

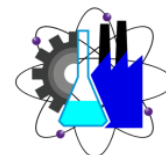


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

**ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA
INDUSTRIAL CON COGENERACIÓN EQUIPADO CON FUSIBLES DE
ALTA VELOCIDAD**

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

P R E S E N T A:

ING. JUAN CARLOS GARRIDO GARRIDO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS

CODIRECTOR:

DR. HUGO HERRERA GUTIERREZ

CUERNAVACA, MORELOS

JUNIO 2026

INDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
ÍNDICE DE TABLAS	11
AGRADECIMIENTOS	12
RESUMEN	13
ABSTRACT.....	15
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	18
1.1 Antecedentes	18
1.2 Planteamiento del Problema	24
1.3 Justificación del Problema	24
1.4 Objetivo General.....	25
1.5 Objetivos Específicos.....	25
1.6 Hipótesis	25
1.7 Alcances	26
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 Sistemas eléctricos de potencia.....	27
2.1.1 Generación.....	27
2.1.2 Transmisión	28
2.1.3 Distribución	28
2.2 Generación distribuida.....	28
2.3 Definición y objetivo de la generación propia.....	29
2.4 Estabilidad en un sistema industriales con cogeneración	29
2.5 Estabilidad.....	30
2.6 Estabilidad transitoria	30
2.7 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	31
2.7.1. Estabilidad de ángulo del rotor	31
2.7.2. Estabilidad de tensión.....	33
2.7.3. Estabilidad de frecuencia	33

2.8 Límites de estabilidad	33
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	35
3.1 Metodología del proyecto	35
3.2 Descripción del sistema industrial analizado	36
3.2.1 Conexión con la red externa	37
3.2.2 Sistema interno de la planta	37
3.2.3 Protecciones y control	37
3.2.4 Tipo de arreglo	38
3.3 Consideraciones en el modelado del sistema	39
3.3.1 Generadores síncronos	39
3.3.2 Transformadores	39
3.3.3 Líneas y cables	39
3.3.4 Cargas	40
3.3.5 Sistema de protección	40
3.4 Parámetros principales de la red del sistema industrial	40
3.5 Herramientas para la simulación de estabilidad transitoria	41
CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	46
Caso de estudio 1	47
Caso de estudio 2	47
Caso de estudio 3	47
Caso de estudio 4	47
4.1 Caso 1: Falla en terminales del TG-6N sin operación de fusible	48
4.2 Caso 2: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 0.5 ohms. 54	
4.3 Caso 3: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 1.0 ohms. 60	
4.4 Caso 4: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 2.0 ohms. 64	
4.5 Análisis de resultados de los cuatro primeros casos	67
4.6 Forma de operación del fusible de alta velocidad	72

4.7 Separación con la red de 115 kV de CFE por falla en la línea de transmisión	75
4.8 Falla en terminales del TG-6N.....	76
4.9 Falla en terminales del TG-7N.....	81
4.10 Falla en bus de sincronización	85
4.11 Falla en la red de 6.6 kV	91
4.12 Falla en la red de 4.16 kV	95
4.13 Falla en la red de 2.4 kV	99
4.14 Falla en la barra de 115 kV sin segregación con CFE	103
CONCLUSIONES	110
REFERENCIAS.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura.2.1 Sistemas eléctricos de potencia	27
Figura 2.2 Sistema estable de un grupo de generadores	32
Figura 2.3 Condición de inestabilidad en un sistema de generadores	32
Figura 3.1. Diagrama unifilar del sistema industrial con cogeneración.	38
Figura 3.2 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 1.	44
Figura 3.3 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 2.	44
Figura 3.4 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 3.	45
Figura 4.1. Angulo del rotor de los generadores para caso 1	49
Figura 4.2. Velocidad del rotor de los generadores caso 1.....	50
Figura 4.3. Potencia real de los generadores para el caso 1.....	51
Figura 4.5. Corriente de los generadores caso 1.....	53
Figura 4.6. Tensión en la barra SE_52 BUS 6.	54
Figura 4.8. Velocidad del rotor de los generadores para el caso 2.....	56
Figura 4.9. Potencia real de los generadores caso 2	57
Figura 4.10. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa caso 2	58
Figura 4.11. Corriente de los generadores caso 2	59
Figura 4.12. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.....	59
Figura 4.13. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.....	60

Figura 4.14. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.....	61
Figura 4.15. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.	61
Figura 4.16. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.	62
Figura 4.17. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.	62
Figura 4.18. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.....	63
Figura 4.19. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.....	64
Figura 4.20. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.....	65
Figura 4.21. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.	65
Figura 4.22. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.	66
Figura 4.23. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.	66
Figura 4.24. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.....	67
Figura 4.25. Arreglo de los circuitos incidentes a la barra SE_52 BUS 6. Corriente por ISL-6 ..	72

Figura 4.26. Curva CBEMA, afectación de cargas por depresión de tensión	74
Figura 4.27. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.....	77
Figura 4.28. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.....	77
Figura 4.29. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.	78
Figura 4.30. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.	78
Figura 4.31. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.	79
Figura 4.32. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.....	79
Figura 4.33. Frecuencia en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.....	80
Figura 4.34. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.....	81
Figura 4.35. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.....	82
Figura 4.36. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.	82
Figura 4.37. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.	83

Figura 4.38. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.	83
Figura 4.39. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.	84
Figura 4.40. Frecuencia en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.	85
Figura 4.41. Corrientes que pasarían por los elementos ISL durante una falla trifásica en SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN. Los cables 17 y 18 tienen las mayores corrientes.	86
Figura 4.42. Corrientes que pasan por los elementos ISL durante una falla trifásica en SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN una vez que quedan abiertos ISL-5A y ISL-5.	87
Figura 4.43. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	88
Figura 4.44. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	88
Figura 4.45. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	89
Figura 4.46. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	89

Figura 4.47. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	90
Figura 4.48. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	90
Figura 4.49. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.	91
Figura 4.50. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	92
Figura 4.51. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	92
Figura 4.52. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	93
Figura 4.53. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	93
Figura 4.54. Corriente de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	94
Figura 4.55. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	94
Figura 4.56. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.	95

Figura 4.57. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.....	96
Figura 4.58. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.....	96
Figura 4.59. Potencia activa de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.	97
Figura 4.60. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.	97
Figura 4.61. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.	98
Figura 4.62. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.....	98
Figura 4.63. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.....	99
Figura 4.64. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.	100
Figura 4.65. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.....	100
Figura 4.66. Potencia activa de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.	101
Figura 4.67. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.	101

Figura 4.68. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.....	102
Figura 4.69. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.	102
Figura 4.70. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.....	103
Figura 4.71. Corrientes que pasarían por los elementos ISL durante una falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV.....	105
Figura 4.72. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.....	106
Figura 4.73. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.	106
Figura 4.74. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.	107
Figura 4.75. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.	107
Figura 4.76. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.	108
Figura 4.77. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.....	108
Figura 4.78. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parámetros eléctricos principales del sistema.	41
Tabla 3.2. Variables registradas en el estudio de estabilidad transitoria.	43
Tabla 3.3 Potencias de generación del sistema.	45
Tabla 4.1. Valor de reactancia y máximo tiempo de liberación	71
Tabla 4.2. Corriente prefalla y durante la falla a través del fusible ISL-6 y el reactor RLC-6 durante cortocircuito trifásico en las terminales del TG-6N.....	73

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a la Universidad Autónoma del Estado de Morelos y a la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado y desarrollar el presente trabajo de investigación, contribuyendo de manera significativa a mi formación profesional y académica.

Expreso mi más sincero agradecimiento al Dr. Luis Cisneros Villalobos, director de esta tesis, por su orientación, dedicación, apoyo constante y valiosas aportaciones académicas durante el desarrollo de este proyecto. Su experiencia, conocimientos y consejos fueron fundamentales para la realización y culminación de esta investigación.

De igual manera, agradezco al Dr. Hugo Herrera Gutiérrez, codirector de tesis, por su disposición, acompañamiento y asesoría técnica, así como por compartir sus conocimientos y observaciones, los cuales contribuyeron significativamente al fortalecimiento de este trabajo.

Agradezco también a todas las personas, docentes y compañeros que de manera directa o indirecta aportaron conocimientos, comentarios y apoyo durante el desarrollo de esta investigación y a lo largo de mis estudios de maestría.

A mi familia, por su apoyo incondicional, comprensión y motivación en cada etapa de este proceso académico. Gracias por su confianza, paciencia y por impulsarme siempre a seguir adelante y alcanzar esta meta profesional.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que creyeron en mí y contribuyeron de alguna manera a la culminación de este importante logro académico y personal.

RESUMEN

La estabilidad transitoria en sistemas industriales con cogeneración constituye un aspecto fundamental para garantizar la continuidad operativa, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico ante perturbaciones severas. Estos sistemas, al operar interconectados con a la red externa, estos sistemas están expuestos a contingencias internas que pueden comprometer el sincronismo de los generadores, ocasionar disparos no deseados y afectar equipos críticos del proceso industrial.

En este trabajo se evalúa la estabilidad transitoria de un sistema industrial de cogeneración interconectado a una red de transmisión de 115 kV, mediante un transformador principal 115/13.8 kV con conexión Δ -Y, que alimenta una red interna de distribución a 13.8 kV. El sistema está conformado por dos turbogeneradores síncronos conectados en paralelo con la red externa, barras de distribución, líneas y cables de alimentación, transformadores auxiliares, cargas industriales mixtas y un esquema de protección coordinado. La demanda total considerada es de 44.615 MW y 18.10 MVar, abastecida conjuntamente por la red externa y los generadores locales.

Para el análisis se desarrolló un modelo dinámico en el software ETAP, incorporando parámetros reales de generadores, transformadores, líneas, cargas y sistemas de protección. El modelado incluye reguladores automáticos de voltaje, gobernadores de velocidad, motores de inducción como cargas dinámicas, fusibles de alta velocidad y reactores limitadores de corriente, con el fin de representar de manera realista la respuesta electromecánica del sistema.

Se definieron cuatro casos de estudio basados en la aplicación de cortocircuitos trifásicos en una barra próxima al turbogenerador TG-6N, considerando escenarios sin protección adicional y con integración de fusible de alta velocidad, así como variaciones en el valor del reactor en

paralelo. En cada caso se analizaron variables dinámicas como ángulo de potencia, velocidad angular del rotor, potencia activa y reactiva, corriente de falla, perfil de tensión y tiempo crítico de despeje.

Los resultados obtenidos permiten identificar el impacto de la rapidez de actuación de los sistemas de protección sobre la respuesta dinámica del sistema, demostrando que la implementación de fusibles de alta velocidad mejora la estabilidad transitoria al reducir la duración efectiva de la falla, limitar corrientes de cortocircuito y disminuir las oscilaciones angulares y de velocidad de los generadores. Finalmente, se proponen recomendaciones orientadas a optimizar la coordinación de protecciones y fortalecer la operación segura de sistemas industriales de cogeneración interconectados a la red externa de la compañía suministradora de energía.

ABSTRACT

Transient stability in industrial cogeneration systems is a fundamental aspect to ensure operational continuity, safety, and reliability of the power supply under severe disturbances. As these systems operate interconnected with the external grid, they are exposed to internal contingencies that may compromise generator synchronism, cause undesired tripping, and affect critical industrial process equipment.

