la de potencia activa neta y la de potencia reactiva neta:

$$P_i = g(V, \theta)$$

$$Q_i = h(V, \theta)$$

Entonces si el voltaje del nodo  $i$  ( $V_i$ ) se fija, alguna otra; variable será dependiente.

En cada nodo existen seis variables a estudiar:

$$Pg_i, Qg_i, Pc_i, Qc_i, V_i, \theta_i$$

pero debido a tener solo 2 ecuaciones independientes por nodo, es necesario reducir el número de variables a dos, que de acuerdo a las características físicas de los sistemas eléctricos se escogen como sigue:

En nodos de carga se conoce la potencia neta

$$S_i = (Pg_i - Pc_i) + j(Qg_i - Qc_i)$$

dejando libre el voltaje y ángulo.

En nodos de generación se conocen fácilmente la potencia activa y el voltaje de generación, además de la carga, lo que nos deja libres  $Qg_i$  y  $\theta_i$ .

Como no se conoce de antemano las pérdidas en el sistema eléctrico, se necesita un nodo que las suministre, esto es que sea generador y con  $Pg_i$  que ajuste el balance de carga, pérdidas y generación de la red, esto indica un nodo compensador donde  $Pg_i$  y  $Qg_i$  sean desconocidos y las demás variables conocidas, este nodo se usa a la vez como referencia de ángulo, puesto que es el único nodo donde se conoce esta variable.

Lo anterior define el orden de  $y'$  a dos veces el número de nodos ( $NB$ ) menos el número de generadores ( $NG$ ) menos 1 (compensador) que es el número de inyecciones conocidas ( $Ic$ ).

$$Ic = 2NB - NG - 1$$

Que es también el número de variables de estado desconocidas.

Entonces en el estudio convencional de flujos tenemos:

	VARIABLES CONOCIDAS	VARIABLES A DETERMINAR
Nodos de carga	$Pg_i, Qg_i, Pc_i, Qc_i$	$V_i, \theta_i$
Nodos de generación	$V_i, Pc_i, Qc_i$	$Pg_i, Qg_i, \theta_i$
Nodo compensador	$V_i, \theta_i, Pc_i, Qc_i$	$Pg_i, Qg_i$

Por lo que de cuando se hable de  $S_i$ , será de acuerdo a la potencia neta activa o reactiva según sea el tipo de nodo, así mismo, solamente de  $V$  y  $\theta_i$  desconocidos cuando se mencione a las variables de estado, esto para el estudio de flujos.

Con lo anterior se han especificado las características de las ecuaciones del problema de flujos.

### A.3. MÉTODOS DE SOLUCIÓN.

Debido a que el sistema de ecuaciones de flujo (A.1) no es lineal, para encontrar la solución es necesario usar métodos iterativos, de los cuales, los más usados en sistemas de potencia son:

1. Método de Gauss
2. Métodos de Newton
3. Métodos desacoplados

De estos dos grupos se derivan otros con usos específicos, pero en general mantienen las principales características del método del que provienen.

#### A.3.1. Métodos de Gauss. <sup>(1, 2, 6)</sup>

Este tipo se conoce como métodos iterativos de solución de ecuaciones lineales algebraicas. En sistemas de potencia, aunque el sistema de ecuaciones no es lineal, se logra hacer una aproximación para lograr la linealidad respecto a las variables de estado. Este método generalmente llega a la solución cuando los elementos diagonales son dominantes.

La descripción del método aplicado a sistemas eléctricos de potencia se puede hacer como:

$$\bar{V}_j^i = h(\bar{V}_k^i, \bar{V}_l^{i-1}) \quad \begin{matrix} k = 1, j-1 \\ l = j+1, n \end{matrix}$$

donde

- $\bar{V}_{no}^{it}$ . Voltaje complejo en el nodo  $no$  en la iteración  $it$ .
- $n$ . Número total de ecuaciones.

- h.* Función lineal que relaciona los voltajes complejos del sistema con el voltaje que se estima.

Este método se conoce como el de Gauss-Seidel y se puede describir como la estimación de una variable  $(\bar{V}_j^i)$ , utilizando los valores más actualizados que se tengan  $(\bar{V}_k^i, \bar{V}_l^{i-1})$ , esto es considerando que para estimar cada voltaje se sigue un orden donde los voltajes anteriores a  $j$  se estiman antes que  $\bar{V}_j^i$ . Lo que significa que se estima una variable y esta se usa para obtener las siguientes hasta procesar todas, lo que es una iteración, y el proceso se sigue hasta llegar a un criterio de convergencia, que puede ser de voltajes, de potencias o mixto.

Es importante observar que en estos métodos, se actualiza solamente la variable  $(\bar{V}_j^i)$  que se esta procesando.

La diferencia del método de Gauss con el Gauss-Seidel, es que, en el Gauss no se usan los valores más actualizados, sino los de la iteración anterior, como sigue:

$$\bar{V}_j^i = h(\bar{V}_k^{i-1}, \bar{V}_l^{i-1}) \quad \begin{matrix} k = 1, j-1 \\ l = j+1, n \end{matrix} \quad (A5)$$

En sistemas de potencia se ha mostrado que el orden en que se procesan los voltajes, afecta la convergencia del método, y esto es debido a las características diaKópticas del método de Gauss, donde el nodo procesado se puede considerar como un sistema y al resto de la red como otro sistema. Por lo que se ha recomendado ordenar el procesamiento de acuerdo a la cercanía de los nodos, esto es, que se debe procesar un nodo y después sus adyacentes.

En los métodos de Gauss se han usado principalmente dos modelos de la red, por:

1.  $Y_{BUS} \cdot^{(1,2)}$
2.  $Z_{BUS} \cdot^{(4)}$

Las principales diferencias de estos métodos se encuentran en su convergencia y requerimientos de computadora. El uso de  $Y_{BUS}$  requiere poca memoria, puesto que es una matriz altamente esparsa y puede empaquetarse en grandes vectores. El uso de  $Z_{BUS}$  requiere de mucha memoria, ya que es una matriz llena, aunque se pueda sacar provecho de la simetría,

la ventaja es que converge mejor que los métodos de  $Y_{BUS}$  y en algunos casos donde estos no convergen.

Debido a la gran necesidad de memoria para  $Z_{BUS}$ , no es un método competitivo con los métodos de  $Y_{BUS}$ , que es altamente eficiente con una buena codificación y empaquetamiento.

Los métodos de Gauss pueden considerarse de lenta convergencia, por lo que también son formulaciones donde se tienen buenos resultados en soluciones ajustadas, como límites de reactivos en generadores y control de voltaje.

### A.3.2. Métodos de Newton.

Estos métodos de solución son conocidos como métodos para resolver sistemas de ecuaciones algebraicas no lineales. Es un método donde se expande el sistema de ecuaciones por el Teorema de Taylor, esto es, donde se linealiza el sistema de ecuaciones por medio de derivadas.

Esta formulación aplicada a sistemas de potencia, se puede representar como:

Para resolver (A.1)

$$y' = f(x')$$

Se linealiza por:

$$y' = f(x_0) + J(x' - x_0)$$

donde:

$J$  . Jacobiano de  $x_0$  . Vector inicial de  $x$

Si

$$\Delta y = y' - f(x_0)$$

y

$$\Delta x = x' - x_0$$

$$y = J\Delta x \tag{A.6}$$

El proceso iterativo consiste en estimar valores de  $x$  por  $x^i = x^{i-1} + \Delta x$  se considera encontrada la solución cuando todos los elementos de  $\Delta y$  se encuentran dentro de cierta tolerancia, es decir, que los valores calculados  $f(x)$  se encuentran muy cerca de los datos  $y'$ .

La aplicación del método de Newton al problema de flujos, se ha llevado a cabo con éxito, y se presentan dos formulaciones, de acuerdo a la forma de representar las variables de estado: en forma rectangular o polar, así para resolver (A.3) se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial e} & \frac{\partial P}{\partial f} \\ \frac{\partial Q}{\partial e} & \frac{\partial Q}{\partial f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

para resolver (A.2)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

Que se ha modificado para obtener ventaja en el cálculo de las derivadas como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} V \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (\text{A.8}')$$

El jacobiano es de estructura igual a  $Y_{BUS}$ , y por lo mismo altamente esparso, por lo que pueden aplicarse técnicas adecuadas para resolverlo. Las dimensiones son igual al número de inyecciones conocidas ( $Ic$ ) o

$$Ic = 2NB - NG - 1$$

En cada iteración hay que actualizar los elementos del Jacobiano. Este método es de convergencia rápida (3, 4 iteraciones) y se han desarrollado técnicas para usarlo con ajustes como: Intercambio de área, taps bajo carga y límites de reactivos.



**A.3.3. Métodos desacoplados.** <sup>(9, 11, 14)</sup>

Una ventajosa derivación del método de Newton proviene de usar características de los sistemas eléctricos de potencia para el cálculo del jacobiano en (A.8') y se ha hecho con gran éxito, resultando el sistema de ecuaciones como:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P}{V} \\ \frac{\Delta Q}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B' & 0 \\ 0 & B'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

Lo que resulta con dos sistemas de ecuaciones:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{V} &= B' \Delta \theta \\ \frac{\Delta Q}{V} &= B'' \Delta V \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

Que se puede explicar en la mayor influencia de los ángulos sobre la potencia activa, y de los voltajes sobre la potencia reactiva.

La ventaja de este método consiste en que  $B'$  y  $B''$  son matrices constantes y pequeñas comparadas con el jacobiano original.  $B'$  coincide con la  $Y_{BUS}$  de corriente directa y  $B''$  son elementos de la  $Y_{BUS}$  de c.a. El orden de  $B'$  es del número de nodos menos uno ( $NB - 1$ ) y el de  $B''$  del número de nodos menos el número de generadores ( $NB - NG$ ).

La convergencia de este método lleva más iteraciones que el Newton explícito, pero con mayor rapidez cada iteración lleva 1/5 del tiempo de la iteración en el método de Newton debido a que  $B'$  y  $B''$  son constantes, no se actualizan en cada iteración, por lo que al principio se descomponen, y en cada iteración solo se efectúan sustituciones hacia adelante y hacia atrás.

Las necesidades de memoria de computadora son comparables a las del método de Gauss, y cada iteración es mas rápida que la iteración de un Newton, además usando adecuadamente técnicas de esparsidad que tomen en cuenta las características de  $B'$  y  $B''$  es un método altamente eficiente.

Este es un método recomendable para estudios de c.a. y para estudios de contingencias.

**APÉNDICE B**  
**ESTADÍSTICA**

## B. ESTADÍSTICA

### B.1. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE MÍNIMOS CUADRADOS.

Los principales conceptos estadísticos involucrados en la teoría de los mínimos cuadrados, en general incluyen manejo de vectores y matrices. Los elementos principales de la teoría estadística se encuentran en muy variados textos <sup>(25, 26)</sup>.

Dos de las variables más usadas en la teoría estadística son la esperanza y la variancia matemáticas.

*Valor esperado o esperanza matemática.*

Si  $x$  es una variable aleatoria discreta con función de probabilidad  $P_x(x)$ , se puede expresar el valor esperado de  $x$  como

$$E(x) = \sum_x xP_x(x) \quad (\text{B.1})$$

Cuando la sumatoria sea convergente

Para cuando  $x$  es una variable aleatoria continua con función de probabilidad  $f_x(x)$  el valor esperado de  $x$  es:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} xf_x(x)dx \quad (\text{B.2})$$

cuando la integral converge.

El valor esperado proporciona una medida del valor promedio o centro de una distribución de probabilidad.

#### ***Variancia***

Otro valor importante en la teoría estadística es la variancia y se define como el valor esperado de la diferencia entre una variable y la media al cuadrado.

$$\sigma^2 = E[(x - \mu_x)^2] \quad (\text{B.3})$$

donde

$$\mu_x = E(x)$$

Esta es una medida de la variabilidad de  $x$  respecto a la media  $\mu_x$ , si  $\sigma^2$  es grande, los valores de  $x$  se encuentran dispersos y si es pequeña, se encuentran cercanos a  $\mu_x$ .

