

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación



**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD OSCILATORIA DE PEQUEÑAS SEÑALES DE TIEMPO
REAL EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

INGE-2827

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Bryan Marcos Herrera Gaspar

Carlos Enrique León Domínguez

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico a mis padres, Elizabeth Gaspar y Alex Rosales, por su apoyo incondicional y esfuerzo constante en cada etapa de este camino. A mis abuelos, Carlos Herrera y Ana Pincay, quienes, aunque no me acompañan físicamente, siguen presentes en mi corazón. A mi hermano, Angel Loaiza, por su compañía, sus consejos y su apoyo en los momentos más desafiantes. Y a toda mi familia por su amor que han motivado a seguir adelante a alcanzar esta meta.

Bryan Herrera.

El presente proyecto lo dedico a: Dios, por brindarme sabiduría, la fortaleza necesaria en los momentos de duda y por recordarme que todo esfuerzo tiene su recompensa. A mis padres, por el amor incondicional, la paciencia infinita, los buenos consejos, por darme el impulso para seguir adelante y por enseñarme que la perseverancia y la humildad abren cualquier puerta. A mis abuelos y mis hermanos, por su apoyo silencioso y por ser mi refugio en los días difíciles.

Carlos León.

Agradecimiento

Nuestro más sincero agradecimiento a Dios,
por guiarnos con sabiduría y fortaleza en cada
etapa de este camino.

Agradecemos también profundamente al **Ing. Santiago Santiana** y al **Ing. Hermógenes Flores**, quienes, con su generosa colaboración, tiempo y conocimientos técnicos, contribuyeron de forma esencial al desarrollo de este proyecto. De igual manera, al **M.Sc. Luis Muñoz**, por su comprensión, apoyo y gesto amable, que fueron claves en este proceso.

Finalmente, expresamos nuestro agradecimiento infinito a nuestro tutor de tesis, **M.Sc. Douglas Aguirre**, por su orientación constante, por las oportunidades brindadas y por sus palabras de aliento que nos motivaron a seguir adelante.

Bryan Herrera, Carlos León.

Declaración Expresa

Nosotros *Bryan Marcos Herrera Gaspar* y *Carlos Enrique León Domínguez* acordamos y reconocemos que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso. En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 31 de mayo del 2025.

Carlos Enrique
León Domínguez

Bryan Marcos
Herrera Gaspar

Evaluadores

Docente de materia

Ph. D. Síxifo Daniel
Falcones Zambrano

Tutor de proyecto

Mgtr. Douglas Mauricio
Aguirre Hernández

Resumen

La complejidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador afecta directamente la amortiguación natural de los modos de oscilación de pequeña señal, comprometiendo la estabilidad dinámica del sistema. Por lo tanto, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) necesita una herramienta que permita el monitoreo en tiempo real de las oscilaciones presentes y de las unidades generadoras relacionadas a ellas, con el fin de facilitar la toma de decisiones preventivas y correctivas. Ante lo mencionado, se realizó un procedimiento automatizado en PowerFactory para analizar la estabilidad osculatoria de pequeña señal del sistema e identificar aquellos generadores que agravan a las oscilaciones. El análisis se llevó a cabo en un día y hora específico. A partir de esto, se logró identificar generadores ubicados tanto en Colombia como en Ecuador que están directamente relacionados con modos de oscilación del tipo inter-área y de alta frecuencia. Estos hallazgos sugieren la necesidad de implementar acciones de mitigación, especialmente relacionados a los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) en los generadores identificados, con el fin de reforzar estrategias de control que garanticen una operación segura y estable del sistema eléctrico nacional.

Palabras Claves: Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Estabilidad osculatoria, Estabilizadores de sistemas de Potencia (PSS), modos de oscilación de pequeña señal, análisis modal.

Abstract

The complexity of Ecuador's National Interconnected System (SNI) reduces the natural damping of small-signal oscillation modes. This reduction compromises the dynamic stability of the system. CENACE requires a tool for real-time monitoring of oscillations and their associated generating units to support decision-making. In response, an automated procedure was implemented in PowerFactory to analyze the system's small-signal oscillatory stability and identify generators that amplify oscillations. This tool quickly reveals system vulnerabilities, improving operational decisions. The analysis was performed for a specific day and time. Based on this analysis, it was possible to identify generators located in both Colombia and Ecuador that are directly associated with inter-area and high-frequency oscillation modes. These findings highlight the need to implement mitigation measures, particularly related to the tuning or deployment of Power System Stabilizers (PSS) in the identified generators, in order to strengthen control strategies that ensure the safe and stable operation of the national power system.

Keywords: National Electricity Operator (CENACE), Oscillatory stability, Power System Stabilizers (PSS), Small-signal oscillation modes, Modal analysis.

Índice general

Resumen.....	I
Abstract	II
Índice general.....	III
Abreviatura	V
Simbología	VI
Índice de figura	VII
Índice de tablas	IX
Índices de ecuaciones.....	IX
Capítulo 1.....	1
1. Introducción.....	2
1.1. Descripción del problema.....	2
1.2. Justificación del problema.....	4
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivo general.....	5
1.3.2. Objetivos específicos	5
1.4. Marco teórico	6
1.4.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP)	6
1.4.2. Maquinas síncronas.....	8
1.4.3. Estabilidad del sistema de potencia	9
1.4.4. Modos de oscilación	12
1.4.5. Estabilidad de sistemas dinámicos.....	14
1.4.6. Métodos de análisis de modos de oscilación	16
1.4.7. Técnicas de mitigación de oscilaciones de pequeñas señales.....	19
Capítulo 2.....	21
2. Metodología.....	22
2.1. Adquisición de datos operativos de tiempo real desde el EMS del CENACE	24

2.2.	Procesamiento y estructuración de la información en el entorno “EMS-PF”	28
2.3.	Consolidación de datos en la base “Datos”	31
2.4.	Importación de la base de datos al modelo del SNI en PowerFactory	35
2.5.	Ejecución de simulaciones dinámicas y análisis modal en PowerFactory	37
2.6.	Visualización de resultados	42
2.7.	Automatización del proceso mediante rutinas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language).....	47
	Capítulo 3.....	50
3.	Análisis y resultados.....	51
3.1.	Modos de Control.....	54
3.2.	Modos Inter-área	54
3.3.	Modos Locales	55
3.4.	Modos de Alta Frecuencia.....	61
	Capítulo 4.....	64
4.	Conclusiones y recomendaciones	65
4.1.	Conclusiones	65
4.2.	Recomendaciones.....	67
	Referencias.....	68
	Anexos	72
	Modelado de las zonas operativa principales del SIN en Power Factory	72
	Factor de participación de la EEQ, Zona Sur y Sucumbíos	75
	Ejecución del análisis modal	79
	Análisis de controlabilidad.....	83

Abreviatura

ARCONEL	Agencia Nacional de Regulación y Control de Electricidad
CELEC EP	Corporación Eléctrico del Ecuador
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad
DPL	DIgSILENT Programming Language
EMS	Energy Manaement System
FACTS	Sistema de Transmisión Flexible de Corriente Alterna
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
PSS	Estabilizador de Sistemas de Potencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
VBA	Visual Basic for Applications
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Amplia

Simbología

kV	Kilovoltio
Hz	Hertz
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
S	Potencia aparente
Fp	Factor de potencia
σ	Coeficiente de amortiguamiento
w_d	Velocidad del rotor del generador
ζ	Relación de amortiguamiento
F	frecuencia de oscilación

Índice de figura

Figura 1. Representación gráfica de un Sistema Eléctrico de Potencia [1].....	6
Figura 2. Comportamiento de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [20].	10
Figura 3. Clasificación de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [9], [17].....	10
Figura 4. Clasificación de los modos de oscilación [25].....	13
Figura 5. Representación gráfica de los autovalores del análisis modal [26].	18
Figura 6. Diagrama de flujo de la metodología empleada.	22
Figura 7. Visualización de PI DataLink	24
Figura 8. Interfaz de la base de datos EMS-PF.	25
Figura 9. Hoja de cálculo del archivo Excel “Carga”.....	26
Figura 10. Hoja de cálculo del archivo Excel “Generación”.....	26
Figura 11. Interfaz visual del EMS para monitoreo de la operación del SNI en tiempo.....	27
Figura 12. Interfaz visual del EMS del monitoreo de la operación del SNI - 230 Kv.	28
Figura 13. Hoja de cálculo “NM_G” con los datos operativos de generación obtenidos desde el EMS.	28
Figura 14. Lógica condicional para habilitación o fuera de servicio de la central generadora.....	29
Figura 15. Hoja de cálculo “NM_C” con los datos operativos de carga obtenidos desde el EMS.....	30
Figura 16. Hoja de cálculo “DIG_C” con Las claves foráneas de las cargas para la importación al PowerFactory.....	32
Figura 17. Visualización de celdas con lógicas para generadoras habilitadas o fuera de servicio.....	33
Figura 18. Hoja de cálculo “DIG_G” con Las claves foráneas de las generadoras para la importación al PowerFactory.....	33
Figura 19. Código desarrollado en Excel “Macros” para la adquisición y exportación de los datos operativos.	34
Figura 20. Comando de importación DGS-Import para vinculación de la base de datos “Datos”.....	35
Figura 21. Hoja de cálculo “ElmLoad” con las claves foráneas de las cargas para la importación al PowerFactory.....	36
Figura 22. Hoja de cálculo “ElmSym” con las claves foráneas de las generadoras para la importación al PowerFactory.....	36
Figura 23. Visualización de los datos operativos de la interconexión con Colombia desde el EMS. ..	37
Figura 24. Visualización de los datos importados de la interconexión con Colombia desde PowerFactory.....	37
Figura 25. Ventana de configuración de parámetros para la simulación del flujo de potencia.	38
Figura 26. Ventana de configuración de parámetros para la simulación del análisis modal.	40
Figura 27. Ventana de configuración de parámetros adicionales para la simulación del análisis modal.	40
Figura 28. Ventana de resultados de los modos oscilatorios analizados del SNI.....	42
Figura 29. Configuración de selección para representación de resultados mediante graficas de barra.43	43
Figura 30. Configuración de edición de la gráfica para filtrar resultados específicos.	44
Figura 31. Ventana de configuración de parámetros para mostrar los modos relevantes.	45
Figura 32. Gráfica detallada con los generadores que poseen mayor contribucion al modo analizado	45
Figura 33. Ventana de resultados con información detalladas de los generadores que poseen mayor contribución al modo analizado.	46
Figura 34. Diagrama de flujo de la secuencia para la ejecución de la programación DPL	47
Figura 35. Subrutinas en formato DPL de tipo objetos.	48
Figura 36. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 199.....	59
Figura 37. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 265.....	61

Figura 38. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 285.....	63
Figura 39. Topología de la zona operativa Molino-Milagro en tiempo real desde el EMS.	72
Figura 40. Topología de la zona operativa Pascuales-Trinitaria en tiempo real desde el EMS.	73
Figura 41. Topología de la zona operativa Santa Rosa-Totoras en tiempo real desde el EMS.	74
Figura 42. Factor de participación para el procesamiento de la base de datos con respecto a la demanda.....	75
Figura 43. Procesamiento de la base datos con respecto a demanda y generación.	76
Figura 44. Verificación de los factores de participación para la importación de datos al modelado de Power Factory.....	77
Figura 45. Verificación de la toma de datos operativos desde el EMS a la base de datos para el procesamiento de valores.	78
Figura 46. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 1).....	79
Figura 47. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 2).....	79
Figura 48. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 3).....	80
Figura 49. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 4).....	80
Figura 50. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 5).....	81
Figura 51. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 6).....	81
Figura 52. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 7).....	82
Figura 53. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 8).....	82
Figura 54. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 15.	83
Figura 55. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U6”..	83
Figura 56. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U7”..	84
Figura 57. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U8”..	84
Figura 58 Análisis de controlabilidad con respecto al modo 15.	79
Figura 59. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U1”..	79
Figura 60. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U2”..	86
Figura 61. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U3”..	86
Figura 62. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U4”..	87
Figura 63. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U5”..	87
Figura 64. Información general de estado de un modo oscilatorio.	88
Figura 65. Configuración de parámetros del análisis de controlabilidad a cada modo seleccionado..	88
Figura 66. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 25.	89
Figura 67. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 25.	89
Figura 68. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U2”..	90
Figura 69. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 29.	90
Figura 70. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U6”..	91
Figura 71. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U7”..	91
Figura 72. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U8”..	92
Figura 73. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 231.	92
Figura 74. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 1”.	93

Figura 75. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 2”	93
Figura 76. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 281.....	94
Figura 77. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 3”	94
Figura 78. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 4”	95

Índice de tablas

Tabla 1. Información general del total de modos oscilatorios.	52
Tabla 2. Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos de control.	54
Tabla 3 Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos inter-area.	54
Tabla 4. Análisis de controlabilidad con respecto a los modos de clase inter-area.....	55
Tabla 5. Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos locales.	56
Tabla 6. Información general de los modos problemáticos del sistema eléctrico ecuatoriano y colombiano.	56
Tabla 7. Análisis de controlabilidad de los modos del sistema colombiano.....	57
Tabla 8. Información descriptiva sobre el modo 00199.	57
Tabla 9. Resultado detallado del análisis de controlabilidad sobre el modo 199.....	58
Tabla 10. Resultado detallado del análisis de controlabilidad sobre el modo 265.....	60
Tabla 11. Tabla de resultados del análisis de controlabilidad con respecto al modo 265 y 465.	61
Tabla 12. Tabla de resultados del análisis de controlabilidad con respecto al modo 285.	62

Índices de ecuaciones

Ecuación 1. Ecuación que define la relación entre el ángulo de rotor y la velocidad angular.	9
Ecuación 2. Ecuación del péndulo (Swing Equation) de una máquina síncrona.	9
Ecuación 3. Ecuación del péndulo (Swing Equation) simplificada de una máquina síncrona.	9
Ecuación 4. Ecuación de estado del sistema dinámico.	14
Ecuación 5. Ecuación de estrada del sistema.	14
Ecuación 6. Ecuación modelo para el cambio de las variables de estados.	15
Ecuación 7. Ecuación de lineación en un punto de equilibrio para la variable de estado.	15
Ecuación 8. Ecuación de lineación en un punto de equilibrio para la variable de entrada.	15
Ecuación 9. Ecuación de estado linealizada a partir de la matriz Jacobiana.	16
Ecuación 10. Ecuación características de los valores propios λi (autovalores).	17
Ecuación 11. Ecuación definida con respecto al vector propio derecho (vector columna).	17
Ecuación 12. Ecuación definida con respecto al vector propio izquierdo (vector fila).	17
Ecuación 13. Representación en número complejo de un valor propio (autovalores).	17
Ecuación 14. Ecuación para obtener la frecuencia de oscilación de un modo.	18
Ecuación 15. Ecuación para obtener la relación de amortiguamiento de un modo.	18

Capítulo 1

1. Introducción

La creciente complejidad de los sistemas de potencia interconectados ha incrementado la necesidad de estudiar su comportamiento dinámico bajo diversos escenarios de operación. Dentro de este contexto, la estabilidad de pequeña señal constituye una rama fundamental del análisis de estabilidad, permitiendo evaluar la respuesta del sistema frente a perturbaciones menores y anticipar posibles riesgos operativos mediante el estudio de sus características dinámicas.

El análisis modal se presenta como una de las principales metodologías para abordar este tipo de estudios, proporcionando parámetros fundamentales como las frecuencias propias, los amortiguamientos y los factores de participación de los distintos elementos del sistema. En este marco, el desarrollo de herramientas de simulación avanzada y procesos de automatización, como la programación DPL en Power Factory, ofrece nuevas posibilidades para integrar el análisis dinámico en tiempo real como un recurso de apoyo directo a la operación de los sistemas eléctricos.

En los capítulos siguientes se describe el desarrollo del procedimiento propuesto, detallando la recopilación de datos en tiempo real, la automatización del análisis modal mediante programación DPL en Power Factory y la identificación de las unidades generadoras con mayor participación en los modos de oscilación.

1.1. Descripción del problema

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) de Ecuador, al igual que otros sistemas eléctricos interconectados en Sudamérica, está expuesto a oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia debido a su alta dependencia de generación hidroeléctrica, la interconexión de grandes bloques de generación geográficamente distantes, la incorporación progresiva de fuentes de energías renovables y la interacción de los sistemas de control de las unidades

generadoras [21]. Estos factores, en conjunto, afectan directamente la amortiguación natural de los modos de oscilación de pequeña señal, comprometiendo la estabilidad dinámica del sistema incluso cuando el S.N.I opera dentro de sus parámetros normales de generación y carga, y sin la presencia de eventos de falla [21].

Los estudios continuos realizados por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) evidencian que, durante la operación diaria normal del Sistema Nacional Interconectado, persiste un modo inter-área débilmente amortiguado, con frecuencias comprendidas entre 0,4 y 0,5 Hz, lo que representa un riesgo operativo constante para la estabilidad dinámica del sistema [22]. Por esta razón, el monitoreo en tiempo real de estos modos de oscilación resulta fundamental, ya que, de no controlarse oportunamente, pueden derivar en escenarios críticos de estabilidad oscilatoria que, en casos extremos, conducen a la desconexión de elementos del sistema. Un ejemplo de esta situación ocurrió el 19 de abril de 2013, cuando se produjo la desconexión de la línea de transmisión Quevedo – San Gregorio de 230 kV a las 18:56 horas [23].

Según registros del CENACE, durante este evento se identificaron oscilaciones inter-área con frecuencias cercanas a 0,45 Hz, las cuales persistieron durante aproximadamente 19 minutos (desde las 18:56:54 hasta las 19:15:38) [23]. Para atender esta problemática, el CENACE ha implementado diversas herramientas y acciones, tales como el uso de un sistema WAMS con sincronización temporal mediante GPS, junto con una red de 22 a 46 PMUs distribuidas estratégicamente en el sistema, así como la implementación de la herramienta WAProtector, destinada a la identificación modal en tiempo real y a la emisión de alertas tempranas de estabilidad [22], [23], [24].

No obstante, estas soluciones aún presentan limitaciones operativas significativas, ya que no existe un procedimiento completamente automatizado e integrado que, a partir de los

datos operativos en tiempo real, permita identificar de manera sistemática los generadores con mayor participación en cada modo oscilatorio. Como consecuencia, el operador dispone de información parcial, lo que restringe su capacidad de tomar decisiones correctivas y preventivas de forma oportuna, eficaz y eficiente.

En función de lo expuesto, surge la siguiente interrogante de investigación:

¿Cómo implementar un procedimiento que, partiendo de datos operativos en tiempo real del SNI, permita identificar los generadores con mayor participación en los modos de oscilación deseados, de manera que se genere información oportuna para acciones que beneficien la estabilidad del sistema?

1.2. Justificación del problema

El presente trabajo adquiere gran relevancia al proponer el desarrollo de un procedimiento que automatiza el análisis de estabilidad de pequeña señal a partir de datos en tiempo real, mediante la aplicación de programación DPL en Power Factory. De este modo, es posible identificar de forma continua y sencilla los generadores con mayor participación en los modos de oscilación deseados, proporcionando al operador del sistema información técnica precisa, oportuna y accionable para la toma de decisiones preventivas y correctivas.

Adicionalmente, la propuesta tiene un impacto práctico significativo, ya que fortalece las estrategias de operación preventiva y correctiva del sistema eléctrico ecuatoriano, disminuye el riesgo de eventos de inestabilidad dinámica, optimiza la configuración de los dispositivos de control existentes (como los estabilizadores de sistemas de potencia - PSS), y complementa las capacidades actuales del CENACE en sus sistemas de monitoreo oscilatorio.

Finalmente, el desarrollo de este trabajo aporta conocimiento académico y técnico en la automatización de los procesos de análisis modal aplicados a sistemas eléctricos

interconectados, contribuyendo al fortalecimiento de las capacidades nacionales en el ámbito de la estabilidad dinámica de sistemas de potencia.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Analizar los modos de oscilación del Sistema Nacional Interconectado de tiempo real mediante programación DPL-Power Factory para la identificación de unidades generadoras que poseen mayor participación en cada modo oscilatorio.

1.3.2. Objetivos específicos

- Crear una base de datos de generación y carga de tiempo real mediante herramientas de comunicación y procesamiento para su simulación en un modelo actualizado del Sistema Nacional Interconectado en Power Factory.
- Obtener los modos de oscilación de tiempo real mediante un procedimiento automatizado en Power Factory a partir de una base de datos.
- Identificar los generadores de mayor contribución en un modo oscilatorio determinado, mediante el análisis de los parámetros modales resultantes.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP)

1.4.1.1. Generalidades

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una red interconectada de dispositivos y subsistemas que transforma energía disponible en la naturaleza en energía eléctrica, para luego transportarla y distribuirla de manera continua segura y eficiente hasta los consumidores finales [1]. El SEP juega un papel destacable para el funcionamiento de la sociedad moderna, dado que garantiza el suministro continuo de energía eléctrica para diversas actividades humanas, cuyo diseño y operación consideran aspectos técnicos, económicos ambientales y regulatorios [3]. Este sistema se compone principalmente de tres subsistemas: generación, transmisión y distribución.

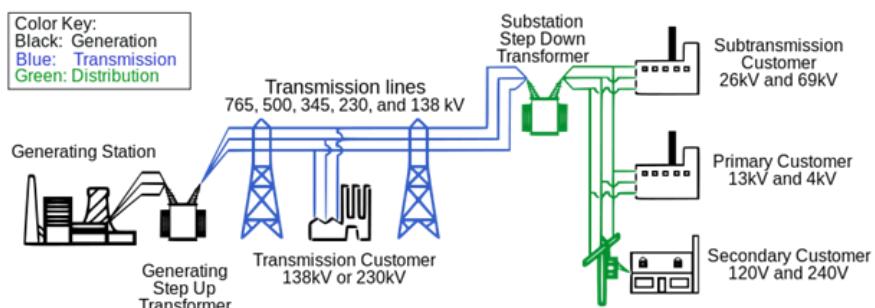


Figura 1. Representación gráfica de un Sistema Eléctrico de Potencia [1].

1.4.1.2. Componentes del sistema eléctrico de potencia

- **Generación.**

La generación de energía eléctrica es el proceso mediante el cual se transforma energía de diversas fuentes primarias (térmica, eólica hidráulica, solar, entre otras fuentes) en energía eléctrica. Este proceso se lleva a cabo en centrales generadoras, donde se utilizan generadores eléctricos que operan bajo el principio de inducción electromagnética para producir corriente alterna [1].

- **Trasmisión**

La trasmisión de energía eléctrica implica el transporte de la electricidad desde las centrales generadoras hasta las subestaciones cercanas a los centros de consumo [1]. Este proceso se realiza a través de las líneas o conductores de alta tensión, que permitan minimizar las pérdidas de energía durante el transporte [2].

- **Distribución.**

La distribución es la fase final del sistema eléctrico de potencia, donde la energía eléctrica es entregada a los usuarios finales. Desde las subestaciones de distribución, la energía se transporta a través de redes de media y baja tensión hasta las residencias, industrias y comercios [1].

1.4.1.3. Entidades públicas del sector eléctrico ecuatoriano

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra regulado por el estado, estructurado por una combinación de entidades públicas y privadas que operan bajo un marco normativo específico: generación, transmisión y distribución. Entre ellas, además del Ministerio de Energía y Minas, por sus abreviaturas CENACE, CELEC, así como CNEL, con diferentes funciones, pero con un denominador común: proveer de energía al país [4].

- **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)**

El CENACE es el operador técnico del sistema nacional interconectado (SIN) de Ecuador. Su responsabilidad principal es coordinar la operación en tiempo real del sistema eléctrico, asegurando el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía [4]. Además, gestiona las transacciones comerciales de electricidad, tanto a nivel nacional como internacional, y supervisa la calidad y seguridad del suministro eléctrico [5].

- **Sistema de Gestión de Energía (EMS, Energy Management System)**

El EMS es un conjunto de aplicaciones de software avanzadas y hardware de soporte que utiliza el centro de control de CENACE para ejecutar el monitoreo, control y optimización a la operación de la red en tiempo real. Aunque a menudo se usa de forma indistinta con el término SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), el EMS es una evolución del SCADA que incorpora herramientas analíticas mucho más sofisticadas para tomar decisiones operativas de alta complejidad [6].

La función principal del EMS es asegurar una operación segura, económica y confiable de la red eléctrica. Para lograr aquello, el EMS procesa los datos en tiempo real del sistema SCADA y utiliza modelos matemáticos detallados de la red para ejecutar una serie de aplicaciones. En la actualidad, el desarrollo de los EMS está enfocado en la integración de nuevas tecnologías como las energías renovables y la respuesta de la demanda. Los modernos EMS deben ser capaces de manejar la incertidumbre de la generación eólica y solar, así como de interactuar con sistemas de almacenamiento de energía y redes inteligentes, lo que plantea nuevos desafíos para el monitoreo, la seguridad y la optimización del sistema eléctrico [14].

1.4.2. Máquinas síncronas

1.4.2.1. Generalidades

Las máquinas síncronas son componentes fundamentales en los sistemas eléctricos de potencia (SEP), ya que operan como generadores cuya velocidad se sincroniza perfectamente con la frecuencia de la red. Estas máquinas suministran potencia activa y reactiva, y proporcionan inercia rotacional al sistema, actuando como un amortiguador mecánico que contribuye a la estabilidad en la frecuencia frente a perturbaciones eléctricas. Su importancia se ha incrementado exponencialmente en entornos con la integración de energías renovables no síncronas, como la eólica y la solar, ya que estas carecen de inercia y de la capacidad de regulación automática de voltaje y frecuencia [7].

1.4.2.2. Modelo matemático de la máquina síncrona

Para el análisis dinámico, se utiliza comúnmente el modelo de dos ejes (d-q). Este modelo convierte las variables trifásicas a un sistema de referencia síncrona mediante transformaciones, lo que permite describir el comportamiento dinámico del generador con claridad [7], [8].

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de una máquina síncrona clásica son:

$$\frac{d\delta}{dt} = w - w_s \quad (1.1)$$

$$\frac{2H}{w_s} \cdot \frac{dw}{dt} = P_m - P_e - D(w - w_s) \quad (1.2)$$

1.4.2.3. Ecuación de movimiento del rotor

La ecuación swing es una ecuación diferencial de segundo orden que representa la dinámica angular del rotor. Es utilizada para evaluar la estabilidad transitoria y de pequeñas señales:

$$\frac{2H}{w_s} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.3)$$

Esta ecuación se deriva directamente del principio de conservación de energía mecánica en el eje del rotor y permite analizar la evolución del ángulo del rotor tras una perturbación [7].

1.4.3. Estabilidad del sistema de potencia

1.4.3.1. Generalidades

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia se refiere a la capacidad del sistema para mantener un estado de operación en equilibrio ante perturbaciones. Estas perturbaciones

pueden ser pequeñas (variaciones de carga o salida repentina de generadoras) o grandes (fallas)

[9], [15], [17].

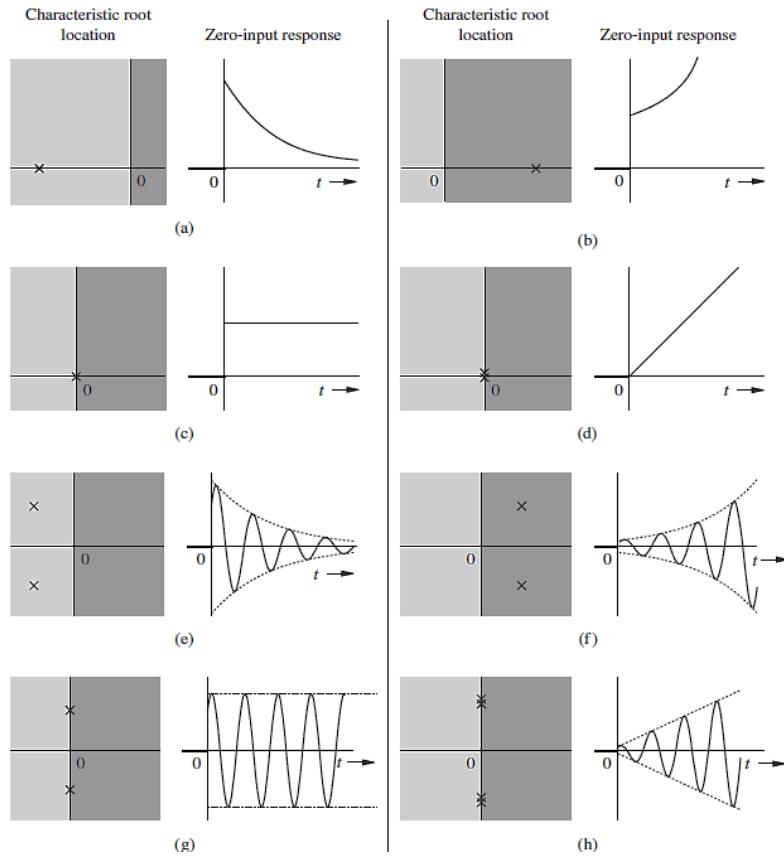


Figura 2. Comportamiento de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [20].

1.4.3.2. Clasificación de la estabilidad en los sistemas de potencia

Existen diferentes tipos de estabilidad que pueden clasificarse en tres grandes categorías, como se muestra en la siguiente figura:

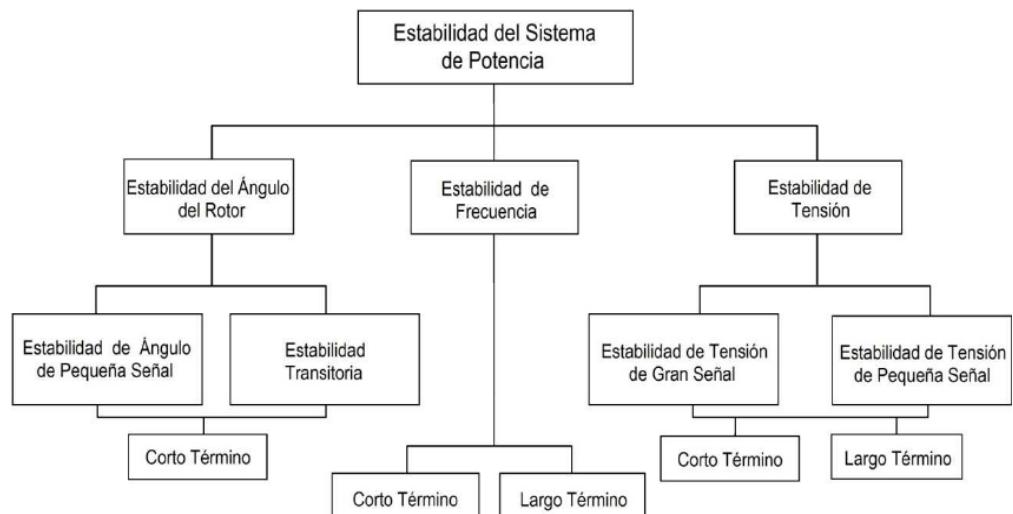


Figura 3. Clasificación de la estabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia [9], [17].

1.4.3.3. Estabilidad de ángulo

La estabilidad de ángulo, también conocida como estabilidad angular, es una propiedad considerable en los sistemas eléctrico de potencia. Se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas para mantener el sincronismo entre si después de una perturbación [7], [15], [17].

- **Estabilidad de pequeña señal**

Analiza la respuesta del sistema eléctrico a perturbaciones pequeñas y continuas. Se enfoca en la capacidad del sistema para mantener el equilibrio ante pequeñas variaciones en la carga o en la generación [7], [17].

Para estudiar la estabilidad de ángulos, se utilizan modelos matemáticos que describen la dinámica del rotor de las máquinas síncronas, descrita en la ecuación 3. La ecuación de swing es una ecuación diferencial de segundo orden que describe el movimiento relativo entre el rotor y el campo magnético giratorio del sistema [7].

El estudio de la estabilidad angular conlleva a la implementación de los siguientes métodos:

- **Simulaciones en el dominio del tiempo**

Permiten analizar la respuesta del sistema a perturbaciones grandes y no lineales, proporcionando una visión más realista del comportamiento del sistema ante contingencias severas [11].

- **Análisis de pequeñas señales**

Utiliza modelos lineales para analizar la respuesta del sistema eléctrico a pequeñas perturbaciones. Permite además evaluar la estabilidad de pequeña señal y diseñar controladores para mejorar la amortiguación de oscilaciones [12].

1.4.4. Modos de oscilación

Los sistemas eléctricos de potencia modernos están expuestos a diversas perturbaciones que pueden desencadenar fenómenos dinámicos, conocidos como oscilaciones electromecánicas. Estas oscilaciones surgen por la interacción entre las máquinas síncronas conectadas a la red y los elementos de control. La presencia de oscilaciones persistentes, especialmente las de baja frecuencia, representa un riesgo para la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico [15], [17].

1.4.4.1. Perturbación de pequeña señal

Las perturbaciones de pequeña señal en un sistema de potencia son pequeñas variaciones o disturbios que ocurren de manera continua durante la operación normal del sistema. No son eventos abruptos y catastróficos como un cortocircuito, sino más bien fluctuaciones menores y constantes que desafían la capacidad del sistema para mantener su equilibrio [7], [16]. Entre estas perturbaciones incluyen:

- Cambios graduales y continuos en la demanda de carga.
- Ajustes automáticos de los reguladores de voltaje y velocidad de los generadores.
- Ajuste en la generación del sistema para cubrir la demanda.
- Ruido en el sistema eléctrico o en los instrumentos de medición.

1.4.4.2. Clasificación de los modos de oscilación

Los modos de oscilación se clasifican en función de la localización y naturaleza de las oscilaciones, se describe a continuación [25].

- **Modos de alta frecuencia:** se producen entre unidades generadoras dentro de una misma central. Tienen frecuencias típicamente mayores a 2.3 Hz (usualmente de 2.3 a 10 Hz o más) y, debido a su carácter local, generalmente no afectan al sistema global.

- **Modos locales:** implica oscilaciones entre una sola unidad generadora (o un pequeño grupo de generadores) respecto al resto del sistema. Suelen oscilar entre 0.7 y 2.3 Hz. Un amortiguamiento deficiente de estos modos puede causar fluctuaciones de potencia y voltaje.
- **Modos inter-area:** ocurren cuando grupos de generadores situados en diferentes regiones del sistema oscilan entre sí. Son los más problemáticos, ya que tienen bajas frecuencias entre 0.13 y 0.7 Hz, y pueden propagarse por todo el sistema interconectado, amenazando su estabilidad general.
- **Modos torsionales:** relacionados con la interacción entre el sistema eléctrico y las partes mecánicas del eje generador. Son de alta frecuencia y, aunque no suelen comprometer la estabilidad del sistema, pueden dañar los equipos si no se detectan a tiempo.
- **Modos de control:** vinculados con la dinámica de los controladores automáticos de voltaje, velocidad y otros dispositivos. Aunque no presentan un rango de frecuencia fijo como los demás modos, puesto que su frecuencia depende directamente de las características de los sistemas de control involucrados, estos podrían tener una frecuencia variable por debajo del 0.13 Hz.

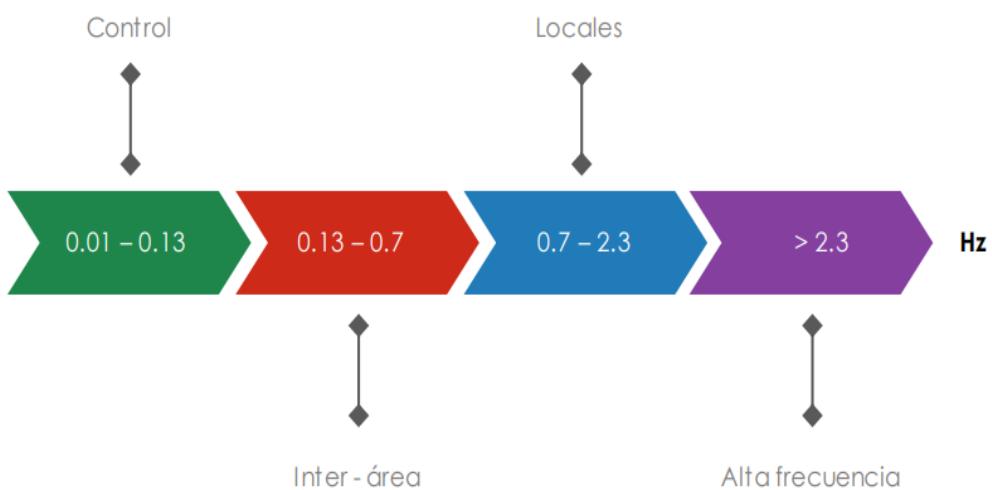


Figura 4. Clasificación de los modos de oscilación [25].