This work evaluates the transient stability of an industrial cogeneration system interconnected to a 115 kV transmission network through a 115/13.8 kV main transformer with Δ -Y connection, supplying an internal 13.8 kV distribution network. The system consists of two synchronous turbogenerators connected in parallel with the external grid, distribution buses, transmission lines and feeder cables, auxiliary transformers, mixed industrial loads, and a coordinated protection scheme. The total system demand considered is 44.615 MW and 18.10 MVar, jointly supplied by the external grid and local generators.

For the analysis, a dynamic model was developed in ETAP software, incorporating real parameters of generators, transformers, lines, loads, and protection systems. The model includes automatic voltage regulators, speed governors, induction motors as dynamic loads, high-speed fuses, and current-limiting reactors to realistically represent the electromechanical response of the system.

Four study cases were defined based on the application of three-phase short circuits on a bus located near turbogenerator TG-6N, considering scenarios without additional protection and with the integration of a high-speed fuse, as well as variations in the parallel reactor value. In each case, dynamic variables such as power angle, rotor angular speed, active and reactive power, fault current, voltage profile, and critical clearing time were analyzed.

The obtained results identify the impact of protection system operating speed on the dynamic response of the system, demonstrating that the implementation of high-speed fuses improves transient stability by reducing the effective fault duration, limiting short-circuit currents, and decreasing generator angular and speed oscillations. Finally, recommendations are proposed to optimize protection coordination and strengthen the safe operation of industrial cogeneration systems interconnected to the external utility grid.

ACRÓNIMOS

AVR	Automatoc Voltage Regulator
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Calor y electricidad combinados
ETAP	Electrical Transient Analyzer Program
H	Constante de inercia
IEEE	Institute of Electrical And Electronics Engineers
OCR	Relé de sobrecorriente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
TCD	Tiempo Crítico de Despeje
TG	Turbo Generador

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Ante el creciente desafío energético y la necesidad de mitigar el cambio climático, incluyendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la transición hacia fuentes de energía renovable, la eficiencia energética y la adopción de tecnologías sostenibles para limitar el calentamiento global, la cogeneración se presenta como una alternativa eficiente y sostenible para la generación de energía, al aprovechar simultáneamente la electricidad y el calor residual de la combustión, reduciendo así el consumo de combustible y las emisiones contaminantes en comparación con los sistemas convencionales. Su alta eficiencia la convierte en una opción ampliamente utilizada en entornos industriales donde la continuidad y calidad del suministro eléctrico son críticas. Bajo esta perspectiva, el presente proyecto de tesis desarrolla un estudio de estabilidad transitoria en una planta industrial con cogeneración interconectada a la red eléctrica con el objetivo de evaluar su capacidad para mantener un estado de operación estable bajo condiciones normales y restablecer el equilibrio tras perturbaciones o pérdida de generación. Este análisis busca no solo caracterizar el comportamiento dinámico del sistema, sino también aportar criterios técnicos que fortalezcan la confiabilidad y eficiencia en la operación de redes con altos requerimientos energéticos.

1.1 Antecedentes

En los últimos años, la industria eléctrica ha experimentado un proceso de reestructuración a nivel mundial, con una tendencia clara a desplazar la generación de energía eléctrica desde grandes plantas centralizadas hacia sistemas más pequeños y descentralizados. Factores como la desregulación del mercado eléctrico, la necesidad de garantizar continuidad en el suministro, la reducción de pérdidas y sobrecargas en los sistemas de transmisión y distribución, el desarrollo de nuevas tecnologías y la creciente preocupación por el cambio climático han impulsado la

interconexión de fuentes de generación de mediana y baja potencia en diversos puntos de la red, consolidando lo que actualmente se conoce como generación distribuida [1][2][3].

Es importante tener en cuenta que, aunque el tipo más común de generación distribuida está relacionada con la generación asíncrona conectada a la red a través de inversores [4] los generadores distribuidos sincrónicos son muy comunes [5][6] donde la implementación de sistemas de cogeneración en la industria permite mejorar la eficiencia energética, ya que, al minimizar el consumo de combustible, se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, favoreciendo el cumplimiento de estrictas normativas regulatorias [7]. Además, se considera un sistema energético confiable y seguro, capaz de suministrar energía continua para operaciones críticas que requieren un abastecimiento ininterrumpido, al tiempo que genera beneficios económicos al reducir los costos energéticos y la dependencia de fuentes externas de electricidad [8][9].

Las máquinas sincrónicas utilizadas en sistemas de generación distribuida presentan una mayor susceptibilidad a perder estabilidad en comparación con los grandes generadores de la red interconectada, debido a sus tiempos de despeje de fallas relativamente largos y a su baja inercia. Además, las plantas industriales que cuentan con autogeneración y están interconectados a la red externa, no solo se ven afectados por perturbaciones internas de la planta, sino también por eventos externos en el sistema eléctrico interconectado [10][11]. A pesar de esto, los análisis de estabilidad transitoria rara vez se incluyen en la fase de diseño de los sistemas industriales, siendo que la planificación se basa principalmente en estudios de flujo de carga, cortocircuitos, coordinación de protecciones y análisis de arco eléctrico [12].

Los estudios de estabilidad transitoria buscan evaluar cómo un sistema de potencia responde ante contingencias, perturbaciones o eventos transitorios, con el objetivo de definir las

medidas necesarias para que el sistema pueda enfrentar estas situaciones y mantener su operación de manera continua, conservando el funcionamiento del sistema próximo al estado de equilibrio previo al evento de falla. Entre las posibles acciones correctivas que se pueden derivar de estos estudios se incluyen la determinación del tiempo crítico de despeje de fallas para el ajuste de protecciones y el diseño de esquemas de liberación de carga [13].

En [14] se analizan la planificación de plantas de emergencia en entornos industriales, enfocándose en problemas de estabilidad transitoria que incluyen sobrecargas, caídas de voltaje y cambios en la frecuencia. Los autores sugieren la implementación de estrategias de arranque y desconexión de cargas de manera controlada para mantener la operación estable frente a eventos de contingencia. Por otra parte, en [15] se evidencian la necesidad de estudios de estabilidad en entornos industriales mediante un escenario real, donde una mala planificación del sistema provocó que fuera necesario rediseñarlo, ya que las corrientes de los generadores internos dependían de limitadores, provocando que no se aprovechar el 100% de la capacidad de potencia de los generadores.

En [16] llevaron a cabo un estudio de estabilidad transitoria en un parque industrial, proponiendo un esquema de desconexión controlada de cargas por bajo voltaje, restringido por la exportación de corriente hacia la red externa. Además, evalúan los tiempos críticos para el despeje de fallas externas, para así establecer los retardos de cada escalón del esquema de liberación de carga por bajo voltaje y evitar la operación de las protecciones por eventos en la red externa.

En [17] destaca que los problemas de estabilidad en sistemas de distribución que integran generadores sincrónicos distribuidos, si no se corrigen, pueden generar complicaciones adicionales en el sistema. En particular, las oscilaciones electromecánicas provocan perturbaciones que impactan la calidad de la energía. En entornos industriales, donde la

generación se encuentra próxima a los puntos de consumo, estas variaciones en frecuencia y tensión derivadas de las oscilaciones pueden afectar de manera significativa a cargas críticas o sensibles. En [18] se muestran a partir de simulaciones en un complejo industrial con dos centros de generación interconectados con la red externa con restricciones de carga para generación distribuida con máquinas sincrónicas, se puede asegurar la estabilidad de su primera oscilación después de una falla.

En el estudio de [19] aborda la estabilidad transitoria en plantas industriales con autogeneración basada en generadores sincrónicos interconectados a la red eléctrica. Se simularon distintos casos de estudio, como fallas trifásicas en la red externa y la desconexión de la planta del sistema de potencia, evaluando su impacto en el ángulo del rotor, la frecuencia y el comportamiento general de la planta de cogeneración. A partir de los resultados, se propusieron medidas de control y ajustes en los esquemas de protección, así como estrategias de desconexión de carga para garantizar la continuidad del suministro y la estabilidad del sistema. Además, se incluyeron criterios para determinar el tiempo crítico de despeje de fallas y priorizar la desconexión de cargas según su importancia en los procesos industriales, demostrando la relevancia de los estudios de estabilidad transitoria para el diseño, operación y confiabilidad de plantas industriales con generación distribuida.

En [20] se analizan los problemas de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia que incorporan generación distribuida se evidencia que la incorporación de unidades de generación distribuida, incluyendo plantas de ciclo combinado y mini-CHPP con turbinas de gas, contribuye a fortalecer la resiliencia del sistema frente a situaciones de emergencia y acorta los tiempos necesarios para restablecer el suministro eléctrico. No obstante, debido a su baja inercia, estas instalaciones de pequeña escala son más susceptibles a perder estabilidad durante

perturbaciones, como cortocircuitos monofásicos o trifásicos. El estudio analiza, mediante simulaciones de diferentes escenarios de emergencia y reconexión de líneas, cómo varían la tensión y los ángulos de los generadores, destacando la necesidad de estrategias de control distribuidas y coordinación de la generación para mantener la estabilidad transitoria y garantizar el suministro a los consumidores críticos.

En [21] se centra en la implementación y evaluación de un nuevo modelo dinámico de generador, denominado GENQEC, con un enfoque particular en la estabilidad transitoria de sistemas de potencia. El modelo, probado en cuatro plataformas comerciales de software, muestra un desempeño mejorado tanto en condiciones estáticas como dinámicas, respondiendo de manera adecuada y consistente ante perturbaciones transitorias.

En México, la mayoría de los sistemas eléctricos de los complejos gasíferos y petroquímicos se diseñaron inicialmente para operar aislados de la red eléctrica [22], sin embargo, los esquemas del mercado eléctrica mayorista permiten participar a estas empresas que se autoabastecen en el sistema eléctrico nacional, y que pueden beneficiarse del excedente que generan, como se explica en [23].

Para poder llegar a la implementación de sistemas de autoabastecimiento, es necesario considerar los recursos con los que cuenta la planta para no generar una inversión alta, aprovechar la base instalada y realizar un análisis estacionario para obtener la capacidad de generación adecuada. Sin embargo, este tipo de análisis no es concluyente para garantizar la correcta operación del sistema eléctrico industrial, la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos industriales es un aspecto clave para garantizar la continuidad y seguridad del suministro de energía. En este contexto, la cogeneración ha surgido como una alternativa eficiente para la producción simultánea de electricidad y calor, optimizando el consumo energético. Sin embargo,

la integración de sistemas de cogeneración plantea desafíos adicionales en la estabilidad del sistema, especialmente en situaciones de perturbaciones como fallas en la red o variaciones bruscas en la demanda.

La importancia de realizar un análisis de la respuesta dinámica del sistema de energía con cogeneración, radica no solamente cuando la plantas de cogeneración están conectadas a la red del suministro eléctrico de la compañía abastecedora de energía (CFE), ya sea en condiciones donde la generación de energía supera la demanda de carga del complejo industrial o bien, cuando se interconecta con el suministrador de energía porque hay una escases de generación local (respaldo), como se determina en [22].

Tomando en cuenta que el sistema de cogeneración debe de ser capaz de soportar condiciones internas, externas y alcanzar una condición operativa aceptable que no comprometa al sistema eléctrico industrial, por tanto:

El análisis de la estabilidad transitoria es primordial para determinar el comportamiento transitorio del sistema electico industrial ante perturbaciones.