**Covariancia**

Una medida de la correlación entre dos variables aleatorias  $x$  y  $y$  se encuentra dada por la covariancia, que se define como <sup>(25, 26)</sup>

$$Cov(xy) = E[(x - \mu_x)(y - \mu_y)] \tag{B.4}$$

Cuando las variables aleatorias son vectores, otros conceptos importantes son:

Si  $x$  es vector de orden  $n$  con elementos  $x_i$ .

$$E(x) = \begin{bmatrix} E(x_1) \\ E(x_2) \\ \vdots \\ E(x_n) \end{bmatrix} \tag{B.5}$$

Si  $y = Ax$  donde  $A$  es una matriz constante o no dependiente de  $x$ .

$$E(y) = AE(x) \tag{B.6}$$

cuando  $x$  y  $y$  son variables aleatorias.

$$E(xy^t) = E \begin{bmatrix} x_1 y_1 & x_1 y_2 & \cdots & x_1 y_k & \cdots & x_1 y_n \\ x_2 y_1 & x_2 y_2 & \cdots & x_2 y_k & \cdots & x_2 y_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_k y_1 & x_k y_2 & \cdots & x_k y_k & \cdots & x_k y_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_n y_1 & x_n y_2 & \cdots & x_n y_k & \cdots & x_n y_n \end{bmatrix}$$

$$E(xy^t) = \begin{bmatrix} E(x_1 y_1) & \cdots & E(x_1 y_k) & \cdots & E(x_1 y_n) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E(x_k y_1) & \cdots & E(x_k y_k) & \cdots & E(x_k y_n) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E(x_n y_1) & \cdots & E(x_n y_k) & \cdots & E(x_n y_n) \end{bmatrix}$$

### B.1.1. Mínimos Cuadrados.

La teoría de los mínimos cuadrados aplicada a los sistemas eléctricos de potencia, se usa en una gran cantidad de problemas y particularmente en el estudio de flujos estocásticos y estimación de estado, con las consideraciones estadísticas correspondientes. En estos problemas se conjuntan la teoría estadística y la teoría de redes, para determinar las propiedades estadísticas de las variables en las redes eléctricas.

Los principios fundamentales de los mínimos cuadrados se pueden establecer a partir de ideas sencillas y aprobadas en una base matemática formal. Así, cuando se tienen varios datos ( $m$ ) de una variable y dependiente de otras  $x$  ( $n$ ), relación que se puede suponer lineal, para estimar el valor verdadero  $y$ , es lógico desear que los residuos entre los datos y el valor verdadero sean mínimos, lo que se puede expresar como:

$$\text{Mín } J(x) = \text{Mín} \sum^n (\text{Dato}_i - f(x))^2 \quad (\text{B.8})$$

Esto es, el mínimo de la suma de los residuos al cuadrado ( $J(x)$ ), para evitar la cancelación de residuos positivos y negativos. A la diferencia  $m - n$  se le conoce como grados de libertad.

Cuando se conoce la calidad de los datos, es posible ponderar cada dato por medio de un valor  $w_i$  que se puede expresar como:

$$\text{Mín } J(x) = \text{Mín} \sum^n w_i (\text{Dato}_i - f(x))^2 \quad (\text{B.9})$$

Considerando la relación entre  $x$  y  $y$  lineal, entonces se puede expresar como:

$$y_i = a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n + \epsilon_i \quad i = 1, m$$

que se puede representar en forma matricial como:

$$y = Ax + \epsilon \quad (\text{B.10})$$

donde  $\epsilon_i$  representa el ruido o error de la medición de  $y_i$ , que se puede considerar en la calidad de esta.

Entonces.

$$J(x) = \epsilon^t w \epsilon = (y - Ax)^t w (y - Ax) \quad (\text{B.11})$$

Tomando las derivadas parciales de  $J(x)$  e igualando a cero se obtiene la condición de ortogonalidad:

$$A^t w(y - Ax) = 0 \quad (\text{B.12})$$

para la matriz de ponderación  $w$  se toma en cuenta la variancia de las mediciones como:

$$\begin{aligned} w_i &= \frac{1}{\sigma_i^2} \\ \text{si } C_\epsilon &= \text{diag}(\sigma_i^2) \\ \text{o } w &= C_\epsilon^{-1} \end{aligned} \quad (\text{B.13})$$

a  $C_\epsilon$  también se le llama matriz de error.

Entonces se puede estimar el valor de  $x$

$$\hat{x} = (A^t w A)^{-1} A^t w y \quad (\text{B.14})$$

$\hat{x}$ . Valor calculado de  $x$ .

Este es un resultado determinístico, obtenido por derivación, pero se puede llegar al mismo <sup>(27)</sup> bajo consideraciones estadísticas, que son importantes cuando se trata con estimadores dinámicos.

**APÉNDICE C**

**INFORMACIÓN**

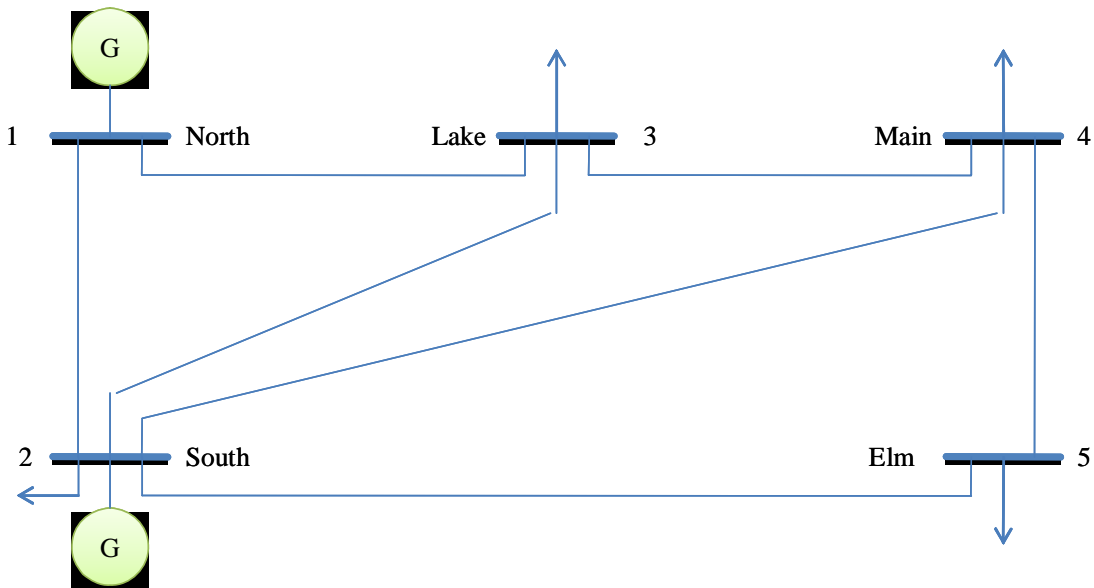
**CARACTERÍSTICA DE LOS**

**SISTEMAS EMPLEADOS EN EL**

**TRABAJO DE TESIS**

## C. INFORMACIÓN CARACTERÍSTICA DE LOS SISTEMAS EMPLEADOS EN EL TRABAJO DE TESIS

### C.1. SISTEMA DE STAGG (5 NODOS, 7 LÍNEAS)



#### C.1.1. Datos de Líneas.

Línea	Resistencia	Reactancia	Admitancia ( $B'/2$ )
1 - 2	0.02000	0.06000	0.03000
3 - 1	0.08000	0.24000	0.02500
3 - 2	0.06000	0.18000	0.02000
2 - 4	0.06000	0.18000	0.02000
5 - 2	0.04000	0.12000	0.01500
3 - 4	0.01000	0.03000	0.01000
5 - 4	0.08000	0.24000	0.02500

Base de 100 MVA



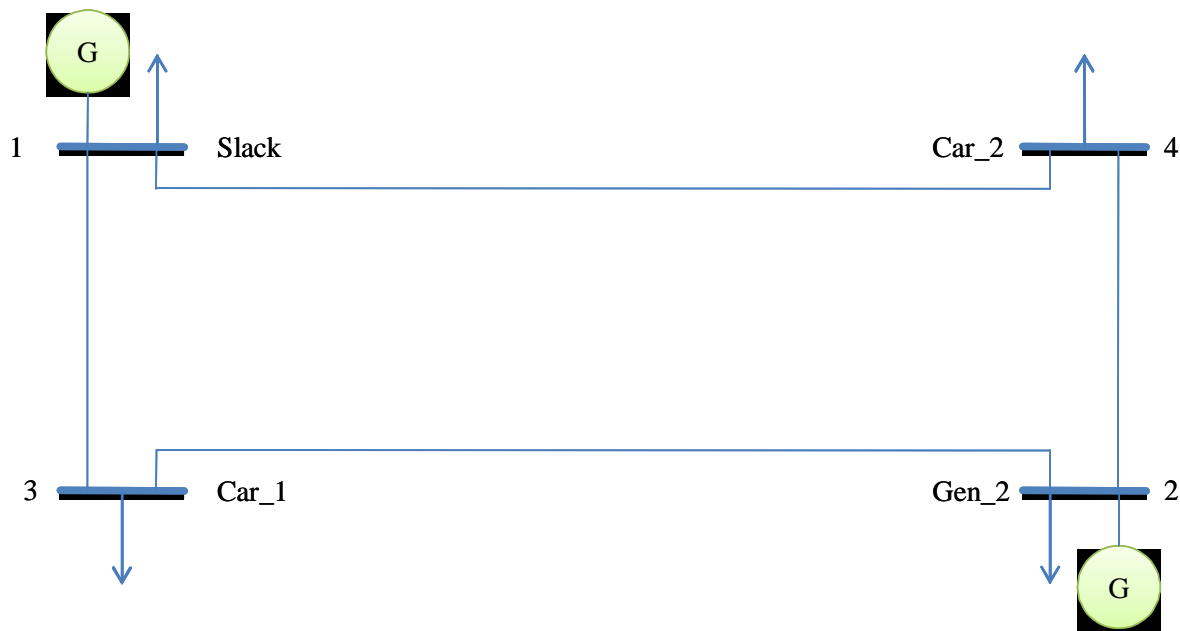
**C.1.2. Datos nodales.**

Nodo	Generación		Carga	
	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0.0	0.0	0.0	0.0
2	40.00	0.0	20.00	10.00
3	0.0	0.0	45.00	15.00
4	0.0	0.0	40.00	5.00
5	0.0	0.0	60.00	10.00

**C.1.3. Datos de generación**

Generador	Voltaje
1	1.060
2	1.047

**C.2. SISTEMA DE STEVENSON (4 NODOS, 4 LÍNEAS)**



**C.2.1. Datos de Líneas.**

Línea			Resistencia	Reactancia	Admitancia (B'/2)
1	-	4	0.01008	0.05040	0.05125
1	-	3	0.00744	0.03720	0.03875
4	-	2	0.00744	0.03720	0.03875
3	-	2	0.01272	0.06360	0.06375

Base de 100 MVA

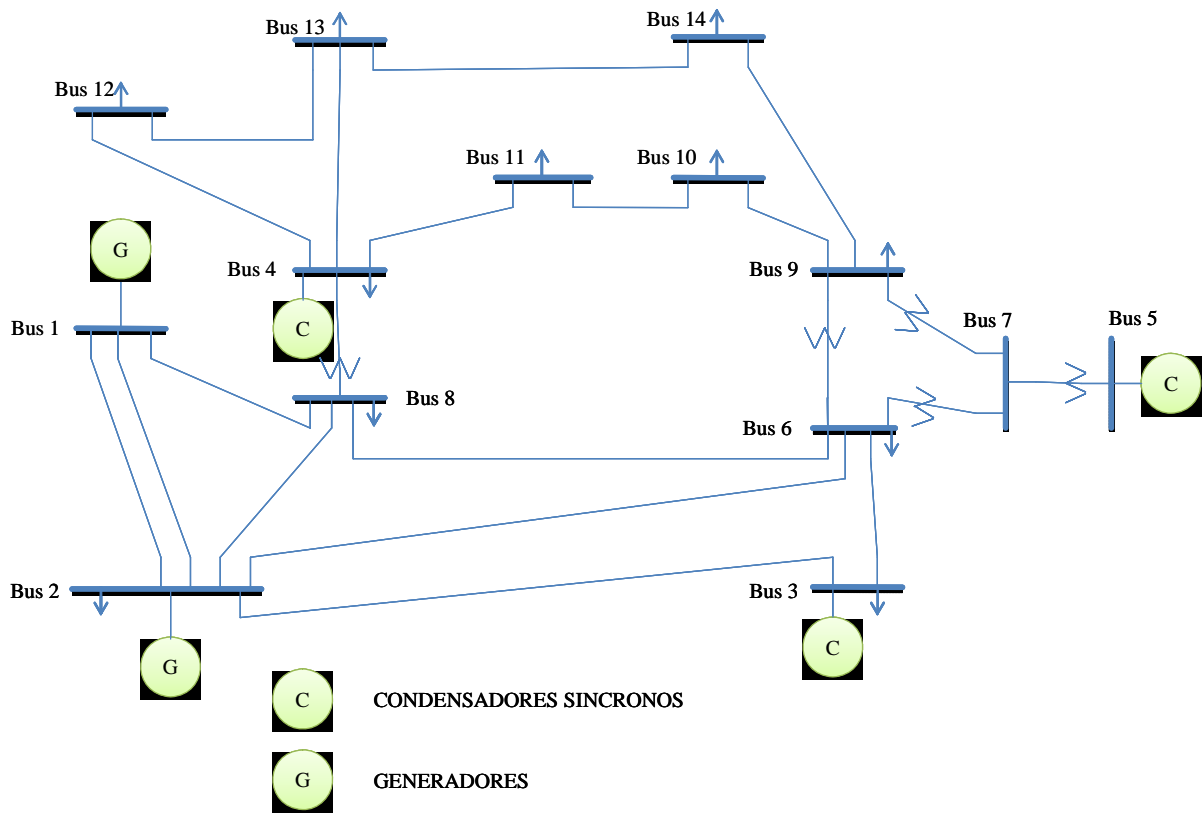
**C.2.2. Datos nodales.**

Nodo	Generación		Carga	
	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0.0	0.0	50.00	30.99
2	318.00	0.0	80.00	49.58
3	0.0	0.0	200.00	123.94
4	0.0	0.0	170.00	105.35