1.4.5. Estabilidad de sistemas dinámicos

1.4.5.1. Sistemas dinámicos

En el contexto de la estabilidad, un sistema dinámico es un modelo matemático que describe la evolución temporal de un sistema físico, y cuyo análisis principal se centra en su comportamiento cualitativo a largo plazo, especialmente alrededor de sus puntos de equilibrio [27].

1.4.5.2. Concepto de estado

El estado de un sistema de potencia se define como el conjunto mínimo de variables cuyo conocimiento en un instante de tiempo t_0 es suficiente para determinar la respuesta futura del sistema para cualquier entrada dada (perturbación). Para modelar un sistema, estas variables se agrupan en un vector de estado $x(t)$, que representan el estado completo del sistema en un instante de tiempo [7], [29].

- **Representación del sistema eléctrico en espacios de estados**

La relación entre las variables de estado y sus derivadas (la dinámica del sistema) se representa mediante ecuaciones de estado. Para aquello, se tiene una representación de una forma matricial estándar:

Ecuación de estado:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (1.4)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (1.5)$$

- A es la **matriz del sistema** ($n \times n$), que define la dinámica interna.
- B es la **matriz de entrada** ($n \times m$), que describe cómo las entradas afectan a las variables de estado.
- C es la **matriz de salida** ($p \times n$).
- D es la **matriz de transferencia directa** ($p \times m$).

1.4.5.3. Linealización

La linealización es una técnica matemática que permite aproximar el comportamiento de un sistema no lineal complejo mediante un modelo lineal más simple. Esta aproximación es válida solo en las proximidades de un punto de operación o punto de equilibrio. Por naturaleza, los sistemas de potencia son sistemas no lineales, debido a la presencia de componentes como generadores, cargas dinámicas y elementos de control, cuyas ecuaciones de comportamiento no pueden ser descritas por relaciones lineales [7].

- **Proceso de linealización en el espacio de estados**

El proceso de linealización se realiza típicamente en la representación de espacio de estados. Primero, se modela el sistema no lineal con un conjunto de ecuaciones diferenciales [28].

Representación del sistema no lineal

Un sistema eléctrico dinámico no lineal puede ser descrito por la siguiente ecuación vectorial:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1.6)$$

- **Linealización alrededor de un punto de equilibrio:**

Para linealizar el sistema, se asume una pequeña perturbación alrededor de un punto de equilibrio (x_0, u_0) . Las variables se expresan como:

$$x = x_0 + \Delta x \quad (1.7)$$

$$u = u_0 + \Delta u \quad (1.8)$$

Se aplica una expansión de la serie de Taylor de primer orden a la función $f(x, u)$ alrededor del punto de equilibrio (x_0, u_0) , despreciando los términos de orden superior. Esto resulta en la siguiente ecuación de estado linealizado:

$$\Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (1.9)$$

1.4.6. Métodos de análisis de modos de oscilación

- **Análisis modal**

El análisis modal es una técnica matemática utilizada para estudiar la respuesta dinámica de un sistema lineal, y es fundamental para comprender la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia [7].

Consiste en descomponer el comportamiento dinámico complejo del sistema en un conjunto de modos de oscilación simples e independientes, cada uno caracterizado por su frecuencia y amortiguamiento. La frecuencia de oscilación identifica la naturaleza física del modo (dependiendo de su clase), mientras que el amortiguamiento relativo determina la estabilidad de ese modo. No obstante, un modo puede tener una frecuencia de oscilación normal, pero si su amortiguamiento relativo es bajo o negativo, es un riesgo para operación segura del sistema eléctrico. Este análisis es especialmente útil para identificar y clasificar las oscilaciones de baja frecuencia que suelen ocurrir en los sistemas eléctricos de gran escala, las cuales son producidas por causa de inestabilidad y, en casos extremos, pueden provocar un colapso total [12], [15], [18].

Cada modo de oscilación está caracterizado por:

- **Un valor propio** (también conocido como polo o eingenvector).
- **Un vector propio** (también conocido como eigenvector).

El análisis modal se aplica directamente a la representación linealizada de un sistema dinámico en el espacio de estados. Un sistema no lineal se puede aproximar por un modelo lineal en torno a un punto de equilibrio [15], [18], [30].

Tomando en consideración la ecuación linealizada descrita en la ecuación 9, los valores propios de la matriz A (matriz jacobiana del sistema) determinan la estabilidad, mientras que los vectores propios describen la forma de las oscilaciones.

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (1.10)$$

Donde **I** es la **matriz identidad**

- Para cada valor propio λ_i , se encuentra un vector propio v_i (vector columna) y un vector propio izquierdo w_i (vector fila) que satisfacen:

$$Av_i = \lambda_i v_i \quad (1.11)$$

$$Aw_i = \lambda_i w_i \quad (1.12)$$

El valor de un análisis modal radica en la interpretación física de sus resultados

- **Valores propios λ_i y la estabilidad.**

La estabilidad del sistema depende de la ubicación de los valores propios (autovalores) del sistema linealizado [7], [15]. Cada valor propio es un numero complejo de la forma:

$$\lambda_i = \sigma_i \pm jw_i \quad (1.13)$$

Donde:

- σ_i es la parte real y representa el coeficiente de amortiguamiento modal.
- w_i es la parte imaginaria y representa la velocidad angular de oscilación.
- **Autovalores con parte real negativa ($\sigma_i < 0$):** indican amortiguamiento y estabilidad del modo.
- **Autovalores con parte real positiva ($\sigma_i > 0$):** indican la instabilidad del modo.
- **Autovalores con parte real cero ($\sigma_i = 0$):** requieren un análisis adicional para determinar la estabilidad.

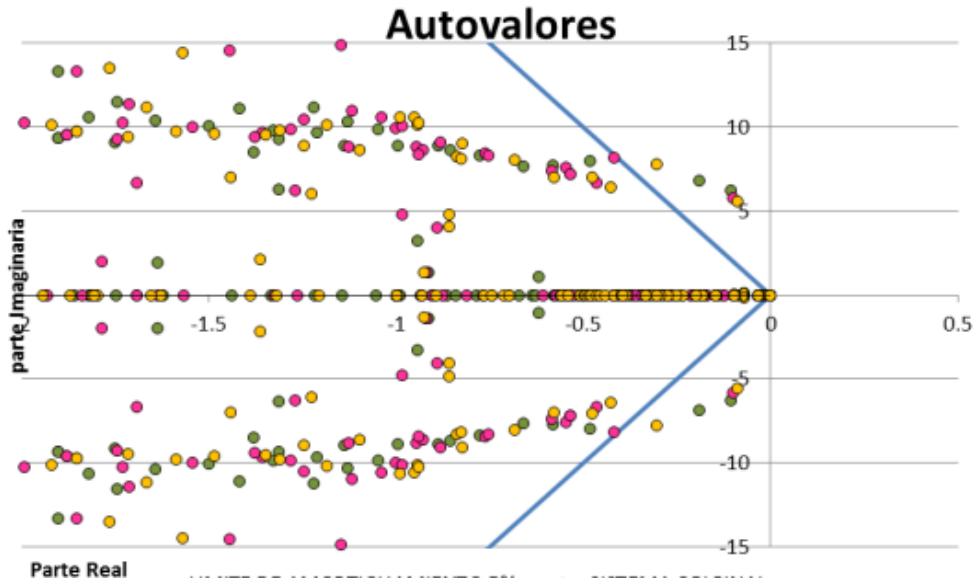


Figura 5. Representación gráfica de los autovalores del análisis modal [26].

A partir de cada valor propio conjugado complejo ($\lambda_i = \sigma_i \pm jw_i$), donde $\sigma = Re\{\lambda\}$ y $w = Im\{\lambda\}$, se puede obtener la frecuencia de oscilación y el amortiguamiento relativo con las siguientes expresiones:

La frecuencia de oscilación se calcula:

$$f = \frac{w_d}{2\pi} = \frac{|Im\{\lambda\}|}{2\pi} [\text{Hz}] \quad (1.14)$$

El amortiguamiento relativo se calcula:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + w^2}} \times 100\% \quad (1.15)$$

- **Vectores propios (v_i, w_i) y la forma de los modos [7]**

El vector propio derecho v_i : describe la magnitud y el ángulo de fase de un modo particular en el estado del sistema, y de este modo la observabilidad de estas en el correspondiente generador. Los elementos de este vector con mayor magnitud corresponden a las variables de estado que más participan en el modo.

El vector propio izquierdo w_i : identifica cual combinación de las variables de estado muestra el modo i-ésimo. Los elementos de este vector con mayor magnitud corresponden a las variables de estado que son más efectivas para excitar u observar el modo de oscilación.

- **Factores de participación**

Los factores de participación cuantifican la contribución de cada variable del sistema a un modo específico. Permiten identificar qué componentes del sistema (generadores, líneas de transmisión, etc.) están más influidos por cada modo y, por tanto, son clave para su control y mitigación [7], [19].

1.4.7. Técnicas de mitigación de oscilaciones de pequeñas señales.

- **Estabilizadores de sistema de potencia (PSS)**

Son dispositivos de control auxiliar instalados al sistema de excitación de los generadores, los cuales son diseñados para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia. Su función principal es introducir una señal de control correctiva de amortiguamiento que se suma a la señal de voltaje de referencia del regulador de voltaje automático (AVR). Esta señal de amortiguamiento actúa sobre el sistema de excitación para modular el flujo de excitación de la máquina [7], [31].

Capítulo 2

2. Metodología

A continuación, se presenta el diagrama de flujo correspondiente a la metodología empleada en este trabajo, el cual permite visualizar de manera esquemática las etapas desarrolladas durante el proceso. Cada fase se llevó a cabo de forma secuencial, garantizando la coherencia y la validez del estudio.

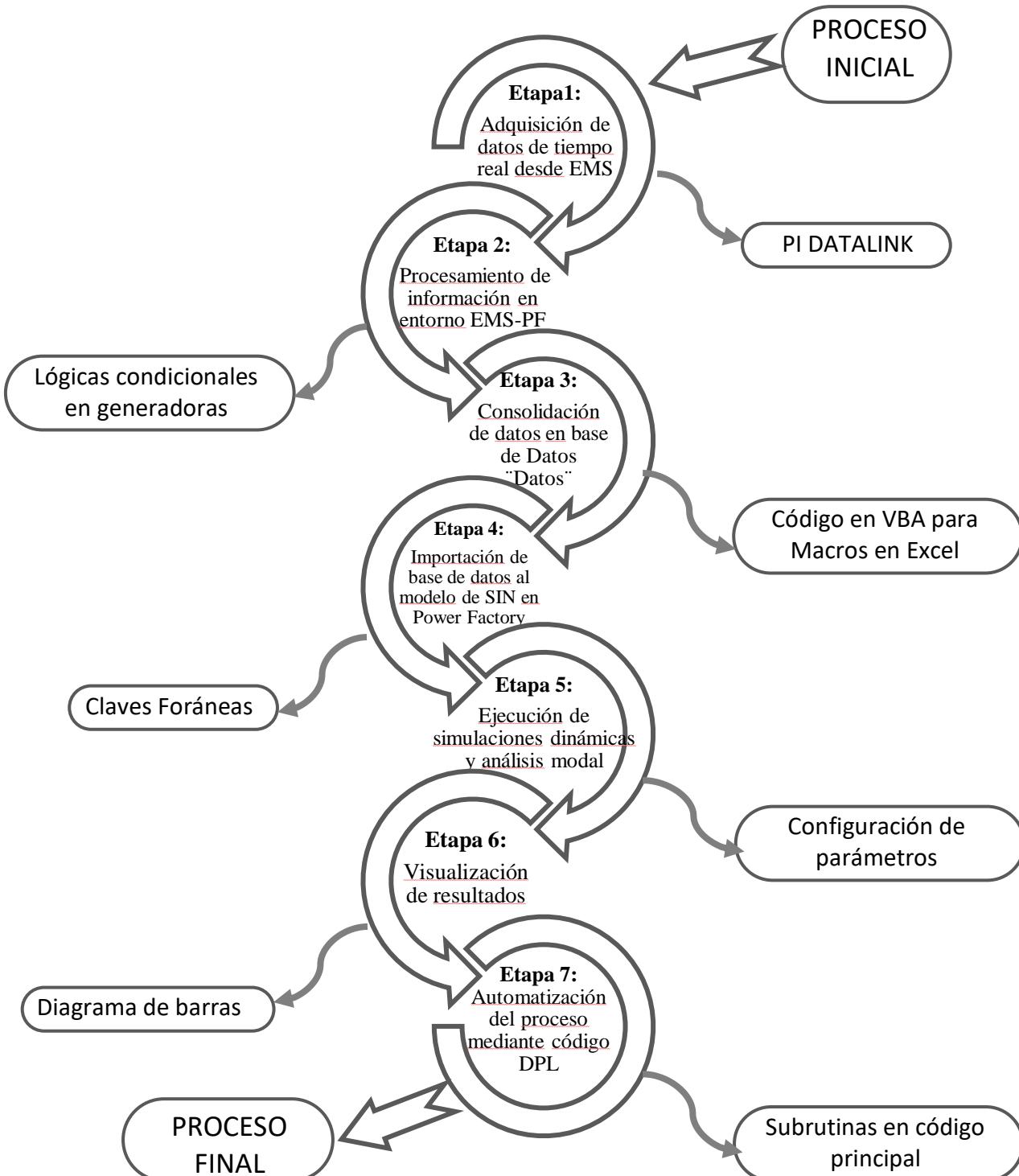


Figura 6. Diagrama de flujo de la metodología empleada.

La metodología desarrollada en este trabajo se estructuró con el objetivo de implementar una solución técnica que permitiera evaluar la estabilidad oscilatoria de tiempo real del S.N.I. El enfoque se centró en la utilización del Energy Management System (EMS), que constituye el sistema SCADA empleado por el CENACE para la supervisión y operación continua del sistema eléctrico ecuatoriano.

A través del EMS fue posible acceder a variables clave del sistema de potencia, las cuales fueron extraídas mediante TAGs (etiquetas o variables de proceso) que identifican señales específicas, como potencias activas y potencias reactivas en generación y carga. Esta información fue organizada y tratada en un entorno denominado “EMS-PF”, implementado en hojas de cálculo en Excel, donde se realizaron cálculos complementarios y se aplicaron lógicas de operación, como la habilitación o retiro operativo de unidades generadoras.

Una vez procesados los datos, estos fueron asignados a claves foráneas correspondientes a los elementos del sistema (generadores y cargas) y se consolidaron en una base de datos denominada “Datos”, que funcionó como repositorio estructurado para su posterior integración. Posteriormente, esta base de datos fue importada a un modelo dinámico del S.N.I. de Ecuador desarrollado en PowerFactory por el CENACE, el cual incluye la interconexión con el sistema eléctrico colombiano.

Una vez integrado y validado el modelo, se procedió a la ejecución de simulaciones dinámicas y al análisis modal respectivo en PowerFactory, conforme a los fundamentos teóricos de la estabilidad oscilatoria. Este análisis permitió identificar modos de oscilación con amortiguamiento negativo, así como cuantificar la participación modal de cada generador mediante representaciones gráficas tipo diagrama de barras.

Con el objetivo de optimizar el tiempo de ejecución de todas las etapas descritas, se desarrolló un conjunto de rutinas en lenguaje DPL, lo que permitió automatizar la carga de

datos, la ejecución de escenarios, el análisis modal y la visualización de resultados. A continuación, se detallan cada una de las etapas que conformaron la metodología propuesta:

2.1. Adquisición de datos operativos de tiempo real desde el EMS del CENACE

Como parte del entorno EMS-PF, se desarrollaron hojas de cálculos en Excel, la primera de ellas funcionó como interfaz principal para la importación de datos operativos desde el EMS del CENACE. Esta herramienta permitió al usuario seleccionar manualmente un instante específico (año, mes, día, hora, minuto y segundo) o, alternativamente, utilizar la opción de “fecha actual” para trabajar con datos en tiempo real, como se muestra en la figura 6.

La comunicación entre el EMS y el entorno EMS-PF se realizó mediante el uso de PI DataLink, una herramienta que permitió vincular Excel con el sistema PI del EMS, facilitando la extracción automatizada de variables operativas en tiempo real a través de las TAGs configuradas.



Figura 7. Visualización de PI DataLink

La interfaz incluyó un botón de ejecución programado en VBA (Visual Basic for Application), el cual activó una rutina que extrajo automáticamente las variables seleccionadas desde el sistema SCADA/EMS, distribuyéndolas en hojas temáticas como “Carga” y “Generación”. Estas hojas contenían la estructura organizada por TAGs, asociadas a los distintos elementos del sistema eléctrico.

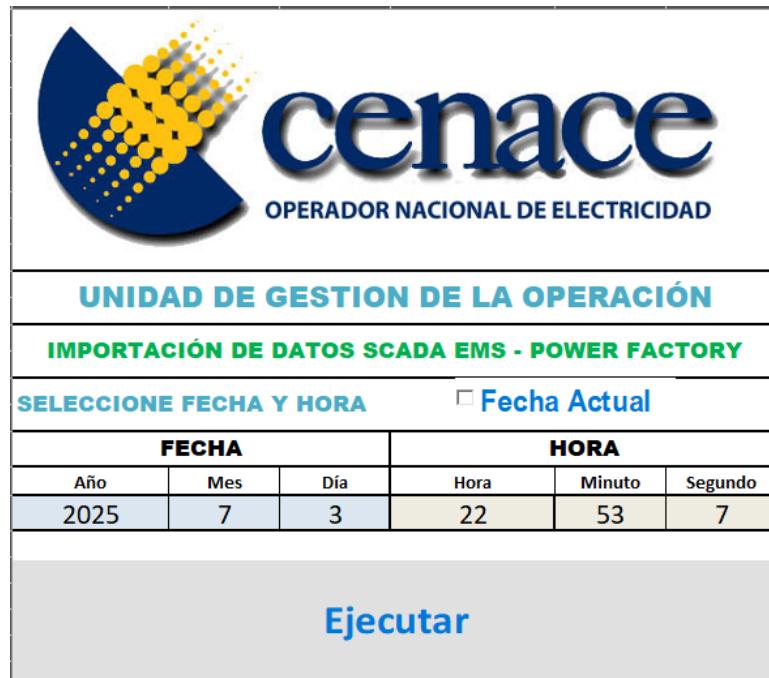


Figura 8. Interfaz de la base de datos EMS-PF.

Se estructuró la hoja denominada “CARGA” dentro del archivo EMS-PF, la cual recopiló y organizó la información correspondiente a las potencias activas y reactivas de todas las cargas del S.N.I. Esta hoja estuvo compuesta por filas que identificaron a cada carga mediante su subestación y posición, y los TAGs asociados a las variables P (Potencia Activa) y Q (Potencia Reactiva), respectivamente.

Las columnas “P(TAG)” y “Q(TAG)” contenían las rutas PI utilizadas para consultar, mediante PI DataLink, los valores de potencia activa y reactiva en tiempo real o histórico. Adicionalmente, las columnas “P[MW]” y “Q[MVAR]” fueron destinadas al almacenamiento automático de los valores numéricos extraídos desde el EMS, expresados en megavatios.

La estructura de esta hoja permitió consolidar de manera ordenada la demanda del sistema en el instante seleccionado, sirviendo como insumo clave para el modelado dinámico en PowerFactory.

Subestación	Podación	P(TAG)	Q(TAG)	P(MW)	Q(MW)	P(MW)	Q(MW)
Arbatao	Arbatao 1	AMBAT0 69 AMBAZ_N_P.CARGA _IEA_AV	AMBATO 69 AMBAL_N_Q.CARGA _IEA_AV	28.67	3.29	26.69	3.16
	Arbatao 2	AMBAT0 69 AMBAZ_N_P.CARGA _IEA_AV	AMBATO 69 AMBAZ_N_Q.CARGA _IEA_AV	10.87	2.29	10.87	2.02
	Latacunga	AMBAT0 69 LATAC_N_P.CARGA _IEA_AV	N.BASABODORC01_N_Q.CARGA _IEA_AV	14.76	4.87	14.95	4.85
Nueva Babahoyo	CNEU1	N.BABAHOGRE01_N_P.CARGA _IEC_AV	N.BABAHOGRE01_N_Q.CARGA _IEC_AV	21.45	17.47	21.43	17.47
	CRG01	KALDAP_1000_N_P.CARGA _IEA_AV	KALDAP_1000_N_Q.CARGA _IEA_AV	25.130004	9.57	22.99	9.48
	CRG02	KALDAP_1000_N_P.CARGA _IEC_AV	KALDAP_1000_N_Q.CARGA _IEC_AV	31.48	9.48	31.27	9.48
Cariquiy	URG 1	CARAS_JAVEV_KOY03_N_P.CARGA _IEC_AV	CARAS_JAVEV_KOY03_N_Q.CARGA _IEC_AV	31.94	4.55	31.38	4.58
	URG 4	CARAS_JAVEV_KOY04_N_P.CARGA _IEC_AV	CARAS_JAVEV_KOY04_N_Q.CARGA _IEC_AV	42.56	8.74	42.45	8.74
	Calcuta	CHONE_69_CALCU_N_P.CARGA _IEA_AV	CHONE_69_CALCU_N_Q.CARGA _IEA_AV	10.20	2.10	10.10	2.11
Chone	Chone	CHONE_69_CALCU_N_P.CARGA _IEC_AV	CHONE_69_CALCU_N_Q.CARGA _IEC_AV	13.23	3.58	13.49	3.58
	Severno	CHONE_138_SEVER_N_P.CARGA _IEA_AV	CHONE_138_SEVER_N_Q.CARGA _IEA_AV	7.08	-0.53	7.04	-0.51
	Tosquepa	CHONE_69_TOSQ_N_P.CARGA _IEA_AV	CHONE_69_TOSQ_N_Q.CARGA _IEA_AV	21.08	2.85	21.05	2.87
T. Orellana	Payamin	F_ORELAP09PVA04_N_P.CARGA _IEC_AV	F_ORELAP09PVA04_N_Q.CARGA _IEC_AV	16.90	3.90	16.90	3.90
	Angues	QUECH_69_ANGU_N_P.CARGA _IEA_AV	QUECH_69_ANGU_N_Q.CARGA _IEA_AV	0.00	0.00	0.00	0.00
	Gualaceo	QUALE_69_GUAL_N_P.CARGA _IEC_AV	QUALE_69_GUAL_N_Q.CARGA _IEC_AV	7.79	1.24	7.67	1.21
Cuenca	Limón	UMON13_BLUMON_N_P.CARGA _IEC_AV	UMON13_BLUMON_N_Q.CARGA _IEC_AV	1.09	0.30	1.09	0.30
	Máscota	MACAS09TAAC_N_P.CARGA _IEC_AV	MACAS09TAAC_N_Q.CARGA _IEC_AV	7.91	1.58	7.81	1.58
	Menoz	MINDEZ13_BMIND13_N_P.CARGA _IEC_AV	MINDEZ13_BMIND13_N_Q.CARGA _IEC_AV	44.25	8.14	43.99	8.14
Dos Corrillos	Teniente	D.CERB170101_N_P.CARGA _IEC_AV	D.CERB170101_N_Q.CARGA _IEC_AV	17.54	4.45	17.77	4.43
	Samborondón	D.CERB170102_N_P.CARGA _DNP_AV	D.CERB170102_N_Q.CARGA _DNP_AV	10.61	1.57	10.39	1.57
	Recreo 2	D.CERB170103_N_P.CARGA _DNP_AV	D.CERB170103_N_Q.CARGA _DNP_AV	0.00	0.00	0.00	0.00
EMAPF	Recreo 1	D.CERB170104_N_P.CARGA _DNP_AV	D.CERB170104_N_Q.CARGA _DNP_AV	0.00	0.00	0.00	0.00
	Bonete/Papallacta	C.ELECTRODCE01_N_P.CARGA _DNP_AV	C.ELECTRODCE01_N_Q.CARGA _DNP_AV	0.00	0.00	0.00	0.00
	Orejones	C.ELECTRODCE02_N_P.CARGA _DNP_AV	C.ELECTRODCE02_N_Q.CARGA _DNP_AV	18.88	3.45	18.00	3.45
Esmeraldas	L1	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEA_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEA_AV	23.81	9.06	23.94	9.06
	L2	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEC_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEC_AV	20.79	4.88	20.60	4.86
	L4	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEA_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEA_AV	26.11	6.37	25.00	6.37
Quinindé	L5	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEC_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEC_AV	0.00	0.00	0.00	0.00
	Quinindé 2	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEA_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEA_AV	9.35	3.57	9.15	3.54
	Quinindé 1	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_P.CARGA _IEC_AV	\Usr\se08\com\obj\ESMERADSBW\INICN_N_Q.CARGA _IEC_AV	9.12	2.54	9.15	2.54
HOLCOM	HOLCOM	QUINDE09QUIN1_N_P.CARGA _IEC_AV	QUINDE09QUIN1_N_Q.CARGA _IEC_AV	5.48	2.23	5.64	2.24
	Salitral	D.CERB170105_N_P.CARGA _IEC_AV	D.CERB170105_N_Q.CARGA _IEC_AV	22.89	9.46	22.95	9.46
	Aucas	IBARTASAU_N_P.CARGA _IEC_AV	IBARTASAU_N_Q.CARGA _IEC_AV	3.34	0.15	8.73	0.15
Ibarra	Ibarra 1	IBARAS05_SAMB_N_P.CARGA _IEC_AV	IBARAS05_SAMB_N_Q.CARGA _IEC_AV	0.07	0.00	0.07	0.00
	Cotacachi	IBARAS09COTAC_N_P.CARGA _IEC_AV	IBARAS09COTAC_N_Q.CARGA _IEC_AV	3.84	1.20	3.85	1.20
	Olivar	IBARAS09OLIV_N_P.CARGA _IEC_AV	IBARAS09OLIV_N_Q.CARGA _IEC_AV	49.82	11.40	49.82	11.40
Loja	Loja 1	LOJA_69_LOJA_N_P.CARGA _IEA_AV	LOJA_69_LOJA_N_Q.CARGA _IEA_AV	13.02	4.03	13.09	4.03
	Loja 2	LOJA_69_LOJA_N_P.CARGA _IEC_AV	LOJA_69_LOJA_N_Q.CARGA _IEC_AV	10.00	2.32	9.99	2.30
	Loja 3	LOJA_69_LOJA_N_P.CARGA _IEA_AV	LOJA_69_LOJA_N_Q.CARGA _IEA_AV	12.12	3.00	12.32	3.03
Macará	Enefer 1	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD1_N_P.CARGA _RDV_AV	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD1_N_Q.CARGA _RDV_AV	75.34	30.73	75.34	30.73
	Enefer 2	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD2_N_P.CARGA _RDV_AV	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD2_N_Q.CARGA _RDV_AV	71.06	28.53	71.12	28.53
	Enefer 3	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD3_N_P.CARGA _RDV_AV	\Usr\se08\com\obj\MACHALA\69_ORD3_N_Q.CARGA _RDV_AV	29.52	11.67	29.51	11.67

Figura 9. Hoja de cálculo del archivo Excel “Carga”.

Así mismo, se utilizó la hoja denominada “Generación” para organizar las variables

correspondientes a la potencia activa y reactiva por las centrales eléctricas de generación del S.N.I. Cada fila representó una unidad generadora, identificada por su central y el TAG vinculado al valor de generación bruta.

A	P (TAG)	Q (TAG)	Estatus (TAG)	Voltaje (VU)	G	H	I	J	K	L	M
General	C_ALAO_0246R0101_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0101_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.37	0.76	1	2.38	0.76	1	2.38	0.76
Alto	C_ALAO_0246R0102_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0102_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.42	0.76	1	2.42	0.76	1	2.42	0.76
	C_ALAO_0246R0103_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0103_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.56	0.83	1	2.56	0.83	1	2.56	0.83
Celos	C_ALAO_0246R0104_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0104_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.43	0.79	1	2.46	0.80	1	2.46	0.80
Quinindé	C_ALAO_0246R0105_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0105_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.45	0.79	1	2.45	0.79	1	2.45	0.79
Quinindé H	C_ALAO_0246R0106_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_ALAO_0246R0106_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	2.45	0.79	1	2.45	0.79	1	2.45	0.79
Guayaquil I	C_GUANG05_BIL1_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL1_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Los Chillos	C_GUANG05_BIL2_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL2_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL3_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL3_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi	C_GUANG05_BIL4_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL4_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL5_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL5_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi II	C_GUANG05_BIL6_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL6_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Guayaquil II	C_GUANG05_BIL7_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL7_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Los Chillos	C_GUANG05_BIL8_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL8_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL9_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL9_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi	C_GUANG05_BIL10_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL10_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL11_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL11_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi III	C_GUANG05_BIL12_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL12_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL13_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL13_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi IV	C_GUANG05_BIL14_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL14_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL15_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL15_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi V	C_GUANG05_BIL16_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL16_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL17_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL17_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi VI	C_GUANG05_BIL18_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL18_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL19_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL19_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi VII	C_GUANG05_BIL20_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL20_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL21_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL21_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi VIII	C_GUANG05_BIL22_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL22_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL23_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL23_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi IX	C_GUANG05_BIL24_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL24_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL25_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL25_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi X	C_GUANG05_BIL26_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL26_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL27_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL27_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XI	C_GUANG05_BIL28_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL28_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL29_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL29_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XII	C_GUANG05_BIL30_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL30_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL31_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL31_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XIII	C_GUANG05_BIL32_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL32_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL33_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL33_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XIV	C_GUANG05_BIL34_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL34_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL35_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL35_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XV	C_GUANG05_BIL36_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL36_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
	C_GUANG05_BIL37_N_P.G_BILTA_DNP_AV	C_GUANG05_BIL37_N_Q.G_BILTA_DNP_AV	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00	1	0.00	0.00
Cotopaxi XVI	C_GUANG05_BIL38_N_P.G										

El EMS del CENACE no solo actuó como fuente de datos para extracción técnica, sino que además proporcionó una interfaz visual de operación en tiempo real, utilizada por los operadores para la supervisión continua del S.N.I. El EMS mostró información crítica como generación activa y reactiva por central, interconexiones, niveles de embalses, demanda total y estado del sistema de protección.

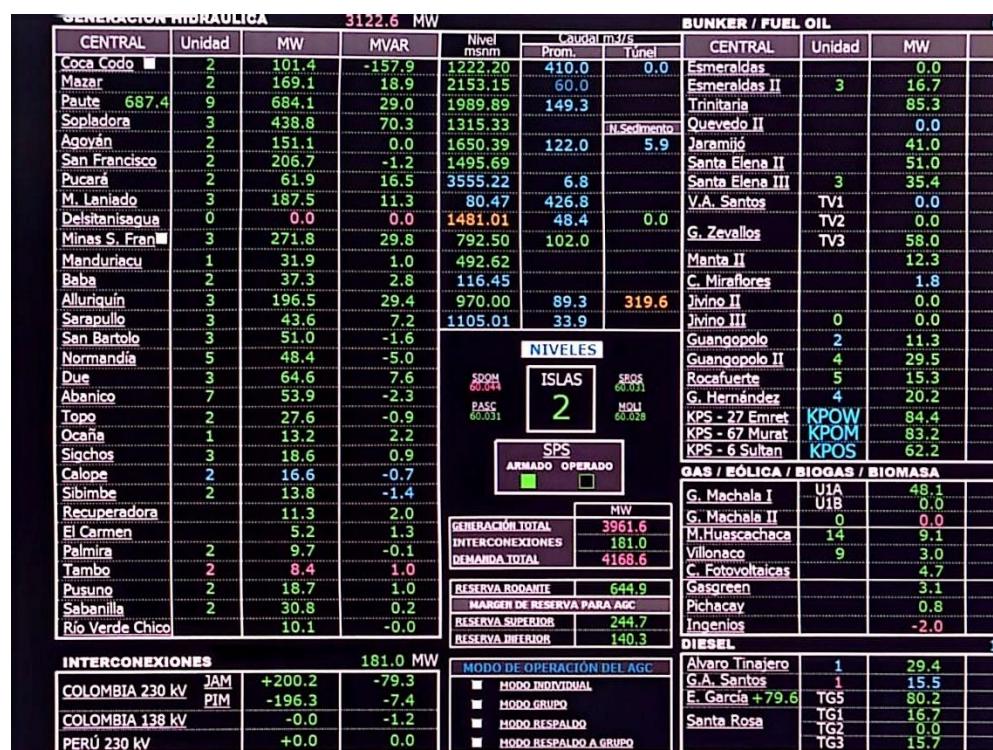


Figura 11. Interfaz visual del EMS para monitoreo de la operación del SNI en tiempo.

Esta información fue fundamental para la validación visual de los valores extraídos mediante TAGs hacia el entorno “EMS-PF”, ya que permitieron contrastar en tiempo real el comportamiento físico del sistema con los datos consultados, asegurando coherencia entre los valores almacenados y los estados reales observados por los operadores.

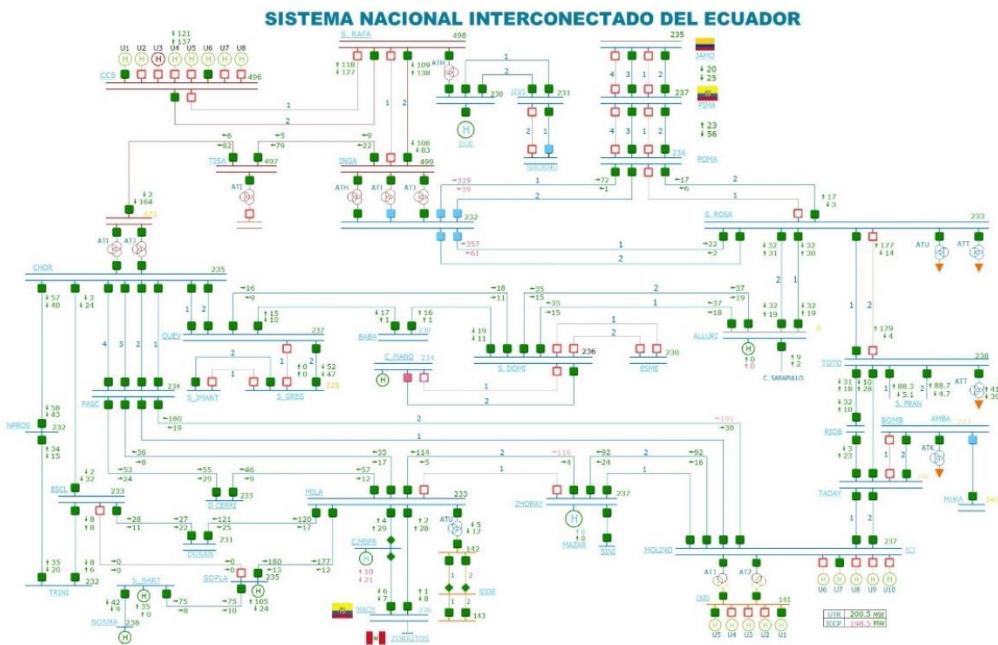


Figura 12. Interfaz visual del EMS del monitoreo de la operación del SNI - 230 Kv.

2.2. Procesamiento y estructuración de la información en el entorno “EMS-PF”

Se utilizó la hoja en Excel denominada “NM_G” para organizar la información detallada de cada unidad generadora del S.N.I. En esta hoja, cada fila correspondió a una unidad específica perteneciente a una central de generación, mientras que las columnas “P[MW]” y “Q[MVAR]” almacenaron los valores en tiempo real de potencia activa y reactiva, previamente extraídos desde la hoja “Generación”.