Se deben implementar las medidas correctivas una vez que haya ocurrido la perturbación en el sistema eléctrico.

En el presente trabajo se analiza la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico industrial con cogeneración emplenado el software ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) que es una herramienta ampliamente utilizada para el análisis, modelado y simulación de sistemas eléctricos. Su uso en este estudio permitirá evaluar la estabilidad transitoria de un sistema industrial con cogeneración, proporcionando una base sólida para la implementación de estrategias de mejora en la operación y confiabilidad del sistema.

1.2 Planteamiento del Problema

Como se ha mencionado, en los sistemas industriales con cogeneración, la estabilidad transitoria es un aspecto crítico para garantizar una operación segura y confiable. Estos sistemas suelen operar de manera interconectada con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (excedente de generación y respaldo), lo que los expone a perturbaciones externas, como fallas eléctricas en la red, fluctuaciones de frecuencia o variaciones en la tensión de suministro.

Los estudios o análisis específicos sobre la estabilidad transitoria rara vez se realizan en estos sistemas eléctricos como se menciona en [22], esto ocasiona que no existan las medidas correctivas necesarios a implementar durante y después de una perturbación lo que genera riesgos como desconexiones no deseadas, daños en los equipos o incumplimientos de las normativas vigentes, como el Código de Red en México.

De modo que, en el presente trabajo, se realizara el análisis de la estabilidad transitoria mediante el software ETAP que permitirá modelar y evaluar el comportamiento dinámico del sistema ante distintas condiciones de operación, con la finalidad de determinar las medidas correctivas adecuadas que aumente la disponibilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico industrial.

1.3 Justificación del Problema

En el contexto actual de creciente demanda de energía y de integración de recursos distribuidos al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México, los sistemas de cogeneración desempeñan un papel clave. Sin embargo, estos sistemas deben cumplir con normativas como el Código de Red y estándares internacionales, como el IEEE Std 1547-2018, que exigen capacidad para soportar perturbaciones transitorias sin comprometer la estabilidad del sistema. La importancia de este tipo de estudios es evaluar el comportamiento dinámico del sistema es esencial

para comprender y mejorar la estabilidad transitoria en sistemas industriales con cogeneración. Mediante el uso del software ETAP facilita la evaluación de la estabilidad transitoria, proporcionando herramientas avanzadas de modelado y simulación. Esto permitirá a los operadores y diseñadores tomar decisiones informadas para mejorar la eficiencia energética y reducir el riesgo de fallos en el sistema eléctrico industrial.

1.4 Objetivo General

Evaluar la estabilidad transitoria de un sistema industrial con cogeneración mediante simulaciones en el software ETAP, a fin de analizar su respuesta ante perturbaciones y proponer estrategias que mejoren su desempeño y confiabilidad operativa, considerando la rapidez de actuación de los sistemas de protección basados en fusibles de alta velocidad.

1.5 Objetivos Específicos

Identificar los principales factores que afectan la estabilidad transitoria en sistemas industriales con cogeneración.

Modelar y simular el comportamiento del sistema ante eventos transitorios utilizando el software ETAP.

Analizar la respuesta del sistema frente a diferentes escenarios de perturbación.

Proponer estrategias de mitigación para mejorar la estabilidad transitoria del sistema considerando fusibles de alta velocidad.

1.6 Hipótesis

El uso del software ETAP en la evaluación de la estabilidad transitoria en un sistema industrial con cogeneración permitirá identificar con precisión los efectos de perturbaciones en la

red, y la implementación de estrategias de control enfocadas a la rapidez del sistema de protecciones mejorará la estabilidad del sistema, reduciendo el impacto de eventos transitorios.

1.7 Alcances

En el presente documento se estudia la simulación dinámica de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico industrial en su estado actual de operación. Se considera la demanda de su carga y la generación despachada por un turbogenerador. Se llevan a cabo simulaciones a través de software especializado considerando para varios casos de operación. Se simula la liberación de fallas trifásicas. Lo anterior con la finalidad de encontrar los tiempos críticos de liberación de falla y las máximas variaciones de los parámetros eléctricos de ángulos y velocidades de rotores, potencias y corriente de los turbogeneradores, así como el comportamiento del voltaje en el sistema.

Los datos utilizados para la construcción del modelado digital se han obtenido de levantamiento en campo y de manuales de diseño y operación, en casos especiales se han estimado a través de modelos y valores típicos reportados en la literatura sobre el tema.

Se analizará la estabilidad transitoria de un sistema de cogeneración industrial.

Se utilizará el software ETAP para modelar y simular el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de operación.

Se evaluarán estrategias de control y compensación para mejorar la estabilidad transitoria del sistema.

Se determinarán recomendaciones para optimizar el desempeño del sistema y reducir riesgos de fallos utilizando fusibles de alta velocidad.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Sistemas eléctricos de potencia

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos y equipos interconectados cuya finalidad es generar, transmitir y distribuir energía eléctrica de manera eficiente, segura y continua, cumpliendo con los requisitos de calidad establecidos por las normas [24]. Está compuesto por tres grandes etapas: generación, transmisión y distribución.

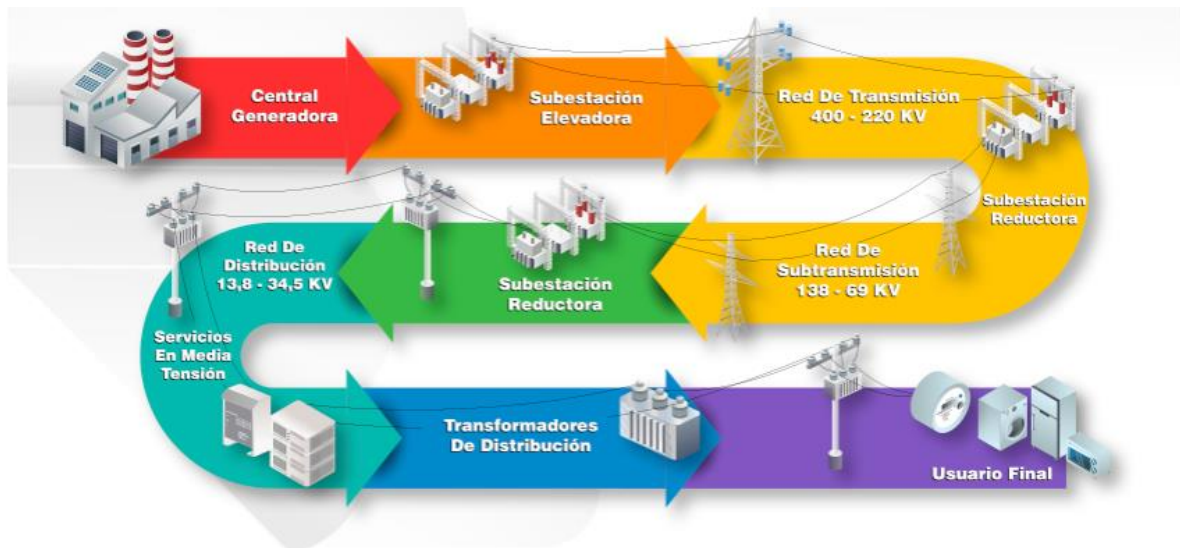


Figura.2.1 Sistemas eléctricos de potencia [25].

2.1.1 Generación

La generación eléctrica corresponde al proceso mediante el cual diversas fuentes de energía primaria son transformadas en energía eléctrica para su posterior suministro a través del sistema eléctrico de potencia [26]

2.1.2 Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos encargados de transportar grandes bloques de energía eléctrica desde las centrales generadoras hacia los centros de carga o redes de distribución, operando generalmente en niveles elevados de tensión para reducir pérdidas durante el transporte [27].

2.1.3 Distribución

La distribución eléctrica corresponde al conjunto de redes, transformadores y equipos destinados a entregar energía eléctrica a los consumidores finales, realizando la reducción de tensión y la conexión entre el sistema de transmisión y las cargas [28].

2.2 Generación distribuida

Históricamente, los sistemas eléctricos de potencia han operado bajo un esquema de generación centralizada, caracterizado por grandes centrales eléctricas con capacidades de varios cientos de MW hasta GW, ubicadas lejos de los centros de consumo e interconectadas mediante redes de transmisión y distribución.

La transición del modelo tradicional de generación centralizada hacia esquemas descentralizados ha sido impulsada por la necesidad de integrar fuentes renovables, reducir costos de expansión en transmisión y atender de manera más eficiente la creciente demanda energética cerca de los puntos de consumo [29].

La generación distribuida se caracteriza por integrar diversas fuentes energéticas y tecnologías de menor escala, típicamente desde cientos de kW hasta 10 MW, mediante unidades ubicadas próximas a los centros de consumo y con capacidad de interconectarse a la red eléctrica [30]

2.3 Definición y objetivo de la generación propia

La generación propia en entornos industriales consiste en producir energía eléctrica dentro de la misma planta, con el objetivo de reducir costos, garantizar el suministro y aprovechar recursos energéticos disponibles [31]. Dentro de este esquema, los sistemas de cogeneración o calor y electricidad combinados (CHP) permiten el aprovechamiento simultáneo de energía eléctrica y térmica, incrementando significativamente la eficiencia global del sistema optimizando el uso del combustible y reduciendo emisiones [32]. En un sistema industrial, la generación propia se puede operar en modo aislado o interconectada a un sistema externo, lo que implica retos de estabilidad y coordinación [33].

2.4 Estabilidad en un sistema industriales con cogeneración

En complejos industriales que operan con generación interna, las máquinas síncronas presentan una susceptibilidad acentuada a la inestabilidad transitoria en comparación con los generadores de gran escala de los sistemas interconectados. Este fenómeno deriva, primordialmente, de la baja inercia rotacional de sus unidades y de los tiempos de despeje de falla comúnmente elevados en las protecciones locales, factores que reducen el margen de seguridad para preservar el sincronismo ante perturbaciones [34].

Una máquina síncrona dentro de instalaciones industriales opera comúnmente en condición de sobreexcitación, en la cual es capaz de suministrar simultáneamente potencia activa y potencia reactiva a las cargas con las que interactúa eléctricamente, contribuyendo al mantenimiento del balance energético del sistema [35].

No obstante, el sistema carga-generación en cada momento sufre de variaciones en sus parámetros eléctricos sobre todo durante eventos de alta severidad, por ejemplo, cortocircuitos, conexión y desconexión de equipos, pérdida de generación, operación incorrecta de protecciones, segregación del sistema, etc.

A través de los estudios de estabilidad transitoria se determinan las acciones que deben tomarse durante y posterior a un disturbio o perturbación en la red eléctrica que permita mantener una operación continua con las menores variaciones posibles respecto a las condiciones previas al evento por ejemplo, conocimiento de tiempos máximos de liberación de falla y los límites de las tensiones en las barras para considerarlo en la coordinación de protecciones y esquemas de desconexión de carga o generación.

2.5 Estabilidad

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se refiere a la capacidad del sistema para mantener o recuperar su condición de operación normal después de una perturbación, retornando a un estado de equilibrio en el que las variables eléctricas permanezcan dentro de rangos permisibles y se garantice la continuidad del suministro [36].