**C.2.3. Datos de generación**

Generador	Voltaje
1	1.000
2	1.020

**C.3. SISTEMA DE IEEE 14 NODOS (14 NODOS, 20 LÍNEAS).**



**C.3.1. Datos de Líneas.**

Línea	Resistencia	Reactancia	Admitancia ( $B'/2$ )
1 - 2	0.01938	0.05917	0.0264
1 - 8	0.05403	0.22304	0.0246
2 - 3	0.04699	0.19797	0.0219
2 - 6	0.05811	0.17632	0.017
2 - 8	0.05695	0.17388	0.0173
3 - 6	0.06701	0.17103	0.0064
6 - 8	0.01335	0.04211	0.0000
7 - 6	0.00000	0.20912	0.0000

**C.3.1. Datos de Líneas (Continuación).**

Línea			Resistencia	Reactancia	Admitancia (B'/2)
9	-	6	0.00000	0.55618	0.0000
4	-	8	0.00000	0.25202	0.0000
4	-	11	0.09498	0.1989	0.0000
4	-	12	0.12291	0.25581	0.0000
4	-	13	0.06615	0.13027	0.0000
7	-	5	0.00000	0.17615	0.0000
7	-	9	0.00000	0.11001	0.0000
9	-	10	0.03181	0.0845	0.0000
9	-	14	0.12711	0.27038	0.0000
10	-	11	0.08205	0.19207	0.0000
12	-	13	0.22092	0.19988	0.0000
13	-	14	0.17093	0.34802	0.0000

Base de 100 MVA

**C.3.2. Datos nodales.**

Nodo	Generación		Carga	
	MW	MVAR	MW	MVAR
1	0.00	0.00	0.00	0.00
2	40.00	0.00	21.70	12.70
3	0.00	0.00	94.20	19.00
4	0.00	0.00	11.20	7.50
5	0.00	0.00	0.00	0.00

**C.3.2. Datos nodales (Continuación).**

NODO	Generación		Carga	
	MW	MVAR	MW	MVAR
6	0.00	0.00	47.80	-3.90
7	0.00	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	7.60	1.60
9	0.00	0.00	29.50	16.60
10	0.00	0.00	9.00	5.80
11	0.00	0.00	3.50	1.80
12	0.00	0.00	6.10	1.60
13	0.00	0.00	13.50	5.80
14	0.00	0.00	14.90	5.00

**C.3.3. Datos de generación**

Generador	Voltaje
1	1.06
2	1.045
3	1.01
4	1.07
5	1.09

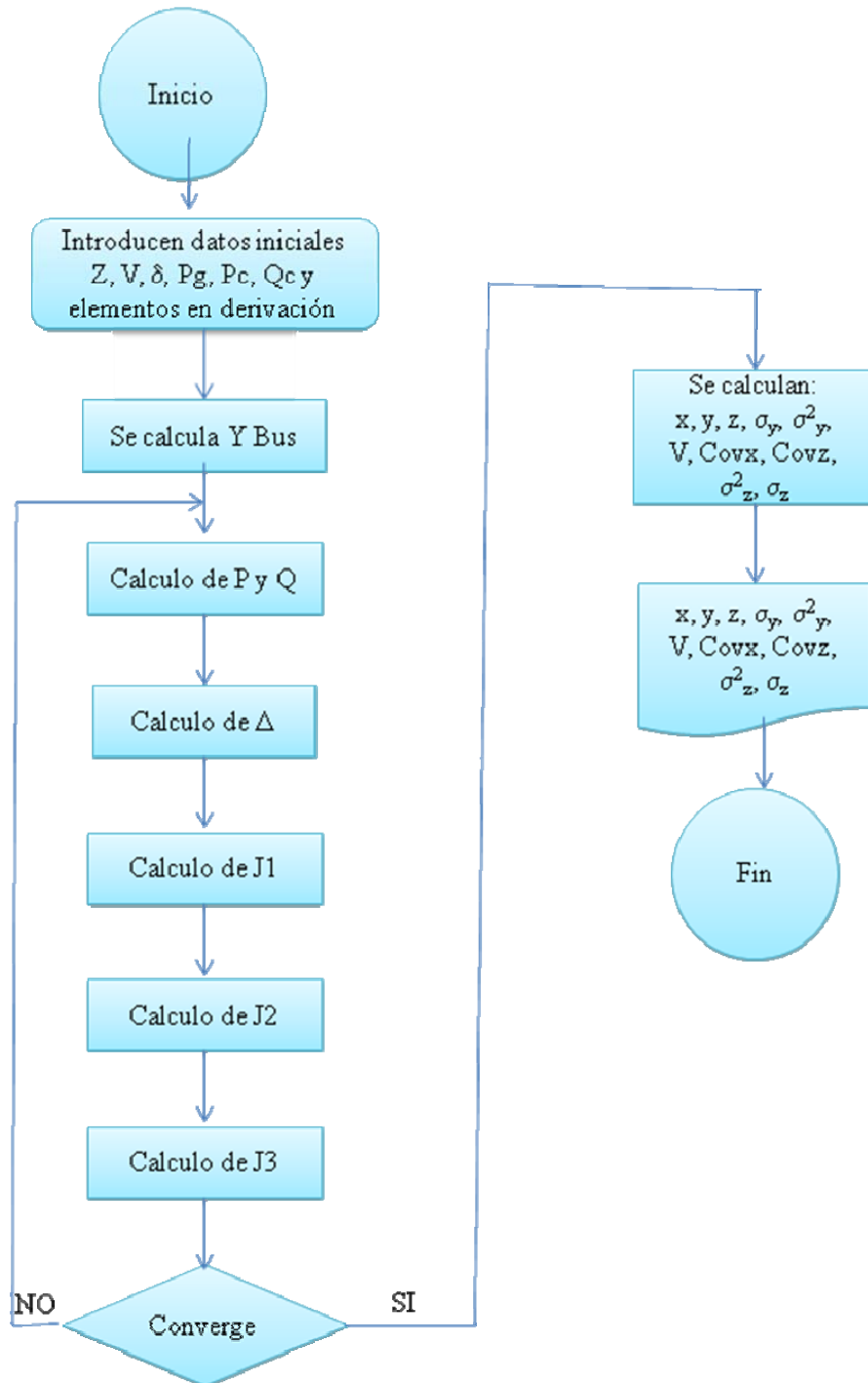
**APÉNDICE D**

**DIAGRAMA DE**

**BLOQUES Y PROGRAMA**

## D. DIAGRAMA DE BLOQUES Y PROGRAMA

### D.1. DIAGRAMA DE BLOQUES



D.2. PROGRAMA

```

C     ESTE PORGRAMA RESOLVE EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA MEDIANTE
C     EL METODO DE NEWTON-RAPHSON COMPLETO (POLAR).

PROGRAM FLUJOS
USE MSIMSL

C
C     *****
C     DECLARACION DE VARIABLES EN EL PROGRAMA
C     *****

IMPLICIT NONE
INTEGER W, I, II, J, JJ, N, NE, NG, NJ1, NJ2, NJ3, K, NIT, FLAG
INTEGER, DIMENSION(:), ALLOCATABLE::NODO, NUMELE, NIELE, NJELE, COL

C
C     W= NUMERO DE ARCHIVO DE SALIDA
C     I, II, J, JJ=CONTADORES
C     N=NUMERO DE NODOS EN EL SISTEMA
C     NE=NUMERO DE ELEMENTOS EN EL SISTEMA
C     NG=NUMERO DE GENERADORES DEN EL SISTEMA
C     NJ1=ES EL TAMAÑO DE LA MATRIX JACOBIANA (NJ1=2*N-NG-1)
C     NJ2=ES EL TAMAÑO DE LA MATRIX JACOBIANA (NJ2=2*N-1)
C     NJ3=ES EL TAMAÑO DE LA MATRIX JACOBIANA (NJ3=(2*N-1)(4*N-1+2*NE))
C     K=CONTADOR DE ITERACIONES
C     NIT=NUMERO TOTAL DE ITERACIONES QUE HACE EL PROGRAMA
C     FLAG=INDICATIVO, BANDERA
C     NODO=VECTOR DE LOS NUMEROS DE NODOS, CONSECUTIVO
C     NUMELE=VECTOR DE LOS NUMEROS DE LOS ELEMENTOS, CONSECUTIVO
C     NIELE=NUMERO DEL NODO I, DEL ELEMENTO ENVIO (EN TRANSFORMADORES SE
CONSIDERA QUE EL CAMBIADOR ESTA EN ESTE NODO)
C     NJELE=NUMERO DEL NODO J, DEL ELEMENTO RECEPCION

REAL(KIND=8) PIN, PI, QI, PARCIALPD, PARCIALQD, DPMAX, DQMAX,
*MVABASE, TOL, PGT, QGT, PCT, QCT, PPT, QPT
REAL(KIND=8), DIMENSION(:), ALLOCATABLE::VMAG, VANG, KVBASE, PG, QG,
*PC, QC, PS, QS, PP, QP, PICALC, QICALC, DELTAP, DELTAQ, VECTOR, X, XPI,
*RS, XS, G2, B2, TAP, XT, XEDMON, XEDMONPI, YEDMON, YEDMONPI, XG
REAL (KIND=8), DIMENSION(:, :), ALLOCATABLE::YMAG, YANG, JAC, HESSIANO,
*VEDMON, JACINV, COVX, COVXI, VEDMONINV, JACT

C     PIN=PI NUMERICO (PARAMETRO)
C     PI, QI=FUNCIONES QUE CALCULAN LA Pi, Qi, PARA CEL NODO i
C     PARCIALPD, PARCIALQD=FUNCIONES QUE CALCULAN LA DERIVADA PARCIAL DE P Y
Q
CON RESPECTO AL ANGULO DELTA
C     DPMAX, DQMAX=CAMBIO O DELTA MAYOR, PARA PRUEBA DE CONVERGENCIA
C     MVABASE= MVABASE DEL SISTEMA
C     TOL= TOLERANCIA DE CONVERGENCIA EN EL SISTEMA
C     PGT, QGT=POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA TOTAL GENERADA EN EL SISTEMA
C     PCT, QCT=POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA TOTAL DE LAS CARGAS EN EL SISTEMA
C     PPT, QPT=POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA TOTAL DE LAS PERDIDAS EN EL SISTEMA
C     VMAG=VECTOR DE MAGNITUDES DE VOLTAJES EN LOS NODOS
C     VANG=VECTOR DE ANGULOS DE VOLTAJES EN LOS NODOS
C     KVBASE=VECTOR DE KVBASE, PARA CADA NODO
C     PG, QG=VECTOR DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA GENERADA, EN LOS NODOS DE

```



```

GENERACION
C   PC, QC=VECTOR DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA DE CARGA, EN CADA NODO
C   PS, QS=VECTOR DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA SHUNT, EN CADA NODO
C   PP, QP=VECTOR DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA PROGRAMADAS, EN CADA NODO,
MENOS EN EL SALCK(NODO 1)
C   DELPAP, DELTAQ=VECTOR DE DELTAS DE POTENCIAS ACTIVA Y REACTIVA, EN CADA
NODO
C   VECTOR=VECTOR DERECHO DEL SISTEMA LINEAL A RESOLVER (ES IGUAL A DELTAP
Y
DELTAQ)
C   X=SOLUCION DE LA SUBROUTINA DE IMSL QUE RESUELVE EL SISTEMA LINEAL
(DELTA
DE |V| Y DELTA DE ANGULOS DE VOLTAJE)
C   RS, XS=RESISTENCIA Y REACTANCIA SERIE DEL ELEMENTO ENTRE LOS NODOS I Y
J
C   G2, B2=CONDUCTANCIA Y SUSCEPTANCIA EN PARALELO DE LINEAS DE
TRANSMISION O
TRANSFORMADORES FUERA DE TAP NOMINAL
C   TAP=POSICION DEL TAP DEL TRANSFORMADOR
C   YMAG=MATRIZ QUE CONTIENE LA MAGNITUD DE LAS ADMITANCIAS DE YBUS
C   YANG=MATRIZ QUE CONTIENE EL ANGULO DE LAS ADMITANCIAS DE YBUS
C   JAC=MATRIZ JACOBIANA

COMPLEX (KIND=8) SSHT
COMPLEX (KIND=8), DIMENSION(:), ALLOCATABLE::YSH, YS, YPI, YPJ, V, SSH
COMPLEX (KIND=8), DIMENSION(:,:), ALLOCATABLE::YBUS, SIJ

C   SSHT=POTENCIA APARENTE TOTAL DE LAS POTENCIAS EN SHUNT (COMPLEJA P+jQ)
C   YSH=VECTOR DE ADMITANCIAS DE LAS POTENCIAS EN SHUNT
C   YS=VECTOR DE ADMITANCIA SERIE DE LOS ELEMENTOS YS=1/Z(IJ)
C   YPI=VECTOR DE ADMITANCIA EN PARALELO DE LINEAS Y TRANSFORMADORES FUERA
DEL
TAP NOMINAL EN EL NODO I
C   YPJ=VECTOR DE ADMITANCIA EN PARALELO DE LINEAS Y TRANSFORMADORES FUERA
DEL
TAP NOMINAL EN EL NODO J
C   V=VECTOR DE VOLTAJES COMPLEJOS EN CADA NODO
C   SSH=VECTOR DE POTENCIAS APARENTES SHUNT DE CADA NODO (SSH=PS+jQS)
C   YBUS=MATRIZ YBUS DEL SISTEMA
C   SIJ=MATRIZ QUE CONTIENE LOS FLUJOS DE POTENCIA APARENTE ENTRE NODOS

CHARACTER DESICION
CHARACTER*6, DIMENSION(:), ALLOCATABLE::NOMNODO, NOMELE
CHARACTER*20 ENTRADA, SALIDA
CHARACTER*30 SISTEMA

C   DESICION=INDICATIVO DE ARCHIVO DE SALIDA
C   NOMNODO, NOMELE=VECTOR CON NOMBRES DE LOS NODOS Y ELEMENTOS,
RESPECTIVAMENTE
C   ENTRADA, SALIDA=ARCHIVO DE ENTRADA (DATOS) Y SALIDA (RESULTADOS),
RESPECTIVAMENTE
C   SISTEMA=NOMBRE DEL SISTEMA QUE SE ESTA TRABAJANDO

PARAMETER (PIN=3.141592654)

C   *****
C   SE LEEN LOS DATOS DEL ARCHIVO DE DATOS