		P[MW]	Q[MW]	Voltaje [P.U.]	outserv(i)	Total P	Total Q	Total num	pgin(r)	qgin(r)	outserv(i)	nnum(i)	usetp(r)
Alao	U1	2,50	0,80	1,00	1							0	4
	U2	2,50	0,85	1,00	1								
	U3	2,49	0,83	1,00	1								
	U4	2,51	0,82	1,00	1								
Calope	U1	4,99	0,39	1,00	1	10,1	-0,2	2,0	5,1	-0,1	0	2	1
	U2	5,13	-0,55	1,00	1								
Quevedo II	U1	78,76	-1,56	1,00	1,0	79,4	10,8		1,6	0,2	0	49	1
	U2												
	U3	9,50	0,00	1,00	1				9,5	0,0	0	1	1
Guangopio H_6	U1												
	U2	4,53	-0,02	1,00	1	13,0	0,0	2,0	6,5	0,0	0	2	1
	U3	4,52	-0,01	1,00	1								
	U4	3,98	-0,01	1,00	0								
Guangopolo I	U1												
	U2	0,00	0,00	1,00	0								
	U3												
	U4												
Guangopolo II	U1												
	U2	7,62	1,46	1,00	1				7,6	1,5	0	1	1
	U3	7,55	0,96	1,00	1				7,5	1,0	0	1	1
	U4	7,50	1,62	1,00	1				7,5	1,6	0	1	1
Los Chillos	U1												
	U2	7,56	0,88	1,00	1				7,6	0,9	0	1	1
	U3	7,58	1,37	1,00	1				7,6	1,4	0	1	1
	U4	7,49	1,24	1,00	1				7,5	1,2	0	1	1
Cumbaya	U1	0,00	0,00	1,00	0	0,0	0,0	1	0,0	0,0	1	1	1
	U2	7,79	-0,27	1,00	1				7,9	-0,1	0	2	1
	U3	7,99	0,39	1,00	1								
	U4	0,00	-0,24	1,00	0								

Figura 13. Hoja de cálculo “NM_G” con los datos operativos de generación obtenidos desde el EMS.

Uno de los aspectos más relevantes fue la columna “outserv(i)”, la cual representó el estado operativo de cada unidad. Mediante una lógica condicional, se evaluó si la potencia activa registrada superaba la potencia mínima nominal de dicha unidad. Es decir, si la condición se cumplía, la unidad era considerada en servicio (valor 0), caso contrario se registraba como fuera de servicio (valor 1). Esta verificación fue esencial para evitar errores de simulación en Power Factory, garantizando que solo las unidades activas fueran consideradas en el análisis modal.

$$=SI(C282>0,5;1;0)$$

Figura 14. Lógica condicional para habilitación o fuera de servicio de la central generadora.

En la figura 12 se visualiza que, si la potencia activa de una unidad generadora ubicada en la celda C282 era ser mayor a la potencia mínima de generación de 0 MW, se consideraba como central en funcionamiento y caso contrario fuera de servicio.

Adicionalmente, se incluyeron columnas como “pgini(r)”, “qgini(r)”, “ngnum(i)” y “outserv(i)”, las cuales fueron fundamentales para manejar los casos en los que existían diferencias entre la topología del EMS y el modelado en PowerFactory, haciendo uso de lógicas para el caso de generadores paralelos equivalentes. En estos casos, fue necesario estimar la potencia activa y reactiva total correspondiente a las unidades equivalentes, determinar si dichas agrupaciones se encontraban o no en servicio, y definir el número de unidades representativas “ngnum(i)” que debía modelarse en PowerFactory. Este proceso permitió garantizar la coherencia entre los datos reales del sistema y su representación en el entorno de simulación, lo cual fue clave para la validez del análisis de estabilidad oscilatoria.

La hoja de cálculo denominada “NM_C” fue diseñada para consolidar la información asociada a las cargas del S.N.I, considerando tanto los valores obtenidos directamente desde el EMS como aquellos estimados mediante técnicas complementarias. Cada fila representa una carga específica, mientras que las columnas “P[MW]” y “Q[MVAR]” contienen los valores de

potencia activa y reactiva, respectivamente, obtenidos en tiempo real desde la hoja “Carga” descrita en la etapa anterior.

A partir de estos valores se calculó la potencia aparente “S[MVA]” y, con ello, el factor de potencia de cada carga ($\cos \phi$). Este último parámetro fue fundamental, ya que tanto la potencia activa como el factor de potencia fueron utilizados para representar de forma precisa la demanda del sistema en el modelado dinámico en PowerFactory.

1	2 Tag	3 P[MW]	4 Q[MVAR]	5 S[MVA]	6 cos
3	Ambato 1	25,55	2,28	25,648	0,996
4	Ambato 2	12,78	2,27	12,977	0,985
5	Latacunga	14,36	4,66	15,099	0,951
6	CNEL1 Nueva Babahoyo	22,32	16,47	27,735	0,805
7	CNEL 2 Nueva Babahoyo	21,19	7,46	22,462	0,943
8	UEG 1	29,67	2,58	29,777	0,996
9	UEG 3	30,42	3,36	30,610	0,994
10	UEG 4	39,26	5,82	39,687	0,989
11	Calcuta	11,16	1,73	11,295	0,988
12	Chone	13,46	3,19	13,828	0,973
13	Severino	7,09	0,42	7,106	0,998
14	Tosagua	21,59	2,76	21,769	0,992
15	Payamino	11,10	0,40	11,107	0,999
16	Azogues	0,00	0,00	0,000	0,000
17	Gualaceo	6,17	0,72	6,210	0,993
18	Limon	1,07	0,30	1,108	0,963
19	Macas	14,35	3,29	14,723	0,975
20	Mendez	1,24	0,13	1,242	0,995
21	Tennis	44,83	7,47	45,450	0,986
22	Samborondon	22,05	5,70	22,774	0,968
23	Recreo 2	-11,06	1,50	11,158	-0,991
24	Recreo 1	0,00	0,00	0,000	0,000
25	Salitre	55,35	27,78	61,930	0,894
26	Bombeo Papallacta	17,57	-2,14	17,695	0,993
27	Chongon	19,33	5,73	20,155	0,959

Figura 15. Hoja de cálculo “NM_C” con los datos operativos de carga obtenidos desde el EMS.

Sin embargo, se identificó que el EMS no proporciona información completa en determinadas zonas del sistema. En particular, existen áreas agrupadas en circuitos en anillo o unidades de negocio que no cuentan con mediciones individuales precisas, lo que imposibilita una estimación directa de la demanda total en esas regiones. Para abordar este problema, se aplicó una metodología de estimación basada en factores de participación.

Los factores de participación fueron determinados a partir de datos históricos proporcionados por el CENACE, complementados mediante un proceso iterativo de ajuste por prueba y error durante la ejecución de esta etapa, permitiendo estimar la contribución relativa de cada carga a la red a la que pertenece respecto al total histórico de la unidad de negocio, con el fin de representar adecuadamente la distribución de la demanda en zonas donde no se dispone de información operativa en tiempo real.

Las zonas identificadas para este cálculo complementario fueron:

- Demanda de E.E. Quito
- Demanda de E.E. Centro Sur
- CNEL Sucumbíos
- Demanda de Ambato

En la sección de ANEXOS se muestra los valores de participación determinados para esta sección.

2.3. Consolidación de datos en la base “Datos”

Una vez procesados los datos operativos del EMS en las hojas “Carga”, “Generación”, “NM_G” y “NM_C”, se procedió a consolidarlos en una estructura centralizada a través de hojas denominada “DIG_C” para cargas y “DIG_G” para generación.

Para la hoja de cálculo “DIG_C” se trabajó con una columna de claves foráneas, las cuales representaron identificadores únicos para cada una de las cargas modeladas en PowerFactory. Cada clave foránea permitió establecer un vínculo explícito entre una carga física del EMS representada en “NM_C” y su correspondiente elemento dentro del entorno de simulación.

Las columnas “P[MW]” y “fp” fueron utilizadas para importar directamente la potencia activa y el factor de potencia de cada carga desde la hoja “NM_C”, permitiendo así definir de manera precisa la magnitud y el tipo de carga dentro del modelo.

	Clave Foránea	P[MW]	fp	induc
3	##C_AmbaAmb1	26,863	0,992	0
4	##C_AmbaAmb2	10,808	0,974	0
5	##C_Ambalata	14,843	0,949	0
6	##C_NBablRi2	29,737	0,962	0
7	##C_NBablRi1	28,539	0,856	0
8	##C_CaraUeg1	31,454	0,994	0
9	##C_CaraUeg3	31,843	0,990	0
10	##C_CaraUeg4	42,585	0,982	0
11	##C_ChonCalc	10,048	0,981	0
12	##C_ChonChon	13,622	0,976	0
13	##C_ChonSev	7,025	0,998	0
14	##C_ChonTosa	21,695	0,991	0
15	##C_CuenAzog1	0,000	0,000	0
16	##C_CuenGual	7,757	0,988	0
17	##C_CuenLimo	1,089	0,961	0
18	##C_CuenMaca2	15,994	0,963	0
19	##C_CuenMend	1,228	0,994	0
20	##C_DcerTenn	44,937	0,985	0
21	##C_DcerSamb	23,035	0,966	0
22	##C_DcerRec2	-10,611	-0,989	0
23	##C_DcerRec1	0,000	0,000	0
24	##C_DcerSal1	57,235	0,881	0
25	##C_EMAAPB1	8,915	0,991	0
26	##C_EMAAPB2	8,915	0,991	0
27	##C_ElecChon	18,687	0,958	0
28	##C_Esmel1	23,789	0,933	0
29	##C_Esmel2	20,731	0,973	0
30	##C_Esmel3	25,106	0,969	0
31	##C_Esmel4	0,000	0,000	0
32	##C_Esmel5	9,154	0,935	0
33	##C_QuinQui2	9,308	0,965	0
34	##C_QuinQui1	5,475	0,929	0
35	##C_HolchHole	22,948	0,925	0
36	##C_IbarAlpa	13,274	0,900	0
37	##C_IbarAmbi	0,071	1,000	0
38	##C_IbarCota	3,812	0,957	0
39	##C_IbarOtav	48,233	0,908	0
40	##C_IbarReto	13,977	0,955	0
41	##C_Irialn1	10,135	0,977	0

Figura 16. Hoja de cálculo “DIG_C” con Las claves foráneas de las cargas para la importación al PowerFactory.

De forma análoga, la hoja “DIG_G” permitió consolidar la información correspondiente a las unidades generadoras. Cada generador fue identificado por su clave foránea, asociada tanto al modelo de PowerFactory como a la hoja “NM_G”, desde donde se importaron las variables de potencia activa “pgini”, potencia reactiva “qgini”, estado operativo y el número de unidades en paralelo “ngnum”.

En esta hoja se aplicaron también lógicas de encendido y apagado, necesarias para representar adecuadamente el estado de operación real de las unidades. Esto fue particularmente importante en centrales térmicas con múltiples unidades como “Emret Bey” y “Sultan Bey”, donde no todas las máquinas están activas simultáneamente. La lógica condicional permitió definir con precisión qué unidades estaban disponibles para simulación y cuáles debían ser omitidas, evitando errores de consistencia en el modelo.

2		pgrin(r)	qgini(r)	outserv(i)	ngnum(i)	usetp(r)						
207	##G_MCHT1	1,47	0,10	0	1	1						
208	##G_ALLUH1	41,25	8,22	0	1	1						
209	##G_ALLUH2	0,00	0,00	1	1	1						
210	##G_ALLUH3	0,00	0,00	1	1	1						
211	##G_ISIMH1_2	0,00	0,00	1	1	1						
212	##G_LCAH_1	0,92	0,04	0	1	1						
213	##G_PERLH1	1,80	0,43	0	1	1						
214	##G_VINDH1	0,20	-0,69	1	1	1						
215	##G_HSJM1H	4,96	0,00	0	1	1						
216	##G_ULBAH1	1,00	0,11	0	1	1						
217	##G_KPSM1_7	6,90	1,55	0	2	1						
218	##G_KPSM8_14	0,00	0,00	1	1	1						
219	##G_MACAT1	0,00	-0,01	1	1	1						
220	##G_GUANH1_5	0,00	0,00	1	1	1						
221	##G_LCAH_2	0,00	0,00	1	1	1						
222	##G_LCAH_3	0,00	0,00	1	1	1						
223	##G_KPE_1	15,03	0,77	0	1	1						
224	##G_KPE_2	4,99	3,68	0	1	1						
225	##G_KPE_3	0,00	0,00	1	1	1						
226	##G_KPE_4	16,29	1,93	0	1	1						
227	##G_KPE_5	0,00	0,00	1	1	1						
228	##G_KPE_6	16,59	3,03	0	1	1						
229	##G_KPSS_1	14	0	0	1	1	1	14,000	0,000	0	0	0
230	##G_KPSS_2	0	0	1	1	1	2	0,000	0,000	0	0	0
231	##G_KPSS_3	0	0	1	1	1	3	0,000	0,000	0	0	0
232	##G_KPSS_4	0	0	1	1	1	4	0,000	0,000	0	0	0
233	##G_KPSS_5	0	0	1	1	1	5	0,000	0,000	0	0	0
234	##G_KPSS_6	0	0	1	1	1	6	0,000	0,000	0	0	0
235	##G_KPSS_7	0	0	1	1	1	7	0,000	0,000	0	0	0

Figura 17. Visualización de celdas con lógicas para generadoras habilitadas o fuera de servicio.

Este proceso de vinculación mediante claves foráneas fue fundamental para asegurar la consistencia entre el sistema real y su representación computacional, sirviendo como base para la posterior importación automatizada de datos.

		pgini(r)	qgini(r)	outserv(i)	ngnum(i)	usetset(r)
3	##G_ALAOH1_4	2,44149989	0,8075	0	4	1
4	##G_CALOH1_2	6,33999991	-0,08	0	2	1
5	##G_QUEVT1	0	0	1	1	1
6	##G_GUANH6	9,5	0	0	1	1
7	##G_CHILH1_2	0	0	1	1	1
8	##G_CUMBH1_4	10,0989995	-0,216	0	2	1
9	##G_CCAST1_4	0	0	1	1	1
10	##G_CATAT1_2	0	0	1	1	1
11	##G_CATA4_5	0	0	1	1	1
12	##G_CATA6_7	0	0	1	1	1
13	##G_CATA8_10	0	0	1	1	1
14	##G_CMORH1_2	0,80000003	-2,967E-05	0	3	1
15	##G_CMORH3	1,20000005	0	0	1	1
16	##G_ECOET1	14	0	0	1	1
17	##G_AGAZT2	0	0	1	1	1
18	##G_ECARH1	6,55249977	1,5503	0	1	1
19	##G_RECUC1	12,9064007	2,2574999	0	1	1
20	##G_CESMT1	110,201187	-2,5692389	0	1	1
21	##G_EGARTTG5	0	0	1	1	1
22	##G_GROCT1_8	3,85015203	0,8873159	0	1	1
23	##G_GHERT1_6	0	0	1	1	1
24	##G_GUA2T1	0	0	1	1	1
25	##G_GUA2T2	0	0	1	1	1
26	##G_GUA2T3	0	0	1	1	1
27	##G_GUA2T4	0	0	1	1	1
28	##G_GUA2T5	0	0	1	1	1
29	##G_GUA2T6	0	0	1	1	1
30	##G_GUANT1_6	0	0	1	1	1
31	##G_GUANT7	0	0	1	1	1
32	##G_ATINTAT1	0,00	0,00	1	1	1
33	##G_ATINTAT2	0	0	1	1	1

Figura 18. Hoja de cálculo “DIG_G” con Las claves foráneas de las generadoras para la importación al PowerFactory.

Una vez estructurados estos datos, se desarrolló una macro en “VBA” dentro del archivo “EMS-PF”, la cual automatizó el proceso de exportación de toda la información a un nuevo libro de Excel denominado “Datos”. Este archivo sirvió como base final y estandarizada

para ser importado directamente a PowerFactory, asegurando que cada carga y generador contara con los parámetros eléctricos y lógicos necesarios para la simulación dinámica.

```

EMS-PF.XLSM - Módulo1 (Code)
(General) Ejecutar

Sheets("DIG_LTC").Select
Sheets("DIG_LTC").Range("B4", "B42").Select
Selection.Copy

Windows("Datos.xlsx").Activate
Sheets("ElmTr3").Select
Sheets("ElmTr3").Range("B2").PasteSpecial xlPasteValues

Workbooks("Datos.xlsx").Close savechanges:=True

Windows("EMS-PF.xls").Activate
Application.CutCopyMode = False
Sheets("Inicio").Select

MsgBox "Importar el archivo Datos.xlsx al POWER FACTORY"
'COMANDO PARA HABILITAR LA VISUALIZACIÓN DEL ARCHIVO EXCEL
GetObject(, "Excel.Application").Visible = True
'COMANDO PARA CERRAR EL ARCHIVO EXCEL Y GUARDAR LOS CAMBIOS
Workbooks("EMS-PF.xls").Close savechanges:=True

Application.ScreenUpdating = True
ActiveWorkbook.Save
ActiveWorkbook.Save

End Sub
Private Sub CheckBox1_Change()
End Sub

Private Sub CheckBox1_Click()

```

Figura 19. Código desarrollado en Excel “Macros” para la adquisición y exportación de los datos operativos.

Finalmente, se consolidó toda la información en el archivo denominado “Datos”, el cual fue utilizado como base de datos final para la simulación en PowerFactory. Este archivo contenía dos hojas principales: “ElmLod”, donde se registraron las claves foráneas asociadas a las cargas, junto con sus respectivos valores de potencia activa, factor de potencia y otros parámetros eléctricos; y “ElmSym”, donde se almacenaron las claves foráneas correspondientes a los generadores, incluyendo sus valores de potencia activa, potencia reactiva, estado operativo y número de unidades equivalentes en paralelo.

Ambas hojas fueron estructuradas de acuerdo con los requerimientos del modelo en Power Factory, lo cual permitió importar los datos de forma directa y automatizada, asegurando que cada carga y cada unidad generadora estuvieran correctamente parametrizadas en el entorno de simulación. Esta integración marcó el cierre de la etapa de consolidación y preparó

el sistema para la ejecución de simulaciones dinámicas y análisis modal en las siguientes fases del estudio.

2.4. Importación de la base de datos al modelo del SNI en PowerFactory

Con la información ya estructurada en el archivo “Datos.xlsx”, se procedió a la importación de los parámetros eléctricos al entorno de simulación dinámica en PowerFactory, específicamente dentro del proyecto denominado “Col_Marzo_26_Programado”.

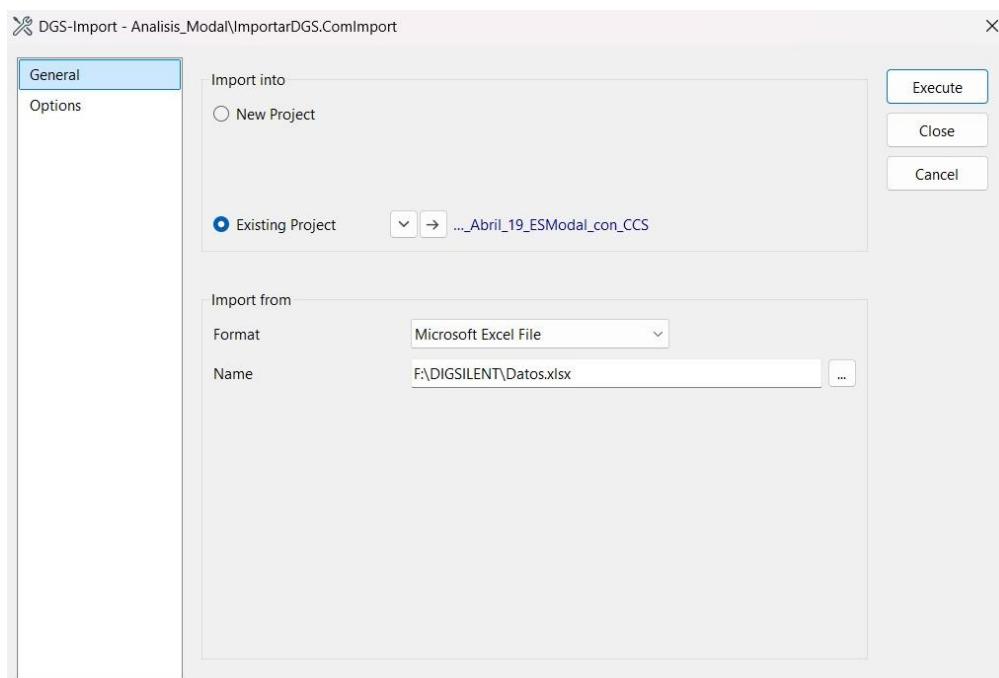


Figura 20. Comando de importación DGS-Import para vinculación de la base de datos “Datos”.

La importación se realizó utilizando el asistente DGS-Import, una herramienta propia de PowerFactory diseñada para vincular archivos externos, como hojas de Excel, con los objetos del modelo.

Las hojas de cálculo “ElmLod” (para cargas) y “ElmSym” (para generadores) como se muestra en las figuras 19 y 20, fueron vinculadas directamente a los objetos ElmLod y ElmSym del modelo. Esta asignación se efectuó mediante el uso de claves foráneas, las cuales fueron descritas anteriormente.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
1 ID(a:40)	pgini(r)	costlini(r)	pf_recap(r)	scale0(0)				
2 ##C_AmbaAmb1	21.095	0.997	0					
3 ##C_AmbaAmb2	7.241	0.979	0					
4 ##C_AmbaLata	13.139	0.964	0					
5 ##C_NBabLRi2	24.492	0.952	0					
6 ##C_NBabLRi1	23.661	0.810	0					
7 ##C_CaraUeg1	32.295	0.995	0					
8 ##C_CaraUeg3	35.547	0.995	0					
9 ##C_CaraUeg4	24.634	0.989	0					
10 ##C_ChonCalc	8.264	0.991	0					
11 ##C_ChonChon	11.950	0.977	0					
12 ##C_ChonSeve	0.023	0.011	0					
13 ##C_ChonTosa	20.426	0.998	0					
14 ##C_CuenAzug1	0.000	0.000	0					
15 ##C_CuenCuen1	5.152	0.000	0					

Figura 21. Hoja de cálculo “ElmLoad” con las claves foráneas de las cargas para la importación al PowerFactory.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
1 ID(a:40)	pgini(r)	qgini(r)	outserv(i)	ngnum(i)	usetp(r)			
2 ##G_ALAOH1_4	2.46374983	0.81349994	0	4	1			
3 ##G_CALOH1_2	8.15500021	-0.445	0	2	1			
4 ##G_QUEVT1	1.62	0.22	1	1	1			
5 ##G_GUANH6	4	0	0	1	1			
6 ##G_CHILH1_2	0	0	1	1	1			
7 ##G_CUMBH1_4	9.53649902	-0.205	0	2	1			
8 ##G_CCAST1_4	0	0	1	1	1			
9 ##G_CATAT1_2	0	0	1	1	1			
10 ##G_CATAT4_5	0	0	1	1	1			
11 ##G_CATAT6_7	0	0	1	1	1			
12 ##G_CATAT8_10	0	0	1	1	1			
13 ##G_CMORH1_2	0.80000003	-2.967E-05	0	3	1			
14 ##G_CMORH3	1.20000005	0	0	1	1			
15 ##G_ECATAT4	26	1.02	1	1	1			

Figura 22. Hoja de cálculo “ElmSym” con las claves foráneas de las generadoras para la importación al PowerFactory.

Para cada carga se importaron los valores de potencia activa y factor de potencia, mientras que para los generadores se integraron los parámetros de potencia activa, potencia reactiva, estado operativo, y el número de unidades equivalentes en paralelo, todos extraídos previamente desde las hojas “DIG_C” y “DIG_G”.

Este proceso de importación permitió que el modelo dinámico contara con condiciones operativas iniciales reales, perfectamente alineadas con la topología y comportamiento del sistema eléctrico al instante de análisis. Con ello, el sistema quedó listo para el desarrollo de simulaciones dinámicas orientadas al análisis modal.

Otra manera de verificación de este proceso fue la comparación de la interconexión entre Colombia y Ecuador, tomando en cuenta un mínimo del 30 MW de error, como se muestra en las figuras 21 y 22. Sin embargo, podría darse el caso que la comparación no cuadre con lo esperado dando a entender que podría existir un error de importación de algunos datos, el cual se recurra a procesar y corregir ya sea los TAGs o las claves foráneas.

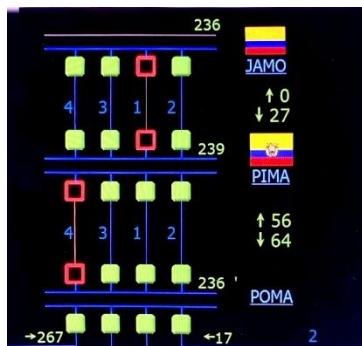


Figura 23. Visualización de los datos operativos de la interconexión con Colombia desde el EMS.



Figura 24. Visualización de los datos importados de la interconexión con Colombia desde PowerFactory.

2.5. Ejecución de simulaciones dinámicas y análisis modal en PowerFactory

En esta etapa se procedió a ejecutar un análisis de flujo de potencia mediante el comando “Load Flow Calculation” de PowerFactory, utilizando los datos de generación y demanda previamente cargados desde la base de datos “Datos”, con el fin de obtener el estado operativo actual de la red y verificar el equilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema, desde el EMS reflejado al modelado de PowerFactory.

Previo a la ejecución, se consideró configurar las opciones básicas del comando, como en el caso de método de calculación (Flujo de carga en AC), regulación de potencia activa (límites de potencia activa), voltaje y regulación de potencia reactiva (ajuste automático de taps

en transformadores y límites de potencia reactiva) y opciones de carga (dependencia de la carga con respecto al voltaje).

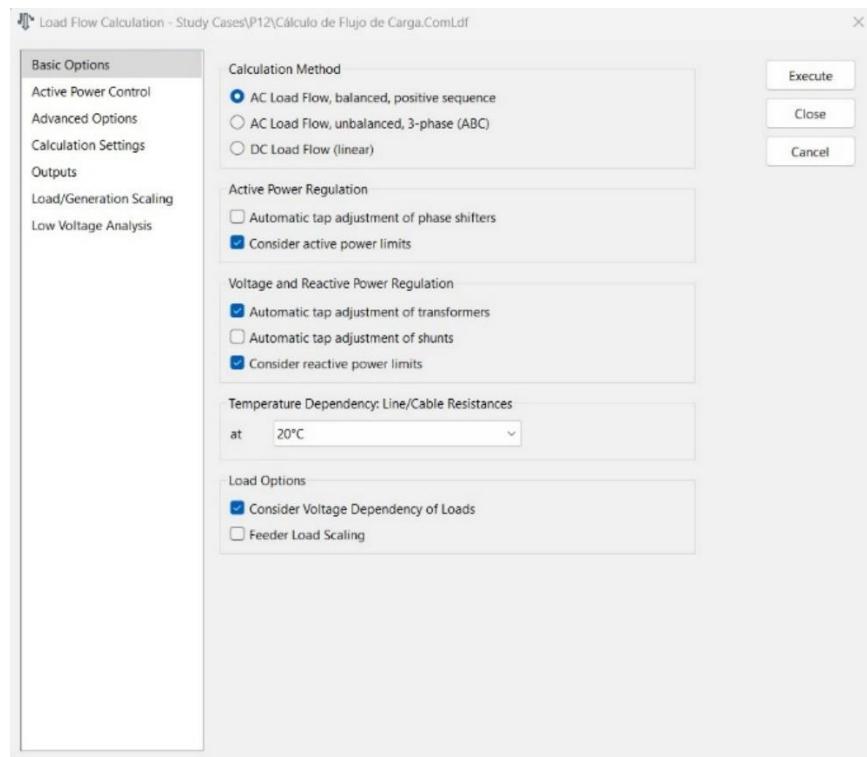


Figura 25. Ventana de configuración de parámetros para la simulación del flujo de potencia.

Con el fin de validar la importación de valores detallados anteriormente, se implementaron ajustes manuales simulando eventos de operación típicos. Estos eventos permitieron verificar si la red reaccionaba correctamente, revelando posibles inconsistencias en la estructura, conectividad o asignación de datos. Entre las perturbaciones aplicadas incluyeron:

- Apertura de líneas de transmisión, especialmente en corredores críticos para observar la redistribución de carga y detectar posibles desconexiones o errores topológicos.
- Apertura o salida súbita de unidades generadoras, verificando si las variaciones de frecuencia y carga eran coherentes con la magnitud de la pérdida de generación.
- Variación brusca de carga en zonas estratégicas para analizar la respuesta del sistema y la capacidad de regulación de los generadores.

Este procedimiento fue fundamental para establecer las condiciones iniciales del sistema, a partir de las cuales se desarrolló el análisis modal.

Posteriormente, se ejecutó un análisis modal sobre el modelo linealizado del sistema, utilizando el comando “Modal Analysis” de PowerFactory. Esta herramienta permitió evaluar la estabilidad osculatoria del sistema eléctrico ante perturbaciones de pequeña señal, considerando un entorno linealizado alrededor del punto de operación correspondiente al instante en que se trajeron los datos desde el “EMS”, mediante la base de datos “EMS-PF”.

Durante la configuración del comando “Modal Analysis” en PowerFactory, se seleccionó el método numérico QR/QZ para la obtención de los autovalores del sistema, y se habilitó la opción de recalcular las condiciones iniciales, con el fin de garantizar que el punto de operación utilizado en el análisis estuviera actualizado con respecto al estado del sistema modelado.

Adicionalmente, se activaron las opciones correspondientes al cálculo de los vectores propios izquierdos y derechos, así como el cálculo de los factores de participación y la reducción del sistema mediante el método QR. Puesto que, sin estos vectores y factores, el análisis modal sería incompleto, ya que se conocería los modos de oscilación, pero no se sabría quién los causa, cómo se propagan ni quién los puede mitigar.

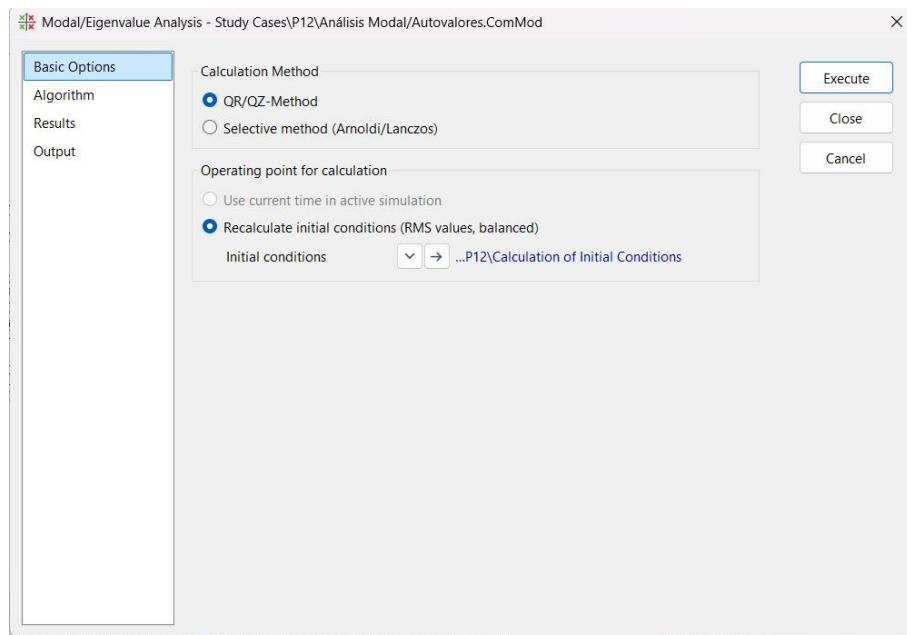


Figura 26. Ventana de configuración de parámetros para la simulación del análisis modal.

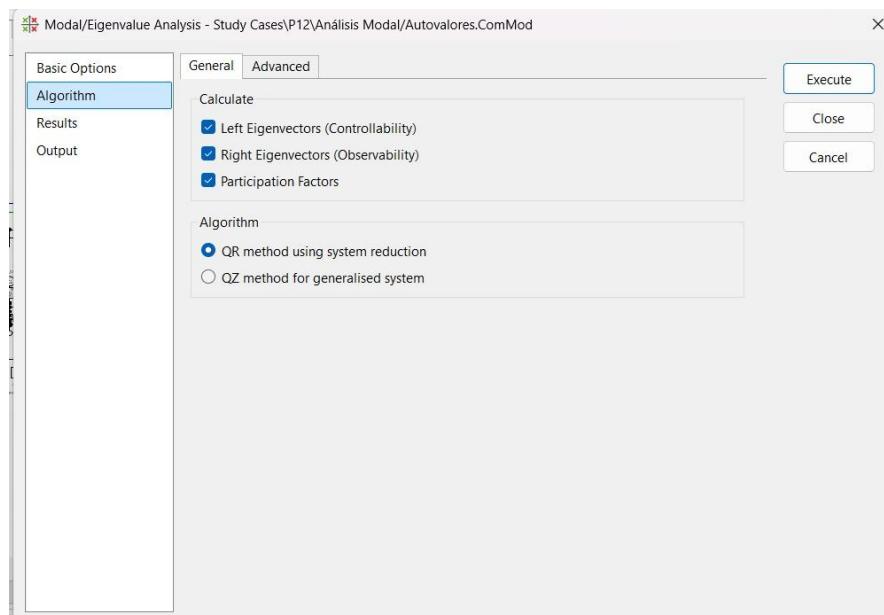


Figura 27. Ventana de configuración de parámetros adicionales para la simulación del análisis modal.

Una vez obtenidos los modos de oscilación a partir del análisis modal, se procedió a identificar aquellos modos no amortiguados o pobremente amortiguados, ya que estos representan potenciales fuentes de inestabilidad en el S.N.I y deben ser detectados y mitigados oportunamente para preservar la confiabilidad y estabilidad operativa del sistema.

Para ello, se establecieron criterios de clasificación modal basados en dos parámetros fundamentales: la frecuencia natural de oscilación (en Hz) y el amortiguamiento relativo (en

porcentaje). En particular, se definieron como modos críticos o potencialmente inestables aquellos que cumplieran simultáneamente con las siguientes condiciones:

- La frecuencia natural de oscilación en el rango según corresponda mencionado en la sección de marco teórico para definir el tipo de modo que se está analizando.
- Amortiguamiento relativo expresado en porcentaje. Para este análisis, se considera adecuado si los modos obtenidos tienen un valor superior 5%, y superior al 3 % para el caso de la pérdida de un elemento. Es por ello que se plantea la condición de obtener modos con razón de amortiguamiento inferiores al 5 % para su posterior análisis.

Estas restricciones no fueron arbitrarias, sino que fueron definidas a partir de registros históricos de eventos operativos y criterios técnicos proporcionados por el CENACE, los cuales establecen umbrales aceptables de desempeño dinámico para los modos de oscilación observados en el S.N.I. Además, el cumplimiento de estas condiciones permitió enfocar el análisis en aquellos modos que presentan un riesgo real para la estabilidad de pequeña señal del sistema, y que por tanto requieren atención en cuanto a medidas de mitigación, ajustes de control o rediseño de estrategias de operación.

Para cada modo identificado, se evaluó la participación modal de las distintas máquinas generadoras. Este análisis cuantificó el grado de influencia que cada generador tiene sobre el modo de oscilación, con base en su aporte al vector de participación del sistema. Para aquello se emplearon los siguientes criterios:

- Los generadores con mayor magnitud de participación modal se identificaron como los principales contribuyentes al modo oscilatorio analizado.
- Se analizaron tanto el ángulo del rotor como la velocidad relativa, lo cual permitió establecer una relación entre el tipo de oscilación (local o interárea) y la ubicación geográfica de las máquinas.

- La identificación de pares de máquinas oscilando entre sí permitió caracterizar adecuadamente la naturaleza de los modos observados.

La participación de cada generador se representó gráficamente mediante diagramas de barras detalladas en la siguiente sección, lo cual permitirá visualizar de forma clara las máquinas con mayor influencia en los modos críticos del sistema.