2.6 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria, también denominada estabilidad de primera oscilación (first swing), se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de potencia para conservar el sincronismo ante la ocurrencia de una perturbación de gran severidad. La transición hacia un estado inestable puede presentarse en un intervalo aproximado de 5 a 10 segundos posteriores a la contingencia. Este tipo de estabilidad angular en régimen transitorio depende tanto de la magnitud del evento

perturbador como de las condiciones iniciales de operación del sistema eléctrico de potencia [35], [37] [38].

2.7 Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

El sistema eléctrico de potencia (SEP) se encuentra en constante cambio debido a la variación continua de la demanda, la generación y las condiciones de operación. Por ello, es necesario garantizar niveles adecuados de voltaje, potencia activa y reactiva, frecuencia de operación, así como la estabilidad de los ángulos de rotor de las máquinas síncronas. En este contexto, aun ante la presencia de una perturbación, el sistema debe ser capaz de mantener su operación dentro de límites aceptables sin comprometer su desempeño ni integridad [35].

En los SEP, la estabilidad se analiza considerando tres aspectos principales. La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad del sistema para mantener niveles adecuados de tensión en todos sus nodos, asegurando así su correcta operación. Por su parte, la estabilidad de frecuencia busca mantener el equilibrio entre la generación y la carga del sistema. Finalmente, la estabilidad angular tiene como objetivo preservar el sincronismo entre los generadores síncronos, evitando la pérdida de cohesión entre sus ángulos de rotor [35].

2.7.1. Estabilidad de ángulo del rotor

Es la capacidad de los generadores síncronos para recuperar sus condiciones normales de operación después de estar sometidos a una perturbación, ya sea moderadas o severa. En este proceso, la máquina síncrona debe ser capaz de mantener o restablecer el equilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

Cuando dicho equilibrio no se logra, el sistema puede entrar en una condición de inestabilidad transitoria, lo que provoca un incremento en las oscilaciones angulares y puede conducir a la pérdida de sincronismo [39][40].

En la Figura 2.2 se muestra un sistema que ha alcanzado nuevamente una condición de estabilidad después de haber sufrido una perturbación. En este caso, los generadores presentan un comportamiento oscilatorio, en el cual los ángulos de sus rotores no llegan a separarse de manera significativa, lo que indica que el sistema mantiene su sincronismo.

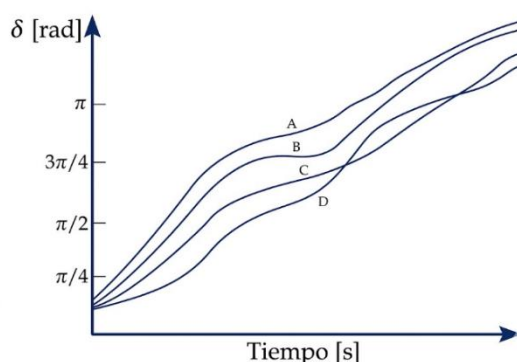


Figura 2.2 Sistema estable de un grupo de generadores [41].

Figura 2.2 Sistema estable de un grupo de generadores [41]

Mientras que en la Figura 2.3 se presenta el mismo sistema de generadores, se observa una separación significativa entre los ángulos de los rotores. Este comportamiento indica que el sistema ha entrado en una condición de inestabilidad, evidenciando la pérdida de sincronismo entre los generadores [41][42].

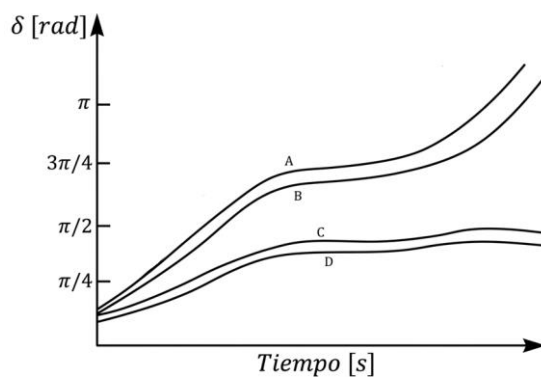


Figura 2.1 Condición de inestabilidad en un sistema de generadores [41].

2.7.2. Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se relaciona directamente con el comportamiento de las redes de transmisión ante variaciones, ya sean graduales o repentinas, en la demanda de energía. Estos cambios en la carga pueden provocar que los niveles de voltaje se desvíen de los márgenes adecuados de operación [43].

De manera similar a otros tipos de estabilidad, la respuesta natural de las máquinas eléctricas, influenciada por su inercia y las reservas de potencia disponibles, permite que el sistema recupere la estabilidad transitoria y alcance nuevamente una condición de estado estacionario después de presentar oscilaciones.

2.7.3. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia está relacionada con las variaciones repentinas de la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia, las cuales se producen debido a perturbaciones en las áreas de generación, transmisión, distribución o en los centros de consumo [44].

La desconexión inesperada de unidades generadoras o la pérdida de cargas importantes puede generar cambios inmediatos en la frecuencia del sistema. Si estas variaciones no son amortiguadas adecuadamente por la inercia de las máquinas síncronas y los mecanismos de control, el sistema completo puede verse comprometido, afectando su estabilidad global del sistema.

2.8 Límites de estabilidad

Se debe considerar que, para asegurar la estabilidad en estado transitorio, una contingencia debe ser eliminada en un tiempo suficientemente corto, conocido como Tiempo Crítico de Despeje (TCD) [42]. Este parámetro representa el intervalo máximo permitido entre la ocurrencia de la falla y su eliminación por los sistemas de protección, de manera que el sistema eléctrico de

potencia pueda conservar el sincronismo de sus máquinas síncronas. Si la falla no es despejada antes de este tiempo límite, el sistema puede perder estabilidad y evolucionar hacia una condición de desincronización.

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 Metodología del proyecto

El desarrollo del proyecto se estructurará en cinco etapas metodológicas, orientadas a determinar los ajustes óptimos de protección que garanticen la estabilidad y continuidad operativa de una planta de cogeneración ante la ocurrencia de disturbios eléctricos.

En la primera etapa, se realizará la recopilación de información técnica correspondiente al equipo primario que conforma el sistema eléctrico de la planta. Esta información incluirá los parámetros eléctricos y operativos de los siguientes componentes:

Generadores síncronos.

Transformadores de potencia.

Alimentadores aéreos y subterráneos.

Sistemas de control de velocidad de turbinas de gas o motores de combustión interna.

Sistemas de excitación.

Esquemas de acción remedial.

Cargas conectadas.

La segunda etapa contemplará la capacitación y familiarización con el software ETAP (Electrical Transient Analyzer Program), herramienta que permitirá realizar el modelado del sistema y la evaluación de su comportamiento dinámico. En esta fase se comprenderá la estructura del programa, los módulos de simulación y las funciones específicas para el análisis de estabilidad transitoria.

Durante la tercera etapa, se llevará a cabo el modelado detallado del sistema eléctrico en ETAP, incorporando los datos obtenidos en la primera etapa. Se configurarán los elementos

principales —como generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas— y se ajustarán los parámetros de control y protección asociados a cada componente.

En la cuarta etapa, se procederá a la simulación de escenarios de disturbios eléctricos, tales como cortocircuitos o desconexiones súbitas de carga. Estos escenarios permitirán analizar la respuesta dinámica del sistema, observando las variaciones de ángulo, frecuencia y tensión de los generadores, así como el desempeño de los dispositivos de protección.

Finalmente, en la quinta etapa, se realizará la validación de los resultados mediante la comparación de las respuestas obtenidas con los criterios técnicos establecidos. En esta fase se ajustarán los sistemas de control, los parámetros de protección y los esquemas de acción remedial, con el propósito de optimizar la estabilidad transitoria y garantizar la operación confiable del sistema de cogeneración.

En este capítulo se describe el sistema industrial con cogeneración objeto de estudio y la metodología aplicada para la evaluación de su estabilidad transitoria. Se incluyen las consideraciones tomadas para el modelado eléctrico, las herramientas de simulación empleadas y las variables monitoreadas para el análisis de resultados.

3.2 Descripción del sistema industrial analizado

El diagrama unifilar del sistema industrial analizado que se muestra en la Figura 3.1 representa una planta de cogeneración interconectada a la red externa de 115 kV, con una tensión de distribución interna de 13.8 kV. Este diagrama constituye una representación esquemática de las conexiones eléctricas, donde cada línea indica el flujo de energía entre barras, transformadores, generadores y cargas, facilitando la comprensión de la topología general del sistema.

3.2.1 Conexión con la red externa

El sistema se conecta a la red externa a través de una barra de 115 kV, actuando como punto de interconexión y transferencia de energía. Para ello se emplea un transformador elevador 13.8/115 kV de 25 MVA, que permite compatibilizar niveles de tensión y facilita la operación de exportación o importación de energía según la demanda.

3.2.2 Sistema interno de la planta

Dentro de la planta, la distribución eléctrica se realiza mediante dos barras principales, BUS 6 y BUS 7, que alimentan múltiples cargas industriales, principalmente motores eléctricos y equipos de gran potencia. La interconexión de estos equipos se realiza mediante cables de potencia, mientras que los bancos de capacitores proporcionan compensación reactiva, optimizando el factor de potencia y reduciendo pérdidas eléctricas.

Además, la planta dispone de dos unidades generadoras, el primero designado como TG-GN, con una capacidad de 20 MW y conectado a la barra BUS 6, y el segundo designado como TG-PM, de 15.75 MW, conectado a la barra BUS 7. Ambas unidades operan en sincronismo con las barras internas de 13.8 kV, lo que permite una operación coordinada y el control del flujo de potencia tanto hacia la red interna como hacia la red externa de forma estable y eficiente.

3.2.3 Protecciones y control

El sistema incorpora relés de sobrecorriente (OCR) en puntos estratégicos para la detección y aislamiento de fallas, garantizando la seguridad del sistema. Además, se incluyen sincronizadores automáticos, que facilitan la operación conjunta de los generadores con las barras internas, asegurando la estabilidad del sistema eléctrico ante variaciones de carga o perturbaciones externas.

3.2.4 Tipo de arreglo

El sistema se configura bajo un arreglo de doble barra principal, caracterizado por la alimentación de múltiples cargas desde cada barra y la conexión directa de los generadores. La presencia del transformador elevador permite la interconexión con la barra externa de 115 kV. Esta configuración ofrece alta confiabilidad operativa, flexibilidad para mantenimiento sin comprometer la operación de toda la planta y operación independiente de los generadores, lo cual es fundamental para la continuidad operativa en sistemas industriales de cogeneración.