```

```

C      *****
C
C      --- FORMA INTERACTIVA DE DATOS ----

      PRINT 10
10  FORMAT(/,15X,'--- INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL ---',2/,5X,
      *'--- ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA ---',/,
      *25X,'UNIDAD ZACATENCO',2/,7X,
      *'--- SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION ---',2/,20X,
      *'--- INGENIERIA ELECTRICA ---',3/,15X,
      *'%% PROGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA %%',2/,6X,
      *'%% POR EL METODO DE NEWTON-RAPHSON COMPLETO (POLAR) %%',3/,5X,
      *'> > > REALIZADO POR: EDMUNDO MONTOYA MONROY < < <',2/,
      *15X,'>> PROFESOR: DR. DAVID ROMERO ROMERO <<',2/,50X,
      *'--- SEPTIEMBRE 2006 ---')

      PRINT 11
11  FORMAT(/,1X,'--- PRESIONE LA TECLA DE ENTRADA PARA CONTINUAR ---')
      PAUSE

      PRINT 12
12  FORMAT (30/)

      PRINT 13
13  FORMAT(/,1X,
      *'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',
      */)

      PRINT 14
14  FORMAT (1X,'- ESCRIBE EL NOMBRE DEL ARCHIVO DE DATOS: ',,$)
      READ *,ENTRADA
      OPEN (7,FILE=ENTRADA)

      PRINT 15
15  FORMAT (/,1X,'- DESEAS UN ARCHIVO DE SALIDA? S/N: ',,$ )
      READ *,DESICION

      IF (DESICION=='S'.OR.DESICION=='s') THEN
          PRINT 16
          READ *,SALIDA
          OPEN (9,FILE=SALIDA)
          W=9
      ELSE
          W=6
      END IF
16  FORMAT (/,1X,'- ESCRIBE EL NOMBRE DEL ARCHIVO DE SALIDA: ',,$)

      PRINT 13

      READ (7,100) SISTEMA
100 FORMAT (5/,20X,A30)
      READ (7,101) MVABASE
101 FORMAT (10X,F7.2)
      READ (7,102) N
102 FORMAT (31X,I3)
      READ (7,103) NG
103 FORMAT (48X,I3)

```

```

READ (7,104) NE
104 FORMAT (36X,I3)
READ (7,105) TOL
105 FORMAT (45X,F7.5)

NJ=(2*N)-NG-1

ALLOCATE (NOMNODO(N),NODO(N),KVBASE(N),VMAG(N),VANG(N),
*PG(N),QG(N),PC(N),QC(N),PS(N),QS(N))

READ (7,106)
106 FORMAT (9/)

DO I=1,N
    READ (7,107) NOMNODO(I),NODO(I),KVBASE(I),VMAG(I),VANG(I),
*    PG(I),PC(I),QC(I),PS(I),QS(I)
END DO

107 FORMAT (A6,1X,I3,2X,F5.1,1X,F6.3,1X,F6.3,2X,5(F8.4,1X))

READ (7,106)

ALLOCATE (NOMELE(NE),NUMELE(NE),NIELE(NE),NJELE(NE),
*RS(NE),XS(NE),G2(NE),B2(NE),TAP(NE))

DO I=1,NE
    READ (7,108) NOMELE(I),NUMELE(I),NIELE(I),NJELE(I),
*    RS(I),XS(I),G2(I),B2(I),TAP(I)
END DO

108 FORMAT (A6,1X,3(1X,I3),1X,2(1X,F9.5),1X,2(1X,F9.5),2X,F6.4)

C *****
C SE ESCRIBEN LOS DATOS DE ENTRADA EN ARCHIVO O PANTALLA
C *****

WRITE (W,109)
109 FORMAT(/,3X,
*'> > > RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA < < <')

WRITE (W,110)
110 FORMAT (/,15X,'--- INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL ---',/,5X,
*'--- ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA ---',/,
*25X,'Unidad Zacatenco',/,7X,
*'--- SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION ---',/,20X,
*'--- INGENIERIA ELECTRICA ---',2/,5X,
*'> > > ELABORADO POR: EDMUNDO MONTOYA MONROY < < <',/,
*15X,'>> ASESOR: DR. DAVID ROMERO ROMERO <<',2/,41X,
*'--- SEPTIEMBRE 2006 ---')

WRITE (W,111) SISTEMA,MVABASE,N,NG,NE,TOL
111 FORMAT (/,1X,
*'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',
*/,15X,'INFORMACION GENERAL DEL SISTEMA',/,1X,
*'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',
*2/,1X,'NOMBRE DEL SISTEMA: ',A30,/,1X,'MVA BASE= ',F7.2,/,
*1X,'NUMERO DE NODOS EN EL SISTEMA N= ',I3,/,

```

```

*1X,'NUMEROS DE NODOS DE GENERACION DEL SISTEMA NG= ',I3,/,
*1X,'NUMERO DE ELEMENTOS EN EL SISTEMA NE= ',I3,/,
*1X,'TOLERANCIA PARA CONVERGENCIA TOL= ',F8.6,2/,1X,
*'%%%%%%%%%',
*'%%%%%%%%%',
*/,26X,'INFORMACION INICIAL DE NODOS',/,1X,
*'%%%%%%%%%',
*'%%%%%%%%%',
*2/,1X,'--NODOS---',2X,'-----VOLTAJES-----',2X,
*'-----POTENCIAS-----',/,1X,
*'NOMBRE NUM KVBASE MAG ANG --GEN-- -----CARGA-----',
*' ---DERIVACION---',/,14X,
*'(KV) (PU) (GRADOS) PG (PU)',
*' PC(PU) QC(PU) PS(PU) QS (PU)',/)

DO I=1,N
WRITE (W,1112) NOMNODO(I),NODO(I),KVBASE(I),VMAG(I),VANG(I),
* PG(I),PC(I),QC(I),PS(I),QS(I)
END DO
1112 FORMAT (1X,A6,1X,I3,2X,F5.1,1X,F6.3,1X,F6.3,2X,5(F8.4,1X))
WRITE (W,112)
112 FORMAT (/,1X,
*'%%%%%%%%%',
*'%%%%%%%%%',/,
*28X,'INFORMACION DE ELEMENTOS',/,1X,
*'%%%%%%%%%',
*'%%%%%%%%%',
*2/,1X,'---ELEMENTOS---- --- IMPEDANCIAS ---',
*' --- ADMITANCIA ---',
*' -TAP-',/,11X,
*'NODO NODO ---- SERIE ---- EN PARALELO',/,1X,
*'NOMBRE NUM I J RS(PU) XS(PU) G/2(PU) B/2(PU)',
*' TRANS',/)

DO I=1,NE
WRITE (W,113) NOMELE(I),NUMELE(I),NIELE(I),NJELE(I),
* RS(I),XS(I),G2(I),B2(I),TAP(I)
END DO

113 FORMAT (1X,A6,1X,3(1X,I3),1X,2(1X,F9.5),1X,2(1X,F9.5),2X,F6.4)

C *****
C SE TERMINA LA PARTE INTERACTIVA Y LA LECTURA DE DATOS EN EL
C ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA
C *****

C *****
C SE INICIA CON LA FORMACION DE YBUS DEL SISTEMA
C *****
C

ALLOCATE (YBUS(N,N),YMAG(N,N),YANG(N,N),YSH(N),YS(NE),YPI(NE),
*YPJ(NE))

CALL FYBUS(N,NE,VMAG,PS,QS,NIELE,NJELE,RS,XS,G2,B2,TAP,YBUS,YSH,
*YS,YPI,YPJ)

DO I=1,N

```

```

DO J=1,N
    YMAG(I,J)=CDABS(YBUS(I,J))
IF((DIMAG(YBUS(I,J)))=0.0_8.AND.(DREAL(YBUS(I,J)))=0.0_8)THEN
    YANG(I,J)=0.0_8
ELSE
IF ((DREAL(YBUS(I,J)))/=0.0) THEN
    YANG(I,J)=DATAN2D(DIMAG(YBUS(I,J)),REAL(YBUS(I,J)))
ELSE
IF ((DREAL(YBUS(I,J)))=0.0.AND.(DIMAG(YBUS(I,J)))>0.0) THEN
    YANG(I,J)=90.0_8
ELSE
IF ((DREAL(YBUS(I,J)))=0.0.AND.(DIMAG(YBUS(I,J)))<0.0) THEN
    YANG(I,J)=-90.0_8
END IF
END IF
END IF
END IF
END DO
END DO

C *****
C SE INICIA CON EL CALCULO DEL VECTOR DE POTENCIAS
C *****
C

ALLOCATE (PP(N),QP(N),PICALC(N),QICALC(N))

DO I=2,N
    PP(I)=PG(I)-PC(I)
END DO

DO I=NG+1,N
    QP(I)=-QC(I)
END DO

ALLOCATE (DELTAP(N-1),DELTAQ(N-NG),VECTOR(NJ))
ALLOCATE (JAC1(NJ1,NJ1),HESSIANO(NJ,NJ),(JAC2(NJ2,NJ2),
*(JAC3(NJ3,NJ2),VEDMON(NJ2,NJ2),JACINV2(NJ2,NJ2),COVX2(NJ2,NJ2),
*COVXI(NJ2,NJ2),VEDMONINV(NJ2,NJ2),JACT2(NJ2,NJ2),JACT3(NJ3,NJ2)
*COVX3(NJ3,NJ3))
ALLOCATE (X(NJ2),Y(NJ2),Z(NJ3),XG(NJ),SY(NJ2),VY(NJ2),SZ(NJ3),VZ(NJ3))

DPMAX=TOL+1
DQMAX=TOL+1
K=1
NIT=20 ! NUMERO DE ITERACIONES MAXIMO QUE REALIZA EL PROGRAMA

DO WHILE (K<=NIT.AND.(DPMAX>TOL.OR.DQMAX>TOL))! CICLO PRINCIPAL,
PRUEBA DE CONVERGENCIA

DO I=1,N
    PICALC(I)=PI(I,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)
    QICALC(I)=QI(I,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)
END DO

```

```

DO I=1,N-1
    DELTAP(I)=PP(I+1)-PICALC(I+1)
    VECTOR(I)=DELTAP(I)
END DO

DO I=1,N-NG
    DELTAQ(I)=QP(I+NG)-QICALC(I+NG)
    VECTOR(I+(N-1))=DELTAQ(I)
END DO

DPMAX=DABS(MAXVAL(DELTAP(1:N-1)))
DQMAX=DABS(MAXVAL(DELTAQ(1:N-NG)))

C *****
C SE CALCULA EL JACOBIANO1 Y EL HESSIANO1
C *****

C %%%%%%%%%%
C PRIMER CUADRANTE (J11)
C %%%%%%%%%%
C

DO I=1,N-1
    DO J=1,N-1
        IF (I==J) THEN
            JAC1(I,J)=-QICALC(I+1)-(DABS(VMAG(I+1)**2)*DIMAG(YBUS(I+1,I+1)))
            !ELEMENTOS
EN LA DIAGONAL

            HESSIANO1(I,J)=(DABS(VMAG(I+1)**2)*DREAL(YBUS(I+1,I+1)))
            *-PICALC(I+1)

            ELSE
            JAC1(I,J)=PARCIALPD(I+1,J+1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)
            *! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL

            HESSIANO1(I,J)=-PARCIALQD(I+1,J+1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)
            END IF
        END DO
    END DO

C %%%%%%%%%%
C TERCER CUADRANTE (J21)
C %%%%%%%%%%

DO I=N,NJ
    DO J=1,N-1
        IF ((I-J)==(N-NG)) THEN
            JAC1(I,J)=PICALC(J+1)-(DABS(VMAG(J+1)**2)*DREAL(YBUS(J+1,J+1)))
            *!ELEMENTOS EN LA DIAGONAL PRINCIPAL

            HESSIANO1(I,J)=-QICALC(J+1)-
            * (DABS(VMAG(J+1)**2)*DIMAG(YBUS(J+1,J+1)))

            ELSE
            JAC1(I,J)=PARCIALQD((NG+1+(I-N)),J+1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)
            *!ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL
        END IF
    END DO
END DO