2.6. Visualización de resultados

Al ejecutarse el análisis modal, dentro del entorno de salida de PowerFasctory, se mostró una ventana adicional donde se encuentra una tabla con todos los modos de oscilación analizados con todas sus variables correspondientes (parte real, parte imaginaria, magnitud, ángulo, frecuencia de oscilación, amortiguamiento, etc.), como se muestra en la figura 26. No obstante, se consideraron las restricciones establecidas con anterioridad, específicamente el análisis de los modos que poseen el rango de frecuencia natural de oscilación y amortiguamiento relativo mencionados.

Resultados del Análisis Modal/Autovalores - Autovalores									
	Nombre	Parte real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amortiguamien... Hz	Período s	Relación A1/A2	Redu
► [A]	Mode 0001	-0,085276818	2,699387550	2,700734212	91,809439088	0,42962087205	2,327633653	1,219563725	
[A]	Mode 0002	-0,085276818	-2,699387550	2,700734212	-91,809439088	0,42962087205	2,327633653	1,219563725	
[A]	Mode 0003	-0,042540739	9,669195080	9,677570591	92,383916684	1,5389001928	0,649814721	1,298976827	
[A]	Mode 0004	-0,042540739	-9,669195080	9,677570591	-92,383916684	1,5389001928	0,649814721	1,298976827	
[A]	Mode 0005	-0,435328542	8,983254542	8,993796368	97,774383249	1,4297293655	0,699433070	1,355924052	
[A]	Mode 0006	-0,435328542	-8,983254542	8,993796368	-92,774383249	1,4297293655	0,699433070	1,355924052	
[A]	Mode 0007	-0,444593216	10,111409711	10,121179253	92,517642809	1,6092808372	0,621395580	1,318201437	
[A]	Mode 0008	-0,444593216	-10,111409711	10,121179253	-92,517642809	1,6092808372	0,621395580	1,318201437	
[A]	Mode 0009	-0,447498946	10,304136047	10,313848699	92,486739254	1,6399541862	0,609773131	1,313733172	
[A]	Mode 0010	-0,447498946	-10,304136047	10,313848699	-92,486739254	1,6399541862	0,609773131	1,313733172	
[A]	Mode 0011	-0,539079959	10,053446248	10,067888987	93,069341001	1,6000556655	0,624978256	1,400617559	
[A]	Mode 0012	-0,539079959	-10,053446248	10,067888987	-93,069341001	1,6000556655	0,624978256	1,400617559	
[A]	Mode 0013	-0,570547951	6,848380372	6,872105840	94,762391961	1,0899535884	0,917470258	1,687858854	
[A]	Mode 0014	-0,570547951	-6,848380372	6,872105840	-94,762391961	1,0899535884	0,917470258	1,687858854	
[A]	Mode 0015	-0,751551245	8,042205468	8,077245698	95,338836049	1,2799567537	0,781276396	1,798888993	
[A]	Mode 0016	-0,751551245	-8,042205468	8,077245698	-95,338836049	1,2799567537	0,781276396	1,798888993	
[A]	Mode 0017	-0,756177045	8,087569417	8,122843271	95,341550454	1,2871766505	0,776894142	1,799429224	
[A]	Mode 0018	-0,756177045	-8,087569417	8,122843271	-95,341550454	1,2871766505	0,776894142	1,799429224	
[A]	Mode 0019	-0,790514857	8,174933551	8,213065950	95,523320138	1,3010810841	0,768591606	1,835988601	
[A]	Mode 0020	-0,790514857	-8,174933551	8,213065950	-95,523320138	1,3010810841	0,768591606	1,835988601	
[A]	Mode 0021	-0,827228420	8,78644207	8,825297224	95,378445227	1,3984056876	0,715100666	1,806788749	

Figura 28. Ventana de resultados de los modos oscilatorios analizados del SNI.

Para una visualización detallada de un modo deseado, considerando el rango de análisis, se procedió con los siguientes pasos que se muestran en la siguiente figura:

Nombre	Ángulo deg	Frecuencia de Amortiguamiento Hz
Modo 00001	91,809439088	0,42962087205
Editar	-91,809439088	0,42962087205
Editar y Ver Datos	92,383918684	1,5389001928
Calcular		
Mostrar 1	Diagrama de barras (Nodos)	5389001928
Buscar	Diagrama de barras (Ramas)	4297293655
Ejecutar Escrito	Diagrama Vectorial	4297293655
Cortar	Gráfico de fasores 2	6092808372
Copiar	Gráfico de barras 3	
Pegar Datos	Resultados de estado	Controlabilidad
Pegar Datos con Objetos de Nivel Inferior	-92,486739254	Observabilidad
		Participación

Figura 29. Configuración de selección para representación de resultados mediante graficas de barra.

En este caso, se escogió la representación de gráfico de barras para representar la participación modal de cada generador en los modos oscilatorios más relevantes, debido a su capacidad para ofrecer una visualización clara ordenada y comparativa de la influencia relativa de cada unidad generadora. Además, para esta representación gráfica de la participación modal de los generadores, se utilizó como criterio base la controlabilidad, ya que esta propiedad permitió cuantificar la influencia directa de cada máquina generadora sobre un modo oscilatorio específico. Es decir, indica qué tan susceptible es un modo de ser excitado o amplificado por las acciones de control desde una determinada unidad. De esta manera, fue posible identificar las ubicaciones óptimas para instalar los PSS, con el fin de amortiguar adecuadamente las oscilaciones.

Posteriormente, se mostró una ventana con la gráfica mostrada en la figura 28, la cual no se brindó la información detallada deseada. Para ello, se procedió a configurar la gráfica mediante la filtración de estos resultados.

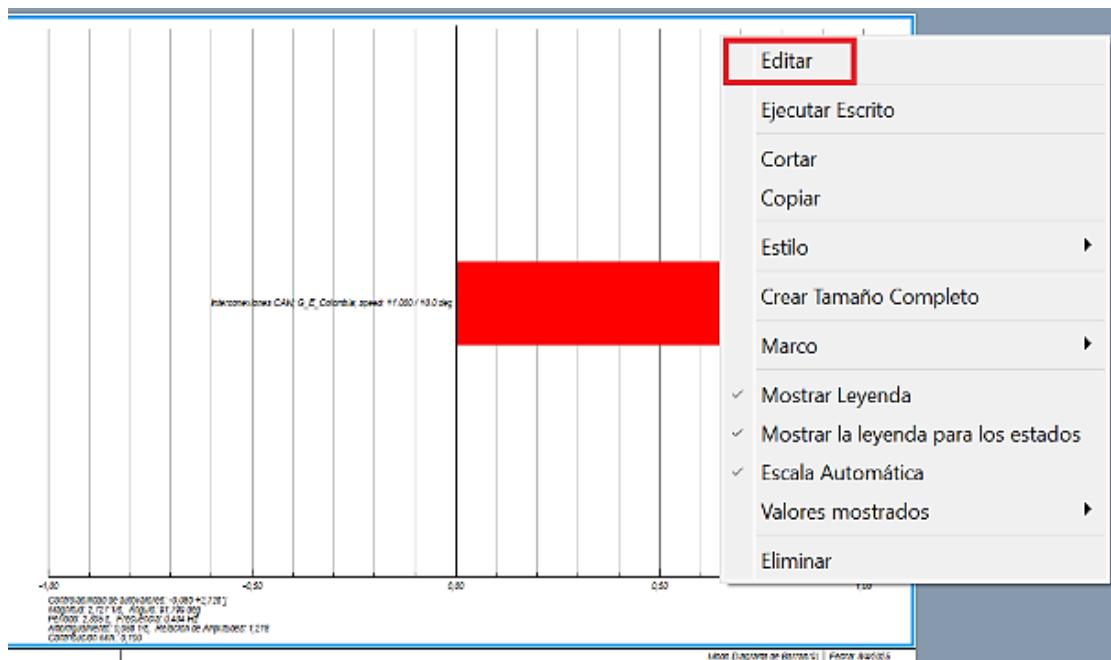


Figura 30. Configuración de edición de la gráfica para filtrar resultados específicos.

Dentro de la opción “Editar” se procedió a filtrar los parámetros que se muestran en la figura 28, para este caso, en el parámetro de “mínima contribución” se consideró un mínimo de 0.01, el cual significa que se excluyen aquellas contribuciones inferiores al 1%, permitiendo descartar los generadores que no tienen una influencia significativa sobre el modo oscilatorio, manteniendo así el análisis enfocado en los elementos más relevantes del sistema. Mientras que, en el parámetro de “Señales”, la variable a considerar debe ser la de velocidad de los generadores (se escogió la opción “ElmSymsepeed”), debido a que Las oscilaciones de modo local e inter-área afectan la estabilidad del sistema y están asociadas directamente con cambios en la velocidad de los generadores. Por ello, la señal principal a analizar es la velocidad del rotor del generador, ya que, ante una perturbación, los generadores tienden a acelerarse o desacelerarse.

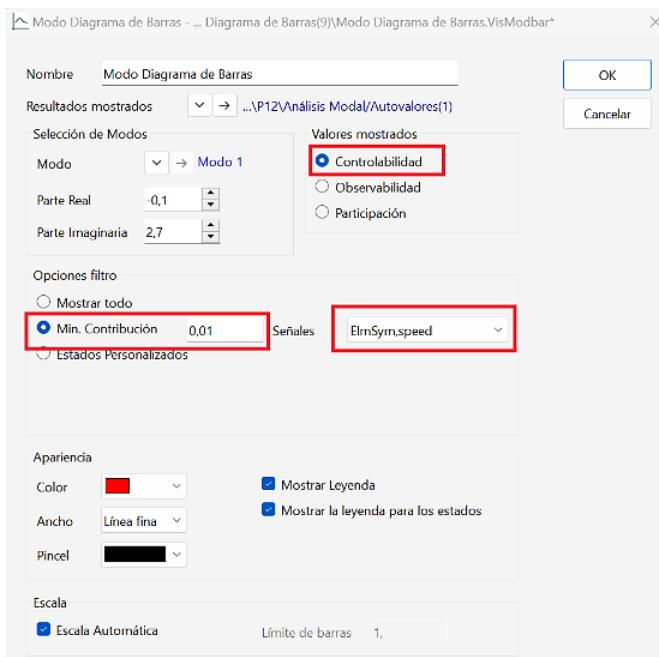


Figura 31. Ventana de configuración de parámetros para mostrar los modos relevantes.

Una vez realizado estas configuraciones, se mostró la siguiente gráfica del modo analizado con la información más detallada, donde se pudo observar que para este modo escogido se presentaron o se identificaron aquellas unidades generadoras con mayor controlabilidad o en otros términos mayor contribución para dicho modo, es decir, cualquier afectación a estos generadores afecta directamente a la excitación de este modo.

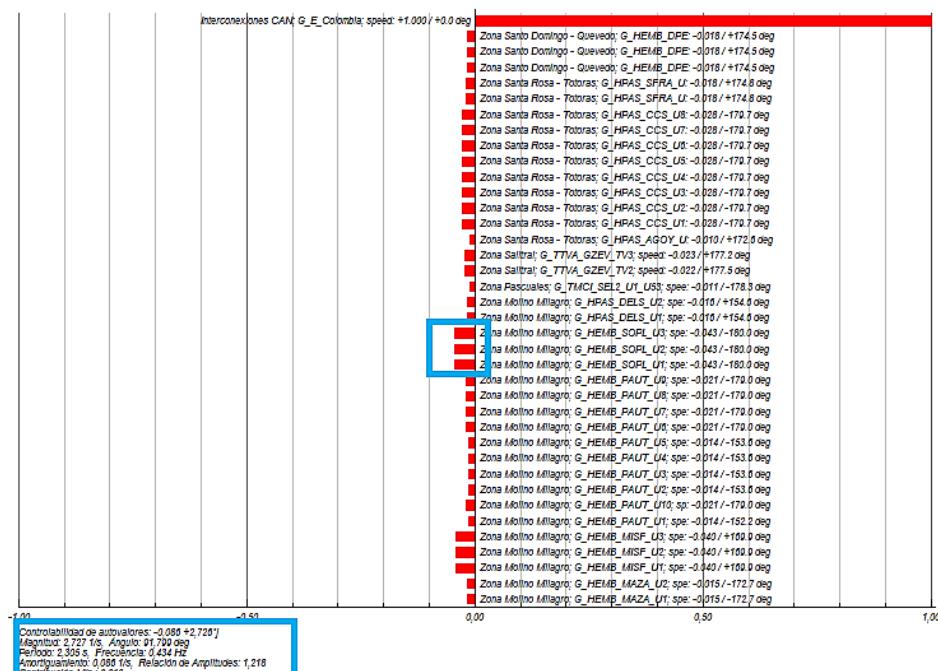


Figura 32. Gráfica detallada con los generadores que poseen mayor contribución al modo analizado

Para detallar con precisión la contabilidad específicamente de aquellos generadores que poseen mayor controlabilidad, se ingresó sobre algunos de estos generadores que poseían mayor contribución, donde se visualizó el estado detallado, mostrado en la siguiente figura.



Figura 33. Ventana de resultados con información detalladas de los generadores que poseen mayor contribución al modo analizado.

Con base a aquello, el operador a cargo del análisis puede ser capaz de tomar las decisiones y medidas necesarias para aumentar el amortiguamiento del modo de oscilación analizado.

2.7. Automatización del proceso mediante rutinas en lenguaje DPL (DIgSILENT Programming Language)

A continuación, se presenta el diagrama de flujo correspondiente al proceso secuencial para la ejecución del código DPL empleado en esta sección.

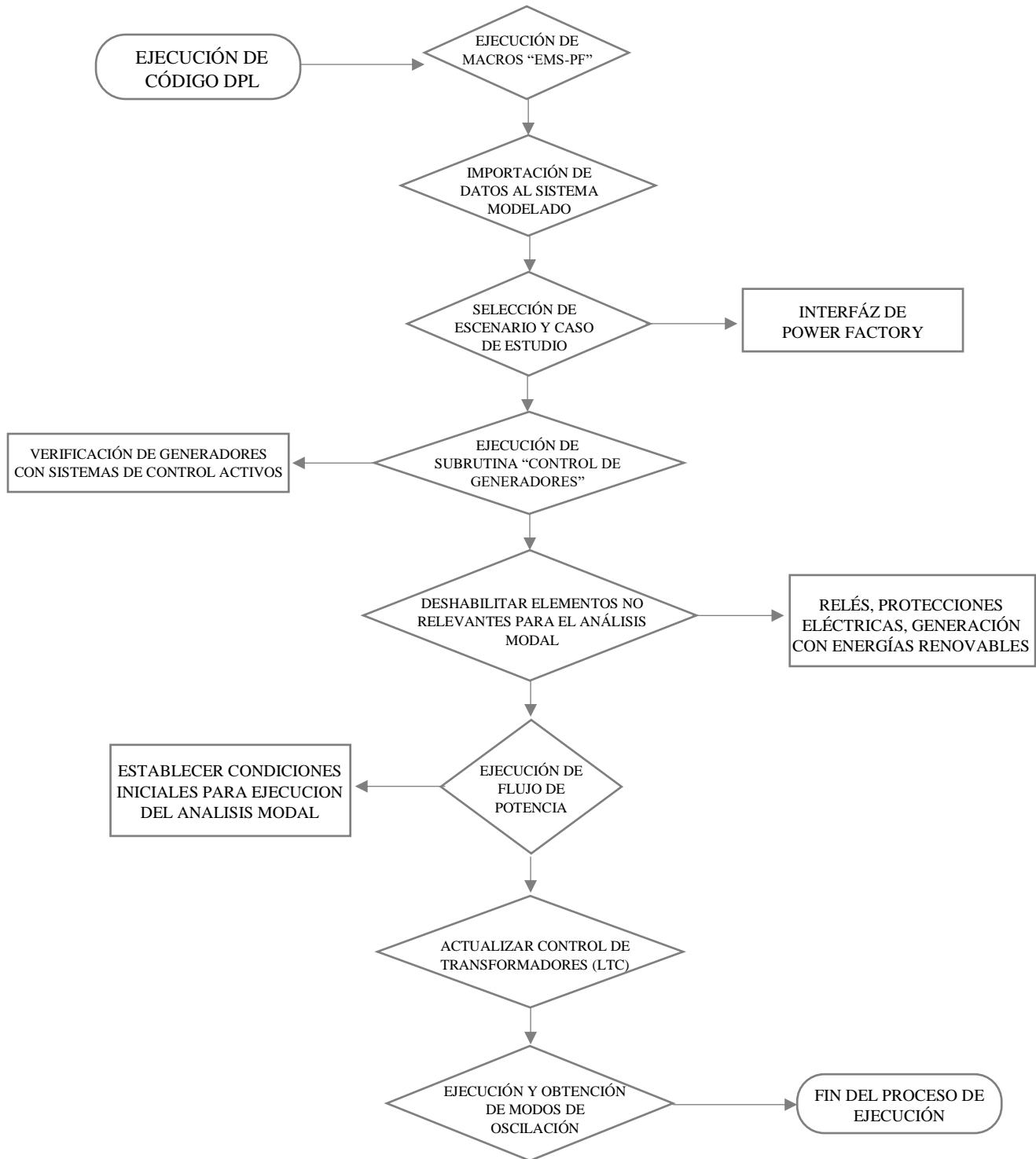


Figura 34. Diagrama de flujo de la secuencia para la ejecución de la programación DPL

En esta etapa se desarrolló un script en DIgSILENT Programming Language (DPL).

Esta automatización integró y coordinó las etapas previas del proceso metodológico, desde la importación de datos hasta la ejecución del análisis modal.

El código principal estuvo estructurado mediante el uso de subrutinas, lo que permitió que sea entendible y fácil de modificar. De esta manera, los operadores pudieron comprender el propósito de cada parte del código sin ambigüedad.

	Name	Order
▶  Controles_Generadores		-1000000
✖  ImportarDGS		-1000000
▷  Ejecutar_Macros		-1000000

Figura 35. Subrutinas en formato DPL de tipo objetos.

Las subrutinas principales implementadas son:

- **Controles_Generadores:** esta subrutina se encargó de habilitar o deshabilitar los sistemas de control de los generadores según su estado operativo. La lógica aplicada indicó que, si un generador está en servicio, su sistema de control también debe estarlo. Esta verificación resultó fundamental, ya que la activación inapropiada de sistemas de control, particularmente en grandes generadores hidroeléctricos ubicados en la cuenca oriental del Ecuador podría inducir la aparición de modos de oscilación que no reflejan el comportamiento real del sistema. Estos resultados distorsionarían el análisis modal, comprometiendo la validez de las conclusiones obtenidas. Además, esta subrutina permitió excluir de forma programada los generadores provenientes de fuentes renovables variables, ya que el presente estudio se enfocó exclusivamente en unidades térmicas e hidroeléctricas.
- **ImportarDGS:** esta subrutina permitió importar desde archivos externos (en formato Excel) los datos previamente consolidados en la base denominada ‘Datos’, descrito en la

sección 2.4. Esta función aseguró la correcta sincronización entre los datos operativos de tiempo real y el entorno de simulación en PowerFactory.

- **Ejecutar_Macros:** esta subrutina permitió ejecutar automáticamente el entorno “EMS-PF”, activando el procesamiento de casos de estudios y su integración con el entorno de PowerFactory.

Este proceso automatizado filtró componentes como relés, sistemas de protección, esquemas de control adicionales, permitiendo que únicamente permanecieran activos los generadores y las cargas, elementos estrictamente relevantes para el análisis modal.

Con el sistema reducido (solo carga y generación) a su configuración necesaria, se ejecutó un flujo de potencia para establecer el punto de operación, seguido de la realización del análisis modal. Finalmente, se obtuvieron los modos de oscilación del sistema, los cuales permitieron evaluar su comportamiento dinámico y su estabilidad oscilatoria en tiempo real.

De esta manera, se garantizó la coherencia metodológica en cada ejecución del estudio de estabilidad oscilatoria en tiempo real en el S.N.I.

Capítulo 3

3. Análisis y resultados

En la presente sección se consideró un caso de estudio tomando como fecha el 21 de julio de 2025 y hora 2:17 p.m. El tiempo de procesamiento de datos, desde la ejecución del programa hasta la obtención de los resultados, fue de aproximadamente 35 minutos.

De este proceso, se obtuvieron un total de 2.548 valores propios, de los cuales se calcularon los siguientes parámetros característicos: parte real, parte imaginaria, magnitud, ángulo, frecuencia de amortiguamiento y relación de amortiguamiento. Es importante destacar que los valores propios se representaron matemáticamente mediante números complejos, y que cada par conjugado de estos valores corresponde a un modo de oscilación del sistema.

A continuación, se filtraron los valores propios y se tomaron en cuenta únicamente aquellos cuya relación de amortiguamiento fue menor al 5 %, conforme al criterio definido anteriormente en el capítulo 2. Posteriormente, estos modos se clasificaron de acuerdo con el rango de frecuencia de amortiguamiento al cual pertenecían, excluyendo del análisis los modos torsionales por estar fuera del alcance del presente estudio. Los modos de oscilación de análisis se muestran en la tabla 1.

A partir de la tabla de resultados, se pudo afirmar que la parte real de cada autovalor (modo de oscilación) representa una medida del amortiguamiento relativo asociado a dicho modo. En particular:

- Para los modos que tienen una parte real positiva, significó que la oscilación correspondiente no estuvo siendo amortiguada. En este caso, el sistema experimentó una respuesta oscilatoria con amplitud creciente, lo que generó un comportamiento inestable. Basta con que un solo modo tenga parte real positiva para comprometer la estabilidad global del sistema.

- Por el contrario, los modos con parte real negativa correspondieron a respuestas oscilatorias amortiguadas, en las cuales la amplitud disminuye progresivamente hasta disiparse por completo, reflejando un sistema estable frente a perturbaciones. Mientras el valor fue más negativo mejor amortiguamiento se obtuvo.
- Finalmente, los modos cuya parte real es cero representaron oscilaciones no amortiguadas (sostenidas) que no contribuyen al amortiguamiento del sistema. Sin embargo, tampoco crecientes. Es decir, con amplitud constante en el tiempo y debieron ser monitoreados, ya que es deseable que todos los modos tengan parte real negativa, para asegurar que toda perturbación eventualmente se disipe.

Parámetros de oscilación					
Modo	Clase de modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria w (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00005	Local	16.4387	11.9893	1.9082	-80.79
00013	Local	0.3676	5.0507	0.8038	-7.26
00015	Inter-áreas	0.1862	4.1571	0.6616	-4.48
00019	Inter-áreas	0.1724	4.2061	0.6694	-4.10
00025	Inter-áreas	0.1724	4.2061	0.6694	-4.10
00029	Local	0.0469	4.6036	0.7327	-1.02
00031	Inter-áreas	0	2.2918	0.3647	0
00033	Local	0	4.6596	0.7416	0
00035	Inter-áreas	0	1	0.1592	0
00037	Control	0	0.0396	0.0063	0
00039	Inter-áreas	0	1	0.1592	0
00049	Control	0	0.0425	0.0068	0
00053	Control	0	0.0231	0.0037	0
00055	Inter-áreas	0	1	0.1592	0
00057	Inter-áreas	0	1	0.1592	0
00071	Control	0	0.0032	0.0005	0
00073	Control	-0.0000137	0.0016	0.0003	0.86
00079	Control	-0.0011	0.0283	0.0045	3.86
00087	Control	-0.0046	0.2102	0.0335	2.19
00091	Control	-0.0055	0.2059	0.0328	2.69
00127	Local	-0.0540	5.0134	0.7979	1.08
00181	Local	-0.1441	4.9942	0.7949	2.88
00199	Local	-0.2259	13.6417	2.1711	1.66
00231	Local	-0.3227	7.7933	1.2403	4.14
00265	Local	-0.3676	9.7925	1.5585	3.75
00281	Local	-0.4184	9.1789	1.4609	4.55
00285	Alta-Frec	-0.4265	48.7928	7.7656	0.87
00463	Alta-Frec	-0.8856	29.6576	4.7202	2.98

Tabla 1. Información general del total de modos oscilatorios.

La parte imaginaria de cada valor propio determinó la velocidad angular de cada oscilación y estuvo estrechamente relacionada con la frecuencia natural de oscilación. En la tabla de resultados se visualizaron modos que oscilaron desde frecuencias muy lentas, como el Modo 00073, con una velocidad angular de 0.0016 rad/s, hasta modos rápidos, como el Modo 00463, con 48.7928 rad/s.

Los modos con velocidades angulares inferiores a 0.2102 rad/s se consideraron lentas y se asociaron principalmente a modos de control, los cuales no tuvieron relevancia directa en la dinámica general del SNI y presentaron un bajo impacto operativo. Sin embargo, estos modos pudieron volverse significativos si interactuaban con sistemas de control mal sintonizados o si se encontraban en condiciones específicas que favorecieran su excitación.

Por otra parte, los modos con velocidades angulares altas se originaron en áreas puntuales del sistema y estuvieron estrechamente relacionados con los denominados modos locales de oscilación. Estos modos reflejaron la dinámica interna de elementos específicos, como generadores individuales. Su comportamiento característico no comprometió directamente la estabilidad global, pero resultó relevante a nivel local, especialmente en condiciones de bajo amortiguamiento.

Durante el análisis modal efectuado, los modos de oscilación obtenidos fueron clasificados según su frecuencia de amortiguamiento en [Hz]. Con base en este criterio, los modos fueron agrupados en cuatro clases: modos de control, inter-área, locales y de alta frecuencia, en función del rango de frecuencia en el que se encontraban.

3.1. Modos de Control

Los modos que presentaron frecuencias de amortiguamiento muy bajas, típicamente entre 0.01 a 0.13 [Hz] fueron clasificados como modos de control, estos se visualizan en la tabla # 2. Estos modos estuvieron asociados principalmente a la dinámica interna de controladores automáticos, tales como gobernadores o sistemas de regulación secundarios, y su impacto fue predominantemente local y de bajo alcance.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00037	0	0.0396	0.0063	0
00049	0	0.0425	0.0068	0
00053	0	0.0231	0.0037	0
00071	0	0.0032	0.0005	0
00073	-0.0000137	0.0016	0.0003	0.86
00079	-0.0011	0.0283	0.0045	3.86
00087	-0.0046	0.2102	0.0335	2.19
00091	-0.0055	0.2059	0.0328	2.69

Tabla 2. Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos de control.

3.2. Modos Inter-área

Los modos que presentaron frecuencias de amortiguamiento entre 0.13 a 0.7 [Hz] fueron clasificados como modos inter-área. Todos los modos de oscilación presentados en la siguiente tabla están asociados a generadores pertenecientes al Sistema Nacional Interconectado de Colombia.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00015	0.1862	4.1571	0.6616	-4.48
00019	0.1724	4.2061	0.6694	-4.10
00031	0	2.2918	0.3647	0
00035	0	1	0.1592	0

Tabla 3 Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos inter-area.

Estos modos al ser clasificados como inter-áreas tuvieron mayor influencia con respecto a la estabilidad del SNI colombiano. Además, se relacionaron con amortiguamientos negativos (ζ) y parte real positivas (σ).

Algunos de los generadores que contribuyeron a los modos identificados fueron determinados, mientras que otros no pudieron ser asociados con precisión debido a la falta de información detallada del Sistema Nacional Interconectado de Colombia. Cabe señalar que dicho sistema fue utilizado únicamente como complemento para el análisis del SNI de Ecuador. Los resultados se presentaron en la tabla que se muestra a continuación.

Parámetros de controlabilidad				
Modo	Central	Magnitud	Angulo (deg)	Magnitud con signo
00015	Termonorte U6	0.2063	-171.0576	-0.2038
	Termonorte U7	1	0	1
	Termonorte U8	0.7968	177.6932	-0.7962
00019	Termonorte U1	0.0990	-155.7007	-0.0902
	Termonorte U2	0.2388	134.4177	-0.1671
	Termonorte U3	0.3503	-139.6933	-0.2671
	Termonorte U4	0.4852	168.4962	-0.4755
	Termonorte U5	1	0	1
00031
00035

Tabla 4. Análisis de controlabilidad con respecto a los modos de clase inter-area.

Esto representaban oscilaciones donde todo el sistema se divide en dos grandes grupos de áreas donde los generadores identificados en la tabla # 4 estuvieron oscilando entre sí para aquellos modos entre 0.13 [Hz] a 0.3 [Hz]. Por otro lado, para aquellos modos entre 0.4 [Hz] a 0.7 [Hz] se dividió todo el sistema de potencia en subgrupos de generadores oscilando uno en contra del otro.

3.3. Modos Locales

Los modos con frecuencias de amortiguamiento entre 0.7 [Hz] a 2.3 [Hz] fueron clasificados como modos locales y se relacionaron con generadores tanto de Colombia como de Ecuador.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00005	16.4387	11.9893	1.9082	-80.79
00013	0.3676	5.0507	0.8038	-7.26
00029	0.0469	4.6036	0.7327	-1.02
00033	0	4.6596	0.7416	0

Tabla 5. Información descriptiva sobre los modos clasificados como modos locales.

Se observó en la tabla # 5 que los presentes modos tuvieron relación de amortiguamiento (ζ) negativos. Es decir, que las oscilaciones en lugar de amortiguarse y tener una amplitud decreciente tuvieron un aumento en su amplitud y ello representó un problema local a la estabilidad del sistema si dicha oscilación se mantuviera en el tiempo y no se mitiga adecuadamente los efectos que dicho modo pudo causar. Cabe mencionar que el modo 00033 al tener una amplitud constante en su respuesta oscilatoria $\sigma = 0$ debió ser monitoreada debido a que pudo representar un riesgo a la estabilidad local del sistema.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00127	-0.0540	5.0134	0.7979	1.08
00181	-0.1441	4.9942	0.7949	2.88
00199	-0.2259	13.6417	2.1711	1.66
00231	-0.3227	7.7933	1.2403	4.14
00265	-0.3676	9.7925	1.5585	3.75
00281	-0.4184	9.1789	1.4609	4.55

Tabla 6. Información general de los modos problemáticos del sistema eléctrico ecuatoriano y colombiano.

Por otro lado, en la tabla # 6 se evidencia la existencia de modos con relación de amortiguamiento positivo pero inferior al 5% establecido. Por ello, formaron parte de este análisis. A su vez, también son modos locales con generadores que son tanto del Sistema Nacional Interconectado de Colombia como de Ecuador.

El modo 00265 y 00199 se relacionaron con generadores presentes en el SNI de Ecuador, esto se detalla más adelante. Mientras que los modos restantes se encontraron en el Sistema Nacional Interconectado Colombiano, de los cuales fue posible identificar los siguientes generadores que contribuyeron a dichos modos.

Parámetros de controlabilidad				
Modo	Central	Magnitud	Angulo (deg)	Magnitud con signo
00231	Guatape 1	1	0	1
	Guatape 2	0.9999	177.1328	-0.9986
00281	Guatape 3	0.0637	5.0935	0.0635
	Guatape 4	0.0625	-178.4949	-0.0625

Tabla 7. Análisis de controlabilidad de los modos del sistema colombiano

Sin embargo, estos modos no representaron problemas a la estabilidad local del sistema a pesar de tener una relación de amortiguamiento inferior al 5%, aun considerándolo como un amortiguamiento lento tuvo una respuesta amortiguada al tener una parte real negativa asociada a su valor propio.

El modo 00199, caracterizado por su autovalor $-0.226 \pm j13.642$, presentó una parte real negativa ($\sigma = -0.226$), lo que indica que se trató de un modo con amplitud decreciente y estable. No obstante, al tratarse de un valor muy próximo a cero, refleja un margen de estabilidad reducido. El principal motivo por el cual este modo resulta relevante en el análisis es su baja relación de amortiguamiento, con un valor de $\zeta=0.0165$ (1.65%). Este nivel de amortiguamiento implica que, aunque el modo es estable, la disipación de la oscilación fue lenta, lo que pudo volverse problemático ante perturbaciones prolongadas o repetitivas. Cabe mencionar que todos los generadores que contribuyen a la oscilación del modo 00199 presentados en la siguiente tabla formaron parte del SNI de Ecuador.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00199	-0.2259	13.6417	2.1711	1.66

Tabla 8. Información descriptiva sobre el modo 00199.

Parámetros de controlabilidad							
Modo	Zona	Central	Nombre de Elemento	Unidad	Magnitud	Angulo (deg)	Magnitud con signo
00199	Salitral	Gonzalo Zevallos a vapor	G_TTVA_GZEV	TV2	0.0455	-77.3199	0.0099
		Aníbal Tinajero	G_TTGA_ATIN	AT1	0.0144	-155.233	-0.0131
		Enrique Garcia a gas	G_TTGA_EGAR	TG5	0.0840	-64.9692	0.0355
	Pascuales-Trinitaria	Murat Bey	G_TMCI_KPSM	U1_U7	0.0284	136.7623	-0.0207
		Emret Bey	G_TMCI_KPSE	U1	0.0756	127.1770	-0.0457
			G_TMCI_KPSE	U2	0.0756	127.1770	-0.0457
			G_TMCI_KPSE	U3	0.0756	127.1770	-0.0457
			G_TMCI_KPSE	U4	0.0227	136.7332	-0.0165
	Molino-Milagro	Macas	G_TTGA_MAC1	U1	0.0112	- 173.7727	-0.0112
		Sopladora	G_HEMB_SOPL	U1	0.0110	1.6811	0.0110
			G_HEMB_SOPL	U2	0.0110	1.6811	0.0110
			G_HEMB_SOPL	U3	0.0110	1.6811	0.0110
		Minas de San Francisco	G_HEMB_MISF	U1	0.0145	-20.6723	0.0136
			G_HEMB_MISF	U2	0.0145	-20.6723	0.0136
			G_HEMB_MISF	U3	0.0145	-20.6723	0.0136

Tabla 9. Resultado detallado del análisis de controlabilidad sobre el modo 199.

Fue necesario realizar un análisis detallado de los generadores que presentaron mayor participación modal en la excitación de este modo de oscilación, con el fin de identificar posibles puntos de intervención en el sistema. Esto permitió evaluar la factibilidad de aplicar estrategias de mitigación, como la incorporación de estabilizadores de sistema de potencia (PSS). La tabla # 9 muestra los parámetros de controlabilidad de los generadores identificados en el modo 00199, obtenidos del análisis modal realizado.

Para ello, se planteó un análisis de controlabilidad modal, orientado a determinar qué generadores tienen mayor capacidad de influir sobre dicho modo. Por tanto, dónde resultaría más eficaz aplicar acciones de control destinadas a mejorar el amortiguamiento del sistema frente a esta oscilación específica.

A partir del análisis realizado, se observó que en el modo 00199 existieron contribuciones significativas provenientes de las zonas Pascuales-Trinitaria, Salitral y Molino-

Milagro, todas ellas pertenecientes a la red de 230 kV del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Entre estas, la zona Pascuales-Trinitaria resultó ser la más influyente sobre dicho modo.

En particular, las unidades U1, U2, U3 y U4 de la Central Térmica Emret Bey, representadas en el modelo simulado del SNI como “G_TMCI_KPSE”, presentaron un valor de controlabilidad (magnitud con signo) de aproximadamente -0.0457. Este valor indicó que dichas unidades fueron las más influyentes en la excitación del modo 00199 y, al tener un signo negativo, las convierte en los mejores candidatos para la ubicación de estabilizadores de sistema de potencia (PSS) destinados a amortiguar esta oscilación deficientemente amortiguada. Lo antes mencionado se ilustra en el diagrama de barras obtenido en Power Factory.