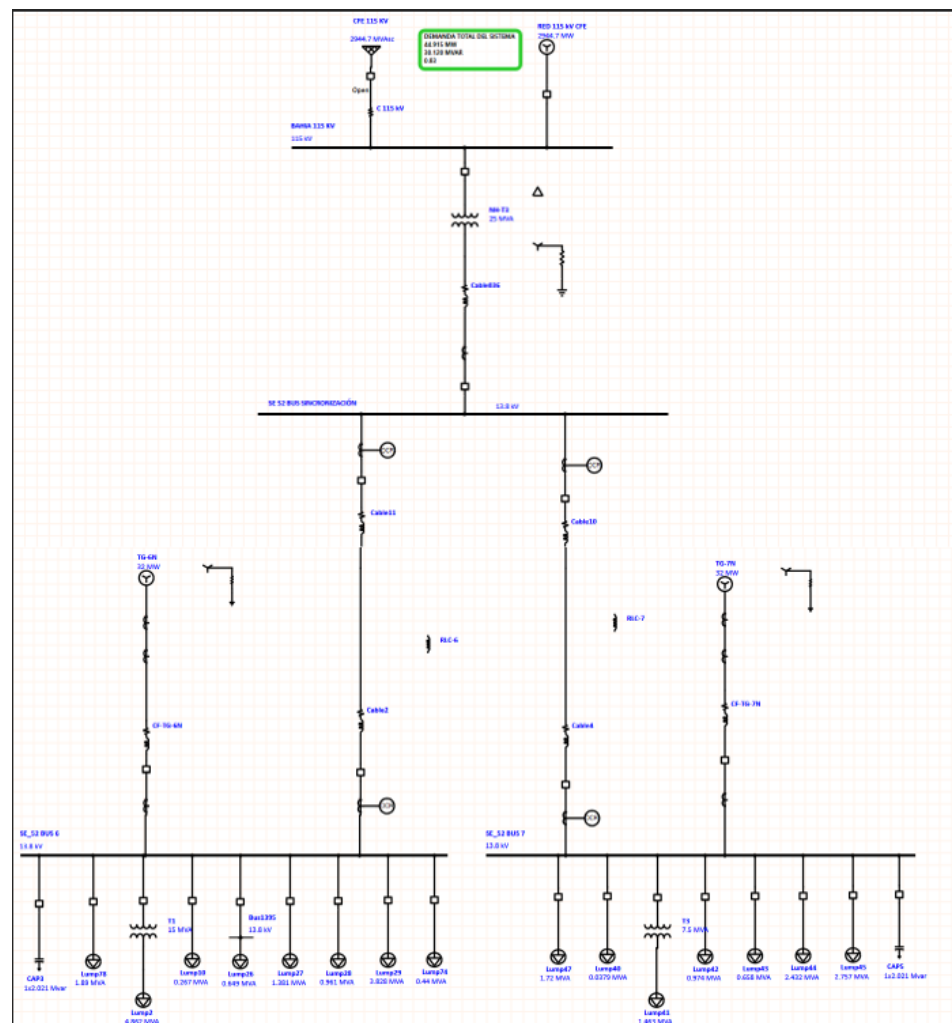


Figura 3.1. Diagrama unifilar del sistema industrial con cogeneración.

3.3 Consideraciones en el modelado del sistema

Para el análisis de estabilidad transitoria se desarrolló un modelo eléctrico representativo en ETAP, incorporando parámetros reales de los equipos. Las principales consideraciones fueron:

3.3.1 Generadores síncronos

Se emplea un modelo dinámico de cuarto orden que permite representar con mayor fidelidad el comportamiento electromecánico de la máquina. Este modelo incluye parámetros eléctricos fundamentales, tales como las reactancias subtransitorias y transitorias, así como la constante de inercia (H) y el factor de amortiguamiento, los cuales influyen directamente en la respuesta dinámica del generador ante perturbaciones.

Adicionalmente, se incorpora el modelado del regulador automático de voltaje (AVR) y del sistema de gobernadores, con el objetivo de representar adecuadamente la regulación de tensión y la respuesta de frecuencia del sistema.

3.3.2 Transformadores

Los transformadores se representan mediante un modelo trifásico que considera sus impedancias propias, así como las pérdidas asociadas al núcleo y al cobre, permitiendo una representación más precisa de su comportamiento en estado dinámico y estacionario.

Asimismo, se incorporan los ajustes de taps para la regulación de tensión, junto con las configuraciones de conexión delta-estrella, de acuerdo con los datos de placa del equipo. Esta modelación permite reproducir de manera adecuada la transferencia de potencia y las condiciones reales de operación dentro del sistema eléctrico.

3.3.3 Líneas y cables

Las líneas de transmisión se modelan mediante parámetros distribuidos (R , L y C), los cuales se determinan en función de su longitud y calibre del conductor. Además, se consideran la

capacidad de conducción de corriente y los límites térmicos, con el fin de representar adecuadamente su comportamiento eléctrico y las restricciones operativas bajo condiciones normales y de contingencia.

3.3.4 Cargas

Se ubican aguas abajo del diagrama unifilar mostrado en la Figura 3.1 y se representan mediante modelos mixtos de carga, los cuales combinan cargas estáticas de tipo impedancia y potencia constantes con cargas dinámicas, en particular motores de inducción. Adicionalmente, se considera la inercia mecánica de los motores principales, lo que permite reproducir con mayor precisión su comportamiento durante condiciones transitorias del sistema.

3.3.5 Sistema de protección

Se implementa la configuración de relevadores de sobrecorriente y fusibles de alta velocidad como parte del esquema de protección del sistema. La coordinación de los tiempos de actuación se realiza con el objetivo de evitar disparos innecesarios ante perturbaciones temporales y garantizar la selectividad del sistema de protección, asegurando que únicamente opere el dispositivo más cercano a la falla.

3.4 Parámetros principales de la red del sistema industrial

Los casos simulados no consideran la desconexión de la red externa, es decir, no se analiza la operación en modo isla. En este esquema, los turbogeneradores se conectan directamente a nodos de voltaje controlado, donde se fija la potencia activa y la magnitud de la tensión terminal. Por su parte, la potencia reactiva y el ángulo de la tensión terminal se ajustan de acuerdo con las condiciones de operación del sistema, respetando en todo momento los límites establecidos por la curva de culpabilidad de cada unidad.

La Tabla 3.1 presenta un resumen de los principales parámetros de la red. Se considera que la demanda total del sistema, la cual asciende a 44.615 MW de potencia activa y 18.10 MVar de potencia reactiva, que debe ser cubierta en todo momento mediante la potencia suministrada tanto por la red externa como por los turbogeneradores.

Tabla 3.1. Parámetros eléctricos principales del sistema.

Elemento	Valor / Característica
Nivel de tensión de interconexión	115 kV
Nivel de tensión de distribución	13.8 kV
Demanda total	44.615 MW / 18.10 MVar
Factor de potencia	0.93
Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia nominal generadores	15–20 MW c/u
Transformador principal	115/13.8 kV, conexión Δ -Y, 35 MVA

3.5 Herramientas para la simulación de estabilidad transitoria

Para el desarrollo del estudio se utilizó el software ETAP (Electrical Transient Analyzer Program), seleccionado por sus amplias capacidades para el modelado detallado de sistemas eléctricos industriales y de potencia. Esta herramienta permite la simulación de fenómenos dinámicos en escalas de milisegundos a segundos, así como la incorporación de modelos de generadores, reguladores, motores y sistemas de protección. Asimismo, el software posibilita la

ejecución de estudios de estabilidad transitoria bajo distintos tipos de fallas, incluyendo condiciones trifásicas, bifásicas y monofásicas.

El procedimiento general de simulación consistió, en primer lugar, en la construcción del modelo unifilar a partir de la configuración real del sistema. Posteriormente, se realizó la parametrización de los elementos eléctricos y mecánicos que lo conforman. A continuación, se definieron distintos escenarios de falla, variando su ubicación, tipo y duración. Con base en ello, se ejecutaron las simulaciones de estabilidad transitoria y se llevó a cabo el registro de las variables de interés, con el fin de analizar el comportamiento dinámico del sistema ante perturbaciones.

El análisis dinámico del sistema se complementó mediante el uso de los módulos de ETAP, empleando el flujo de potencia para establecer las condiciones iniciales de operación de la red, el módulo de estabilidad transitoria para la evaluación temporal del sistema, y las herramientas de análisis de gráficos para la obtención de las respuestas dinámicas de las variables de interés.

Finalmente, en cada simulación se monitorearon las siguientes variables de interés, las cuales permiten evaluar el comportamiento dinámico y la estabilidad del sistema ante perturbaciones:

- Ángulo de potencia (δ), utilizado para evaluar la pérdida de sincronismo entre los generadores y la red.
- Velocidad angular (ω) del rotor, que permite observar su desviación durante la perturbación.

- Tensión en barras críticas, considerada como indicador de la severidad del evento y de la capacidad de recuperación del sistema.
- Frecuencia del sistema, asociada a los desequilibrios entre generación y demanda.
- Corriente de falla, fundamental para el análisis del desempeño y la actuación de las protecciones.
- Tiempo crítico de despeje (TCD), definido como el tiempo máximo permitido para la eliminación de la falla sin comprometer la estabilidad del sistema.

La Tabla 3.2 presenta las variables consideradas en el estudio de estabilidad transitoria, junto con sus respectivas unidades y descripción. Estas variables permiten caracterizar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico ante la ocurrencia de perturbaciones, facilitando el análisis de la estabilidad angular, de frecuencia y de tensión, así como la evaluación del desempeño de las protecciones durante los eventos de falla.

Tabla 3.2. Variables registradas en el estudio de estabilidad transitoria.

Variable	Unidad	Descripción
Ángulo de potencia δ	Grados ($^{\circ}$)	Diferencia angular entre generadores y referencia
Velocidad angular ω	p.u.	Relación de la velocidad respecto a la nominal
Tensión en barras	kV	Nivel de tensión en puntos críticos
Frecuencia	Hz	Oscilaciones del sistema post-falla
Corriente de falla	kA	Corriente máxima durante el evento
Tiempo crítico despeje	s	Tiempo límite para que el sistema se recupere

Los flujos de potencia de la red completa se presentan en las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4, dichos resultados se utilizan como condiciones iniciales para el análisis dinámico de estabilidad transitoria del sistema.

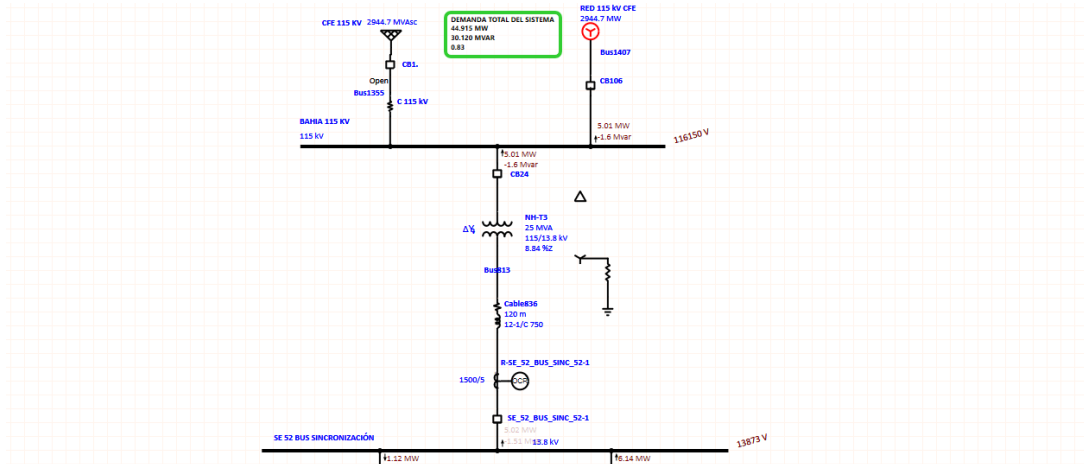


Figura 3.2 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 1.