```

```

HESSIANO1(I,J)=PARCIALPD((NG+1+(I-N)),J+1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)

        END IF
    END DO
END DO

C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C  SEGUNDO CUADRANTE (J12)
C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

DO I=1,(N-1)
    DO J=N,NJ
        IF ((J-I)==(N-NG)) THEN
            JAC1(I,J)=(PICALC(I+1)+(DABS(VMAG(I+1)**2))*
*           DREAL(YBUS(I+1,I+1)))/VMAG(I+1) ! ELEMENTOS EN LA
DIAGONAL PRINCIPAL

HESSIANO1(I,J)=2*(DREAL(YBUS(I+1,I+1)))

            ELSE
            JAC1(I,J)=(-PARCIALQD(I+1,(NG+1+(J-N)),N,VMAG,VANG,YMAG,YANG))
*           /VMAG(NG+1+(J-N)) ! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL

HESSIANO1(I,J)=YMAG(I+1,(NG+1+(J-N)))*
*           (DCOSD(YANG(I+1,(NG+1+(J-N)))+VANG(NG+1+(J-N))-VANG(I+1)))
            END IF
        END DO
    END DO

C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C  CUARTO CUADRANTE (J22)
C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

DO I=N,NJ
    DO J=N,NJ
        IF(I==J) THEN

            JAC1(I,J)=(QICALC(NG+1+(I-N))-(DABS(VMAG(NG+1+(I-N))**2))*
*           DIMAG(YBUS(NG+1+(I-N),NG+1+(I-N))))/VMAG(NG+1+(I-N))
*           ! ELEMENTOS EN LA DIAGONAL PRINCIPAL

HESSIANO1(I,J)=-2*(DIMAG(YBUS(NG+1+(I-N),NG+1+(I-N))))
            ELSE

            JAC1(I,J)=(PARCIALPD((NG+1+(I-N)),(NG+1+(J-N)),N,VMAG,VANG,
*           YMAG,YANG))/VMAG(NG+1+(J-N)) ! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL

            HESSIANO1(I,J)=-YMAG(NG+1+(I-N),(NG+1+(J-N)))*
*           (DSIND(YANG(NG+1+(I-N),NG+1+(J-N)))+
*           VANG(NG+1+(J-N))-VANG(NG+1+(I-N)))
            END IF
        END DO
    END DO

C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
C  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

C           SE CALCULA EL JACOBIANO2
C           *****

C           *****
C           PRIMER CUADRANTE (J11)
C           *****
C
DO I=1,N-1
    DO J=1,N-1
        IF (I==J) THEN
JAC2(I,J)=-QICALC(I+1)-(DABS(VMAG(I+1)**2)*DIMAG(YBUS(I+1,I+1)))
!ELEMENTOS EN LA DIAGONAL

                ELSE
JAC2(I,J)=PARCIALPD(I+1,J+1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG) ! ELEMENTOS FUERA
DE LA DIAGONAL

C           %%%%%%%%%%%
C           TERCER CUADRANTE (J21)
C           %%%%%%%%%%%

DO I=N,NJ
    DO J=1,N-1
        IF ((I-J)==(N)) THEN
JAC2(I,J)=PICALC(J+1)-(DABS(VMAG(J+1)**2)*DREAL(YBUS(J+1,J+1))) !
ELEMENTOS EN LA DIAGONAL PRINCIPAL

                JAC2(I,J)=PARCIALQD((NG+1+(I-N)),J,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)!ELEMENTOS
FUERA DE LA DIAGONAL

                END IF
        END DO
    END DO

C           %%%%%%%%%%%
C           SEGUNDO CUADRANTE (J12)
C           %%%%%%%%%%%

DO I=1,(N-1)
    DO J=N,NJ
        IF ((J-I)==(N)) THEN
                JAC2(I,J)=(PICALC(I+1)+(DABS(VMAG(I+1)**2)*
*
DREAL(YBUS(I+1,I+1)))/VMAG(I+1) ! ELEMENTOS EN LA
DIAGONAL PRINCIPAL

                ELSE
JAC2(I,J)=(-PARCIALQD(I+1,(1+(J-N)),N,VMAG,VANG,YMAG,YANG))
*
/VMAG(1+(J-N)) ! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL

                END IF
        END DO
    END DO

C           %%%%%%%%%%%
C           CUARTO CUADRANTE (J22)
C           %%%%%%%%%%%

```



```

DO I=N,NJ
  DO J=N,NJ
    IF(I==J) THEN

      JAC2(I,J)=(QICALC(1+(I-N))-(DABS(VMAG(1+(I-N)))**2)*
*
      DIMAG(YBUS(1+(I-N),1+(I-N))))/VMAG(1+(I-N))    ! ELEMENTOS
EN LA DIAGONAL PRINCIPAL

      ELSE

      JAC2(I,J)=(PARCIALPD((1+(I-N)),(1+(J-N)),N,VMAG,VANG,
*
      YMAG,YANG))/VMAG(1+(J-N))    ! ELEMENTOS FUERA DE LA DIAGONAL

      END IF
    END DO
  END DO

C *****
C       SE RESUELVE EL SISTEMA CON UNA SUBROUTINA DE IMSL
C *****

CALL DLSLRG (NJ,JAC1,NJ,VECTOR,1,X)

C       NJ= NUMERO DE ECUACIONES (ENTRADA); DIMENSION DEL JACOBIANO
C       JAC= MATRIX JACOBIANA DE TAMAÑO NJxNJ, QUE CONTIENE LOS
COEFICIENTES DEL
C       SISTEMA LINEAL (ENTRADA)
C       LDA= NJ DIMENSION PRINCIPAL DE JAC, EXACTAMENTE COMO SE ESPECIFICO
EN
C       LA DECLARACION DE LA VARIABLE (ENTRADA)
C       VECTOR= VECTOR DE TAMAÑO NJ, QUE CONTIENE LOS VALORES DEL LADO DERECHO
DEL
C       SISTEMA LINEAL (ENTRADA)
C       IPATH= INDICADOR (ENTRADA)
C       IPATH= 1 SIGNIFICA QUE EL SISTEMA 'AX = B' ES RESUELTO
C       IPATH= 2 SIGNIFICA QUE EL SISTEMA 'ATX = B' ES RESUELTO
C       X= VECTOR DE TAMAÑO NJ QUE CONTIENE LA SOLUCION DEL SISTEMA
LINEAL
C       (SALIDA)

C *****
C       ACTUALIZACION DE ANGULOS Y VOLTAJES
C *****
C
DO I=2,N
  VANG(I)=VANG(I)+((X(I-1)*180)/PIN)
END DO

DO I=N,NJ
  VMAG(NG+1+(I-N))=VMAG(NG+1+(I-N))+X(I)
END DO

C *****
C
C       CALCULO DE X

```

```

X=X
DO I=1,NJ
  DO J=1,NJ
    VEDMON(I,J)=X(I)*XT(J)
  END DO
END DO

C   CALCULO DE Y

DO I=1,NJ
  YEDMON(I)=0.0_8
  XG(I)=0.0_8
END DO

DO I=1,NJ
  DO J=1,NJ
    YEDMON(I)=YEDMON(I)+JAC(I,J)*XEDMON(J)
  END DO
END DO

DO I=1,NJ
  YEDMON(I)=YEDMON(I)+X(I)
END DO

IF (K==1)THEN
  YEDMONPI=YEDMON
  XEDMONPI=XEDMON
  XPI=X
END IF

C   CALL DLINRG (NJ,JAC2,NJ,JACINV2,NJ)

C   DO I=1,NJ
C     DO J=1,NJ
C       XG(I)=XG(I)+JACINV2(I,J)*YEDMON(J)
C     END DO
C   END DO

C   CALL DLINRG (NJ,VEDMON,NJ,VEDMONINV,NJ)
JACT=TRANPOSE(JAC)

C   COVXI=MATMUL(JACT2,VEDMONINV)
C   COVXI=MATMUL(COVXI,JAC2)
C   COVZ=MATMUL(JAC3,COVXI,JAC3T)
C   VZ=DIAG(COVZ)
C   SZ=SQRT(COVZ)

C   CALL DLINRG (NJ,COVXI,NJ,COVX,NJ)

C
C   *****
K=K+1

END DO ! FIN DEL CICLO PRINCIPAL SE TIENE QUE EL SISTEMA SE SOLUCIONO
O NO CONVERGIO

```

```

C      *****
C      SE ESCRIBE SI EL SISTEMA CONVERGE O NO
C      *****
C
      WRITE(W,200)
200  FORMAT (/,1X,
      *'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',
      *'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',/,18X,
      *'RESULTADOS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA',/,1X,
      *'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%',
      *'%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%')

      IF (K<NIT)THEN

C      *****
C      SE CALCULAN LAS POTENCIAS P Y Q EN EL NODO SALCK Y Q EN NODOS DE
GENERACION
C      *****

      PG(1)=(PI(1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG))+PC(1)
      QG(1)=(QI(1,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG))+QC(1)

      DO I=2,NG

          QG(I)=(QI(I,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG))+QC(I)

      END DO

      DO I=NG+1,N

          PG(I)=0.0
          QG(I)=0.0

      END DO

C      *****
C      SE CALCULAN LOS FLUJOS ENTRE NODOS
C      *****

      ALLOCATE(SIJ(N,N),V(N))

      DO I=1,N
          V(I)=DCMPLX((VMAG(I)*DCOSD(VANG(I))),
      *      (VMAG(I)*DSIND(VANG(I))))
      END DO

      DO I=1,N
          DO J=1,N
              SIJ(I,J)=(0.0,0.0)
          END DO
      END DO

      DO I=1,NE
          SIJ(NIELE(I),NJELE(I))=(V(NIELE(I))*(DCONJG((V(NIELE(I))
      *-V(NJELE(I))))*YS(I)))+(V(NIELE(I))*(DCONJG(V(NIELE(I))

```

```

** (YSH(NIELE(I))+YPI(I)))

SIJ(NJELE(I),NIELE(I))=(V(NJELE(I))*(DCONJG((V(NJELE(I))
*-V(NIELE(I)))*YS(I))))+(V(NJELE(I))*(DCONJG(V(NJELE(I))
** (YSH(NJELE(I))+YPJ(I))))
      END DO

C          *****
C          SE CALCULA LAS POTENCIAS EN DERIVACION
C          *****

ALLOCATE(SSH(N))

DO I=1,N
      SSH(I)=DCONJG(YSH(I))*(VMAG(I)**2)
END DO

C          *****
C          SE ESCRIBE LOS RESULTADOS YA SEA EN ARCHIVO O EN PANTALLA
C          *****

WRITE (W,201)
201 FORMAT(/,6X,'---> > > DATOS GENERALES < < <---')

WRITE (W,202) K-1
202  *   FORMAT (/,1X,'EL SISTEMA CONVERGE EN:',I3,' ITERACIONES',
      *   1X,'CON LA TOLERANCIA ESPECIFICADA')

      PGT=SUM(PG)*MVABASE
      QGT=SUM(QG)*MVABASE
      PCT=SUM(PC)*MVABASE
      QCT=SUM(QC)*MVABASE
      PPT=PGT-PCT
      QPT=QGT-QCT
      SSHT=(SUM(SSH))*MVABASE

      WRITE (W,203) PGT,QGT,PCT,QCT,PPT,QPT,SSHT
203  *   FORMAT(/,31X,'MW          MVAR',/,1X,
      *   'POTENCIA TOTAL GENERADA',F8.2,3X,F8.2,/,1X,
      *   'POTENCIA TOTAL DE CARGA',F8.2,3X,F8.2,/,1X,
      *   'PERDIDAS EN EL SISTEMA',F8.2,3X,F8.2,/,1X,
      *   'POTENCIA EN DERIVACION',F8.2,3X,F8.2)

      WRITE (W,204)
204  *   FORMAT (2/,6X,'---> > > DATOS DE NODOS EN PU < < <---',2/,1X,
      *   '---NODOS--- ---VOLTAJES--- ----- POTENCIAS',
      *   '-----',/,1X,'NOMBRE NUM MAG ANG',
      *   '---GENERACION--- ----- CARGA ----- ---DERIVACION---',/,13X,
      *   '(PU) (GRADOS) PG (PU) QG(PU) PC(PU) QC(PU)',
      *   'PS(PU) QS (PU)',/)

      DO I=1,NG
            IF (SSH(I)/=(0.0,0.0)) THEN

                                WRITE (W,205) NOMNODO(I),NODO(I),VMAG(I),VANG(I),