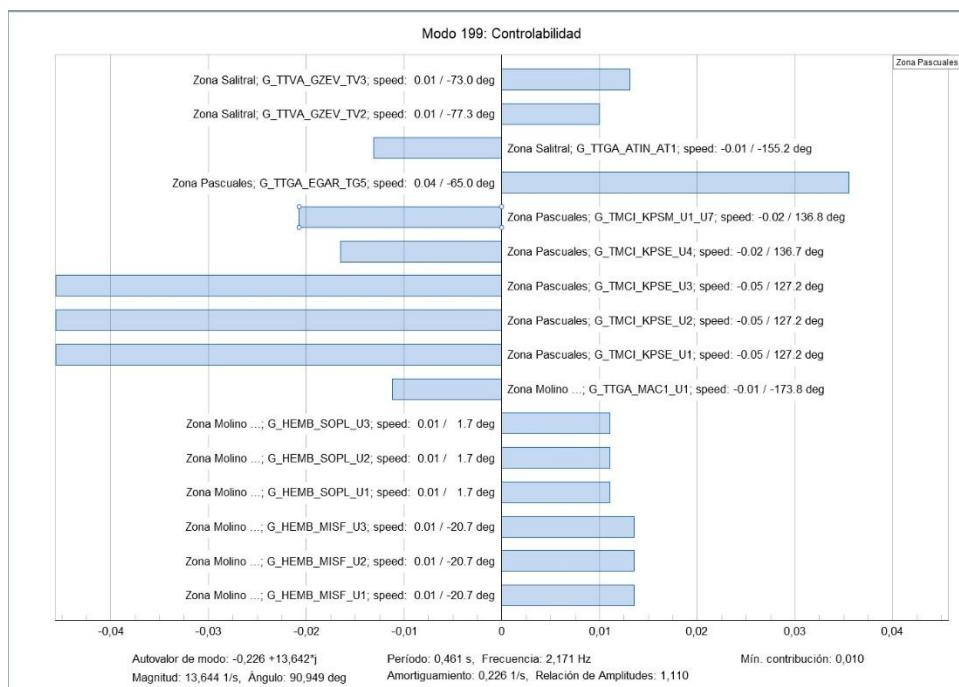


Figura 36. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 199.

Para el modo 265 se tiene un autovalor de $-0.368 \pm j9.792$, con la parte real negativa ($\sigma = -0.368$), lo que indica que este modo también es moderadamente estable y amortiguado. Las oscilaciones asociadas a este modo se amortiguaron con el tiempo. En comparación con el modo 00199, este presenta un valor más negativo ($-0.368 < -0.22587$), lo que sugiere una mejor

amplitud de la onda. En este modo, se obtiene un amortiguamiento relativo con un valor de $\zeta=0.0375$ (3.75%), el cual es significativamente mejor que el 1.65% de amortiguamiento del modo 199. A pesar de que, ese valor se encuentra en un rango marginalmente aceptable de 3 a 5%, está en el extremo inferior del rango, lo que significa que posee muy poco margen de seguridad y tiene una baja robustez dinámica en lo que respecta a este modo particular.

00265	Santo Domingo-Quevedo		G_HEMB_CESM	U1	0.0209	-156.6680	-0.0191
	Babas		G_HEMB_BABA	U1	0.0421	149.4341	-0.0362
	Santa Rosa-Totoras	Allurquin	G_HEMB_ALLU	U1	0.0148	-131.7308	-0.0099

Tabla 10. Resultado detallado del análisis de controlabilidad sobre el modo 265.

En la frecuencia de amortiguamiento, se tiene una oscilación de 1.559 Hz, cuya frecuencia se encuentra dentro del rango típico de oscilaciones electromecánicas 0.7 a 2.3 Hz, siendo más baja que la del modo 199 (2.17 Hz).

Para este modo en particular sus parámetros de controlabilidad considerando aquellos generadores con una mínima contribución del 1% y la señal de velocidad del rotor para determinar los elementos más influyentes. Resultó específicamente las centrales de generación tales como BABA y su unidad “G_HEMB_BABA_U1” y la central de generación a vapor de Esmeraldas y su unidad generadora “G_TTVA_CESM_U1”, ambos situados en la zona Santo Domingo-Quevedo, y la generadora de paso de Alluriquín y su unidad “G_HPAS_ALLU_U1”, ubicada en la zona Santa Rosa-Totora. Puesto que la generadora “G_HEMB_BABA_U1” tuvo una mayor contribución en el modo 00265 como se visualiza en la figura lo convirtió como principal candidato para estrategias de mitigación del modo de oscilación estudiado.

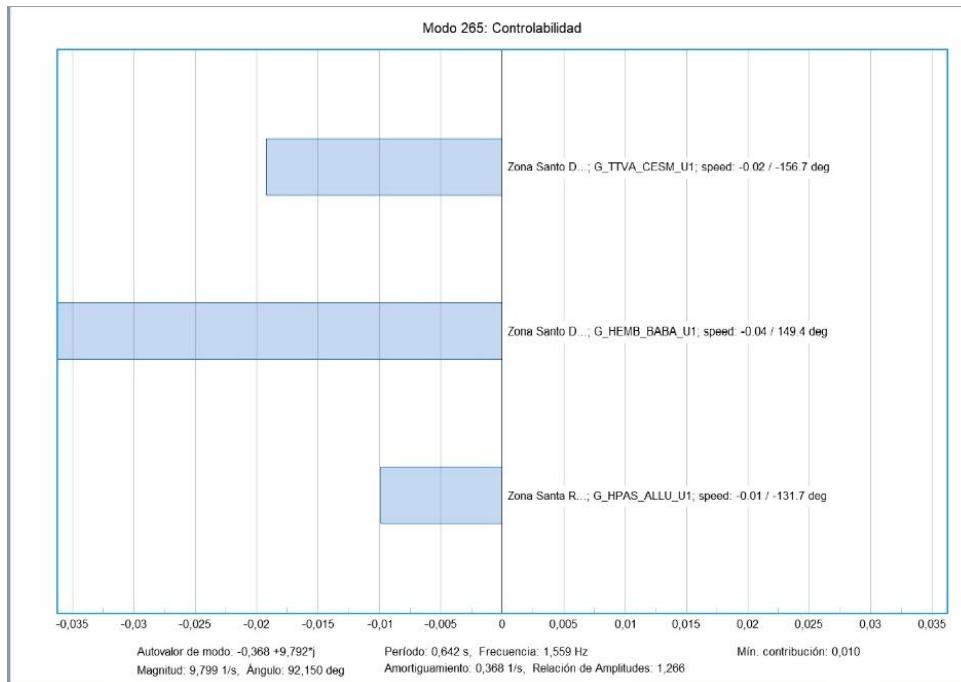


Figura 37. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 265.

A manera de comparación entre ambos modos analizados, el modo 00199 tenía un amortiguamiento relativo significativamente inferior (1.65%) y estaba más relacionado con los generadores de la zona Pascuales, mientras que el modo 265 tiene un mejor amortiguamiento y está más relacionado con los generadores de las zonas Santo Domingo y Santa Rosa. Esto muestra como diferentes modos oscilatorios pueden involucrar a diferentes partes del sistema y tener diferentes niveles de amortiguamiento.

3.4. Modos de Alta Frecuencia

Dentro del análisis modal efectuado, se identificaron modos con frecuencias superiores a 2.3 Hz, los cuales se clasificaron como modos de alta frecuencia descritos en la tabla # 11.

Modo	Parte real σ (1/s)	Parte imaginaria ω (rad/s)	Frecuencia f (Hz)	Amortiguamiento ζ (%)
00285	-0.4265	48.7928	7.7656	0.87
00463	-0.8856	29.6576	4.7202	2.98

Tabla 11. Tabla de resultados del análisis de controlabilidad con respecto al modo 265 y 465.

El modo 00285 presentó un autovalor de $-0.426 \pm j48.793$, correspondiente a una frecuencia de 7.766 Hz y una relación de amortiguamiento de 0.87 %, lo que indica que, aunque es estable, la disipación de la oscilación es muy lenta, pudiendo provocar esfuerzos internos considerables en los ejes de los generadores si el fenómeno persiste.

Este modo estuvo dominado por las unidades U1 y U2 de la central hidroeléctrica “Ambi” ubicada en la zona Santa Rosa-Totora. La participación modal muestra que ambas unidades oscilaron en contrafase, con valores prácticamente simétricos de controlabilidad ($\approx \pm 1.0$).

Parámetros de controlabilidad					
Modo	Central	Unidad	Magnitud	Angulo (deg)	Magnitud con signo
00285	G_HPAS_AMBI	U1	1	0	1
	G_HPAS_AMBI	U2	0.9888	180	-0.9888

Tabla 12. Tabla de resultados del análisis de controlabilidad con respecto al modo 285.

Esto implica que cuando U1 incrementa su velocidad angular o adelanta su ángulo de rotor, U2 responde reduciendo su velocidad o atrasando su ángulo en la misma proporción, como si ambas estuvieran forzando en sentidos opuestos dentro de la misma central. Este comportamiento ocurrió entre máquinas sincronizadas en un mismo nodo. Aunque las oscilaciones se cancelan parcialmente y no se manifiestan a nivel del sistema interconectado, sí representan un riesgo local, pues pueden generar esfuerzos mecánicos significativos en los ejes de los generadores.

Por ello, cualquier medida de mitigación debe aplicarse de manera conjunta, considerando ajustes en los sistemas de control y estabilización de las dos unidades.

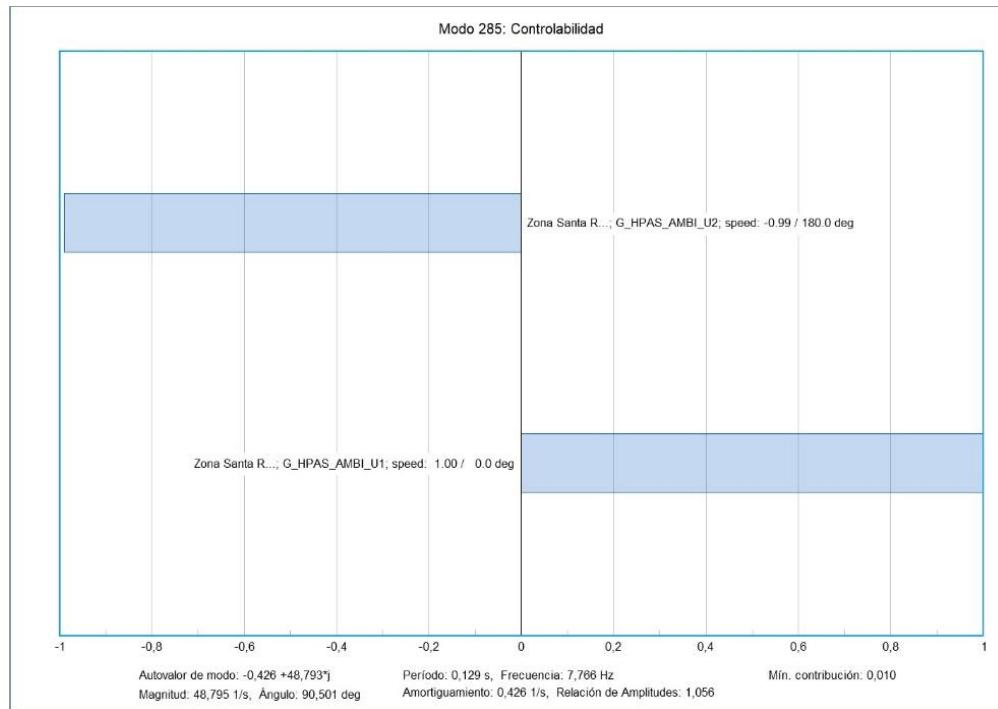


Figura 38. Resultado del análisis de controlabilidad con respecto al modo 285.

De manera análoga, el modo 00463 fue clasificado como un modo de alta frecuencia, con dinámica asociada a unidades específicas de una misma central. Al igual que el modo 285, presentó un carácter altamente localizado con participación concentrada, aunque con un amortiguamiento de 2.98 %, superior al del modo 285 pero todavía por debajo del umbral del 5 % considerado aceptable, lo que justifica la necesidad de un monitoreo continuo. Es importante señalar que, en este caso, no se contó con el diagrama de barras de controlabilidad debido a limitaciones técnicas inherentes al modelado disponible en PowerFactory.

Capítulo 4

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1. Conclusiones

El análisis de modos oscilatorios de pequeña señal en tiempo real, realizado mediante la automatización de procesos, constituyó un desarrollo exhaustivo y de alta complejidad, dado que abarcó la totalidad del SNI del Ecuador. Este enfoque no solo requirió herramientas avanzadas de simulación, sino también un conocimiento teórico sólido en estabilidad de pequeña señal lo que permitió llegar a las siguientes conclusiones:

- El análisis modal permitió al CENACE identificar de manera automatizada los generadores con mayor contribución negativa a los modos de oscilación, optimizando el tiempo de maniobras y decisiones en tiempo real. Como acción prioritaria, se recomienda un monitoreo semanal de las centrales ecuatorianas involucradas y la calibración o implementación de PSS en las unidades de generación críticas para garantizar el adecuado amortiguamiento del sistema. Los modos inter-área se atribuyeron principalmente a la Central Térmica Termonorte en Colombia, en particular a las unidades 4 y 5, lo que evidencia la necesidad de coordinación binacional para su mitigación. En cuanto a los modos locales, se identificaron en la Unidad 2 de Guatapé (sin impacto directo sobre el SNI ecuatoriano) y en las centrales Emret Bey y Baba U1, que sí representan riesgo y demandan monitoreo constante. Finalmente, el modo de alta frecuencia en la Hidroeléctrica Ambi, con sus unidades oscilando en contrafase, mostró un riesgo localizado que, aunque no afecta al sistema completo, puede generar esfuerzos mecánicos internos significativos.
- El desarrollo de una metodología para integrar datos de generación y carga en tiempo real al modelo del SNI en PowerFactory fortaleció la capacidad del CENACE para evaluar la estabilidad oscilatoria de manera confiable y coherente con la operación real, facilitando así la toma de decisiones ante contingencias. Una debilidad identificada fue que el tiempo de procesamiento de resultados alcanzó aproximadamente 35 minutos, cuando lo óptimo sería

cercano a 2 minutos, debido al alto volumen de información al considerar simultáneamente el sistema ecuatoriano y el colombiano, además de las limitaciones del hardware disponible en el centro de control. No obstante, a diferencia de estudios previos basados únicamente en registros históricos o modelos off-line, este trabajo combinó datos en tiempo real con simulaciones dinámicas, aportando mayor fidelidad y aplicabilidad práctica.

- La implementación del procedimiento automatizado en PowerFactory, mediante subrutinas desarrolladas en lenguaje DPL, representó un avance significativo al validar un código aplicable a cualquier sistema de potencia, independientemente de su configuración. Esto es posible porque las subrutinas permiten que, para la ejecución del análisis modal, únicamente se consideren los elementos de carga y generación síncrona, dejando fuera del estudio aquellos componentes que no inciden en la dinámica oscilatoria. De esta manera, se asegura su aplicabilidad tanto en el SNI como en sistemas interconectados de mayor escala, con resultados consistentes y eficientes.
- La identificación de los generadores con mayor contribución en los modos de oscilación fue posible gracias al análisis de controlabilidad proporcionados por PowerFactory, complementados con diagramas de barras y la evaluación de la frecuencia y la relación de amortiguamiento. Entre las fortalezas de este proceso se destaca la capacidad de focalizar el monitoreo y las acciones de mitigación en las unidades que efectivamente inciden en la estabilidad dinámica del sistema, evitando intervenciones generales poco eficientes. Como debilidad, se identificó que algunos generadores no pudieron asociarse a un modo específico debido a que no estaban relacionados con la variable de estado seleccionada, la velocidad del rotor, lo que limitó su análisis. A pesar de ello, el procedimiento constituye un aporte metodológico sólido y aplicable a futuros estudios de estabilidad oscilatoria.

4.2. Recomendaciones

Los resultados de este trabajo aportan al análisis de estabilidad del SNI, pero aún existen aspectos que no se abordaron por limitaciones de factibilidad. Por ello, se plantean a continuación recomendaciones orientadas a mejorar la eficiencia, ampliar el alcance y fortalecer la aplicabilidad de la metodología en futuros estudios.

- Se recomienda el desarrollo de herramientas más avanzadas que permitan determinar de manera instantánea los modos de oscilación y sus generadores contribuyentes, con actualizaciones automáticas cada 2 o 3 minutos. De esta forma, se fortalecería de manera significativa la capacidad de respuesta operativa del sistema, garantizando un monitoreo continuo y confiable con datos en tiempo real.
- Para reducir el tiempo de ejecución y la obtención de resultados, se recomienda desarrollar modelos del SNI de Ecuador que integren un sistema equivalente de Colombia. Esta simplificación permitiría disminuir el tiempo de procesamiento de aproximadamente 35 minutos a valores cercanos a los 2 minutos, lo cual constituye el escenario ideal para análisis en tiempo real. Además, este enfoque mitigaría las limitaciones de hardware de las estaciones de trabajo empleadas en el centro de control, optimizando el uso de recursos computacionales y una mayor eficiencia en la operación.
- Dado que las subrutinas implementadas en PowerFactory son aplicables a cualquier sistema de potencia, se recomienda extender este trabajo hacia el desarrollo de versiones compatibles con otros softwares especializados, como Matlab o ETAP. Esto abriría nuevas posibilidades de validación, comparación de resultados y generación de herramientas interoperables para sistemas interconectados a nivel regional.

Referencias

- [1] E. Sustentable, “¿Cómo se constituye un sistema eléctrico de potencia?,” *Eléctrica Sustentable*, 04-sep-2024. <https://electricasustentable.com/index.php/2024/09/04/como-se-constituye-un-sistema-electrico-de-potencia/>
- [2] CESI Energy, “Sistemas eléctricos de potencia (SEP): Definición y partes,” *CESI Energy*, 7-nov-2022. <https://cesienergy.com/sistemas-electricos-de-potencia-sep-definicion-y-partes/>
- [3] F. González-Longatt, “Introducción a los sistemas de transmisión,” Academia.edu, mayo 2007.
https://www.academia.edu/22578991/Introduction_a_los_Sistemas_de_Transmission
- [4] F. Calero, “El sector eléctrico de Ecuador es controlado por varias entidades: Cenace, Celec y CNEL, ¿qué hace cada una de ellas?,” *KCH Comunicación*, 5-oct-2024. <https://kchcomunicacion.com/2024/10/05/el-sector-electrico-de-ecuador-es-controlado-por-variantes-entidades-cenace-celec-y-cnel-que-hace-cada-una-de-ellas/>
- [5] CENACE, “Sistema de Gestión de Calidad,” *Operador Nacional de Electricidad*, 5-oct-2024. <https://www.cenace.gob.ec/sistema-de-gestion-de-calidad/>
- [6] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control. John Wiley & Sons, 1996.
- [7] P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.
- [8] O. S. Romano, “Small-signal modelling and stability analysis of a traditional generation unit and a virtual synchronous machine in grid-connected operation,” MSc Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2015. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2368222>

- [9] IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, "Definition and classification of power system stability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, May 2004.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675>
- [10] "Estabilidad y dinámica de los sistemas de potencia (1^a PARTE)," *TODOPRODUCTIVIDAD*, 17-feb-2013.
<https://todoproducitivity.blogspot.com/2013/02/estabilidad-y-dinamica-de-los-sistemas.html>
- [11] F. H. Núñez-Ramírez, *Estudio Simplificado de Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1.^a ed., Santo Domingo, República Dominicana: 2019.
<https://es.scribd.com/document/451577089/Estudio-Simplificado-de-Estabilidad-en-Sistemas-Electricos-de-Potencia-pdf>
- [12] Lin, D. (2015). Methods for analyzing power system small signal stability. Memorial University of Newfoundland. <https://research.library.mun.ca/8310/>
- [13] D. A. Sánchez Salazar, Análisis y planteamiento de estudios eléctricos en estado estable y estado dinámico para la fijación de parámetros necesarios en la implementación de un código de red para el sistema eléctrico ecuatoriano, 2017.
<https://1library.co/document/zx58lmdq-analisis-planteamiento-electricos-parametros-necesarios-implementacion-electrico-ecuatoriano.html>
- [14] S. G. P. Al-Saif, J. V. Milanović, y A. J. R. J. Al-Saif, "A review of modern energy management systems for smart grids," in Proceedings of the 2017 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), Dresden, Germany, 2017, pp. 248-253.
- [15] 1-Evaluación de la Estabilidad Angular, Scribd.
<https://es.scribd.com/document/663537571/1-Evaluacion-de-la-Estabilidad-Angular>

- [16] P. M. Anderson y A. A. Fouad, Power System Control and Stability. IEEE Press, 2003.
- [17] "Classification of power system stability," *Top10Electrical*, 18-Apr-2014. <https://www.top10electrical.com/2014/04/classification-of-power-system-stability.html>.
- [18] Tzounas, G. (2021). Small-Signal Stability Techniques for Power System Modal Analysis, Control, and Numerical Integration. <https://arxiv.org/abs/2111.01694>
- [19] Iskakov, A. B., & Yadykin, I. B. (2019). Lyapunov modal analysis and participation factors with applications to small-signal stability of power systems. <https://arxiv.org/abs/1909.02227>
- [20] Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), "LTI, CT, Laplace, H(s), Estabilidad del Sistema," *Blog ESPOL* - *TELG1001*, 11-may-2021. <https://blog.espol.edu.ec/telg1001/lti-ct-laplace-hs-estabilidad-del-sistema/>
- [21] H. Flores y H. Arcos, "Estudio de estabilidad de pequeña señal aplicando el método de análisis modal," *Revista Técnica del CENACE*, no. 3, 2013. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec>
- [22] CENACE, "Identificación modal en tiempo real: Implementación de la aplicación WAProtector en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador," *Revista Energía CENACE*, no. 6, 2016. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec>
- [23] CENACE, "Análisis de eventos de estabilidad de pequeña señal mediante herramientas WAMS: Caso Quevedo – San Gregorio," *Revista Energía CENACE*, no. 5, 2015. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec>
- [24] CENACE, "Desarrollo de herramientas WAMS y PMU para la operación del SNI," *Memoria Técnica del CENACE*, 2017. <https://revistaenergia.cenace.gob.ec>

- [25] J. Pérez, "Informe semanal de estabilidad oscilatoria para el período: 04 – 10 agosto", CENACE, agosto 2023.
- [26] Gallardo C.; Andagoya D, "Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica.", Revista EPN, vol. 33, no. 3, enero 2014.
- [27] Franklin, G. F., Powell, J. D., & Emami-Naeini, A. (2014). Feedback Control of Dynamic Systems (7th ed.). Pearson. (Capítulo 1, "Introduction to Dynamic Systems").
- [28] Khalil, H. K. (2002). Nonlinear Systems (3rd ed.). Prentice Hall. (Capítulo 3, "Local Stability of Equilibrium Points").
- [29] Revista Ingeniería, Investigación y Tecnología. (2001). "Planteamiento sistemático de las ecuaciones de estado de un sistema físico. Forma matricial y su solución". Universidad Nacional Autónoma de México.
- [30] Ogata, K. (2010). Modern Control Engineering (5th ed.). Pearson. (Capítulo 3, "Análisis de la respuesta transitoria y de estado estable").
- [31] Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). Power System Control and Stability. IEEE Press. (Capítulo 5, "Excitation Systems and PSS").

Anexos

Modelado de las zonas operativa principales del SIN en Power Factory

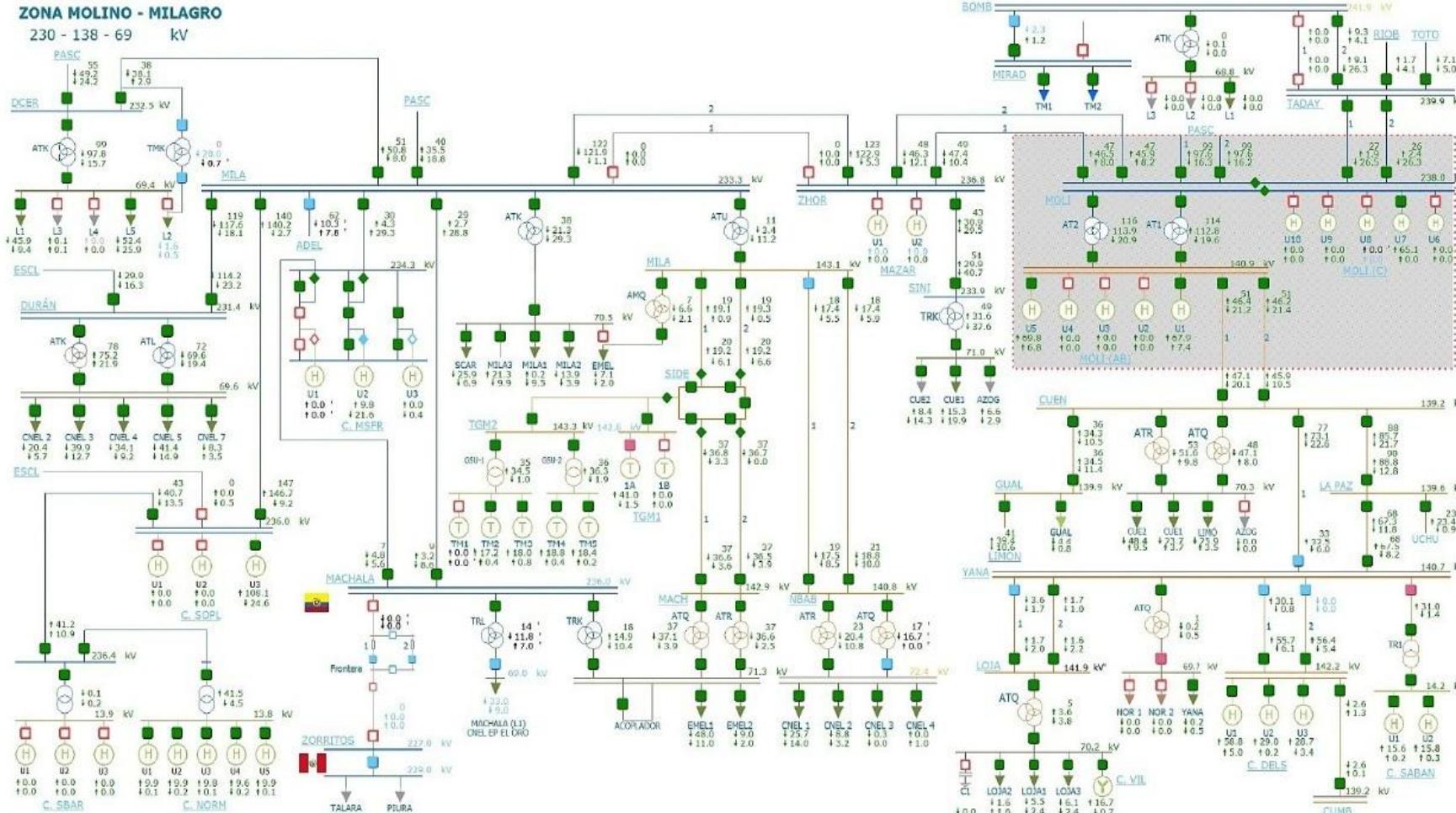


Figura 39. Topología de la zona operativa Molino-Milagro en tiempo real desde el EMS.

ZONA PASCUALES TRINITARIA
230 - 138 - 69 kV

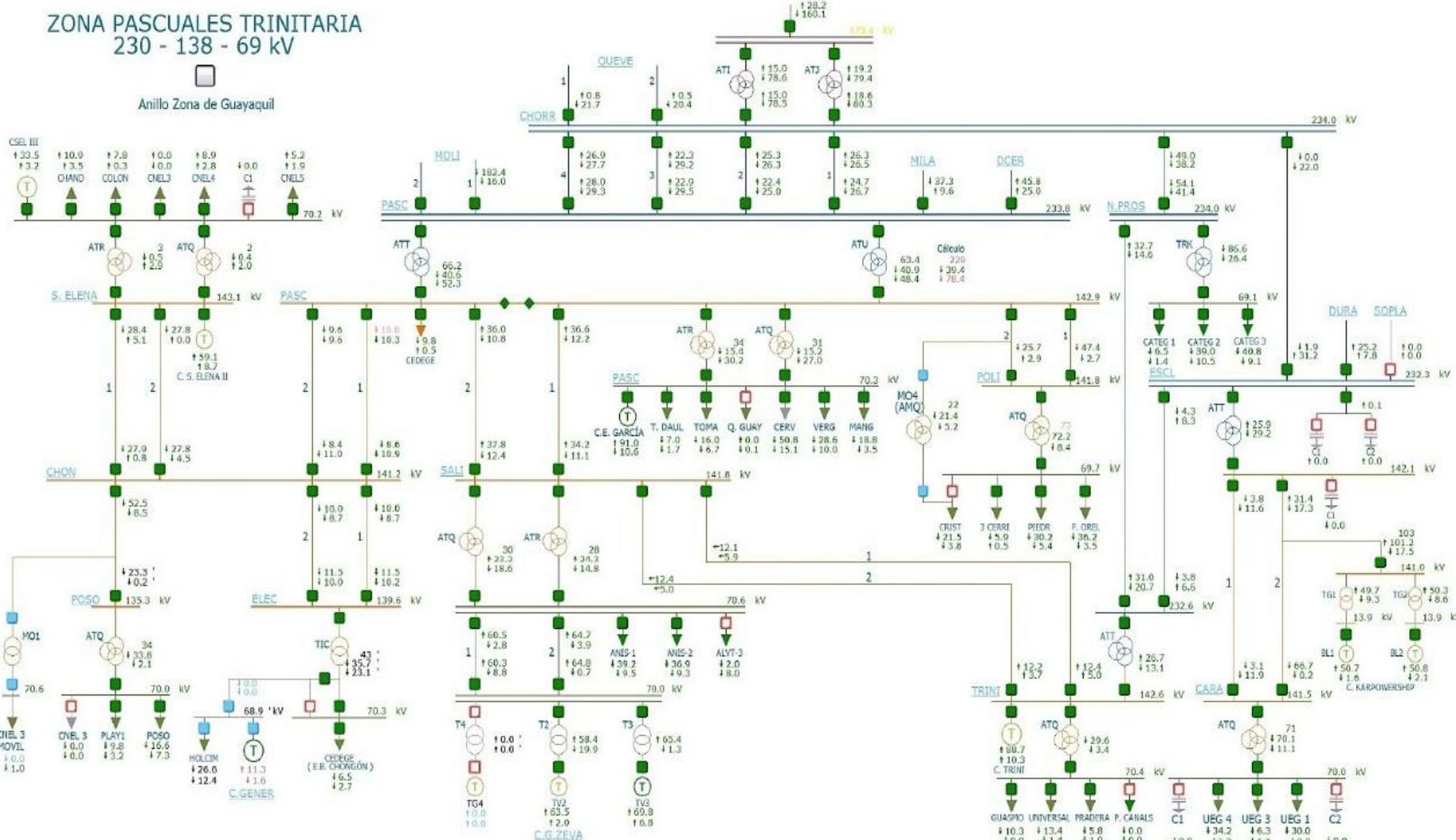


Figura 40. Topología de la zona operativa Pascuales-Trinitaria en tiempo real desde el EMS.

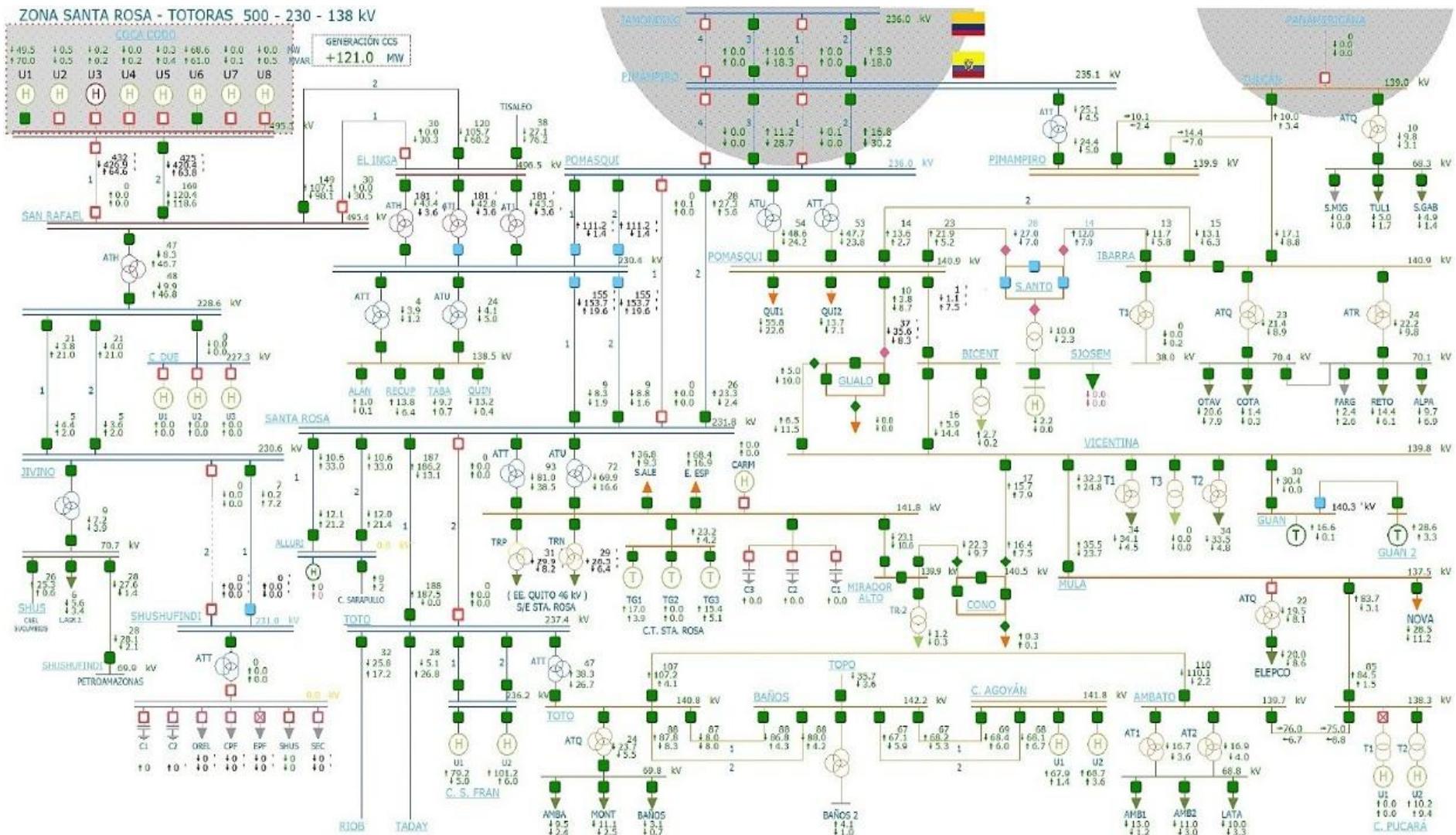


Figura 41. Topología de la zona operativa Santa Rosa-Totoras en tiempo real desde el EMS.