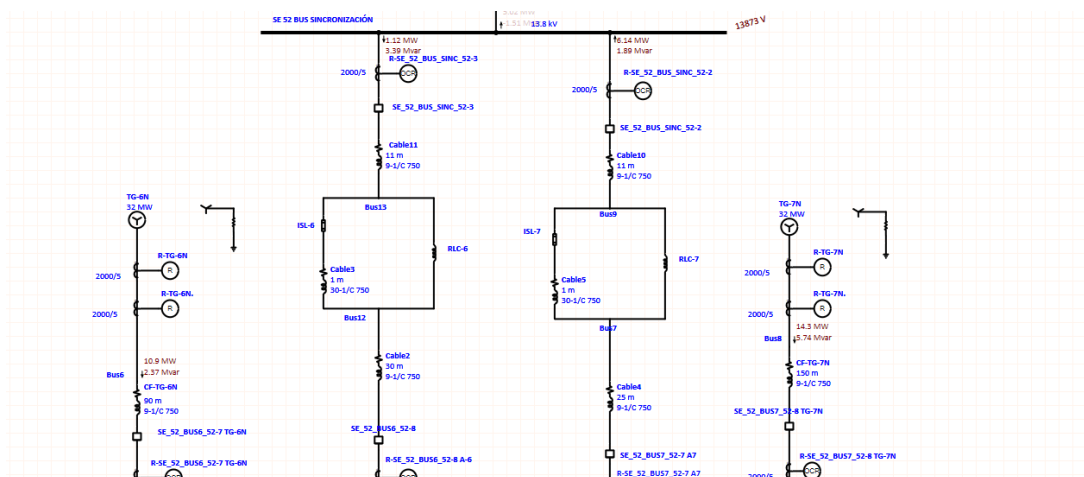


Figura 3.3 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 2.

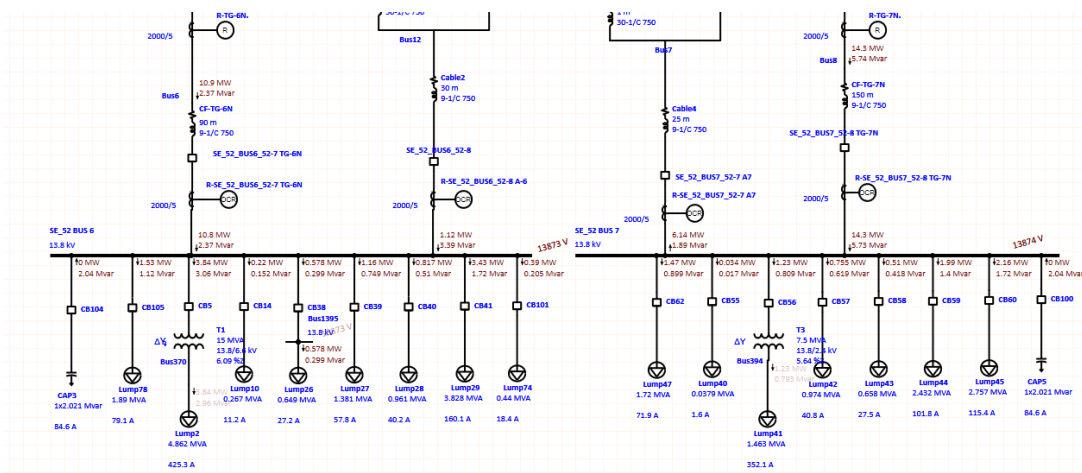


Figura 3.4 Flujos de potencia de la red eléctrica, parte 3.

La Tabla 3.3 presenta la distribución de potencia activa y reactiva suministrada por las fuentes de generación del sistema industrial. Se observa la contribución de los turbogeneradores TG-6N y TG-7N, así como el intercambio de potencia con la red externa bajo condiciones normales de operación.

Tabla 3.3 Potencias de generación del sistema.

Elemento de generación	Potencia activa (MW)	Potencia reactiva (MVar)
TG-6N	10.8	2.37
TG-7N	14.3	5.74
Red externa	-5.01	1.6

CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de estabilidad transitoria en un sistema de cogeneración permite evaluar la respuesta del sistema ante perturbaciones severas, verificando su capacidad para mantener el sincronismo y restablecer condiciones de operación estables. Asimismo, posibilita la identificación de los límites operativos, la caracterización de la respuesta dinámica de sus componentes y la determinación de los tiempos críticos de despeje de fallas. Con base en estos resultados, se obtiene información clave para la adecuada coordinación de esquemas de protección y estrategias de control, orientadas a garantizar la continuidad del suministro eléctrico y la integridad de los equipos frente a eventos transitorios.

Las simulaciones se organizaron en distintos escenarios de operación del sistema de cogeneración, representando condiciones cercanas a la operación real. En cada caso se analizaron dos condiciones específicas: la primera considera la aplicación de una falla en las terminales del generador TG-6N sin la actuación del fusible de protección, mientras que la segunda incluye la operación de dicho elemento. Esta comparación permite identificar el efecto del dispositivo de protección en la respuesta dinámica del sistema y su influencia en la mejora de la estabilidad transitoria y la protección de los equipos.

Para el análisis de estabilidad transitoria del TG-6N se definieron cuatro casos de estudio, con el propósito de evaluar la respuesta dinámica del sistema ante condiciones de cortocircuito trifásico en un nodo cercano al generador. En cada escenario se consideran diferentes tiempos de duración de la falla y variaciones en la configuración del esquema de protección, particularmente en la actuación del fusible de alta velocidad y el valor del reactor en paralelo, con el fin de comparar su efecto sobre el comportamiento transitorio del sistema.

Caso de estudio 1

En este caso de estudio se considera la presencia de un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, ubicada en las proximidades del turbogenerador TG-6N, con una duración de 3.1 s. En este escenario no se contempla la operación del fusible de alta velocidad, el cual se encuentra instalado en serie con un tramo de cable; dicho conjunto está conectado en paralelo con un reactor de 0.5Ω .

Caso de estudio 2

En este caso se considera un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, cercana al generador TG-6N, con una duración de 0.38 s. En este caso, el fusible de alta velocidad ubicado en serie con la impedancia del tramo de cable actúa de forma inmediata al presentarse la falla. Este conjunto se encuentra conectado en paralelo con un reactor de 0.5Ω , el cual contribuye a limitar la corriente de falla una vez que el fusible ha operado.

Caso de estudio 3

En este escenario se simula un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, nodo cercano al generador TG-6N, pero ahora a los 0.5 s. El fusible de alta velocidad el cual se activa inmediatamente cuando se presenta la falla se encuentra en serie con un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 1.0 ohms para limitar la corriente de falla una vez que el fusible se abre.

Caso de estudio 4

Para este caso de estudio se simula un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, con cercanías al nodo del generador TG-6N, con una duración de 0.51 s. El fusible de alta velocidad el cual se activa inmediatamente cuando se presenta la falla se encuentra en serie con un tramo de

cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 2.0 ohms para limitar la corriente de falla una vez que el fusible se abre.

En cada simulación se registraron las variables de interés, incluyendo el ángulo, la velocidad, la potencia activa, la potencia reactiva y la corriente del generador TG-6N, así como la tensión en la barra SE_52 BUS 6. Estos resultados permiten analizar el comportamiento transitorio del sistema ante cada condición de falla, identificar posibles riesgos de inestabilidad y evaluar la efectividad del fusible como elemento de protección y mitigación del evento.

El capítulo finaliza con un análisis comparativo entre los casos evaluados, donde se contrastan las respuestas dinámicas del sistema bajo cada configuración. A partir de ello, se observa la influencia de la topología del sistema y de la coordinación de los dispositivos de protección en su comportamiento ante eventos transitorios. Este análisis permite identificar las condiciones más críticas para la estabilidad y establecer criterios técnicos para la operación del sistema de cogeneración, así como mejorar la coordinación de protecciones y fortalecer su desempeño ante perturbaciones severas.

4.1 Caso 1: Falla en terminales del TG-6N sin operación de fusible

La Figura 4.1 muestra la respuesta transitoria del ángulo de potencia relativo de dos generadores (TG-6N y TG-7N) para el caso de estudio 1. Se observa que generador TG-6N, al encontrarse en las proximidades de la falla, experimenta una oscilación inmediata; sin embargo, es el generador TG-7N el que presenta la mayor excursión angular, alcanzando un pico cercano a los 170°. Este comportamiento sugiere que, aunque TG-7N no es el punto de falla, su respuesta dinámica se ve severamente afectada por la reconfiguración del flujo de potencia a través del

reactor de 0.5Ω , al no operar el fusible de alta velocidad. A pesar de la severidad y duración del evento, ambas máquinas mantienen un comportamiento coherente y subamortiguado, logrando restablecer el sincronismo y converger a un nuevo estado.

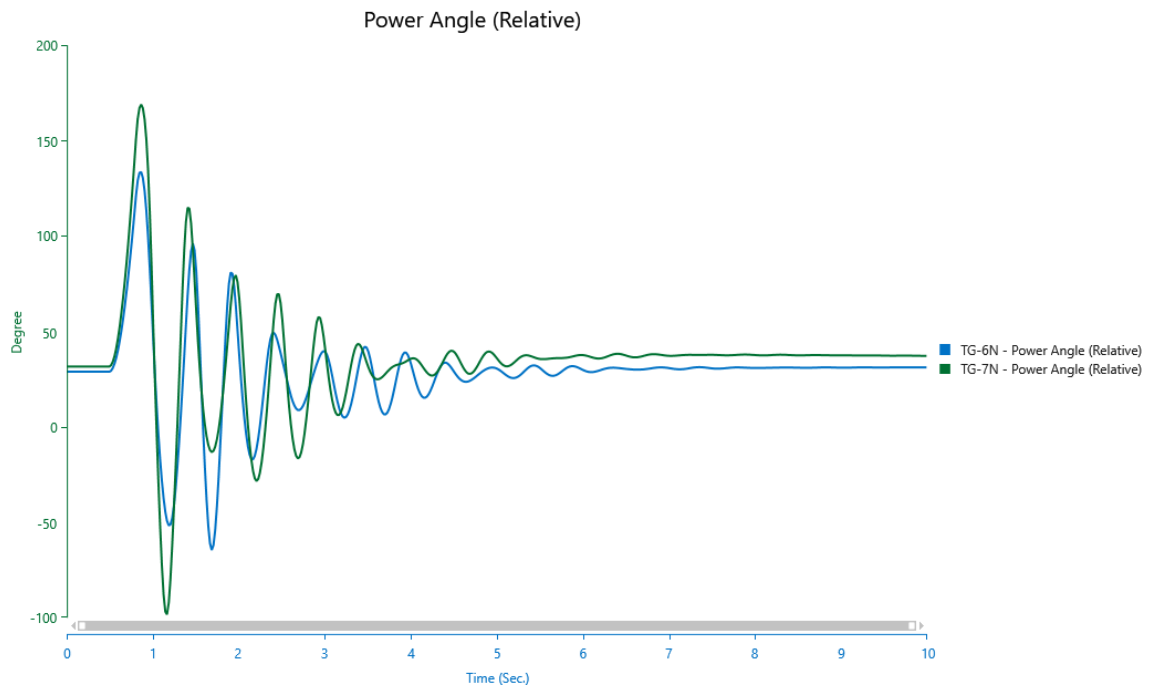


Figura 4.1. Angulo del rotor de los generadores para caso 1.