```

```

*           PG(I),QG(I),PC(I),QC(I),SSH(I)
205 FORMAT (1X,A6,1X,I3,1X,F6.3,1X,F7.3,6(1X,F8.4))

                ELSE

                        WRITE (W,206) NOMNODO(I),NODO(I),VMAG(I),VANG(I),
*           PG(I),QG(I),PC(I),QC(I)
206 FORMAT (1X,A6,1X,I3,1X,F6.3,1X,F7.3,4(1X,F8.4),2(1X,'@@@.@@@'))

                END IF

        END DO

        DO I=NG+1,N
                IF (SSH(I)/=(0.0,0.0)) THEN

                        WRITE (W,207) NOMNODO(I),NODO(I),VMAG(I),VANG(I),
*           PC(I),QC(I),SSH(I)
207 FORMAT (1X,A6,1X,I3,1X,F6.3,1X,F7.3,2(1X,'@@@.@@@'),4(1X,F8.4))

                        ELSE

                                WRITE (W,208) NOMNODO(I),NODO(I),VMAG(I),VANG(I),
*           PC(I),QC(I)
208 FORMAT (1X,A6,1X,I3,1X,F6.3,1X,F7.3,2(1X,'@@@.@@@'),2(1X,F8.4),
*2(1X,'@@@.@@@'))
                                END IF

                END DO

        WRITE (W,209)
209 FORMAT (2/,6X,'----> > > DATOS DE FLUJOS ENTRE NODOS < < <----',/)

        DO I=1,N

                WRITE (W,210) NODO(I),NOMNODO(I),VMAG(I),VANG(I),NODO(I)
210 FORMAT (1X,'DE',5X,I3,1X,A6,5X,'MW',7X,'MVAR',6X,'MVA',7X,'TAP',
*3X,F7.4,2X,F7.3,2X,I3)

                IF (I<=NG)THEN
                        WRITE (W,211) PG(I)*MVABASE,QG(I)*MVABASE,
*           MVABASE*(DSQRT(PG(I)**2+QG(I)**2)),VMAG(I)*KVBASE(I)
211 FORMAT(1X,'GENERADOR',8X,3(2X,F8.2),10X,F7.2,1X,'KV')

                                IF(PC(I)/=0.00.OR.QC(I)/=0.0)THEN
                                        WRITE (W,212) PC(I)*MVABASE,QC(I)*MVABASE,
*MVABASE*(DSQRT(PC(I)**2+QC(I)**2))
212 FORMAT (2X,'A CARGA',9X,3(2X,F8.2))
                                        END IF

                                IF(SSH(I)/=(0.0,0.0))THEN
                                        WRITE (W,213) SSH(I)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SSH(I))
213 FORMAT (2X,'A SHUNT',9X,3(2X,F8.2))
                                        END IF

                DO J=1,NE
                        II=NIELE(J)

```

```

                JJ=NJELE(J)
                IF(II==I)THEN
                WRITE (W,214) NODO(JJ),NOMNODO(JJ),
*
SIJ(II,JJ)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SIJ(II,JJ)),TAP(J)
    214 FORMAT (2X,'A',5X,I3,1X,A6,3(2X,F8.2),2X,F6.4)
                ELSE
                IF(JJ==I)THEN
                WRITE (W,214) NODO(II),NOMNODO(II),
*
                SIJ(JJ,II)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SIJ(JJ,II)),TAP(J)
                END IF
                END IF
                END DO
    END IF

    IF(I>NG)THEN
    FLAG=0
    IF(PC(I)/=0.00.OR.QC(I)/=0.0)THEN
    WRITE (W,215) PC(I)*MVABASE,QC(I)*MVABASE,
    *MVABASE*(DSQRT(PC(I)**2+QC(I)**2)),VMAG(I)*KVBASE(I)
    215 FORMAT (2X,'A CARGA',9X,3(2X,F8.2),10X,F7.2,1X,'KV')
    FLAG=1
    END IF

    IF(SSH(I)/=(0.0,0.0))THEN
    IF(FLAG==1)THEN
    WRITE(W,213)SSH(I)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SSH(I))!SIN KV
    ELSE
    WRITE(W,216)SSH(I)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SSH(I)),
*
    VMAG(I)*KVBASE(I)!CON KV
    FLAG=1
    216 FORMAT (2X,'A SHUNT',9X,3(2X,F8.2),10X,F7.2,1X,'KV')
    END IF
    END IF

    DO J=1,NE
    II=NIELE(J)
    JJ=NJELE(J)
    IF (II==I)THEN
    IF (FLAG==1)THEN
    WRITE(W,214)NODO(JJ),NOMNODO(JJ),
*
    SIJ(II,JJ)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SIJ(II,JJ)),TAP(J)!SIN KV
    ELSE
    WRITE(W,217)NODO(JJ),NOMNODO(JJ),SIJ(II,JJ)*MVABASE,
*
    MVABASE*CDABS(SIJ(II,JJ)),TAP(J),VMAG(I)*KVBASE(I)!CON KV
    FLAG=1
    217 FORMAT(2X,'A',5X,I3,1X,A6,3(2X,F8.2),2X,F6.4,2X,F7.2,1X,'KV')
    END IF
    ELSE
    IF (JJ==I)THEN
    IF (FLAG==1)THEN
    WRITE(W,214)NODO(II),NOMNODO(II),
*
    SIJ(JJ,II)*MVABASE,MVABASE*CDABS(SIJ(JJ,II)),TAP(J)!SIN KV

```

```

                ELSE
                WRITE(W,217)NODO(II),NOMNODO(II),SIJ(JJ,II)*MVABASE,
*
MVABASE*CDABS(SIJ(JJ,II)),TAP(J),VMAG(I)*KVBASE(I)!CON KV
                FLAG=1
                END IF
                END IF
                END IF
                END DO

                END IF
                WRITE (W,218)
218  FORMAT(/)
                END DO

                WRITE (W,221)

                WRITE (W,222)
222  FORMAT(19X,'EL JACOBIANO DEL SISTEMA ES EL SIGUIENTE Y',/,20X,
*' (EL TAMAÑO DEL JACOBIANO ES:',
*' (2*N-NG-1))',\ )
                WRITE (W,221)
                ALLOCATE (COL(NJ))
                DO I=1,NJ
                COL(I)=I
                END DO
                WRITE (W,223) COL(1:NJ)
223  FORMAT (/,10X,100('COLUMNA ',I2,3X,:))

                WRITE (W,224)
224  FORMAT(/,\ )

                DO I=1,NJ
                WRITE (W,225)I,JAC(I,1:NJ)
                END DO
225  FORMAT (1X,'FILA ',I2,2X,100(F10.4,3X,:))
                WRITE (W,221)
                WRITE (W,226)
226  FORMAT (2X,'----- EL VECTOR y -----',3X,
*'----- EL VECTOR x -----',3X,'----- EL VECTOR Eps -----')
                WRITE (W,227)
227  FORMAT (3(4X,'PRIMERA ITE.',3X,'ULTIMA ITE.'))
                WRITE (W,221)
                DO I=1,NJ
                WRITE (W,228) YEDMONPI(I),YEDMON(I),XEDMONPI(I),XEDMON(I),
* XPI(I),X(I)
                END DO
228  FORMAT (4(5X,F10.7),2(5X,E10.4))
                WRITE (W,221)

*****
C  WRITE(W,301)
C 301  FORMAT(/,5X,'---> EL HESIANO DE LA ULTIMA ITERACION<---')
C  WRITE(W,223) COL(1:NJ)
C  WRITE(W,224)
C  DO I=1,NJ

```





```

DO J=1,N
    PI=PI+(DABS(VMAG(I)*VMAG(J)*YMAG(I,J))*
*      (DCOSD(YANG(I,J)+VANG(J)-VANG(I))))
END DO

RETURN
END FUNCTION PI

C *****
C      QI CALCULADA
C *****
C
FUNCTION QI(I,N,VMAG,VANG,YMAG,YANG)

INTEGER I,J,N
REAL(KIND=8) QI
REAL(KIND=8),DIMENSION(N)::VMAG,VANG
REAL(KIND=8),DIMENSION(N,N)::YMAG,YANG

QI=0.0

DO J=1,N
    QI=QI-(DABS(VMAG(I)*VMAG(J)*YMAG(I,J))*
*      (DSIND(YANG(I,J)+VANG(J)-VANG(I))))
END DO

RETURN
END FUNCTION QI

C *****

C *****
C      FUNCIONES DEL JACOBIANO
C *****
C
FUNCTION PARCIALVA(I,J,N,VANG)

INTEGER I,J,N
REAL(KIND=8) PARCIALVA
REAL(KIND=8),DIMENSION(N)::VANG

PARCIALVA=1

RETURN
END FUNCTION PARCIALVA

C *****
C
FUNCTION PARCIALVM(I,J,N,VMAG)

INTEGER I,J,N
REAL(KIND=8) PARCIALVM
REAL(KIND=8),DIMENSION(N)::VMAG

PARCIALQD=1

```

```

RETURN
END FUNCTION PARCIALVM
C *****
C
FUNCTION PARCIALPD ( I , J , N , VMAG , VANG , YMAG , YANG )

INTEGER I , J , N
REAL ( KIND = 8 ) PARCIALPD
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N ) :: VMAG , VANG
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N , N ) :: YMAG , YANG

PARCIALPD = - ( DABS ( VMAG ( I ) * VMAG ( J ) * YMAG ( I , J ) ) *
* ( DSIND ( YANG ( I , J ) + VANG ( J ) - VANG ( I ) ) ) )

RETURN
END FUNCTION PARCIALPD

C *****
C
FUNCTION PARCIALQD ( I , J , N , VMAG , VANG , YMAG , YANG )

INTEGER I , J , N
REAL ( KIND = 8 ) PARCIALQD
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N ) :: VMAG , VANG
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N , N ) :: YMAG , YANG

PARCIALQD = - ( DABS ( VMAG ( I ) * VMAG ( J ) * YMAG ( I , J ) ) *
* ( DCOSD ( YANG ( I , J ) + VANG ( J ) - VANG ( I ) ) ) )

RETURN
END FUNCTION PARCIALQD
C *****
C
FUNCTION PARCIALFPD ( I , J , N , VMAG , VANG , YMAG , YANG )

INTEGER I , J , NE
REAL ( KIND = 8 ) PARCIALPD
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE ) :: VMAG , VANG
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE , NE ) :: YMAG , YANG

PARCIALPD1 = - ( DABS ( VMAG ( I ) * VMAG ( J ) * YMAG ( I , J ) ) *
* ( DSIND ( YANG ( I , J ) + VANG ( J ) - VANG ( I ) ) ) )

RETURN
END FUNCTION PARCIALPD

C *****
C
FUNCTION PARCIALQD ( I , J , N , VMAG , VANG , YMAG , YANG )

INTEGER I , J , NE
REAL ( KIND = 8 ) PARCIALQD
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE ) :: VMAG , VANG
REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE , NE ) :: YMAG , YANG

```

```

PARCIALQD=- ( DABS (VMAG ( I ) *VMAG ( J ) *YMAG ( I , J ) ) *
*      ( DCOSD ( YANG ( I , J ) +VANG ( J ) -VANG ( I ) ) ) )

RETURN
END FUNCTION PARCIALQD
C *****
C
C %%%%%%%%%%
C *****
C
C      SUBROUTINA PARA LA FORMACION DE YBUS
C *****
C
C      SUBROUTINE FYBUS ( N , NE , VMAG , PS , QS , NIELE , NJELE , RS , XS , G2 , B2 , TAP , YBUS ,
*YSH , YS , YPI , YPJ )
C *****
C
C      DECLARACION DE VARIABLES EN LA SUBROUTINA
C *****
C
C      IMPLICIT NONE
C      INTEGER I , J , N , NE
C      INTEGER , DIMENSION ( NE ) :: NIELE , NJELE
C      REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N ) :: VMAG , PS , QS
C      REAL ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE ) :: RS , XS , G2 , B2 , TAP
C      COMPLEX ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N ) :: S , YSH
C      COMPLEX ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( NE ) :: YS , YPI , YPJ
C      COMPLEX ( KIND = 8 ) , DIMENSION ( N , N ) :: YBUS
C *****
C
C      CUERPO DE LA SUBROUTINA
C *****
C
C      NO SE CONSIDERAN RAMAS ACOPLADAS MUTUAMENTE , Y SE HACE YBUS
C      POR INSPECCION DE LA RED.
C
C
C      DO I = 1 , N
C          DO J = 1 , N
C              YBUS ( I , J ) = ( 0.0 , 0.0 )      ! SE HACEN TODOS LOS ELEMENTOS DE
YBUS CERO
C          END DO
C      END DO
C
C      DO I = 1 , N      ! SE CALCULA LA ADMITANCIA EN DERIVACION DEBIDO A LA
COMPENSACION
EN EL NODO
C
C          S ( I ) = DCMLPX ( PS ( I ) , QS ( I ) )
C          YSH ( I ) = ( DCONJG ( S ( I ) ) ) / ( ( VMAG ( I ) ) ** 2 )
C          YBUS ( I , I ) = YBUS ( I , I ) + YSH ( I )      ! SE AGREGA A YBUS LA ADMITANCIA
POR
COMPENSACION

```

```

END DO

DO I=1,NE      ! SE HACE LAS ADMITANCIAS EN SERIE Y EN PARALELO

    IF (TAP(I)==0.0.OR.TAP(I)==1.0) THEN

        YS(I)=1/(DCMPLX(RS(I),XS(I))) ! PARA EL TAP EN EL NOMINAL
        YPI(I)=DCMPLX(G2(I),B2(I))
        YPJ(I)=YPI(I)

    ELSE      ! PARA EL TAP FUERA DEL NOMINAL (TRANSFORMADORES)

        YS(I)=TAP(I)*(1/(DCMPLX(RS(I),XS(I))))
        YPI(I)=TAP(I)*(TAP(I)-1)*(1/(DCMPLX(RS(I),XS(I))))
        YPJ(I)=(1-(TAP(I)))*(1/(DCMPLX(RS(I),XS(I))))

    END IF

END DO

DO I=1,NE

    YBUS(NIELE(I),NJELE(I))=-1*YS(I)
    YBUS(NJELE(I),NIELE(I))=-1*YS(I)

    YBUS(NIELE(I),NIELE(I))=YBUS(NIELE(I),NIELE(I))+YS(I)+YPI(I)
    YBUS(NJELE(I),NJELE(I))=YBUS(NJELE(I),NJELE(I))+YS(I)+YPJ(I)

END DO

RETURN
END SUBROUTINE FYBUS

```

```

C *****
C *****
C *****

```

# **GLOSARIO**

**Área de Transmisión y Transformación<sup>(73)</sup>**. Es la entidad que tiene a su cargo el mantenimiento de un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión dentro de un área geográfica determinada.