Factor de participación de la EEQ, Zona Sur y Sucumbíos

C_EEQ1_Barrionuevo	C_EEQ1_Cotocolla	C_EEQ1_Cristiania	C_EEQ1_Epidachima	C_EEQ1_EugenioEsp	C_EEQ1_Inquito	C_EEQ1_Pomasqu	C_EEQ1_RiocolcaSE	C_EEQ1_Sangolq	C_EEQ1_SantaRo	C_EEQ1_Tumbaco	C_EEQ2_Barrionu	C_EEQ2_Cotocoll	C_EEQ2_Cristian	C_EEQ2_Epidac	C_EEQ2_Eugenio	C_EEQ2_Inquito(SE)	C_EEQ2_Pomasqu(SE)	
16.794	29.795	20.586	13.002	11.376	0.542	13.002	16.794	16.794	14.085	17.335	8.668	24.378	20.586	12.460	3.250	0.542	24.92	
3.311	5.874	4.058	2.563	2.243	0.107	2.569	3.311	3.311	2.777	3.417	1.709	4.806	4.058	2.456	0.641	0.107	4.91	
17.12	30.37	20.98	13.25	11.60	0.55	13.25	17.12	17.12	14.36	17.67	8.83	24.85	20.98	12.70	3.31	0.55	25.4	
0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	
C_EEQBarr	C_EEQCot1	C_EEQCris	C_EEQEpic	C_EEQEEsp	C_EEQInaq	C_EEQPoma	C_EEQRoc	C_EEQSang	C_EEQSRos	C_EEQTumb	C_EEQBarr	C_EEQCot2	C_EEQCris	C_EEQEpic	C_EEQEEsp	C_EEQInaq	C_EEQPoma	
E. Centro Sur																		
C_Cuen_Arenal(SE03)	C_Cuen_Arogues1	C_Cuen_Aroguez2	C_Cuen_Caller(SE18)	C_Cuen_Centenario	C_Cuen_Descans	C_Cuen_ERCO	C_Cuen_LCordero(SE)	C_Cuen_LaTronco	C_Cuen_Lentaga(SE)	C_Cuen_Money(SE)	C_Cuen_Pindustr	C_Cuen_Petrocom	C_Cuen_Ricaut	C_Cuen_SE09	C_Cuen_SE13	C_Cuen_Turi(SE08)	C_Cuen_Los_Cerezos(SE)	
16.593	0.000	6.305	21.571	6.139	5.762	14.104	1.659	1.327	8.794	12.113	16.593	0.000	21.571	8.960	6.637	9.675	8.29	
2.873	0.000	1.092	3.735	1.063	0.998	2.442	0.287	0.280	1.523	2.098	2.873	0.000	3.735	1.552	1.149	1.675	1.43	
16.84	0.00	6.40	21.89	6.23	5.85	14.31	1.68	1.35	8.93	12.29	16.84	0.00	21.89	9.09	6.74	9.82	8.4	
0.985	0.000	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	0.000	0.985	0.985	0.985	0.985	0.985	
C_CuenAren	C_CuenArog1	C_CuenArog2	C_CuenCalle	C_CuenCent	C_CuenDesc	C_CuenERCO	C_CuenLCor	C_CuenSE09	C_CuenLent	C_CuenMona	C_CuenPind	C_CuenPetr	C_CuenRica	C_CuenSE09	C_CuenSE13	C_CuenTuri	C_CuenCer	
CNEI SUCUMBÍOS																		
Aucas	Coca	Loreto	Lagoagrio	Sacha	Shushufindi	Jivino	Celso Castellanos											
4.718	6.383	0.000	12.706	3.497	10.387	2.167	1.257											
0.17	0.23	0.00	5.60	1.17	5.58	0.72	0.55											
4.72	6.39	0.00	13.89	3.69	11.59	2.28	1.37											
0.950	0.950	0.000	0.960	0.948	0.960	0.960	0.915											
C1_EEQBarr	C_EEQCot1	C_EEQCris	C_EEQEpic	C_EEQEEsp	C_EEQInaq	C_EEQPoma	C_EEQRoc	C_EEQSang	C_EEQSRos	C_EEQTumb	C_EEQBarr	C_EEQCot2	C_EEQCris	C_EEQEpic	C_EEQEEsp	C_EEQInaq		
ev0(SE3)	C_EEQ1_Cotocolla	C_EEQ1_Cristiania	a(SE21)	Espejo(SE59)	(SE28)	SE57	SE16	ui(SE55)	a(SE37)	(SE36)	ev0(SE3)	a(SE19)	ia	im(a(SE21))	e(j(SE59))	C_EEQ2_Inquito(SE28)		
Factor	0.031	0.655	0.038	0.024	0.021	0.001	0.024	0.081	0.081	0.026	0.032	0.016	0.045	0.038	0.023	0.006	D.001	
C_Cuen_Arenal(SE03)	C_Cuen_Arogues1	C_Cuen_Aroguez2	C_Cuen_Caller(SE18)	C_Cuen_Centen	C_Cuen_Descans	C_Cuen_ERCO	C_Cuen_LCordero	C_Cuen_LaTronco	C_Cuen_Lentaga(SE)	C_Cuen_Money(SE)	C_Cuen_Pindustr	C_Cuen_Petroco	C_Cuen_Ricaut	C_Cuen_SE09	C_Cuen_SE13	C_Cuen_Turi(SE08)		
Factor	0.100	0.000	0.0680	0.130	0.097	0.085	0.085	0.010	0.008	0.059	0.073	0.100	0.000	0.000	0.13	0.054	0.040	0.05
C_CuenAren	C_CuenArog1	C_CuenArog2	C_CuenCana	C_CuenCent	C_CuenDesc	C_CuenERCO	C_CuenLCor	C_CuenSE09	C_CuenLent	C_CuenMona	C_CuenPind	C_CuenPetr	C_CuenRica	C_CuenSE09	C_CuenSE13	C_CuenTuri		
ES DE DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA DE LA E.E. QUITO PARA UN DÍA LABORABLE																		
Nombre	C_EEQ1_Barrionuevo(SE3)	C_EEQ1_Cotocolla	C_EEQ1_Cristiania	C_EEQ1_Epidachima	C_EEQ1_EugenioEspejo(SE59)	C_EEQ1_Inquito(SE28)	C_EEQ1_Pomasqu	C_EEQ1_Riocolca(SE)	C_EEQ1_Sangolq	C_EEQ1_SantaRo	C_EEQ1_Tumbaco	C_EEQ2_Barrionu	C_EEQ2_Cotocoll	C_EEQ2_Cristian	C_EEQ2_Epidac	C_EEQ2_Eugenio	C_EEQ2_Inquito(SE)	
◀	▶	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	
E.E. Quito																		
C_EEQ2_Pomasqu(SE57)	C_EEQ2_RioCoca(SE16)	C_EEQ2_Sangolq	C_EEQ2_SantaRo	C_EEQ2_Tumbaco	C_EEQ_Adela_1	C_EEQ_Aeropuert	C_EEQ_Andaluci	C_EEQ_Belisario	C_EEQ_Carolina	C_EEQ_Chiribulo(SE5	C_EEQ_Chimb	C_EEQ_DiezNu	C_EEQ_DiezVie	C_EEQ_ElDobro	C_EEQ_ElBosqu	C_EEQ_Esc_Suc	C_EEQ_Gente	C_EEQ_LaFlore
24.920	16.794	16.794	14.085	17.335	1.250	0.000	19.502	9.209	10.835	1.625	10.293	17.877	9.209	26.545	18.419	8.126	14.627	16.252
4.913	3.311	3.311	2.777	3.417	0.641	0.000	3.845	1.816	2.136	0.320	2.029	3.524	1.816	5.233	3.631	1.602	2.883	3.204
25.40	17.12	17.12	14.36	17.67	3.31	0.00	19.68	9.39	11.04	1.66	10.49	18.22	9.39	27.05	18.77	8.28	14.91	16.56
0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.000	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981
C2_EEQPoma	C2_EEQRoc	C2_EEQSang	C2_EEQSRos	C2_EEQTumb	C_EEQAdel1	C_EEQAero	C_EEQAnda	C_EEQBarque	C_EEQCaro	C_EEQChil	C_EEQChim	C_EEQDNue	C_EEQDVie	C_EEQDob	C_EEQEBos	C_EEQESuc	C_EEQGCen	C_EEQFlor

Figura 42. Factor de participación para el procesamiento de la base de datos con respecto a la demanda.

EE Quito		C_EEQ2_Tumbas	C_EEQ_AdeCol1	C_EEQ_Aeropuert	C_EEQ_Andicuci	C_EEQ_Belisario	C_EEQ_Carolina	C_EEQ_Chihbulao(SES)	C_EEQ_Chimba	C_EEQ_DiezNu	C_EEQ_Diervie	C_EEQ_ElOmero	C_EEQ_ElBosque	C_EEQ_Esc_Sur	C_EEQ_GCentro	C_EEQ_LaFlora	C_EEQ_LaMari	C_EEQ_Luzunco	C_EEQ_Mirav	C_EEQ_Nueva	C_EEQ_Olimpic	C_EEQ1
17,335	3,250	0,000	19,502	9,209	10,835	1,625	10,295	17,877	9,209	26,545	18,410	8,126	14,627	16,252	8,126	0,542	3,792	17,335	1,085			
3,417	0,641	0,000	3,845	1,816	2,136	0,320	2,079	3,524	1,816	5,233	3,631	1,602	2,883	3,204	1,602	0,107	0,748	3,417	0,214			
17,67	3,31	0,00	19,68	9,39	11,04	1,66	10,40	18,22	9,39	27,06	18,77	8,28	14,91	18,56	8,28	0,55	3,57	17,67	1,10			
0,981	0,981	0,000	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981		
C_EEQTumb	C_EEQAdel1	C_EEQAero	C_EEQArdo	C_EEQBQue	C_EEQCaro	C_EEQChil	C_EEQDnu	C_EEQDvie	C_EEGEObr	C_EEQEBos	C_EEGESuc	C_EEQGcen	C_EEOFor	C_EEQGmar	C_EEQLulu	C_EEQMira	C_EEQNcur	C_EEQQlim	C_EEQ			
0,026	0,032	0,006	0,000	0,036	0,017	0,020	0,003	0,019	0,033	0,017	0,049	0,034	0,015	0,027	0,030	0,015	0,001	0,007	0,032	0,0		
C_EEOSRus		C_EEQTumb	C_EEQAdel1	C_EEQAero	C_EEQArdo	C_EEQBQue	C_EEQCaro	C_EEQChil	C_EEQDnu	C_EEQDvie	C_EEGEObr	C_EEQEBos	C_EEQEsv	C_EEQGen	C_EEOFor	C_EEQGmar	C_EEGLulu	C_EEQMira	C_EEQNcur	C_EEQQlim	C_EEQ	
sa(SES7)	o(SES6)	38	to(SES3)	o(SES17)	Quedado(SES11)	C_EEQ_Carolina(SES24)	vlo(SES5)	call(SES4)	eva(SES3)	jb(SES10)	e(SES7)	e(15)	ref(SES8)	no(SES13)	Sto(SES12)	n(SES5)	to(SES2)	esi(SES9)	Cumbaya(SES29)	o(SES		
0,026	0,032	0,006	0,000	0,036	0,017	0,020	0,003	0,019	0,033	0,017	0,049	0,034	0,015	0,027	0,030	0,015	0,001	0,007	0,032	0,0		
C_EEQ1_Tumbaco(SES6)		C_EEQ2_Barrionuevo(SES3)	C_EEQ2_Cotocollao(SES19)	C_EEQ2_Cristiania	C_EEQ2_Epidachimal(SES23)	C_EEQ2_EugenioEspejo(SES9)	C_EEQ2_Jaquito(SES28)	C_EEQ2_Pomasquillo(SES7)	C_EEQ2_Sangoliquito(SES5)	C_EEQ												
CI_EEQTumb	C2_EEQBarr	C_EEQCo1	C_EEQCot2	C_EEQDris	C_EEQEpic	C_EEQEEsp	C_EEQIneq	C_EEQPoma	C_EEQSang													
0,03	0,99	0,02	0,97	0,03	1,00	0,02	0,95	0,03	1,00													
1,00		0,00		0,00		1,00		1,00														
0,02	1,00	0,01	0,93	0,02	0,99	0,04	1,00	0,05	1,00													
1,00		0,00		0,00		1,00		0,00														
0,03	0,96	0,01	0,92	0,03	0,98	0,03	0,95	0,03	0,99													
1,00		0,00		1,00		0,00		0,00														
Prosperina		31,93	7,98	32,915	0,970																	
Sur		19,40	3,07	19,641	0,988																	
Santo Domingo 1		40,00	13,00	42,059	0,951																	
Santo Domingo 2		55,00	19,00	58,189	0,945																	
Tena		5,14	1,45	5,340	0,963																	
Tena Norte		4,48	1,61	4,762	0,941																	
Ambato		13,69	2,81	13,979	0,980																	
Baños		10,59	1,88	10,752	0,985																	
Montalvo		19,23	1,77	19,308	0,996																	
Guasmo		17,74	2,97	17,991	0,986																	
Padre Canals		0,00	0,00	0,000	0,000																	
Pradera		19,55	1,07	19,582	0,998																	
Universal		23,56	8,79	25,148	0,997																	
San Gabriel		5,08	1,76	5,334	0,960																	
San Miguel de Carchi		0,00	0,00	0,000	0,000																	
Tulcan 1		4,46	1,83	5,190	0,998																	
Tulcan 2		1,00	1,00	1,00	0,999																	
Alangasi		4,76	-1,40	4,962	0,960																	
Tababela		0,00	0,00	0,000	0,000																	
T1 Vicentina		47,61	13,97	49,617	0,960																	
T2 Vicentina		47,00	19,80																			
Eugenio Espejo		89,08	13,08																			
Selva Alegre		54,73	5,26																			
TRN		34,41	9,22																			
TRP		35,67	9,27																			
Quito 1		77,67	18,52																			
Quito 2		28,66	7,60																			
Sacha		0,00	-0,60																			
Demandas E.E. Centro Sur		Total	126,50	16,06																		
Cuenca 1		22,18	3,00	FT Cuenca																		
Cuenca 2 C		17,91	0,02	63,95	12,52																	
Cuenca 2 G		0,00	0,00	FT Sinincay																		
Cuenca 1		18,51	6,39	42,10	12,56																	
Cuenca 2 C		23,92	4,56																			
Cuenca 2 G		0,00	0,00																			
Azogues C		0,00	0,00																			
Azogues G		-0,55	1,20																			
EERSA 1		2,56	0,59	2,629	0,974																	
EERSA 2		5,74	0,81	5,799	0,990																	
Maná		8,08	2,78	8,545	0,946	1																
Baños 1		0,0262	0,002625	0,004	0,707	1																
Baños 2		10,27	0,63	10,293	0,998	0,998154232																
San Antonio		10,34	3,55	10,937	0,946	1																
Guale 1		22,55	5,00	22,880	0,976																	
Quincha		14,42	5,60	15,467	0,932																	
Movil Dos Cerros		21,99	5,63	22,698	0,969																	
Adelca Milagro		4,41	2,82	5,233	0,843	1																
Santo Domingo 3		5,87	0,20	5,877	0,999																	
EEQ Santo Domingo		-0,87	1,54	1,763	-0,492																	
Lago Agrio 1 (SEIP)		15,82	2,52	16,021	0,988																	
Yanacocha		3,59	0,64	3,642	0,984	7,774	0,786															
Norte 1		0,00	0,00	0,000	0,000																	
Norte 2		0,00	0,00	0,000	0,000																	
Zorochota		3,56	0,64	3,642	0,984																	
Zorritos		1,79	0,67	1,916	0,936																	
Loreto		47,14	13,94	49,160	0,959	Generación	P [MW]	0,80000032	-2,9667E-05	Yanacocha	Carga	P [MW]	4,39	0,64	4,432	0,990						
Cine 2 S/E Duran		3,59	0,64	3,642	0,984	Carlos Mora																

Figura 43. Procesamiento de la base datos con respecto a demanda y generación.

		0 Min,1 Med,2 Max 0 Laborable,1No Laborable														
Q[MVAR]	P[MW]	Demanda E.E. Quito		C_EEQ1_Barrionuevo	C_EEQ1_Cotocolla	C_EEQ1_Cristiania	C_EEQ1_Epidachima	C_EEQ1_EugenioEspejo	C_EEQ1_Inquito	C_EEQ1_Pomasqu	C_EEQ1_RioCoca(SE)	C_EEQ1_Sangolqu	C_EEQ1_SantaRosa	C_EEQ1_Tumbaco		
		MW	MVar	MVA	cos	C1_EEQBarr	C_EEQCot1	C1_EEQCris	C1_EEQEpic	C1_EEQEEsp	C1_EEQInaq	C1_EEQPoma	C1_EEQRcocl	C1_EEOSang	C1_EEQSRos	C1_EEQTumb
7,49		541,733	106,795			16,794	29,795	20,586	13,002	11,376	0,542	13,002	16,794	16,794	14,085	17,33
9,46						3,311	5,874	4,058	2,563	2,243	0,107	2,563	3,311	3,311	2,777	3,41
0,21						17,12	30,37	20,98	13,25	11,60	0,55	13,25	17,12	17,12	14,36	17,6
-0,33						0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,981	0,98
-1,15																
0,00																
0,00																
16,06		Demanda E.E. Centro Sur		C_Cuen_Arenal(SE05)	C_Cuen_Azogues1	C_Cuen_Azogues2	C_Cuen_Cañar(SE18)	C_Cuen_Centenario(S)	C_Cuen_Descanso	C_Cuen_ERCO	C_Cuen_LCordero(SE)	C_Cuen_LaTroncal	C_Cuen_Lentag(SE)	C_Cuen_Monay(SE)		
4,17		165,930	28,734	MW	16,593	0,000	6,305	21,571	6,139	5,762	14,104	1,659	1,327	8,794	12,11	
0,95				MVar	2,873	0,000	1,092	3,735	1,063	0,998	2,442	0,287	0,230	1,523	2,09	
-3,92				MVA	16,84	0,00	6,40	21,89	6,23	5,85	14,31	1,68	1,35	8,93	12,2	
0,00				cos	0,985	0,000	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	0,985	0,98
0,00					C_CuenAren	C_CuenAzog1	C_CuenAzog2	C_CuenCaf	C_CuenCent	C_CuenDesc	C_CuenERCO	C_CuenLCor	C_CuenSE50	C_CuenLent	C_CuenMona	
2,44																
3,65																
Demanda Sucumbíos		CNEL SUCUMBÍOS														
0,00	11,101	0,399		MW	4,718	6,383	0,000	12,706	3,497	10,987	2,162	1,257				
1,37	16,6	5,6		MVar	0,17	0,23	0,00	5,60	1,17	3,68	0,72	0,55				
0,00	13,96	6,16		MVA	4,72	6,39	0,00	13,89	3,69	11,59	2,28	1,37				
				cos	0,950	0,950	0,000	0,960	0,948	0,960	0,960	0,915				
					C1_EEQBarr	C_EEQCot1	C1_EEQCris	C1_EEQEpic	C1_EEQEEsp	C1_EEQInaq	C1_EEQPoma	C1_EEQRcocl	C1_EEOSang	C1_EEQSRos		
				DEMANDA	vo(SE3)	C_EEQ1_Cotocolla	C_EEQ1_Cristiania	SE21)	spejo(SE59)	SE28)	E57)	SE16)	(SE55)	SE37)		
				Factor	0,031	0,055	0,038	0,024	0,021	0,001	0,024	0,031	0,031	0,026		
					C_Cuen_Arenal(SE	C_Cuen_Azogues1	C_Cuen_Azogues2	C_Cuen_Canar(SE18)	C_Cuen_Centena	C_Cuen_Descanso	C_Cuen_ERCO	C_Cuen_LCordero	C_Cuen_LaTroncal	C_Cuen_Lentag(SE)		
6,38	0,47	2,00	6,691	0,954	Factor	0,100	0,000	0,0380	0,130	0,037	0,035	0,085	0,010	0,008	0,05	
					C_CuenAren	C_CuenAzog1	C_CuenAzog2	C_CuenCana	C_CuenCent	C_CuenDesc	C_CuenERCO	C_CuenLCor	C_CuenSE50	C_CuenLent		
PORCENTAJES DE DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA DE LA E.E. QUITO PARA UN DÍA LABORABLE																
P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	cos	Nombre	C_EEQ1_Barrionuevo(SE3)		C_EEQ1_Cotocolla		C_EEQ1_Cristiania		C_EEQ1_Epidachima(SE21)		C_EEQ1_EugenioEspejo(SE59)			
				Foreign Key	C1_EEQBarr		C_EEQCot1		C_EEQ1_Cristiania		C_EEQ1_Epidachima(SE21)		C_EEQ1_EugenioEspejo(SE59)			
					0,01	0,99	0,04	0,98	0,03	0,98	0,03	1,00	0,04	0,98		
				Máxima	0,00		0,00		1,00		1,00		0,00			
				Media	0,02	1,00	0,04	0,94	0,03	1,00	0,03	1,00	0,03	0,94		
DEMANDA	4,39	0,64	4,432		0,02	0,93	0,04	0,97	0,03	0,93	0,03	0,96	0,03	0,96		
				Mínima	0,00		0,00		1,00		1,00		0,00		0,00	
PORCENTAJES DE DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA DE LA E.E. QUITO PARA UN DÍA LABORABLE																

Figura 44. Verificación de los factores de participación para la importación de datos al modelado de Power Factory.

Figura 45. Verificación de la toma de datos operativos desde el EMS a la base de datos para el procesamiento de valores.

Ejecución del análisis modal

Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento	Relación Amortiguam. %	Const. Tiempo Amort. s
Mode 00061	-0,	70,7106781	70,7106781	90,	11,253953952	0,0883576	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00062	-0,	-70,7106781	70,7106781	-90,	11,253953952	0,0883576	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00069	-0,	200,	200,	90,	31,83998618	0,0314159	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00070	-0,	-200,	200,	-90,	31,83998618	0,0314159	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00067	-0,	71,5364883	71,5364883	90,	11,385385732	0,0878318	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00068	-0,	-71,5364883	71,5364883	-90,	11,385385732	0,0878318	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00043	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00044	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00045	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00046	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00047	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00048	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,	nan
Mode 00051	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00052	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00055	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00056	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00057	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00058	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00059	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00060	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00063	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00064	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00065	-0,	1,	1,	90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00066	-0,	-1,	1,	-90,	0,159154943i	6,2831853	1,	0,	0,	0,000000000	nan
Mode 00049	-0,	0,0424733	0,0424733	90,	0,00759844	147,9323908	1,	0,	0,0000000	0,	0,000000000
Mode 00050	-0,	-0,0424733	0,0424733	-90,	0,00759844	147,9323908	1,	0,	0,000000000	0,	0,000000000
Mode 00053	-0,	0,0213104	0,0213104	90,	0,00681326	271,6411986	1,	0,	0,000000000	0,	0,000000000
Mode 00054	-0,	-0,0213104	0,0213104	-90,	0,00681326	271,6411986	1,	0,	0,000000000	0,	0,000000000
Mode 00071	-0,0000006	0,0016262	0,0016262	90,0125184	0,000502880	1986,9616519	1,0013735	0,013725	0,00000069	0,0218454063	1447603,0131
Mode 00072	-0,0000006	-0,0016262	0,0016262	-90,0125184	0,000502880	1986,9616519	1,0013735	0,013725	0,00000069	0,0218454063	1447603,0131
Mode 00129	-0,06453693	30,03237109	30,03237109	90,1232723	4,778421904	0,2097471	1,0136101	0,0135183	0,06459636	0,2151506853	15,480746539
Mode 00130	-0,06453693	-30,03237109	30,03237109	-90,1232723	4,778421904	0,2097471	1,0136101	0,0135183	0,06459636	0,2151506853	15,480746539
Mode 00135	-0,0668555	20,42778994	20,42778994	90,1875183	3,251183752	0,3075802	1,0207766	0,0205937	0,066655657	0,3272807068	14,957932332
Mode 00136	-0,0668555	-20,42778994	20,42778994	-90,1875183	3,251183752	0,3075802	1,0207766	0,0205937	0,066655657	0,3272807068	14,957932332
Mode 00131	-0,0665260	18,3223664	18,3223664	18,3223876	90,2084432	2,916073269	0,3426262	1,0231217	0,0228384	0,06665706	0,3638012200
Mode 00132	-0,0666570	-18,3223664	18,3223664	-18,3223876	90,2084432	2,916073269	0,3426262	1,0231217	0,0228384	0,06665706	0,3638012200
Mode 00133	-0,066570	18,3223664	18,3223664	90,2084432	2,916073269	0,3426262	1,0231217	0,0228384	0,06665706	0,3638012200	15,002159983
Mode 00134	-0,066570	-18,3223664	18,3223664	-90,2084432	2,916073269	0,3426262	1,0231217	0,0228384	0,06665706	0,3638012200	15,002159983
Mode 00165	-0,1158504	31,6783422	31,6783540	90,2094732	5,041971758	0,1982866	1,0232375	0,0229716	0,11585046	0,3656024162	8,6318170129
Mode 00166	-0,1158504	-31,6783422	31,6783540	-90,2094732	5,041971758	0,1982866	1,0232375	0,0229716	0,11585046	0,3656024162	8,6318170129
Mode 00141	-0,024025	21,9321304	21,9322655	90,2154774	3,04066969	0,2864831	1,0239112	0,0236298	0,0824825	0,3760781252	12,123779647
Mode 00142	-0,0824825	-21,9321304	21,9322655	-90,2154774	3,04066969	0,2864831	1,0239112	0,0236298	0,0824825	0,3760781252	12,123779647
Mode 00139	-0,0745952	16,1222821	16,1224545	90,3012740	7,102124080	0,1407813	1,0339505	0,0303086	0,23468096	0,5258199593	4,261104084
Mode 00140	-0,0745952	-16,1222821	16,1224545	-90,3012740	7,102124080	0,1407813	1,0339505	0,0303086	0,23468096	0,5258199593	4,261104084
Mode 00143	-0,0905543	10,1364081	10,1364232	90,2711968	3,040306630	0,1285118	1,02031950	0,02055429	0,4734557781	13,412156981	11,013090682

Figura 46. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 1).

Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento	Relación Amortiguam. %	Const. Tiempo Amort. s
Mode 00139	-0,0745592	16,1222821i	16,1224545	90,2540685	2,565940901	0,3897205	1,0294052	0,0209572	0,4624557781	13,412156981	
Mode 00140	-0,0745592	-16,1222821i	16,1224545	-90,2540685	2,565940901	0,3897205	1,0294052	0,0209572	0,4624557781	13,412156981	
Mode 00143	-0,0905542	19,1262081	19,1264224	90,2712685	0,2171658	1,0301950	1,0301950	0,0205478	0,4734512452	11,04039968	
Mode 00144	-0,0905542	-19,1262081	19,1264224	-90,2712685	0,2171658	1,0301950	1,0301950	0,0205478	0,4734512452	11,04039968	
Mode 00203	-0,2346809	44,6300177	44,6314287	90,3012740	7,102124080	0,1407813	1,0339505	0,0303086	0,23468096	0,5258199593	4,261104084
Mode 00204	-0,2346809	-44,6300177	44,6314287	-90,3012740	7,102124080	0,1407813	1,0339505	0,0303086	0,23468096	0,5258199593	4,261104084
Mode 00159	-0,1089701	20,4439864	20,4442588	90,3053942	0,3053942	1,0304576	1,0304576	0,0205766	0,10897015	0,5330110444	9,1768249089
Mode 00160	-0,1089701	-20,4439864	20,4442588	-90,3053942	0,3053942	1,0304576	1,0304576	0,0205766	0,10897015	0,5330110444	9,1768249089
Mode 00177	-0,1363684	24,3580133	24,3591950	90,3210567	3,87862553	0,2579429	1,0358012	0,031752	0,5590231747	7,3330761334	
Mode 00178	-0,1363684	-24,3580133	24,3591950	-90,3205767	3,87862553	0,2579429	1,0358012	0,031752	0,5590231747	7,3330761334	
Mode 00189	-0,1915260	30,7726268	30,7722228	90,3565991	4,897615689	0,2104809	1,0370955	0,0190109	0,19152604	0,6221788667	5,2212220096
Mode 00190	-0,1915260	-30,7726268	30,7722228	-90,3565991	4,897615689	0,2104809	1,0370955	0,0190109	0,19152604	0,6221788667	5,2212220096
Mode 00175	-0,1363679	21,6013832	21,6010136	90,3616993	3,43799623	0,2908695	1,0404624	0,0396653	0,13636799	0,6121802994	7,333098886
Mode 00176	-0,1363679	-21,6013832	21,6010136	-90,3616993	3,43799623	0,2908695	1,0404624	0,0396653	0,13636799	0,6121802994	7,333098886
Mode 00179	-0,1416167	20,1929931	20,1934964	90,4019948	3,210315667	0,3111566	1,0450705	0,0440483	0,1416167911	7,0582030731	
Mode 00180	-0,1416167	-20,1929931	20,1934964	-90,4019948	3,210315667	0,3111566	1,0450705	0,0440483	0,1416167911	7,0582030731	
Mode 00219	-0,2827448	34,1609033	34,1620734	90,4741780	5,458876531	0,1839291	1,0538310	0,0205000	0,28274486	0,3567574649	
Mode 00220	-0,2827448	-34,1609033	34,1620734	-90,4741780	5,458876531	0,1839291	1,0538310	0,0205000	0,28274486	0,3567574649	
Mode 00322	-0,1051308	15,5373911	15,5373911	90,3876841	0,271299917	0,1172405	1,04042941	0,0287215	0,58868381	0,8414465023	1,0709147782
Mode 00343	-0,1051308	-15,5373914	15,5373911	-90,3876841	0,271299917	0,1172405	1,04042941	0,0287215	0,58868381	0,8414465023	1,0709147782
Mode 00373	-0,0001037	0,0015932	0,0015932	90,3932749	0,000253577	3943,5665911	0,1055848	0,0540494	0,0001371	0,6050165424	72900,77889
Mode 00374	-0,0001037	-0,0015932									

	Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento	Relación Amortiguam.	Const. Tiempo Amort. %	
Mode 00007		8,3108212	0,	8,3108212	0,	0,	nan	nan	nan	-8,31082120	-100,	0,1203250527	
Mode 00008		8,1633401	0,	8,1633401	0,	0,	nan	nan	nan	-8,16334012	-100,	0,1224988773	
Mode 00009		8,1317148	0,	8,1317148	0,	0,	nan	nan	nan	-8,13171487	-100,	0,1229732905	
Mode 00010		8,0372738	0,	8,0372738	0,	0,	nan	nan	nan	-8,03727380	-100,	0,1244202978	
Mode 00011		7,4776441	0,	7,4776441	0,	0,	nan	nan	nan	-7,47764419	-100,	0,1337319580	
Mode 00012		0,7677188	0,	0,7677188	0,	0,	nan	nan	nan	-0,76771889	-100,	1,3023601054	
Mode 00027		0,1311039	0,	0,1311039	0,	0,	nan	nan	nan	-0,13110391	-100,	7,6275374047	
Mode 00028		0,0782690	0,	0,0782690	0,	0,	nan	nan	nan	-0,07826905	-100,	12,776440503	
Mode 00005		16,4386955	11,9893439	20,3463775	36,1045438	1,908163348	0,5240641	0,0000183	-8,6149309	-16,43869551	-80,794212671	0,0608320775	
Mode 00006		16,4386955	-11,9893439	20,3463775	-36,1045438	1,908163348	0,5240641	0,0000183	-8,6149309	-16,43869551	-80,794212671	0,0608320775	
Mode 00001		509,457766	-896,209299	1030,9008441	60,3826959	142,63612894	0,0070108	0,0281036	-3,5710564	-509,4577664	-49,420444223	0,019620018	
Mode 00002		509,457766	-896,209299	1030,9008441	-60,3826959	142,63612894	0,0070108	0,0281036	-3,5710564	-509,4577664	-49,420444223	0,019620018	
Mode 00003		472,2448478	832,6500840	957,2467595	60,4396774	132,52037674	0,0075460	0,0283376	-3,56355640	-472,2448478	-49,333658544	0,0221175456	
Mode 00004		472,2448478	-832,6500840	957,2467595	-60,4396774	132,52037674	0,0075460	0,0283376	-3,56355640	-472,2448478	-49,333658544	0,0221175456	
Mode 00013		0,3676287	5,0507482	5,0641099	8,038951555	1,2440107	0,6329887	0,6329887	-0,47337341	-0,36762879	-7,294947804	2,7201351337	
Mode 00017		0,3676287	-5,0507482	5,0641099	-85,3369938	0,038951555	1,2440107	0,6329887	-0,47337341	-0,36762879	-7,294947804	2,7201351337	
Mode 00018		0,1662209	4,1571246	4,1612934	87,4351147	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00019		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00020		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00021		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00022		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00023		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00024		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00025		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00026		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00027		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00028		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00029		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00030		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00031		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00032		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00033		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00034		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00035		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00036		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00037		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00038		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00039		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00040		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00041		0,1724218	4,2065107	4,2096343	87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00042		0,1724218	-4,2065107	4,2096343	-87,6525729	0,5114257	0,7546817	0,7546817	-0,28142491	-0,18622097	-4,4730743397	5,3699643249	
Mode 00061		-0,	70,7106781	70,7106781	90,	11,239393952	0,0888576	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00062		-0,	-70,7106781	-70,7106781	90,	11,239393952	0,0888576	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00063		0,	2,2916710	2,2916710	90,	0,034730770	2,7417483	1,	-0,	-0,	-0,	0,	
Mode 00064		0,	-2,2916710	-2,2916710	90,	0,034730770	2,7417483	1,	-0,	-0,	-0,	0,	
Mode 00065		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	-0,	-0,	-0,	0,	
Mode 00066		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	-0,	-0,	-0,	0,	
Mode 00067		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	-0,	-0,	-0,	0,	
Mode 00068		0,	-71,5364883	-71,5364883	90,	11,38535732	0,0878318	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00069		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00070		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00071		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00072		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00073		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00074		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00075		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00076		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00077		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00078		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00079		0,	1,	1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00080		0,	-1,	-1,	90,	0,159154943	6,2831853	1,	0,	0,	0,	0,	
Mode 00081		0,	0,0231304	0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0000000	0,	0,0000000	0,	
Mode 00082		0,	-0,0231304	-0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0000000	0,	0,0000000	0,	
Mode 00083		0,	0,0231304	0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0013735	0,0000069	0,0218454063	1447603,0131	
Mode 00084		0,	-0,0231304	-0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0013735	0,0000069	0,0218454063	1447603,0131	
Mode 00085		0,	0,0231304	0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0013735	0,0000069	0,0218454063	1447603,0131	
Mode 00086		0,	-0,0231304	-0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0013735	0,0000069	0,0218454063	1447603,0131	
Mode 00087		0,	0,0231304	0,0231304	90,	0,03961326	271,6411968	1,	0,0013735	0,0000069	0,0218454063	1447603,0131	
Mode 00088													

	Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento	Relación Amortiguam.	Const. Tiempo Amort. %	s	
Mode 00143		-0,0905542	19,1262081	19,1264224	90,2712685	0,044030567	0,285118	1,0301950	0,0297481	0,09055428	0,4734512452	11,04309968		
Mode 00144		-0,0905542	-19,1262081	19,1264224	-90,2712685	0,044030563	0,285118	1,0301950	0,0297481	0,09055428	0,4734512452	11,04309968		
Mode 00203		-0,2346809	44,6308117	44,6314237	90,3012740	7,1032143082	0,1407813	0,0335905	0,0303086	0,23468096	0,525819993	4,261104084		
Mode 00204		-0,2346809	-44,6308117	44,6314237	-90,3012740	7,1032143082	0,1407813	0,0335905	0,0303086	0,23468096	0,525819993	4,261104084		
Mode 00159		-0,1089701	20,4439684	20,4442588	90,3053942	3,253758631	0,073368	1,0340576	0,0334905	0,10897015	0,533011044	9,1768249098		
Mode 00160		-0,1089701	-20,4439684	20,4442588	-90,3053942	3,253758631	0,073368	1,0340576	0,0334905	0,10897015	0,533011044	9,1768249098		
Mode 00177		-0,1363684	24,3588133	24,3591950	90,3207567	3,876825533	0,2579429	0,0358012	0,0517532	0,13636841	0,5998231747	7,3330761334		
Mode 00178		-0,1363684	-24,3588133	24,3591950	-90,3207567	3,876825533	0,2579429	0,0358012	0,0517532	0,13636841	0,5998231747	7,3330761334		
Mode 00189		-0,1915260	30,7726268	30,7732228	90,3565991	4,897615668	0,2041809	1,0398806	0,0391059	0,19152604	0,6223788967	5,221220096		
Mode 00190		-0,1915260	-30,7726268	30,7732228	-90,3565991	4,897615668	0,2041809	1,0398806	0,0391059	0,19152604	0,6223788967	5,221220096		
Mode 00175		-0,1363679	21,6013832	21,6018136	90,3616993	3,437966923	0,2806965	1,0404624	0,0396653	0,13636799	0,6312802994	7,333098986		
Mode 00176		-0,1363679	-21,6013832	21,6018136	-90,3616993	3,437966923	0,2806965	1,0404624	0,0396653	0,13636799	0,6312802994	7,333098986		
Mode 00183		-0,1441467	22,7469844	22,7465411	90,3630907	3,620151776	0,2762315	1,0406212	0,0398178	0,14414679	0,6337086232	6,9373725135		
Mode 00184		-0,1441467	-22,7469844	22,7465411	-90,3630907	3,620151776	0,2762315	1,0406212	0,0398178	0,14414679	0,6337086232	6,9373725135		
Mode 00161		-0,1099339	16,9467932	16,9471498	90,3716726	2,6977165921	0,3707595	1,0416010	0,0407590	0,10993390	0,64868665642	9,0963750969		
Mode 00162		-0,1099339	-16,9467932	16,9471498	-90,3716726	2,6977165921	0,3707595	1,0416010	0,0407590	0,10993390	0,64868665642	9,0963750969		
Mode 00155		-0,1051308	15,5370354	15,5373911	90,3876841	2,472795991	0,4044005	1,0434316	0,0425149	0,10513084	0,6766312847	9,5119558912		
Mode 00156		-0,1051308	-15,5370354	15,5373911	-90,3876841	2,472795991	0,4044005	1,0434316	0,0425149	0,10513084	0,6766312847	9,5119558912		
Mode 00179		-0,1416791	20,1929993	20,1934964	90,4019948	3,213815667	0,3111566	1,0450705	0,0404083	0,14167911	0,7016076717	7,0582030731		
Mode 00180		-0,1416791	-20,1929993	20,1934964	-90,4019948	3,213815667	0,3111566	1,0450705	0,0404083	0,14167911	0,7016076717	7,0582030731		
Mode 00219		-0,2827448	34,1609033	34,1620734	90,4742180	5,436876631	0,1839291	1,0533810	0,0520050	0,28274486	0,8276572026	3,5367574649		
Mode 00220		-0,2827448	-34,1609033	34,1620734	-90,4742180	5,436876631	0,1839291	1,0533810	0,0520050	0,28274486	0,8276572026	3,5367574649		
Mode 00343		-0,5868838	69,7445450	69,7470142	90,4821190	11,100189097	0,0900885	1,0542941	0,0528715	0,58688381	0,8414465023	1,7039147782		
Mode 00344		-0,5868838	-69,7445450	69,7470142	-90,4821190	11,100189097	0,0900885	1,0542941	0,0528715	0,58688381	0,8414465023	1,7039147782		
Mode 00073		-0,0000137	0,0015932	0,0015933	90,4932749	3,002535777	3943,5665911	0,1055848	0,0540949	0,00001371	0,8669165424	72900,777889		
Mode 00074		-0,0000137	-0,0015932	0,0015933	-90,4932749	3,002535777	3943,5665911	0,1055848	0,0540949	0,00001371	0,8669165424	72900,777889		
Mode 00285		-0,4264716	48,7928141	48,7946779	90,5007787	7,765617565	0,1287727	1,0564539	0,0549179	0,42647169	0,8740127351	2,3446214779		
Mode 00286		-0,4264716	-48,7928141	48,7946779	-90,5007787	7,765617565	0,1287727	1,0564539	0,0549179	0,42647169	0,8740127351	2,3446214779		
Mode 00345		-0,5874930	66,06993085	66,0719405	90,5114158	10,515257045	0,0950999	1,0567870	0,0560845	0,58974304	0,8925771494	1,6955374737		
Mode 00346		-0,5874930	-66,06993085	66,0719405	-90,5114158	10,515257045	0,0950999	1,0567870	0,0560845	0,58974304	0,8925771494	1,6955374737		
Mode 00215		-0,2612106	27,7927980	27,7933176	90,5350272	4,419519768	0,2426627	1,0564294	0,0567229	0,26121066	0,9337850727	3,8283276179		
Mode 00216		-0,2612106	-27,7927980	27,7933176	-90,5350272	4,419519768	0,2426623	1,0564294	0,0567229	0,26121066	0,9337850727	3,8283276179		
Mode 00287		-0,4436425	47,0818185	47,0839716	90,5398699	7,493314172	0,1334522	1,0609928	0,0592051	0,44364256	0,9422369298	2,254066833		
Mode 00288		-0,4436425	-47,0818185	47,0839716	-90,5398699	7,493314172	0,1334522	1,0609928	0,0592051	0,44364256	0,9422369298	2,254066833		
Mode 00319		-0,5202635	53,6452574	53,6477801	90,5556497	8,537907894	0,1171247	1,0628305	0,0699357	0,52026356	0,9697765024	1,9221026892		
Mode 00320		-0,5202635	-53,6452574	53,6477801	-90,5556497	8,537907894	0,1171247	1,0628305	0,0699357	0,52026356	0,9697765024	1,9221026892		
Mode 00263		-0,3644914	37,4771376	37,4789102	90,5572240	5,964671745	0,1676538	1,0630141	0,0611084	0,36449143	0,972541059	2,7435486754		
Mode 00264		-0,3644914	-37,4771376	37,4789102	-90,5572240	5,964671745	0,1676538	1,0630141	0,0611084	0,36449143	0,972541059	2,7435486754		
Mode 00235		-0,3423844	34,7925667	34,7942513	90,5638143	5,537408985	0,1050898	1,0637827	0,0618311	0,34238442	0,9840258404	2,9206936061		
Mode 00236		-0,3423844	-34,7925667	34,7942513	-90,5638143	5,537408985	0,1050898	1,0637827	0,0618311	0,34238442	0,9840258404	2,9206936061		
Mode 00277		-0,4103635	39,2311844	39,2333306	90,5992998	6,243836934	0,1601579	1,0679308	0,0677329	0,41036358	1,0459563328	2,436853972		
Mode 00278		-0,4103635	-39,2311844	39,2333306	-90,5992998	6,243836934	0,1601579	1,0679308	0,0677329	0,41036358	1,0459563328	2,436853972		
Mode 00311		-0,5108974	48,1601139	48,1628237	90,6077886	7,654920192	0,1304645	1,0689255	0,0666539	0,51089745	1,0607713827	1,9573399659		
Mode 00312		-0,5108974	-48,1601139	48,1628237	-90,6077886	7,654920192	0,1304645	1,0689255	0,0666539	0,51089745	1,0607713827	1,9573399659		
Mode 00127		-0,0540491	5,0134597	5,0137511	90,6176709	0,797916097	1,2526333	1,0700847	0,0677378	0,50404915	1,0780183364	18,501676442		
Mode 00128		-0,0540491	-5,0134597	5,0137511	-90,6176709	0,797916097	1,2526333	1,0700847	0,0677378	0,50404915	1,0780183364	18,501676442		
Mode 00233		-0,3323154	27,3707424	27,3727597	90,6956090	4,356188955	0,2299584	1,0792710	0,0762858	0,33231541	1,2140369559	3,0091892913		
Mode 00234		-0,3323154	-27,3707424	27,3727597	-90,6956090	4,356188955	0,2299584	1,0792710	0,0762858	0,33231541	1,2140369559	3,0091892913		
Mode 00289		-0,4452200	33,0802320	33,0832279	90,7710855	5,2648245	0,1899377	1,0882425	0,0845640	0,44522003	1,3457574526	2,2460804083		
Mode 00517		-1,0035157	72,2746788	72,2816452	90,7954863	11,502827398	0,0869348	1,0911590	0,0872404	1,00351575	1,3883410484	0,9964965651		
Mode 00518		-1,0035157	-72,2746788	72,2816452	-90,7954863	11,502827398	0,0869348	1,0911590	0,0872404	1,00351575	1,3883410484	0,9964965651		
Mode 00515		-1,0035153	70,3132866	70,3204473	90,8176731	11,190701732	0,0893598	1,0938176	0,0867693	1,00351531	1,4270604801	0,9964970001		
Mode 00516		-1,0035153	-70,3132866	70,3204473	-90,8176731	11,190701732	0,0893598	1,0938176	0,0867693	1,00351531	1,4270604801	0,9964970001		
Mode 00199		-0,2258777	13,6417223	13,6435922	90,9486808	2,711747538	0,4605859	1,1069405	0,1040361	0,22587772	1,6555590654	4,4271739855		
Mode 00200		-0,2258777	-13,6417223	13,6435922	-90,9486808	2,711747538	0,4605859	1,1069405	0,1040361	0,22587772	1,6555590654	4,4271739855		
Mode 00697		-1,4006825	83,969530	83,981045	90,9556553	13,364137604	0,0748271	1,1104985	0,1048094	1,04068258	1,667855393	0,7139376247	</td	

	Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento 1/s	Relación Amortiguam. %	Const. Tiempo Amort. s
Mode 0015	-1,0035153	70,312866	70,320473	90,8176731	11,190707132	0,0893598	1,0938176	0,0896739	1,00351531	1,4270604801	0,9964970001	
Mode 0016	-1,0035153	-70,312866	70,320473	-90,8176731	11,190707132	0,0893598	1,0938176	0,0896739	1,00351531	1,4270604801	0,9964970001	
Mode 0019	-0,2258777	13,6417223	13,6435922	90,9486088	2,71171475381	0,4605859	1,1096405	0,1040361	0,22587772	1,6555590654	4,421739855	
Mode 0020	-0,2258777	-13,6417223	13,6435922	-90,9486088	2,71171475381	0,4605859	1,1096405	0,1040361	0,22587772	1,6555590654	4,421739855	
Mode 0057	-1,4006825	83,9693530	83,9810345	90,9556553	13,364137604	0,0748271	1,1104985	0,1040890	1,40068258	1,667855891	0,7139376247	
Mode 0098	-1,4006825	-83,9693530	83,9810345	-90,9556553	13,364137604	0,0748271	1,1104985	0,1040890	1,40068258	1,667855891	0,7139376247	
Mode 00333	-0,5518382	32,7532916	32,7579401	90,9652433	5,212848275	0,1918337	1,1116671	0,1058607	0,55183822	1,6845876926	1,8121318435	
Mode 00334	-0,5518382	-32,7532916	32,7579401	-90,9652433	5,212848275	0,1918337	1,1116671	0,1058607	0,55183822	1,6845876926	1,8121318435	
Mode 00519	-1,0054102	57,6339531	57,6427220	90,9994095	9,172728538	0,1090188	1,1158412	0,1090686	1,00541022	1,7442101829	0,9946188848	
Mode 00520	-1,0054102	-57,6339531	57,6427220	-90,9994095	9,172728538	0,1090188	1,1158412	0,1090686	1,00541022	1,7442101829	0,9946188848	
Mode 00531	-1,0335282	55,8191217	55,8268891	91,0607483	8,8838989141	0,1125633	1,1233747	0,1163373	1,03352828	1,8512494218	0,9675593930	
Mode 00532	-1,0335282	-55,8191217	55,8268891	-91,0607483	8,8838989141	0,1125633	1,1233747	0,1163373	1,03352828	1,8512494218	0,9675593930	
Mode 00087	-0,0046232	0,2102385	0,2102893	91,2597474	0,033460501	29,8589383	1,1481696	0,00462320	2,198496952	216,30015944		
Mode 00088	-0,0046232	-0,2102385	0,2102893	-91,2597474	0,033460501	29,8589383	1,1481696	0,00462320	2,198496952	216,30015944		
Mode 00091	-0,0055467	0,2059730	0,2060497	91,5425587	0,9327819451	30,5049692	1,1692013	0,00554675	2,6919477539	180,28573796		
Mode 00092	-0,0055467	-0,2059730	0,2060497	-91,5425587	0,9327819451	30,5049692	1,1692013	0,00554675	2,6919477539	180,28573796		
Mode 00181	-0,1441152	4,9942799	4,9963588	91,6528718	0,7948643404	1,2580763	1,1987843	0,1813079	0,14411524	2,8844054455	6,9388911328	
Mode 00182	-0,1441152	-4,9942799	4,9963588	-91,6528718	0,7948643404	1,2580763	1,1987843	0,1813079	0,14411524	2,8844054455	6,9388911328	
Mode 00483	-0,8855649	29,6576032	29,6708215	91,7103222	4,720154151	0,218574	1,2053672	0,1876153	0,88556490	2,984632223	1,1292227123	
Mode 00484	-0,8855649	-29,6576032	29,6708215	-91,7103222	4,720154151	0,218574	1,2053672	0,1876153	0,88556490	2,984632223	1,1292227123	
Mode 00355	-0,6232518	20,7873259	20,7966570	91,7173447	3,30805674	0,3022603	1,2072974	0,1883843	0,62325182	2,9968831901	1,6044878937	
Mode 00356	-0,6232518	-20,7873259	20,7966570	-91,7173447	3,30805674	0,3022603	1,2072974	0,1883843	0,62325182	2,9968831901	1,6044878937	
Mode 00283	-0,4214584	12,94539804	12,9528389	91,8646146	2,600416786	0,48533886	1,2269729	0,2045000	0,42145845	3,2537921416	2,3727130952	
Mode 00284	-0,4214584	-12,94539804	12,9528389	-91,8646146	2,600416786	0,48533886	1,2269729	0,2045000	0,42145845	3,2537921416	2,3727130952	
Mode 00389	-0,7135588	20,8478345	20,8600424	91,9602974	3,138035915	0,3013831	1,2399295	0,2150545	0,71355883	3,4206969602	1,4014261304	
Mode 00390	-0,7135588	-20,8478345	20,8600424	-91,9602974	3,138035915	0,3013831	1,2399295	0,2150545	0,71355883	3,4206969602	1,4014261304	
Mode 00409	-0,7554684	20,9015126	20,9151610	92,0700090	3,328579050	0,3060691	1,2549562	0,2271007	0,75546846	3,6120614309	1,3236819869	
Mode 00410	-0,7554684	-20,9015126	20,9151610	-92,0700090	3,328579050	0,3060691	1,2549562	0,2271007	0,75546846	3,6120614309	1,3236819869	
Mode 00423	-0,7743982	20,8773984	20,8917575	92,1242790	3,322741166	0,3009563	1,2624573	0,2306000	0,77439828	3,7067170989	1,2913251755	
Mode 00424	-0,7743982	-20,8773984	20,8917575	-92,1242790	3,322741166	0,3009563	1,2624573	0,2306000	0,77439828	3,7067170989	1,2913251755	
Mode 00265	-0,3676574	9,7924821	9,7993815	92,1501526	1,585821932	0,6416335	1,2660494	0,2339013	0,36765745	3,7518437471	2,7199230841	
Mode 00266	-0,3676574	-9,7924821	9,7993815	-92,1501526	1,585821932	0,6416335	1,2660494	0,2339013	0,36765745	3,7518437471	2,7199230841	
Mode 00249	-0,7999082	20,8826590	20,8979736	92,1936369	3,323578412	0,3008805	1,2721098	0,2406768	0,79990829	3,827683514	1,2501433106	
Mode 00430	-0,7999082	-20,8826590	20,8979736	-92,1936369	3,323578412	0,3008805	1,2721098	0,2406768	0,79990829	3,827683514	1,2501433106	
Mode 00079	-0,0010920	0,0282667	0,0282878	92,2123476	0,004987994	222,2815223	1,2747265	0,0247317	0,00109200	3,8603157019	915,74980718	
Mode 00080	-0,0010920	-0,0282667	0,0282878	-92,2123476	0,004987994	222,2815223	1,2747265	0,0247317	0,00109200	3,8603157019	915,74980718	
Mode 00231	-0,3226896	7,7932982	7,7999759	92,3710368	1,240431931	0,8062292	1,2971399	0,2601618	0,32268960	4,1370590091	3,0989532072	
Mode 00232	-0,3226896	-7,7932982	7,7999759	-92,3710368	1,240431931	0,8062292	1,2971399	0,2601618	0,32268960	4,1370590091	3,0989532072	
Mode 00281	-0,4184517	9,1788633	9,1883966	92,6102283	1,4608614671	0,6845276	1,3316806	0,2864417	0,41845172	4,5541321544	2,3897619104	
Mode 00282	-0,4184517	-9,1788633	9,1883966	-92,6102283	1,4608614671	0,6845276	1,3316806	0,2864417	0,41845172	4,5541321544	2,3897619104	
Mode 00489	-0,9299384	19,8961175	19,9178382	-92,6760395	3,1665654581	0,3157995	1,3413467	0,2936741	0,92993840	4,666872171	1,075340372	
Mode 00490	-0,9299384	-19,8961175	19,9178382	92,6760395	3,1665654581	0,3157995	1,3413467	0,2936741	0,92993840	4,666872171	1,075340372	

Figura 52. Resultado de los modos de oscilación obtenido del análisis modal en Power Factory (Tabla 7).

	Nomb.	Parte Real 1/s	Parte imaginaria rad/s	Magnitud 1/s	Ángulo deg	Frecuencia de Amort. Hz	Período s	Relación A1/A2	Reducción log.	Amortiguamiento 1/s	Relación Amortiguam. %	Const. Tiempo Amort. s
Mode 0006	16,436955	-11,9883439	20,3463775	-36,1046438	1,9081633484	0,5246041	0,0001813	-8,6149309	-16,4369551	-80,79421671	0,0608320775	
Mode 0001	509,475776	896,2092296	1030,9008441	60,3826959	142,63612894	0,0070108	0,0281036	-3,718564	-509,47577664	-49,420444223	0,0019628018	
Mode 0002	509,475776	-896,2092296	1030,9008441	-60,3826959	142,63612894	0,0070108	0,0281036	-3,718564	-509,47577664	-49,420444223	0,0019628018	
Mode 0003	472,2448478	832,6500840	957,2467959	60,4398774	132,5057959	0,0074604	0,0283376	-3,6535640	-4,22448478	-49,333655544	0,0021174545	
Mode 0004	472,2448478	-832,6500840	957,2467959	-60,4398774	132,5057959	0,0074604	0,0283376	-3,6535640	-472,2448478	-49,333655544	0,0021174545	
Mode 0013	0,3676287	5,0507482	5,0641099	85,8369538	0,8038515521	1,2440107	0,6329687	-0,4753341	-0,36762879	-7,259447804	2,7201331357	
Mode 0014	0,3676287	-5,0507482	-5,0641099	-85,8369538	0,8038515521	1,2440107	0,6329687	-0,4753341	-0,36762879	-7,259447804	2,7201331357	
Mode 0015	0,1862209	4,1571246	4,1612934	87,4531147	0,65162932	1,5114257	0,7546817	-0,2814591	-0,18622097	-4,4750743397	5,3699641249	
Mode 0016	0,1862209	-4,1571246	4,1612934	-87,4531147	0,65162932	1,5114257	0,7546817	-0,2814591	-0,18622097	-4,4750743397	5,3699641249	
Mode 0017	0,1862209	4,1571246	4,1612934	87,4531147	0,65162932	1,5114257	0,7546817	-0,2814591	-0,18622097	-4,4750743397	5,3699641249	
Mode 0018	0,1862209	-4,1571246	4,1612934	-87,4531147	0,65162932	1,5114257	0,7546817	-0,2814591	-0,18622097	-4,4750743397	5,3699641249	
Mode 0019	0,1724218	4,2061017	4,2096343	87,6523729	0,6694218794	1,4938262	0,7722828	-0,2575683	-0,17242166	-4,095870577	5,7997284217	
Mode 0020	0,1724218	-4,2061017	4,2096343	-87,6523729	0,6							

Analisis de controlabilidad

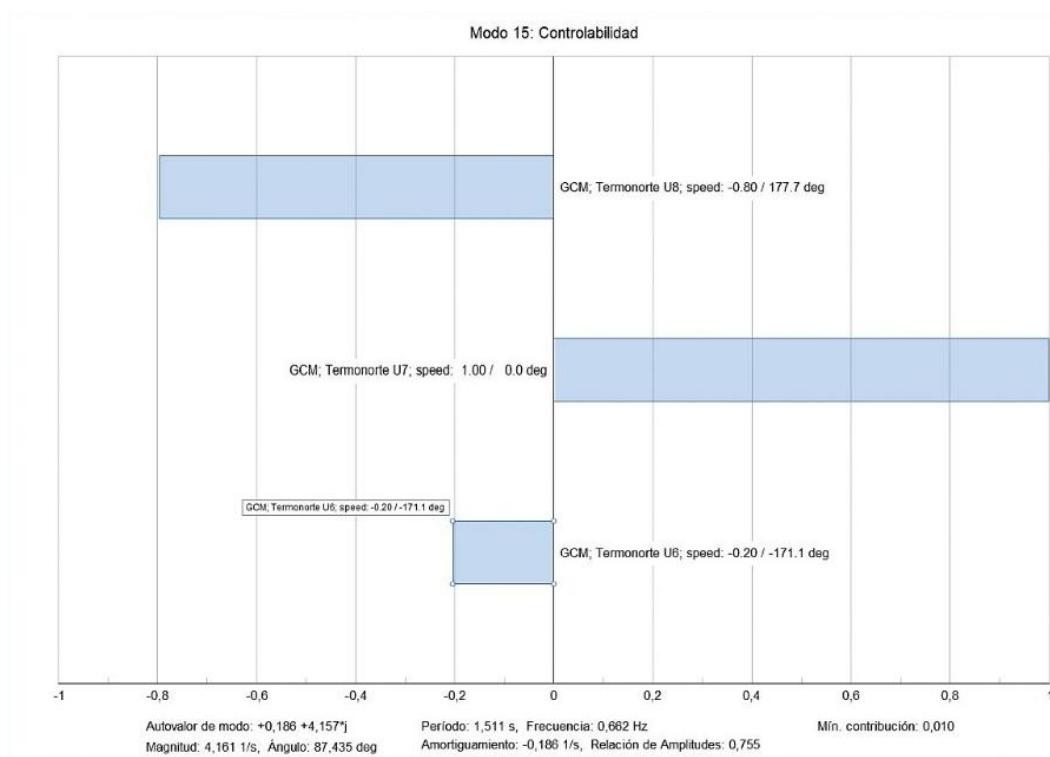


Figura 54. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 15.



Figura 55. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U6”.

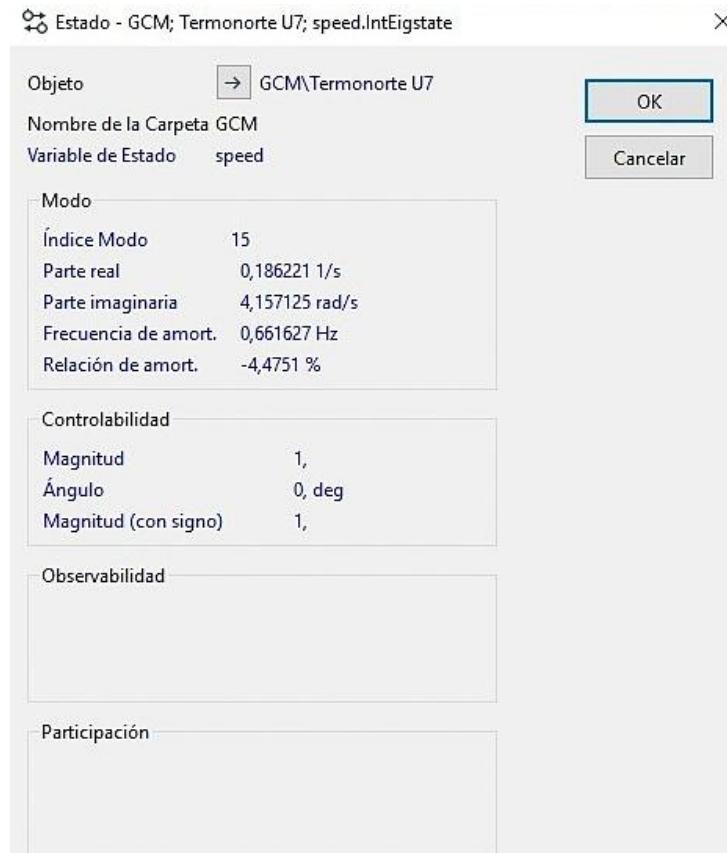


Figura 56. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U7”.

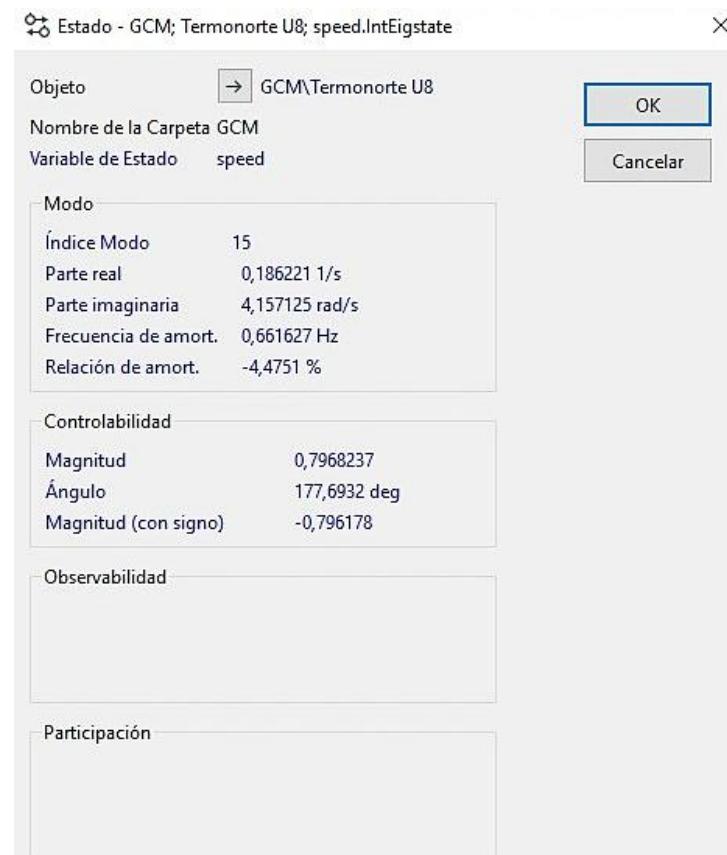


Figura 57. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U8”.

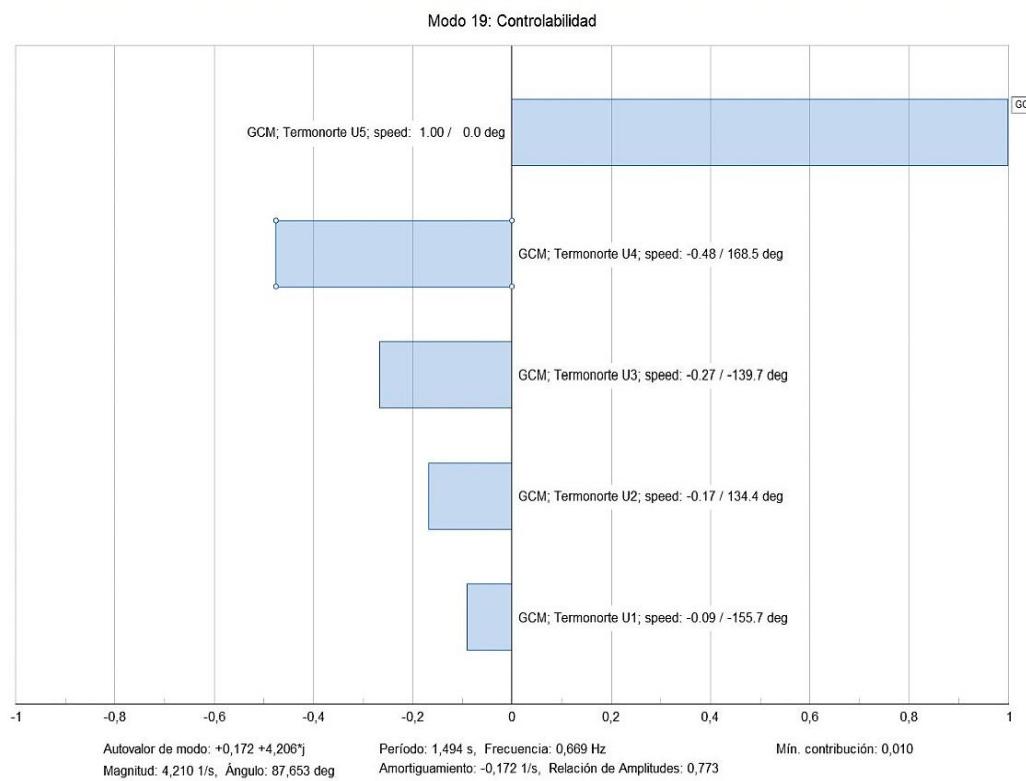


Figura 58 Análisis de controlabilidad con respecto al modo 15.

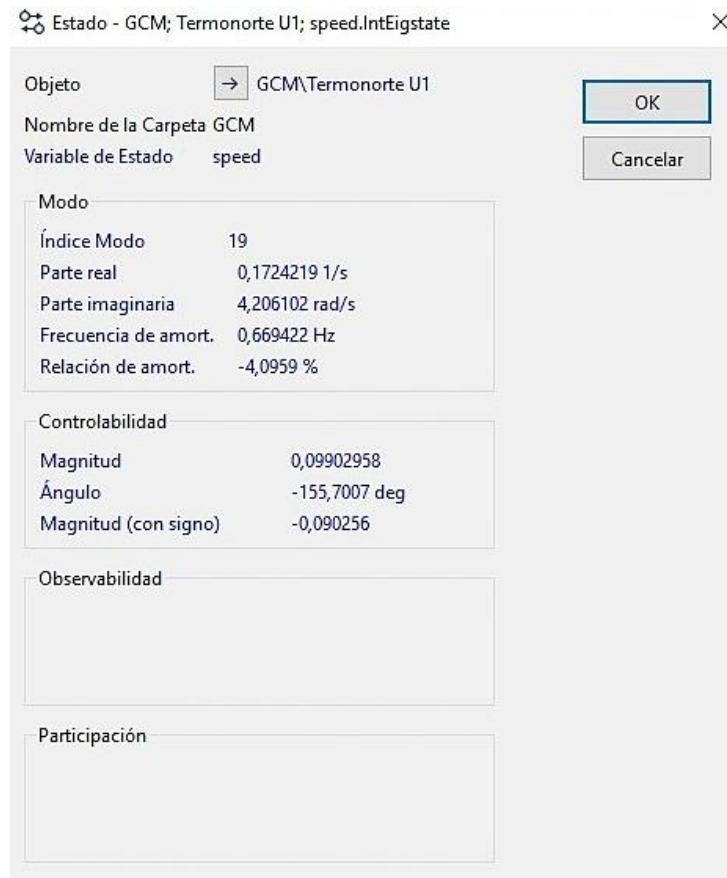


Figura 59. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U1”.

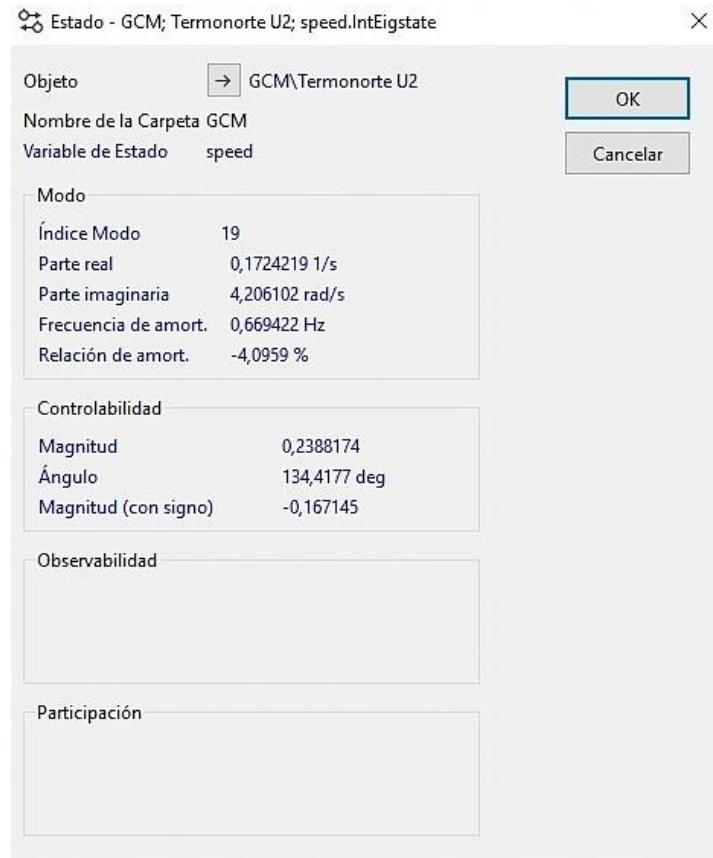


Figura 60. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U2”.

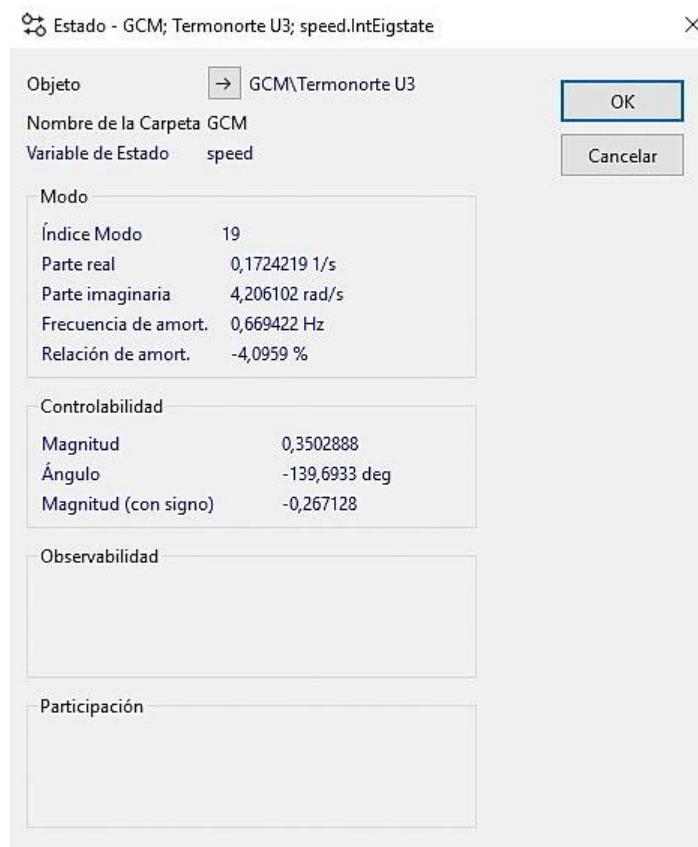


Figura 61. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U3”.



Figura 62. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U4”.

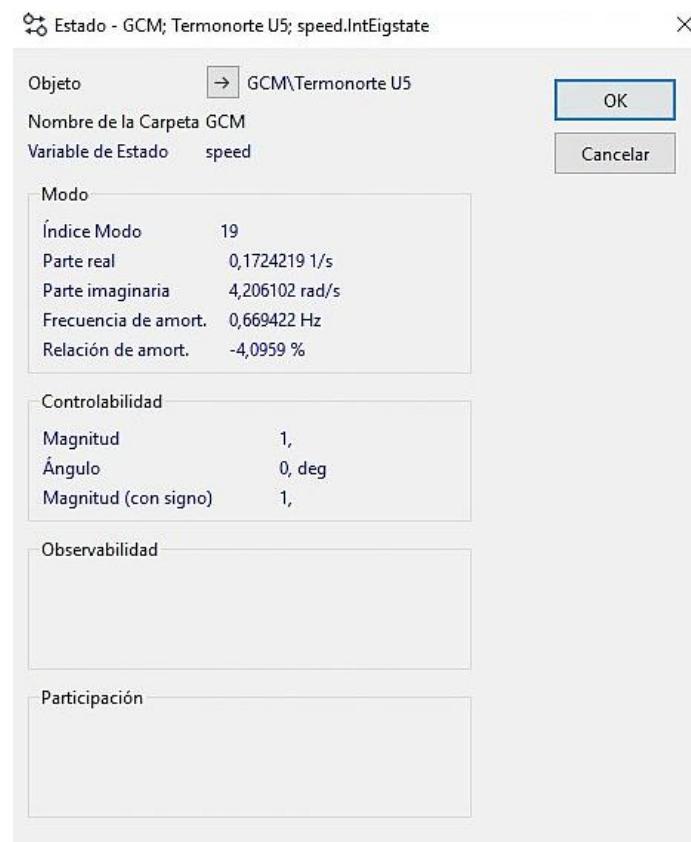


Figura 63. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U5”.