La Figura 4.2 muestra que durante la falla, ambos turbogeneradores presentan oscilaciones en su velocidad. El TG-6N es el menos afectado, mientras que el TG-7N presenta una perturbación mayor, alcanzando 3800 rpm. En ambos casos, las oscilaciones se amortiguan progresivamente, recuperando el estado estable sin pérdida de sincronismo.

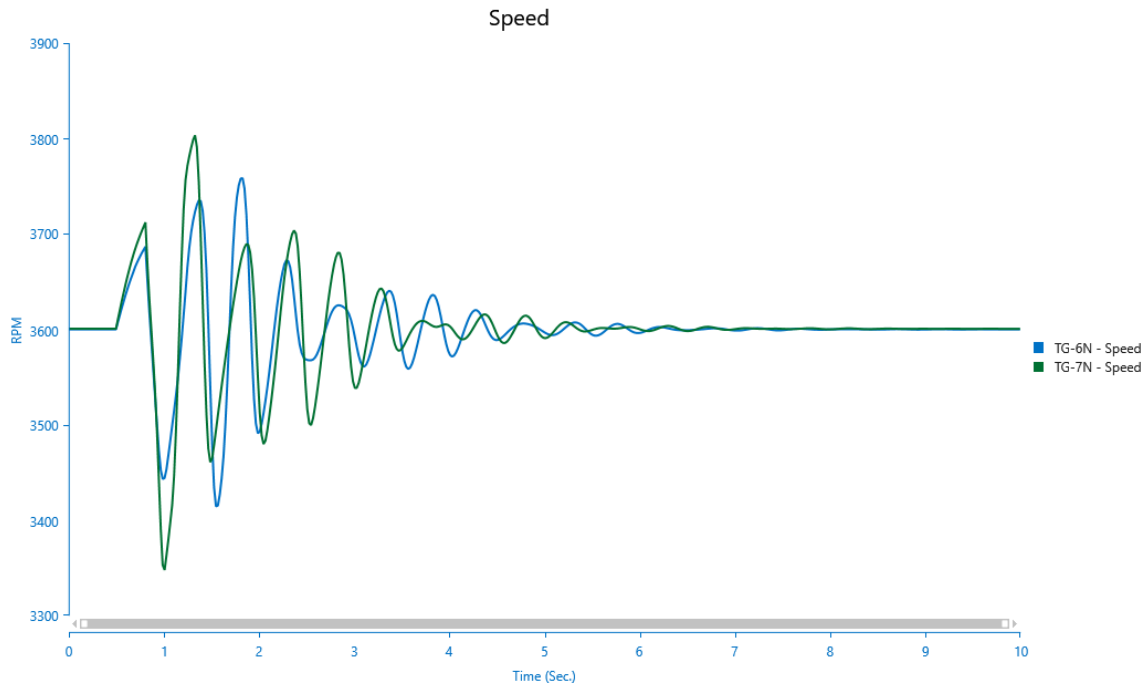


Figura 4.2. Velocidad del rotor de los generadores caso 1.

La Figura 4.3 muestra la respuesta de la potencia activa suministrada por ambos turbogeneradores durante la falla. Se observan oscilaciones significativas en ambos generadores como respuesta a la perturbación, con intercambios abruptos de potencia activa y cambios momentáneos de signo, indicando un desbalance temporal entre la potencia mecánica y eléctrica. Posteriormente, las oscilaciones se amortiguan de manera progresiva hasta que ambos generadores recuperan su condición estable de operación, manteniendo el sincronismo del sistema.

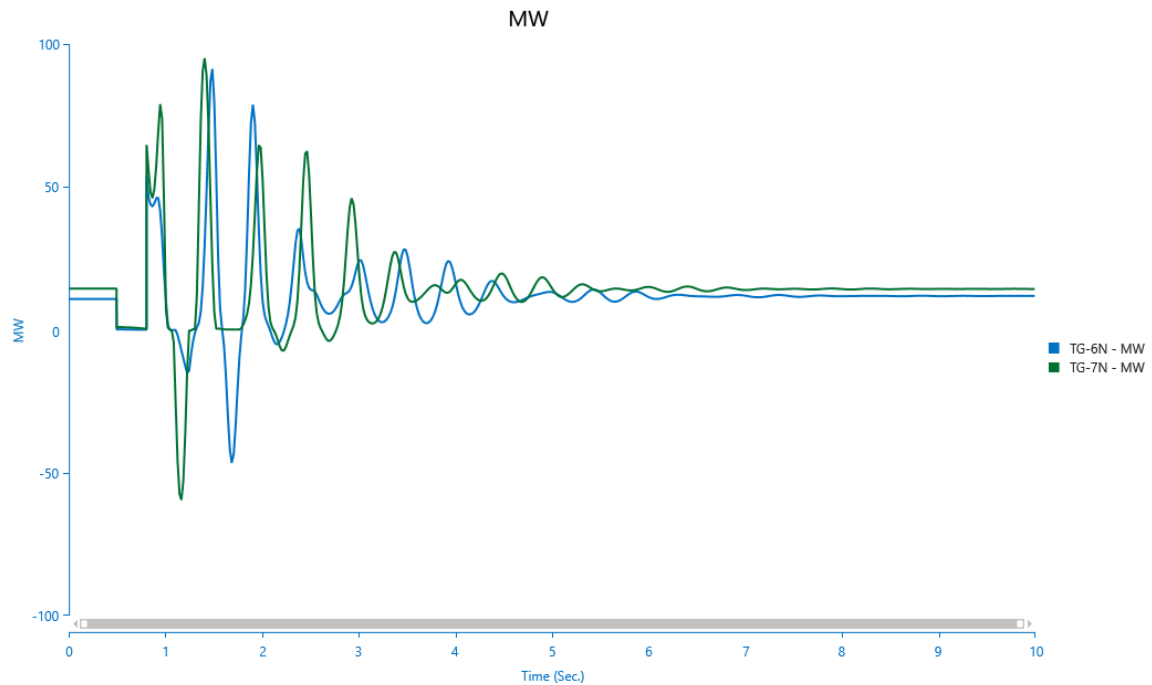


Figura 4.3. Potencia real de los generadores para el caso 1

Ante la falta de operación del fusible de alta velocidad, el sistema depende íntegramente de la impedancia del reactor y de la respuesta de las máquinas para evitar el colapso de tensión. La grafica de la Figura 4.4 demuestran que debido a su proximidad al punto de falla, el TG-6N incrementa la inyección de potencia reactiva para sostener la tensión. En cambio, el TG-7N, al estar más alejado eléctricamente, presenta una absorción transitoria de reactivos por el intercambio dinámico de potencia en la red.

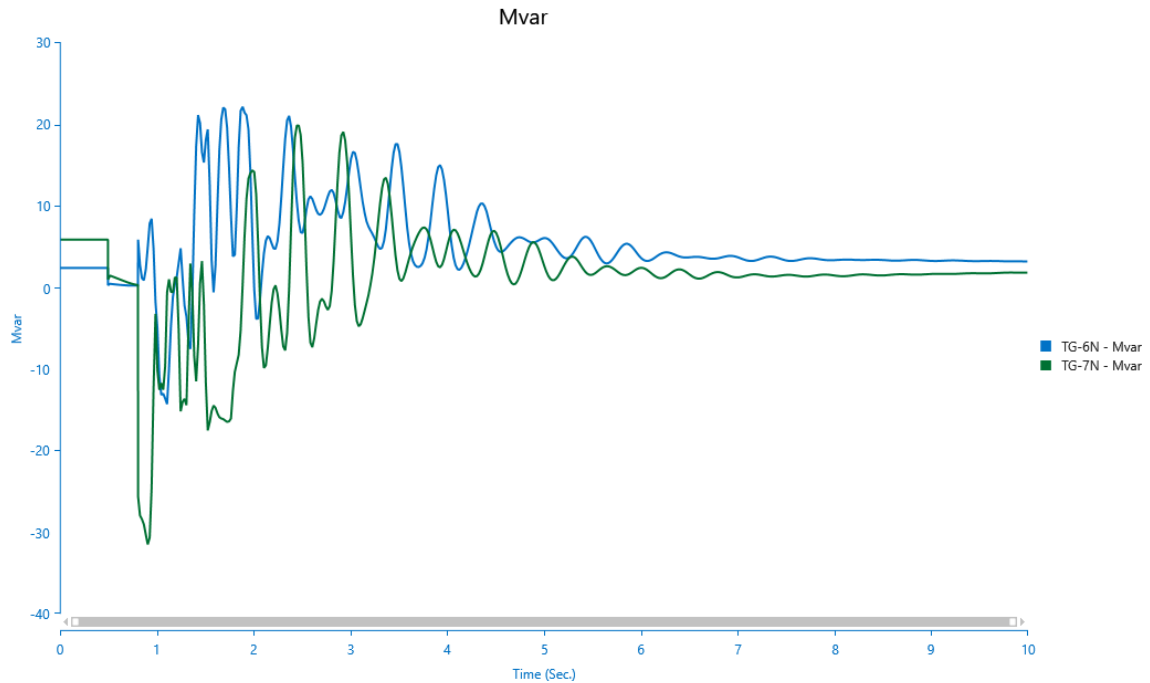


Figura 4.4. Potencia reactiva de los generadores caso 1.

La Figura 4.5 muestra que, al inicio de la falla, ambas corrientes presentan un incremento abrupto debido a la elevada demanda de corriente de cortocircuito, alcanzando picos superiores a 6000 A. Posteriormente, se observan oscilaciones amortiguadas como resultado de la respuesta dinámica de los generadores y de la red, hasta que finalmente las corrientes convergen gradualmente hacia valores cercanos al estado estable, indicando que el sistema recupera su condición operativa sin pérdida de estabilidad.

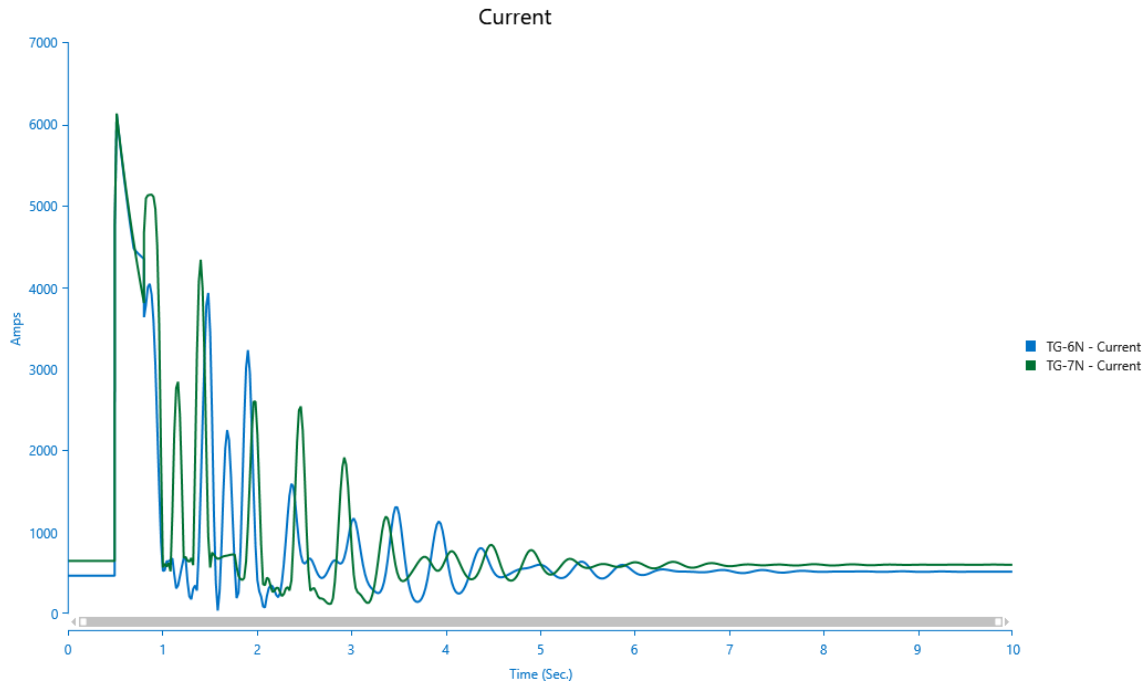


Figura 4.5. Corriente de los generadores caso 1.