**Capacidad de Transferencia<sup>(74)</sup>**. Capacidad de transmisión es la medida de la capacidad del sistema eléctrico interconectado mover de forma fiable o transferir la potencia de una zona a otra sobre todas las líneas de transmisión (o trayecto) entre las zonas bajo las condiciones del sistema determinada. Las unidades de capacidad de transferencia se encuentran en términos de potencia eléctrica, generalmente expresada en Megawatts (MW). En este contexto, la “zona” puede ser un sistema eléctrico individual, grupo de potencia, área de control, subregión, o región NERC, o una parte de cualquiera de estos. La capacidad de transferencia es también la dirección en la naturaleza. Es decir, la capacidad de transferencia de la Zona A a la Zona B no es generalmente igual a la capacidad de transferencia de la Zona B a la Zona A.

**Capacidad de Transferencia de Transmisión<sup>(75)</sup>**. Capacidad de transferencia es la medida de la habilidad del sistema eléctrico interconectado para mover de forma fiable o transferir de potencia eléctrica de una zona a otra zona por medio de todas las líneas de transmisión (o trayectos) entre las zonas bajo determinadas condiciones del sistema. Las unidades de capacidad de transferencia se encuentran en términos de potencia eléctrica, generalmente expresada en Megawatts (MW). En este contexto, se refiere a la zona de configuración de las estaciones de generación, estaciones de cambio, subestaciones, y líneas de transmisión conectadas que puede definir a un sistema eléctrico individual, grupo de potencia, área de control, subregión, o región, o una parte de ella.

**Capacidad de Transferencia Disponible (ATC)<sup>(74)</sup>**. Es una medida de la capacidad de transferencia restante en la red de transmisión física para seguir la actividad comercial más allá de los usos ya comprometidos. Matemáticamente, ATC se define como la Capacidad de Transferencia Total (TTC) menos el Margen Transmisión Fiable (TRM), menos la suma de los compromisos de transmisión existentes (que incluye el servicio al cliente al por menor) y el Margen de Capacidad de Beneficio (CBM).

**Capacidad de Transferencia Total (TTC)<sup>(74)</sup>**. Se define como la cantidad de potencia eléctrica que pueden ser transferidas a través de la red de transmisión interconectada de manera fiable al mismo tiempo, atender a todos de un conjunto específico de definirse antes y después de la contingencia condiciones del sistema.

**Capacidad no Retirada ATC (NATC)<sup>(74)</sup>**. Se define como TTC menos TRM, menos la capacidad no retirada del servicio de transmisión reservado (incluido el CBM).

**Capacidad efectiva<sup>(73)</sup>**. Es la potencia máxima que se puede obtener de cada una de las unidades generadoras.

**Capacidad Reducida<sup>(74)</sup>**. Se define como el derecho de un proveedor de transmisión para interrumpir toda o parte del servicio de transmisión debido a limitaciones que reducen la capacidad de la red de transmisión para suministrar ese servicio de transmisión. Los servicios de transmisión tienen la capacidad reducida sólo en los casos en que está en peligro la confiabilidad del sistema de emergencia o la existencia de condiciones.

**Capacidad Retirada<sup>(74)</sup>**. Se define como el derecho de un proveedor de transmisión de interrumpir todo o parte del servicio de transmisión por cualquier motivo, incluyendo lo económico, que es coherente con la política de FERC y los proveedores de transmisión de las tarifas del servicio de transmisión o de las disposiciones contractuales.

**Capacidad rodante<sup>(73)</sup>**. Es la potencia máxima que se puede obtener de las unidades generadoras sincronizadas al Sistema Eléctrico Nacional.

**Carga interrumpible<sup>(73)</sup>**. Es la carga que puede ser interrumpida total o parcialmente conforme a lo establecido en las tarifas vigentes para este efecto.

**Cargabilidad**. Se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión manteniendo sus condiciones normales de operación.

**Demanda máxima<sup>(73)</sup>**. Es la potencia máxima suministrada durante un período de tiempo determinado.

**Elementos**<sup>(73)</sup>. Son los componentes principales del Sistema Eléctrico Nacional como los Generadores, Líneas de Transmisión, Transformadores, Reactores, Bancos de Capacitores, y Compensadores Estáticos de vars.

**Estabilidad**<sup>(73)</sup>. Es la condición en la cual el Sistema Eléctrico Nacional o una parte de el, permanece unida eléctricamente ante la ocurrencia de *disturbios*.

**Flujos Paralelos**<sup>(76)</sup>. Debido a que la interconexión consiste en una red de líneas de transmisión, la transferencia de electricidad fluirá a través de varias vías de utilidad al servicio público. A menudo, estas vías son a través de empresas de servicios públicos que no son partes de la transferencia de potencia contratada y existe la posibilidad de que la transacción podría sobrecargar una parte de estos sistemas, o imponer limitaciones de operación. Por lo tanto, cuando la energía está siendo entregada a la compra de servicios públicos radialmente no conectado al suministro de servicios públicos, las trayectorias reales, así como el contrato de vía, debe ser planificado para, continuamente estudiado, monitoreados y evaluados para asegurar que la transferencia electricidad no ponga en peligro la Interconexión de confiabilidad.

**Límites de Estabilidad**<sup>(75)</sup>. La red de transmisión debe ser capaz de sobrevivir a perturbaciones a través de periodos de tiempo transitorios y dinámicos (de milisegundos a varios minutos, respectivamente) después de la perturbación. Todos los generadores conectados a los sistemas de transmisión interconectados de corriente alterna operan en sincronismo entre sí a la misma frecuencia (nominalmente 60 Hertz).

**Límites de Voltaje**<sup>(74)</sup>. Los voltajes del sistema y los cambios en los voltajes se deben mantener dentro del rango aceptable de los límites máximos y mínimos. Por ejemplo, los límites mínimos de tensión puede establecer la cantidad máxima de potencia eléctrica que pueden ser transferidas sin causar daños al sistema eléctrico o instalaciones de los clientes. Un colapso amplio del voltaje del sistema puede resultar en un apagón de parte o toda la red de interconexión.



***Límites de Voltaje de Emergencia***<sup>(75)</sup>. El rango de voltaje de operación en los sistemas interconectados, por encima o por debajo del voltaje nominal y expresado generalmente en kilovolts, que sea aceptable para el tiempo suficiente para el sistema de ajustes que deberán hacerse a raíz de un corte de instalación o disturbio del sistema.

***Límites de Voltaje Normal***<sup>(75)</sup>. El rango del voltaje de operación en los sistemas interconectados, por encima o por debajo del voltaje nominal y expresado generalmente en kilovolts, que es aceptable en forma sostenida.

***Límites Térmicos***<sup>(74)</sup>. Los límites térmicos establecen la cantidad máxima de corriente eléctrica que una línea de transmisión o instalación eléctrica puede conducir durante un período de tiempo especificado antes de que sufra un daño permanente por sobrecalentamiento o antes de que viole los requisitos de seguridad pública.

***Línea de Transmisión***<sup>(73)</sup>. Es el elemento de transporte de energía entre dos instalaciones del Sistema Eléctrico.

***Margen de Capacidad de Beneficio (CBM)***<sup>(74)</sup>. Se define como la cantidad de la capacidad de transferencia de transmisión reservados por entidades que prestan servicios de carga para garantizar el acceso a la generación de los sistemas interconectados para satisfacer los requisitos confiables de generación.

***Margen de Transferencia Fiable (TRM)***<sup>(74)</sup>. Se define como la cantidad de la capacidad de transferencia de transmisión necesaria para garantizar que la red de transmisión interconectada sea seguro bajo un margen razonable de las incertidumbres en las condiciones del sistema.

***Primer Contingencia de Capacidad de Transferencia Incremental (FCITC)***<sup>(75)</sup>. FCITC es la cantidad de potencia eléctrica, el aumento de potencia por encima de la base normal de las transferencias, que pueden ser transferidas a través de los sistemas de transmisión interconectados de manera confiable basados sobre todo de las siguientes condiciones:

1. Para la configuración de los sistemas planeados o existentes, y con procesos de operación normal (pre-contingencia), en efectos, todas las instalaciones de cargas están dentro de los rangos normales y todos los voltajes están dentro de los límites normales,
2. Los sistemas eléctricos son capaces de absorber la dinámica de las oscilaciones de potencia, y permanecía estable, después de una perturbación que se traduce en la pérdida de cualquier elemento del sistema eléctrico, como una línea de transmisión, transformador o unidad de generación, y
3. Después de la disminución de las oscilaciones de la potencia dinámica tras una perturbación que se traduce en la pérdida de cualquier elemento del sistema eléctrico, tal como se describe en 2, y después de la operación de los sistemas de operación automática, pero antes de que cualquier ajuste de sistema de operador inicial de post-contingencia son implementados, todas las instalaciones de transmisión de cargas que están dentro de los rangos de emergencia y todos los voltajes están dentro de los límites de emergencia.

***Primer Contingencia de Capacidad de Transferencia Total (FCTTC)***<sup>(75)</sup>. La FCTTC es la cantidad total de potencia eléctrica (red de base normal de transferencia de potencia más la primer contingencia de transferencia incremental) que se pueden transferir entre dos zonas de los sistemas de de transmisión interconectado de manera confiable basado sobre las condiciones 1, 2 y 3 en la definición FCITC.

***Procedimientos Operativos***<sup>(75)</sup>. Un conjunto de políticas, prácticas, o el sistema de ajustes que pueden ser implementado automáticamente, o implementado manualmente por el operador del sistema en un tiempo determinado, para mantener la integridad operativa de los sistemas eléctricos interconectados. Estas acciones o sistemas ajustados puede ser aplicados en previsión de o después de un sistema de contingencia (corte de instalación) o disturbio del sistema, e incluyen, entre otros, apertura o cierre de interruptores (o circuitos breakers) para cambiar la configuración del sistema, el reenvío de generación, y la aplicación de un control directo de gestión de carga o programas de demanda interrumpible.

---

***Procedimientos Operativos Normales (Pre-Contingencia)***<sup>(75)</sup>. Los procedimientos operativos que son invocados normalmente por el operador del sistema para aliviar posibles sobrecargas de potencial o de otros posibles problemas en el sistema de potencial en previsión de una contingencia.

***Procedimientos Operativos Post-Contingencia***<sup>(75)</sup>. Los procedimientos de operación que se invocan por el operador del sistema para mitigar o aliviar problemas del sistema después de una contingencia se ha producido.

***Rango Normal***<sup>(75)</sup>. El rango según la definición del propietario de la instalación que especifica el nivel de la carga eléctrica (generalmente expresada en megawatts o de otras unidades apropiadas) de que una instalación puede apoyar o resistir a través de los ciclos de la demanda diaria sin pérdida de la vida de los equipos de la instalación o equipo involucrado.

***Rangos de Emergencia***<sup>(75)</sup>. El rango según la definición del propietario de la instalación que especifica el nivel de carga eléctrica (generalmente expresada en megawatts o de otras unidades apropiadas) que una instalación puede apoyar o resistir durante un período de tiempo suficiente para el ajuste de los programas de transferencia o envío de generación de una manera ordenada con aceptable pérdida de la vida de equipo, u otras limitaciones físicas o de seguridad, de la instalación o equipo involucrado. Este rango no es un rango continuo.