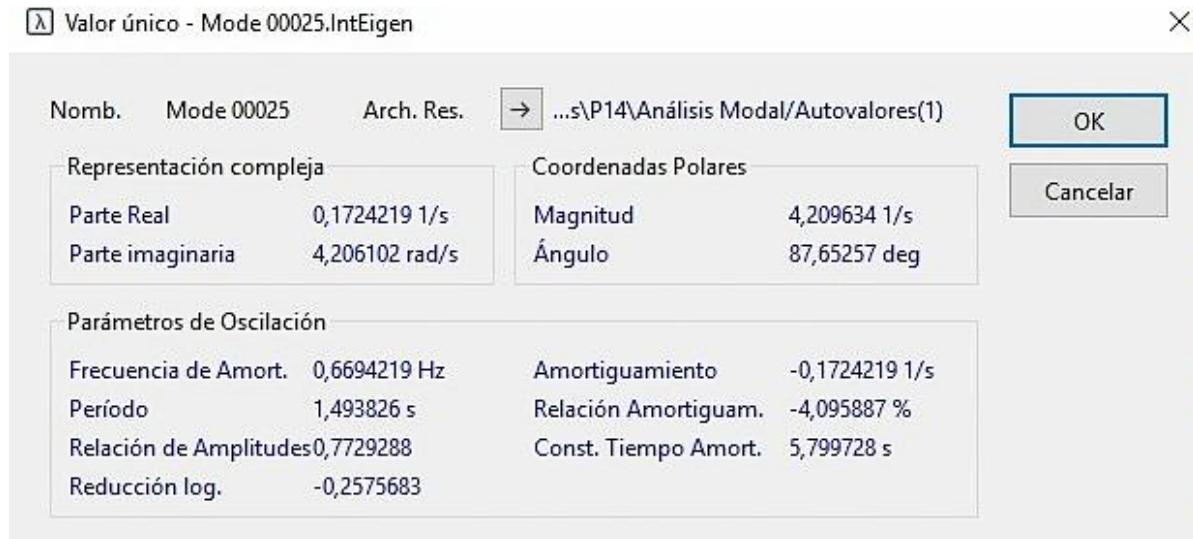


Figura 64. Información general de estado de un modo oscilatorio.

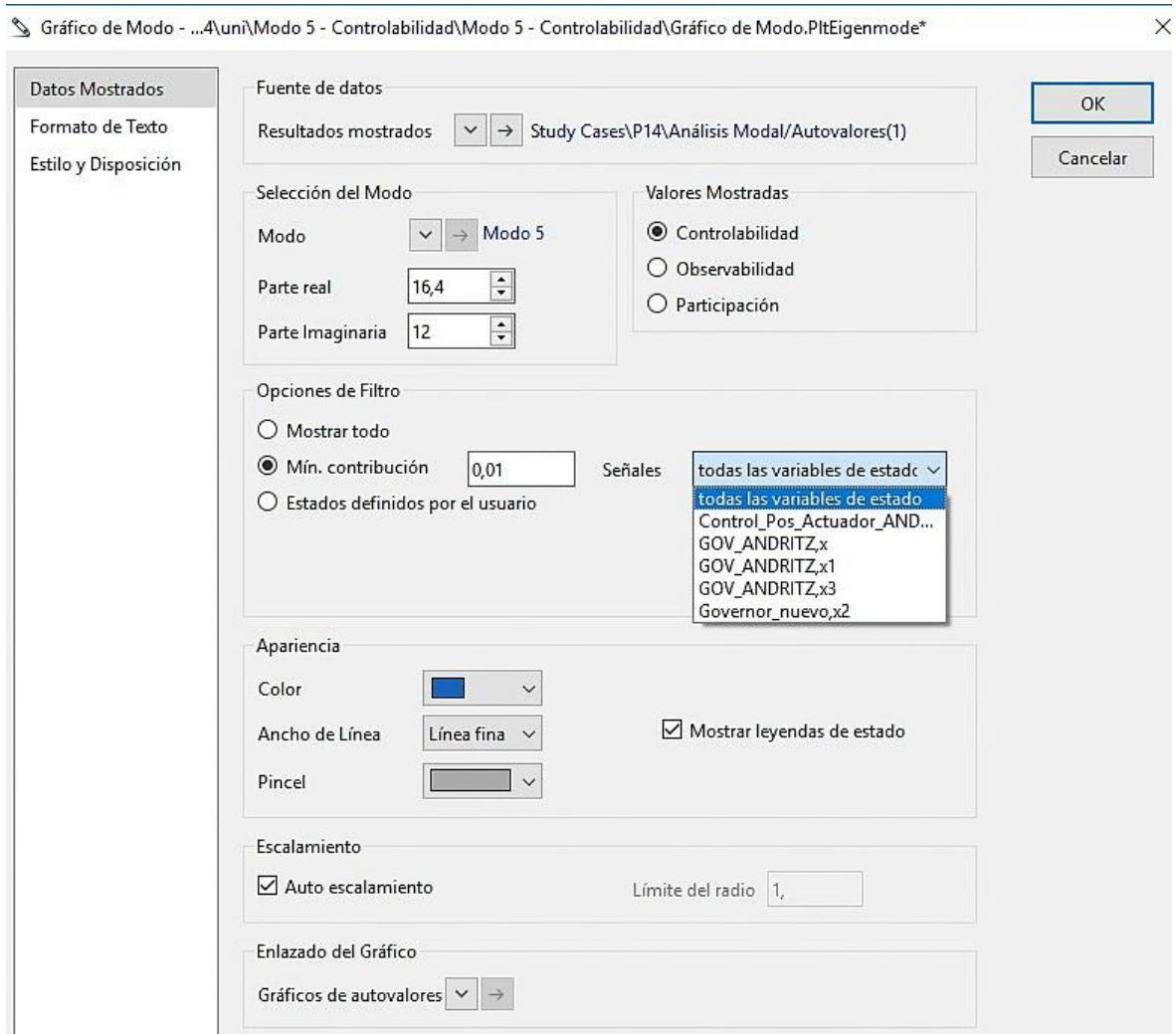


Figura 65. Configuración de parámetros del análisis de controlabilidad a cada modo seleccionado.

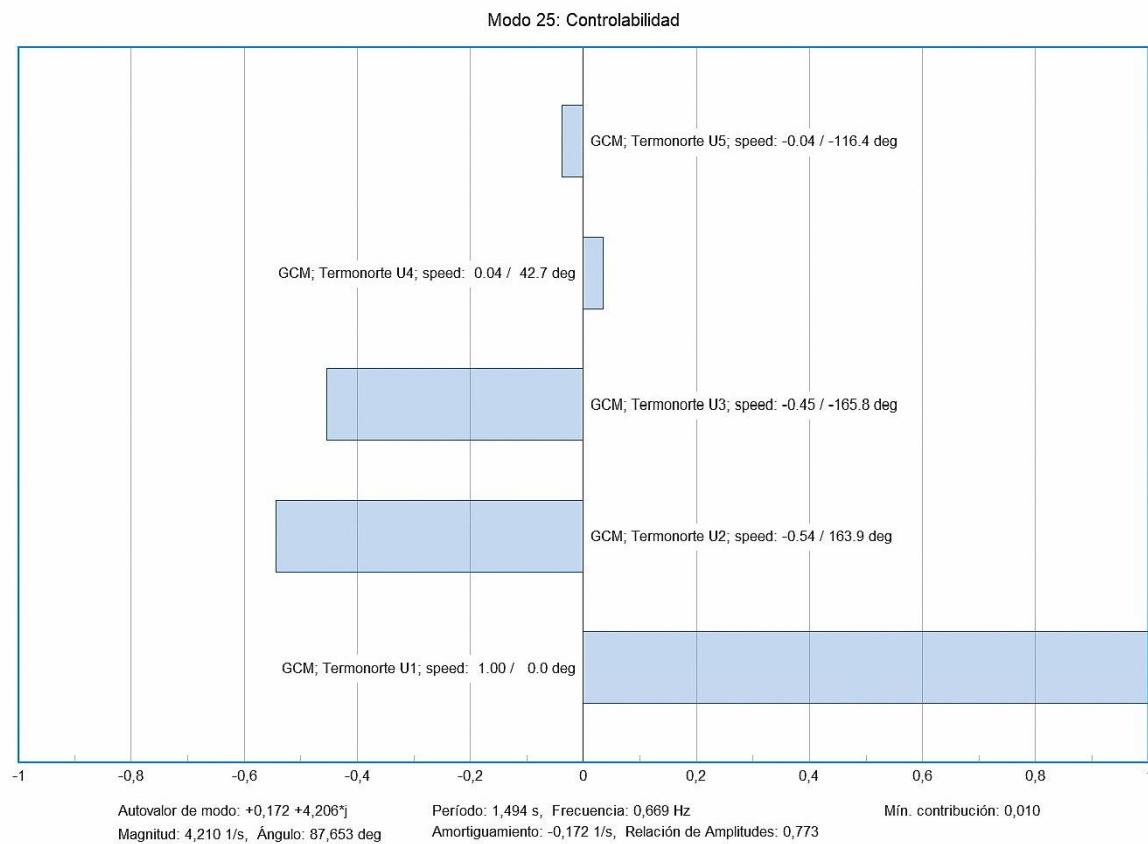


Figura 66. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 25.

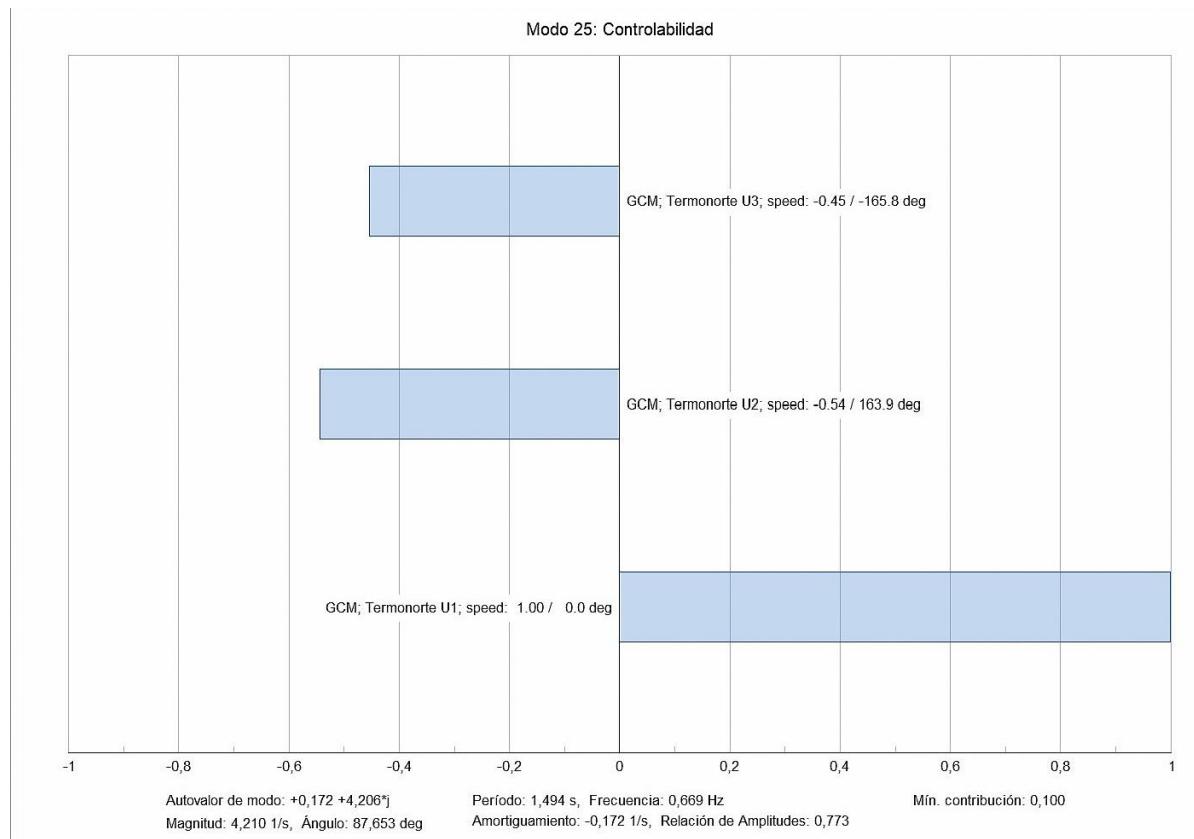


Figura 67. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 25.



Figura 68. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U2”.

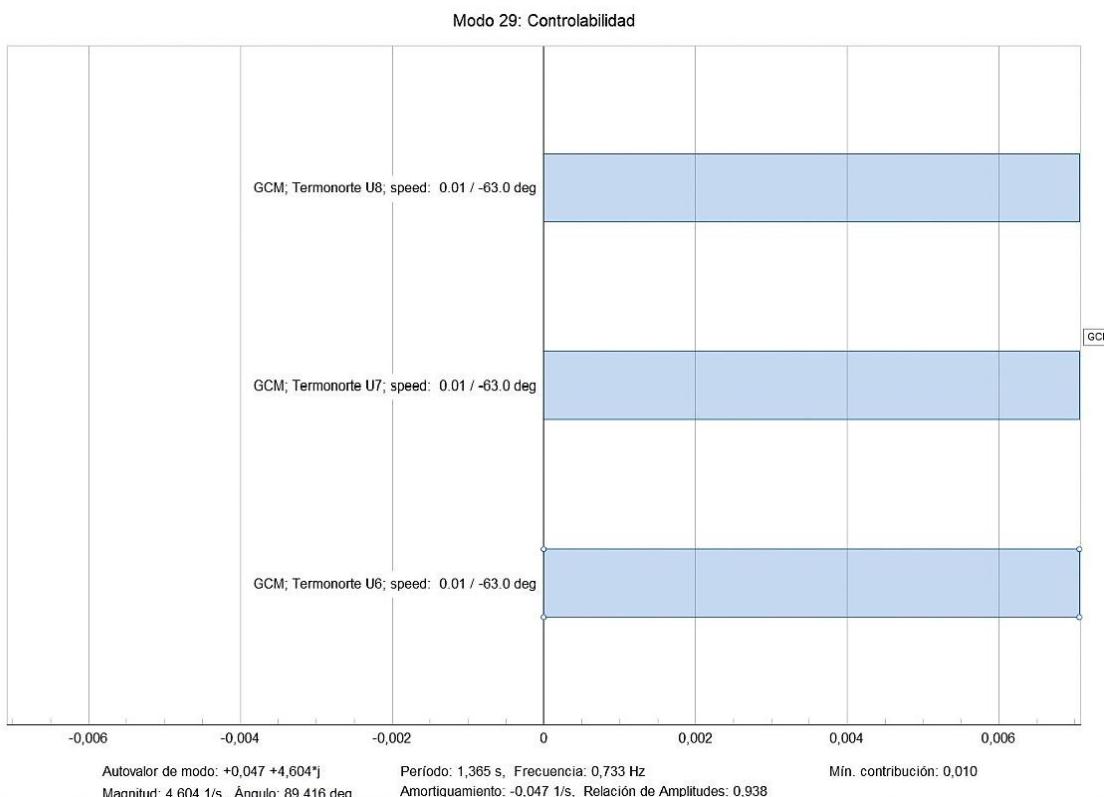


Figura 69. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 29.



Figura 70. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U6”.



Figura 71. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U7”.

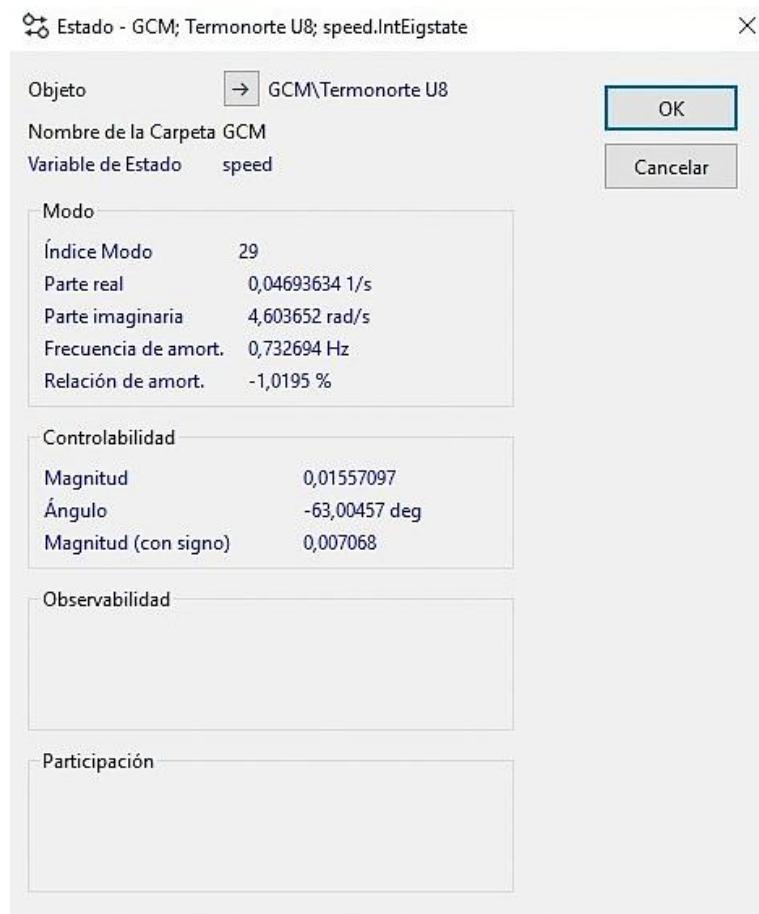


Figura 72. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Termonorte U8”.

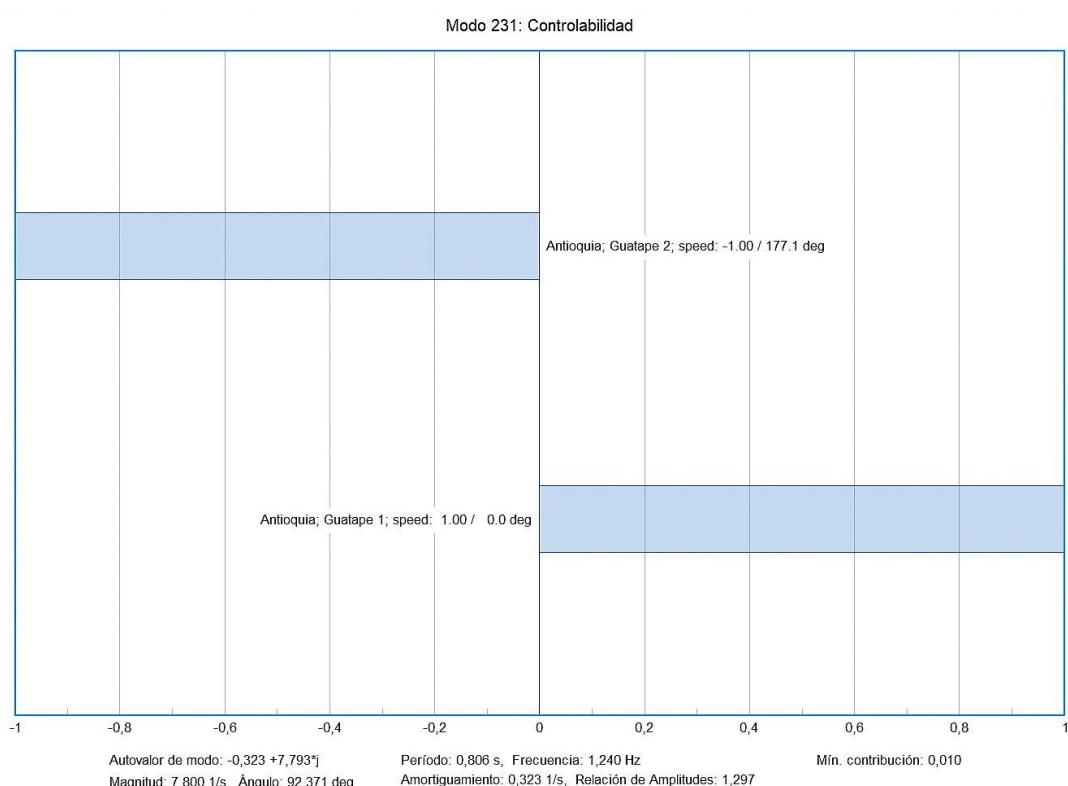


Figura 73. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 231.



Figura 74. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 1”.

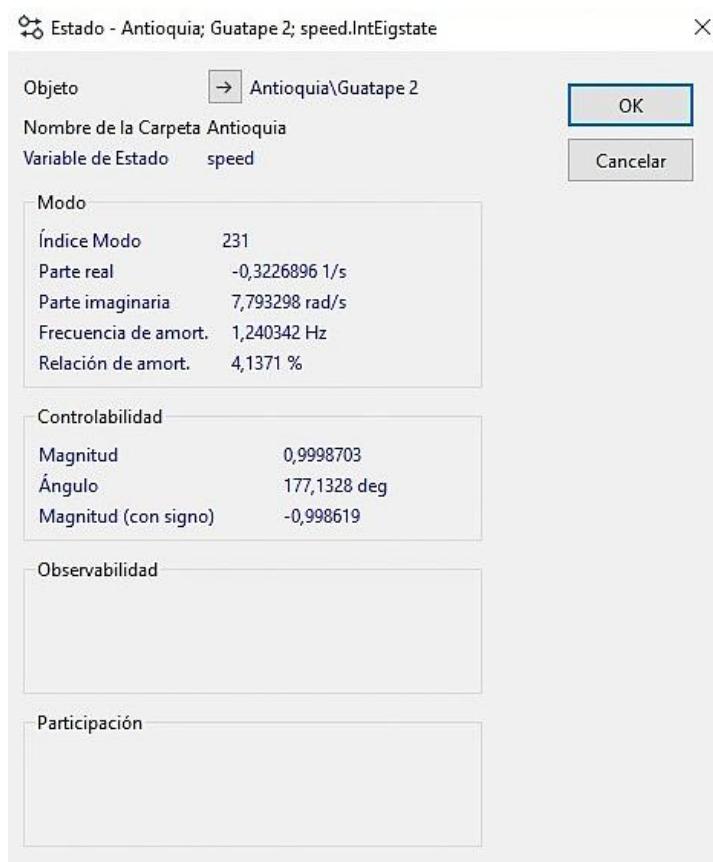


Figura 75. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 2”.

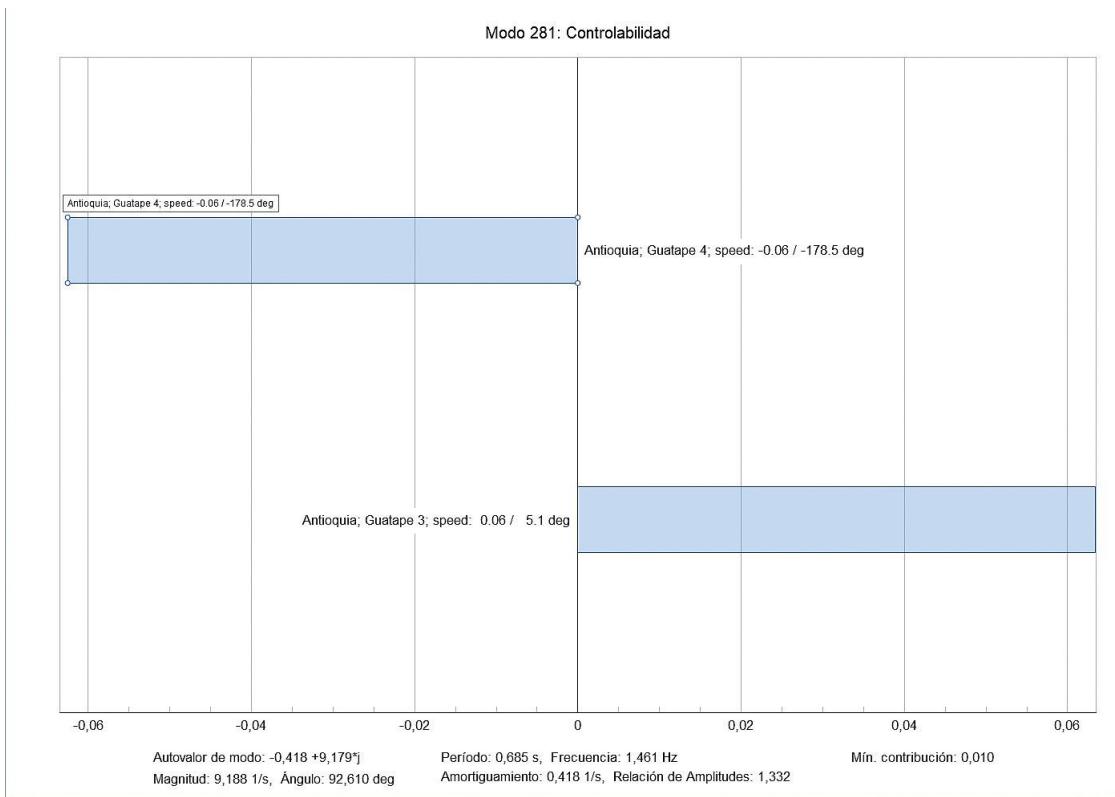


Figura 76. Análisis de controlabilidad con respecto al modo 281.

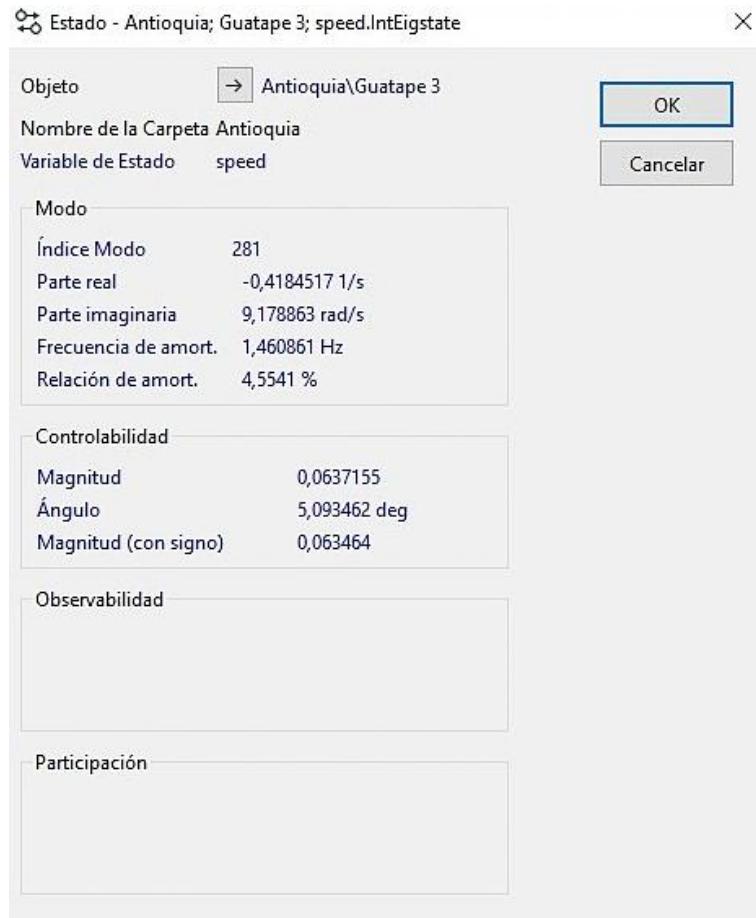


Figura 77. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 3”.

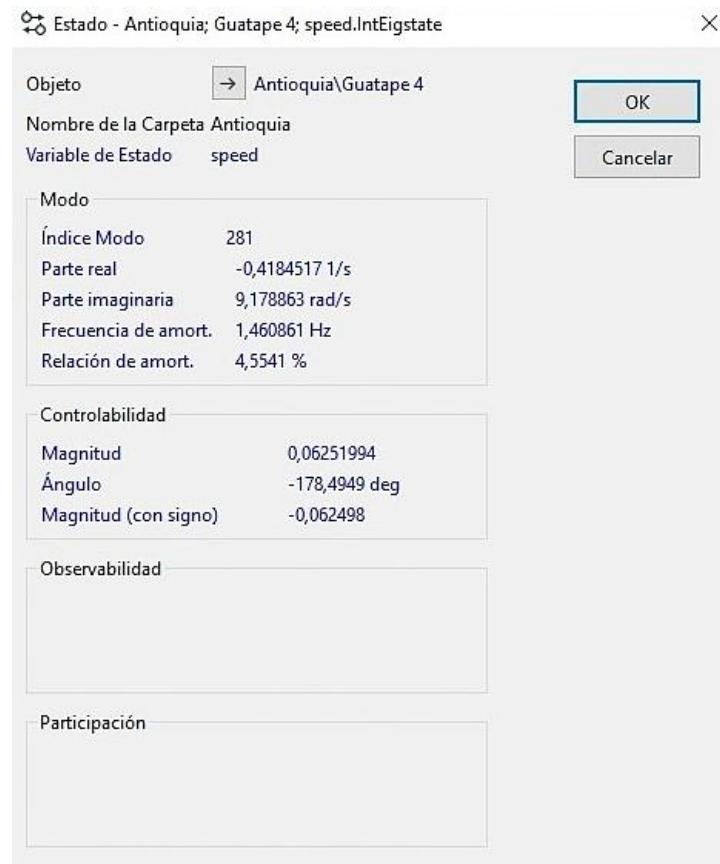
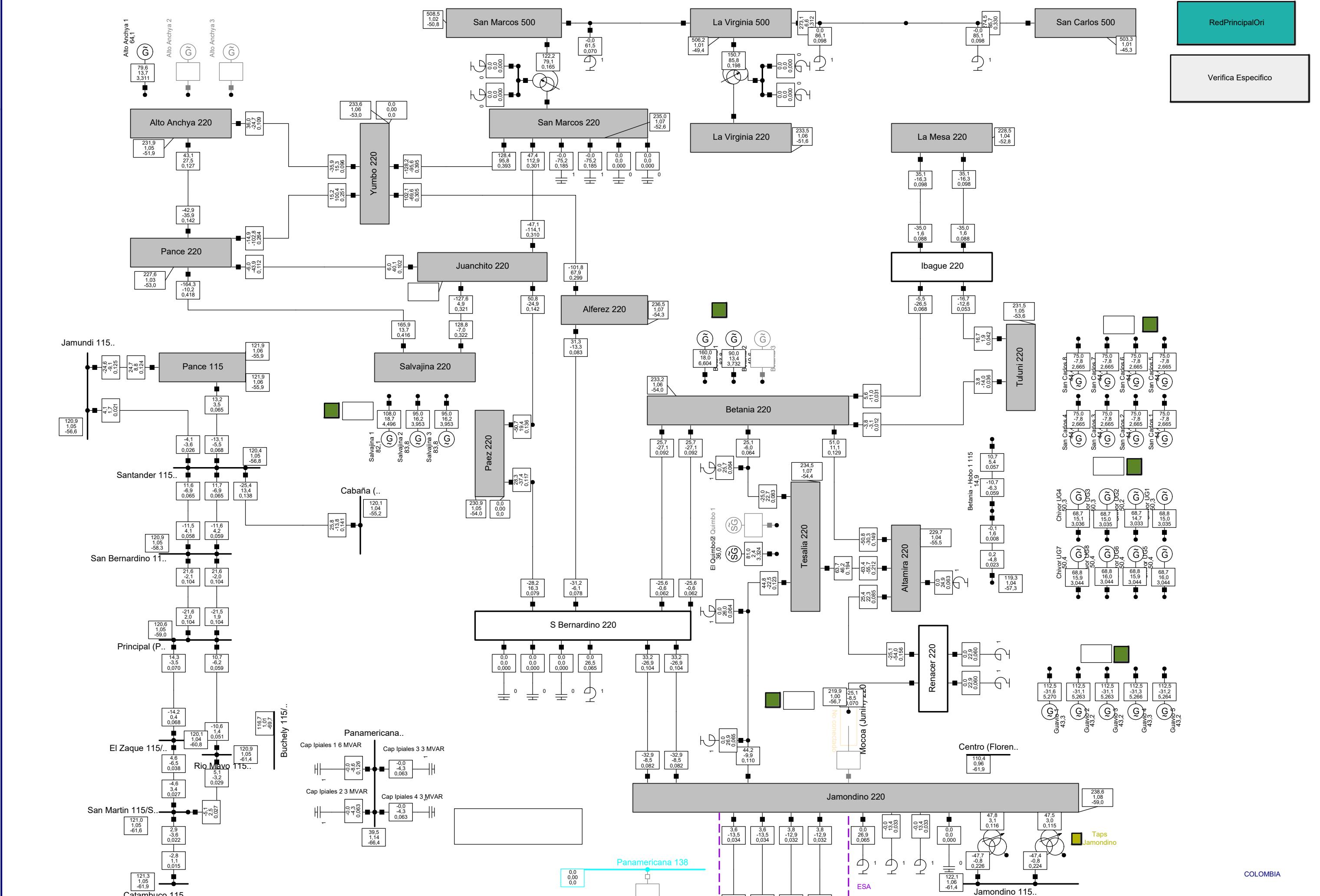
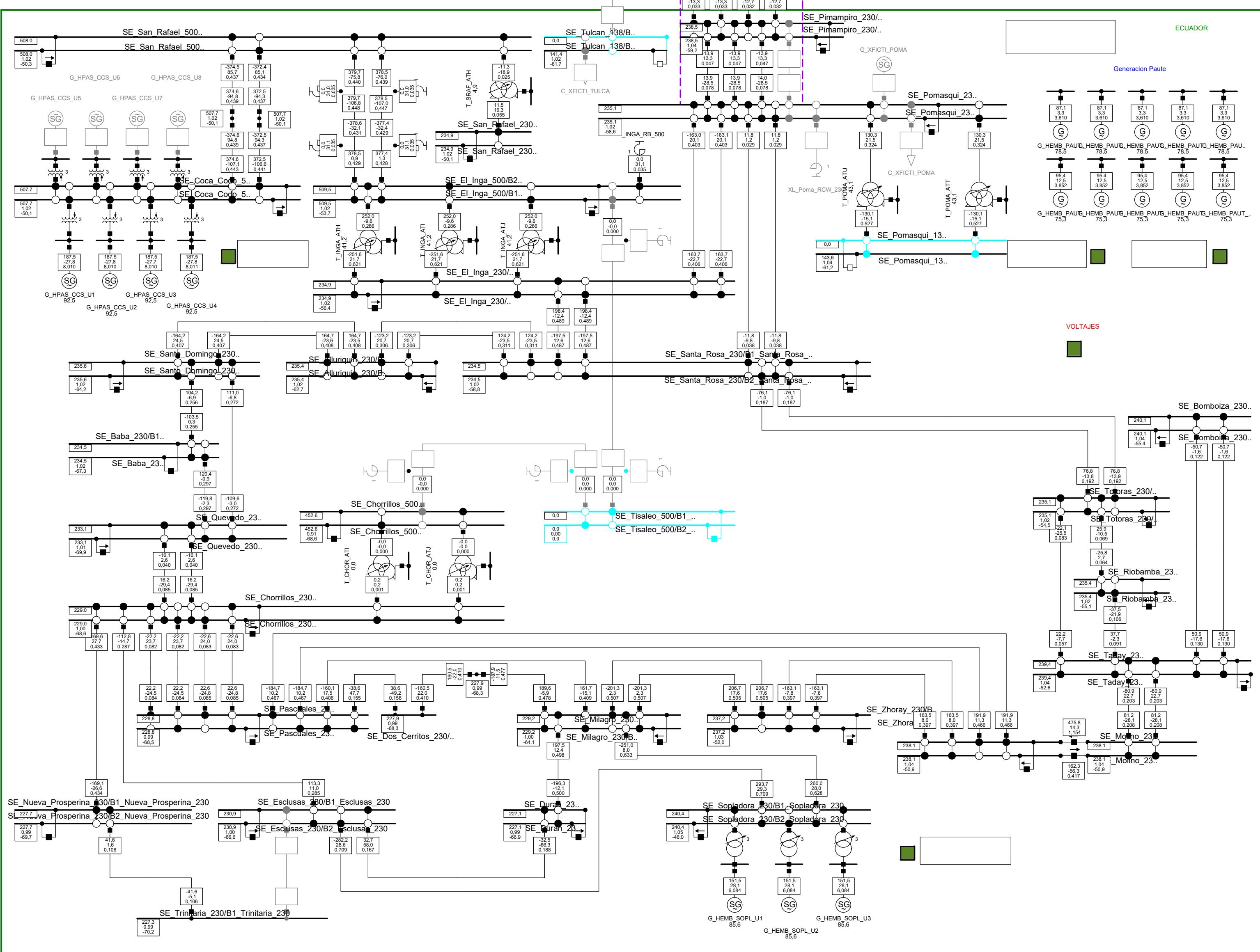


Figura 78. Información desglosada del análisis de controlabilidad del generador “Guapote 4”.



COLOMBIA



ECUADOR