***Sistemas de Operación Automática***<sup>(75)</sup>. Los sistemas de protección especial (o los sistemas de acción correctiva) o de otros sistemas operativos instalados en los sistemas eléctricos que no requieren intervención por parte de los operadores del sistema para su funcionamiento.

***Transferencia de Emergencia y Económica***<sup>(76)</sup>. Las interconexiones con los servicios públicos, los servicios no públicos, así como el apoyo interno del servicio público del sistema de transmisión, podría acomodar las transferencias de emergencia y de rutina de energía entre las empresas de servicios públicos. Suficiente capacidad de transmisión debe ser proporcionado para permitir que la pérdida probable de capacidad de generación y mantener el servicio al cliente confiable.

***Transferencias de Potencia de Base Normal***<sup>(75)</sup>. Las transferencias de potencia eléctrica que son considerados por los sistemas eléctricos de ser representante de las condiciones base del sistema que se está analizando, y que son acordadas por las partes involucradas. Otras transferencias, como la transferencia de economía o de emergencia, son generalmente excluidas.

***Transmisión***<sup>(73)</sup>. Es la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega para su distribución.

# **REFERENCIAS**

---

## REFERENCIAS

1. J. B. Ward, H. W. Hale, "Digital computer solution of power flow problems", AIEE Trans. Vol. 75, pp 398 - 404, June 1956.
2. A. F. Glúmn, G. W. Stagg, "Automatic calculation of load flows", AIEE Trans., Vol. 76, pp 817 - 828, Oct 1957.
3. J. E. Van Ness, "Iteration methods for digital load flow studies", AIEE Trans., Vol. 78, pp 583 - 588, Aug 1959.
4. H. E. Brown et al, "Power flow solution by impedance matrix iterative method", AIEE Trans., Vol. 82, 1963.
5. W. F. Tinney, C. E. Hart, "Power flow solution by Newton's method" IEEE T-PAS, Vol. 86, pp 1449 - 1456, Nov. 1967.
6. G. W. Stagg, A. H. El-Abiad, "Computer methods in power system analysis". Mc. Graw-Hill, 1968.
7. L. L. Freris, A. M. Sasson, "Investigation on the load flow problem", IEE Proc., Vol. 114, pp 1459 - 1470, Dec. 1967.
8. B. Stott, "Effective starting process for Newton Raphson load flows", IEE Proc., Vol. 118, pp 983 - 987, Aug. 1971.
9. B. Stott, "Decoupled Newton load flow", IEEE T-PAS, Vol. 91, pp 1955 - 1959, Sep-Oct 1972.
10. U. G. Knight, "Power systems engineering and mathematics", Pergamon Press, 1972.
11. B. Stott, O. Alsac, "Fast decoupled load flow", IEEE T-PAS, Vol. 93, pp 859 - 869, May - June 1974.
12. B. Stott, "Review of load flow calculation methods", IEEE Proc., Vol. 62 No. 7, pp 916 - 929, July 1974.
13. H. E. Brown, "Solution of large networks by matrix methods", John Wiley, 1975.
14. F. Aboytes, R. Lara, "Un enfoque diferente al problema de flujos desacoplados", Congreso Internacional MEXICON - 78, México D. F., Agosto 1978.
15. B. Borkowska, "Probabilistic load flow", IEEE T-PAS, Vol. 93, pp 752 - 759, 1974.

16. Allan R. R., B. Borkowska, C. H. Grigg, "Probabilistic analysis of power flows", IEE Proc. No.121, pp 1551 - 1556, 1974.
17. Dopazo J. F., O. A. Klittin, A. M. Sasson, "Stochastic load flows", IEEE T-PAS, Vol. 94, pp 299 - 309, 1974.
18. F. Aboytes, B. J. Cory, "An alternative formulation of the stochastic load flow method", 9<sup>th</sup>. PICA Conf. Proc., pp 209 – 215, 1975.
19. F. Aboytes, "Estudio de flujo estocástico", CFE Reporte interno, Nov. 1976.
20. Allan R. N. et al, "Probabilistic a.c. load flow", IEE Proc. No. 123, pp 531 – 536, 1976.
21. Flam M., Sasson A. M., "Stochastic load flow - decoupled implementation", IEEE Summer Power Meeting, paper A 77-515 - 0, 1977.
22. G. T. Heydt, "Stochastic power flow calculations", IEEE; Summer Power Meeting, San Francisco, Cal. , paper A 75-530 - 6, July 20-25, 1975.
23. P. W. Sauer, G. T. Heydt, "A generalized stochastic power flow algorithm", IEEE Summer Power Meeting, Los Angeles, Cal., July 16-21, 1978.
24. F. Aboytes, D. Romero, "Nuevas Formulaciones del problema de flujos para la operación de sistemas de potencia" Congreso Internacional MEXICON - 78, México D. F., Agosto 1978.
25. A. Papoulis, "Probability, Random Variables and Stochastic Processes", Mc. Graw-Hill , New York, N. Y., 1965.
26. F. C. Schweppe, "Uncertain Dynamic Systems", Prentice Hall, 1973.
27. F. Aboytes, "Computer methods for state estimation and security assessment in electrical power systems", Tesis de Doctorado, Imperial College of Science and Technology London, England 1974.
28. F. C. Schweppe et al, "Power system static state estimation" partes I – III, IEEE T-PAS, Vol. 89, pp 120-135, Jan 1970.
29. G. W. Stagg, J. F. Dopazo, "Techniques for the real time monitoring of power system operations", IEEE T-PAS, April 1970, pp 545- 555.
30. J. F. Dopazo, O. A. Klittin, G. W. Stagg, L. S. Van Slyck, "State calculation of power systems from line flow measurements", IEEE T-PAS, Vol. 89, pp 1698 – 1708, Sep/Oct. 1970.

31. J. F. Dopazo, O. A. Klittin, L. S. Van Slyck, "State calculation of power systems from line flow measurements , part II" IEEE T- PAS, Vol. 91, pp 145 – 151, Jan/Feb 1972.
32. A. S. Debs, R. E. Larson, L. P. Hadju, "On line sequential state estimation for power systems", Proc. Of 1972 PSCC, Grenoble, France.
33. A. P. Sage, G. W. Masters, "Least squares curve fitting and discrete optimum fitting", IEEE Trans. on Education, Vol. E – 10 No.1, March 1967.
34. "Real Time Control of Electric Power Systems", E. Handschin (Ed.). Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1972.
35. H. L. Fuller, T. A. Hughes, "State estimation for power systems with mixed measurements", IEEE PES Summer Meeting, Anaheim, Cal., July 14 – 19, 1974, paper C 74 – 363 – 8.
36. H. P. Horisberger, J. C. Richard, C. Rossier, "Fast decoupled static least square estimator", IEEE T-PAS, Jan./Feb., 1976 pp 208 – 215.
37. "Computarized Operation of Electric Power Systems" S. C. Savulescu (Ed.). Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam 1976.
38. A. García, A. Monticelli, "Fast decoupled state estimation and bad data processing". Paper. F 78 – 687 – 6, Summer Power Meeting, Los Angeles, Cal. July 1978.
39. F. Aboytes, S. A. Molina, "An efficient state estimation method through transformations", PICA – 79, Conf. Proceedings, May 15 – 18, 1979.
40. F. Aboytes, B. J. Cory, "identification of measurement, parameter and configuration errors in static state estimation" PICA-75 Conf. Proc., June 1975.
41. N. Sato, W. F. Tinney, "Techniques for exploiting the sparsity of the network admittance matrix", IEEE T-PAS 82, pp 944 – 950, Dec. 1963.
42. W. F. Tinney, J. W. Walker, "Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization" IEEE Proc., Vol. 55, pp 1801 – 1809, Nov. 1967.
43. E. C. Ogboubiri, "Dynamic storage and retrieval in sparsity programming", IEEE T-PAS, Vol. 89, pp 150 – 155, 1970.
44. K. Zollenkopf, "Bifactorization - Basic Computational algorithm and programming techniques", in "Large sparse sets of linear equations", pp 75 – 96, Academic. Press, 1971.



45. A. M. Sasson, S. T. Ehrman, P. Lynch, L. S. Van Slyck, "Automatic power system network topology determination" IEEE T-PAS, Vol. 92, pp 610 – 618, May./Apr. 1973.
46. T. E. Dy Liaco, K. A. Ramarao, A. W. Weiner, "Network status analysis for Real Time Systems", PICA-73, Minneapolis, pp 356 – 362, June 4 – 6, 1973.
47. K. A. Clements, B. F. Wollemborg, "Observability determination for networks containing Bus - Injections and Line Flow Measurements", IEEE T-PAS, Vol. 94, Nov./Dec. 1975.
48. P. M. Anderson, E. E. Fetzer, "Observability in the state estimation of power systems", IEEE T-PAS, Vol. 94, pp 1981 – 1988, Nov./Dec.
49. J. S. Horton, R. D. Massiello, "On line decoupled observability processing", PICA-77, Toronto, Ont., Canada, May 24 – 27, pp 420 – 426, 1977.
50. Energy Control Center Design. Tutorial del IEEE, publicación 77 TU0010 – 9 – PWR.
51. J. F. Dopazo, O. A. Klittin, A. M. Sasson, "State estimation of Power Systems : Detection and Identification of gross-measurement errors", Proc. IEEE, PICA – 73.
52. Arroyo, N. Roman, "Programa para obtener con microcomputadora la curva de cargabilidad de líneas de transmisión", 1er. Congreso de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas de la ESIME-IPN, 25-29 Noviembre 1991, México, D.F.
53. N. Roman, G. Arroyo, "Evaluación de cargabilidad en líneas de transmisión", 4to. Coloquio Académico de la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la ESIME-IPN, 25-27 Noviembre 1992, México, D.F.
54. R. D. Dunlop, R. Gutman, P. P. Marchenko, "Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.2, March/April 1979.
55. T. W. Kay, P. W. Sauer, R. D. Shultz, R. A. Smith, "EHV and UHV line loadability dependence on VAR supply capability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.9 September 1982.
56. R. Gutman, "Application of line loadability concepts to operating studies," 88WM 167-9, 1988.
57. H. P. St. Clair, "Practical concepts in capability and performance of Transmission lines". Trans. on PAS, Vol. 72, Part III, pags. 1152-1157, Diciembre 1953.

58. G. Arroyo, "Operación de líneas de transmisión", Memoria del IEEE. México 79, págs. 112-120. Septiembre de 1979.
59. F. Aboytes, G. Arroyo, "Security Assessment in the Operation of Longitudinal Power Systems", IEEE, Trans. on Power Systems, Vol. PWRs-1, No.2, págs. 225-232. Mayo 1986.
60. EPRI, "Transmission Line Reference Book", 345 kV and Above, second edition, 1982.
61. Miller, J. E. Timothy, "Reactive power control in electric systems", New York, John Wiley, 1982.
62. Atif S. Debs, "Load flow analysis", Kuwait Institute Of Scientific Research.
63. B. Stott, M. Sc. Teca, E. Hobson, "Solution of large power system networks by ordered elimination: a comparison of ordering schemes", Procc. IEEE, Vol. 118, No.1, Enero 1971.
64. B. Stott, M. Sc. Teca, E. Hobson, "Solution of large power system networks by ordered elimination: a comparison of ordering schemes", Procc. IEEE, Vol. 118, No.1, Enero 1971.
65. R. R. David, "Nueva Formulación del Estudio de Flujos para la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia", Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F., Octubre 1979.
66. "Available Transfer Capability Definitions and Determination", North American Electric Reliability Council, June 1996.
67. "Transmission Transfer Capability", North American Electric Reliability Council, May 1995.
68. "Electricity Transfers and Reliability", North American Electric Reliability Council, October 1989.
69. John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., "Análisis de Sistemas de Potencia", Mc Graw-Hill 1996
70. Paul M. Anderson, A. A. Found, "Power System Control and Stability", IEEE Press 1993
71. Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power Generation Operation & Control", Ed. John Wiley & Sons 1984

**REGLAS Y NORMAS**

72. CENACE, “Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, Octubre 2001
73. CENACE, “Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, Octubre 2001
74. North American Electric Reliability Council, “Available Transfer Capability Definitions and Determination”, June 1996
75. North American Electric Reliability Council, “Transmission Transfer Capability”, May 1995
76. North American Electric Reliability Council, “Electricity Transfers and Reliability”, Octubre 1989
77. H. Sato, “Computation of Power System Loadability Limits” Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES, Vol. 3, pp 1707 – 1711, 2002
78. T. J. Overbye, I. Dobson, C. L. DeMarco, “Q-V Curve Interpretations of Energy Measures for Voltage Security”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, pp 331 – 340, 1994
79. M. Glavic, F. L. Alvarado, “Interaction Among Limits During Maximum Loadability and Transfer Capability Determination”, University of Wisconsin, 2001.
80. A. C. Z. de Souza, L. M. Honorio, G. L. Torres, G. Lambert-Torres, “Increasing the Loadability of Power Systems Through Optimal-Local-Control Actions”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, pp 188 – 194, 2004
81. R. V. Nahúm., “Desarrollo de un Simulador Digital Interactivo para Determinar la Cargabilidad de las Líneas de Transmisión”, Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, México D. F., Octubre 1993.