La Figura 4.6 muestra que, al inicio del cortocircuito trifásico, el voltaje en la barra SE_52 BUS 6 cae abruptamente hasta valores cercanos a cero debido a la severidad de la falla. Posteriormente, aun cuando la falla permanece hasta el segundo 3.1 s, el voltaje presenta una recuperación parcial asociada al soporte dinámico de tensión proporcionado por los generadores y el reactor conectado en paralelo. Una vez finalizada la condicion de falla, se observan oscilaciones amortiguadas hasta alcanzar nuevamente el estado estable a los 8 s.

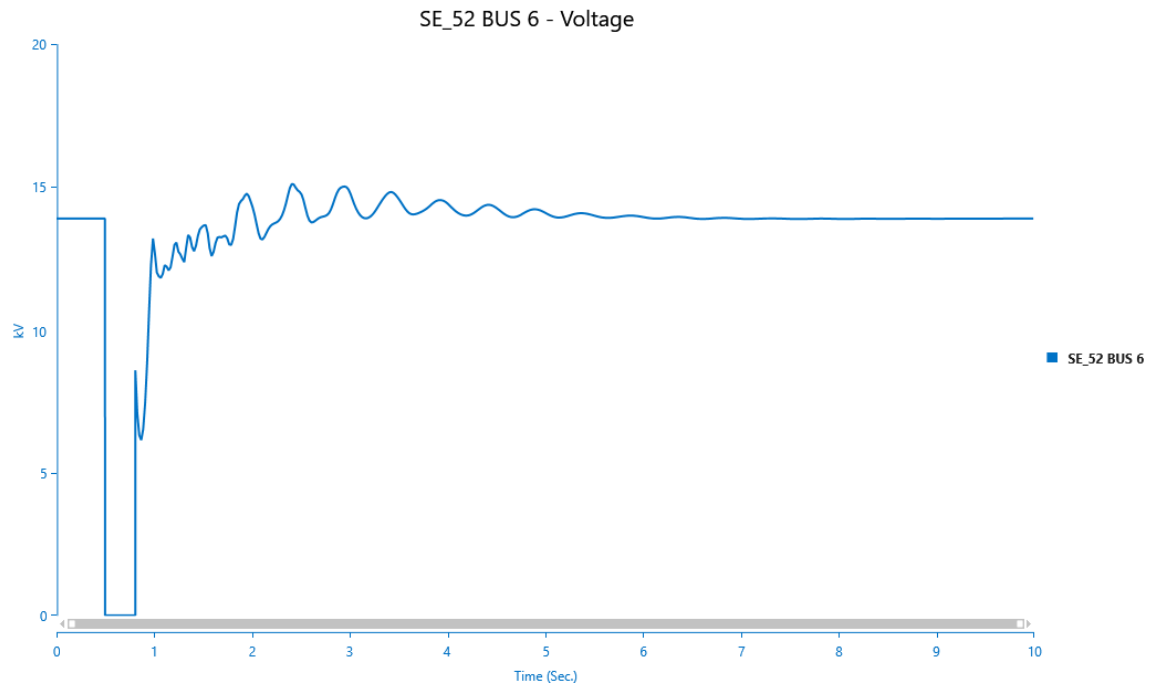


Figura 4.6. Tensión en la barra SE_52 BUS 6.

4.2 Caso 2: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 0.5 ohms.

Se considera la operación del fusible de alta velocidad el cual se encuentra en serie con la impedancia de un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 0.5 ohms.

En la Figura 4.7 se presenta la evolución del ángulo de potencia relativo para ambos generadores, donde se evidencia el impacto diferencial de la falla según la ubicación del evento. El TG-6N, al estar conectado directamente a la barra fallada, experimenta las salidas angulares

más severas, con oscilaciones que alcanzan magnitudes cercanas a los 180° en los ciclos iniciales, situando a la unidad en un estado crítico de estabilidad transitoria. Por el contrario, el TG-7N muestra una respuesta significativamente más atenuada, manteniendo variaciones angulares mucho menores gracias a la impedancia de enlace y su mayor distancia eléctrica respecto al punto del cortocircuito. A pesar de la amplitud de las oscilaciones iniciales, la acción del reactor y el par amortiguador de las máquinas permiten que ambos ángulos converjan hacia un nuevo estado de equilibrio estable aproximadamente a los 8 segundos, evitando la pérdida de sincronismo del sistema.

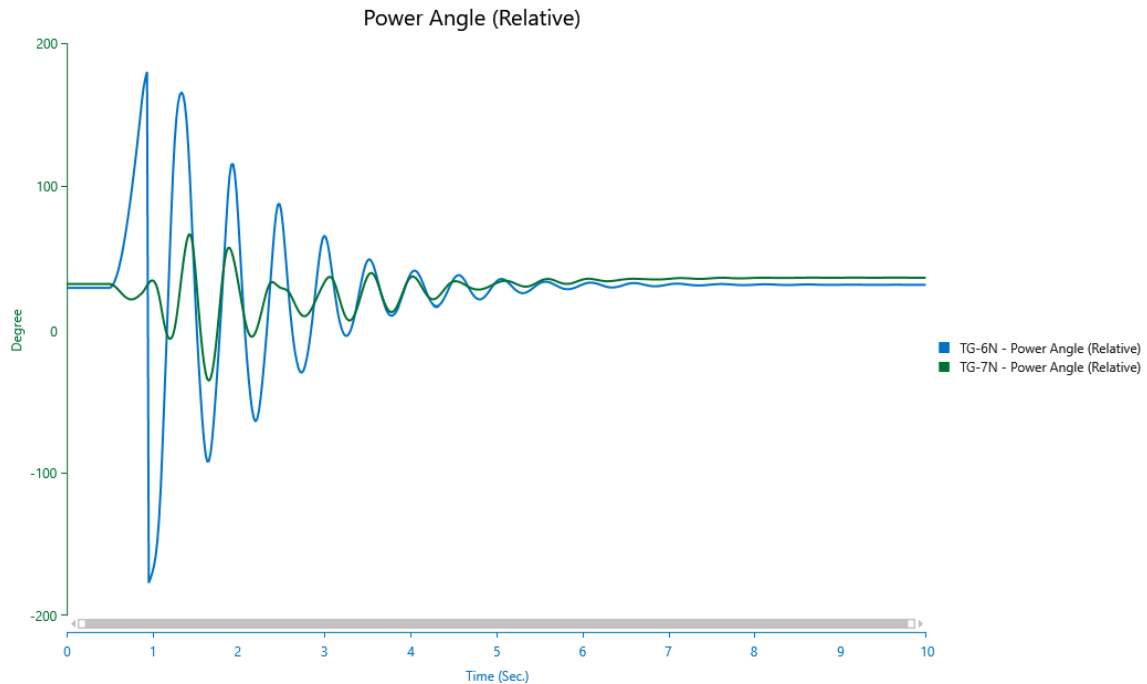


Figura 4.7. Angulo del rotor de los generadores para caso 2.

La Figura 4.8 muestra la respuesta de velocidad de las unidades generadoras ante la falla trifásica presenta una trayectoria transitoria pronunciada, particularmente en el TG-6N, que alcanza picos cercanos a 3870 RPM al suministrar las elevadas corrientes demandadas por el

cortocircuito, provocando una mayor aceleración del rotor. En contraste, el TG-7N experimenta una aceleración menos severa debido a su mayor distancia eléctrica respecto al punto de falla. Una vez libera la condición de falla por el fusible a los $t=3.8s$, ambas máquinas presentan oscilaciones amortiguadas y convergen gradualmente hacia su velocidad síncrona nominal de 3600 RPM alrededor de los 8 s.

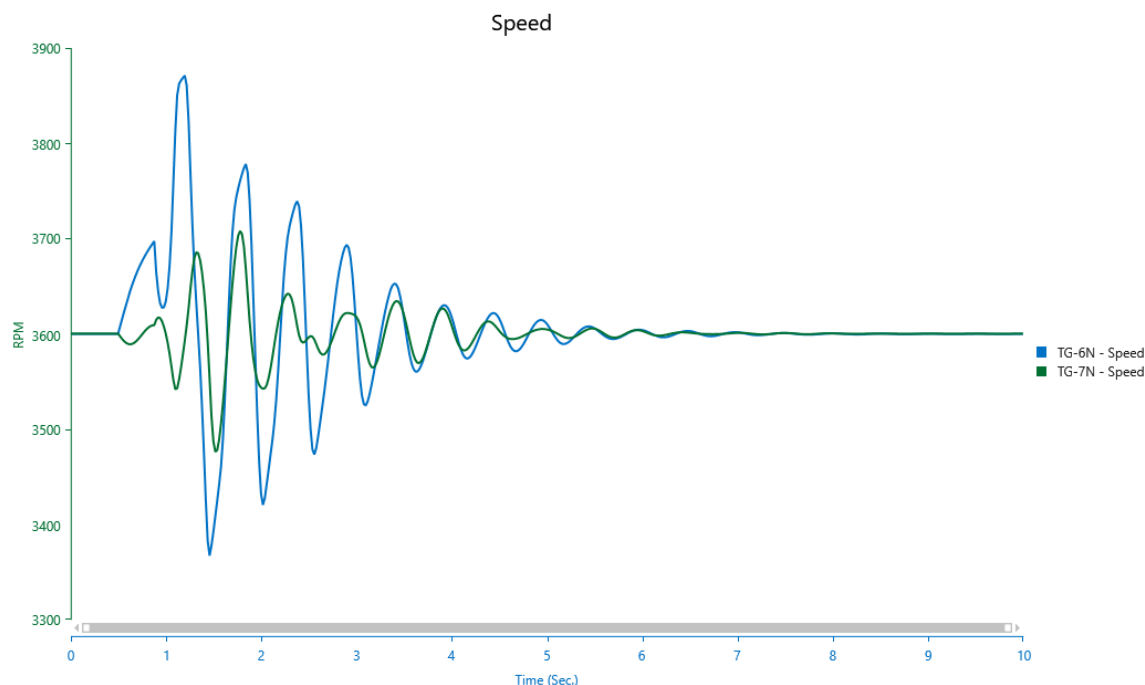


Figura 4.8. Velocidad del rotor de los generadores para el caso 2.

En la Figura 4.9 se ilustra la dinámica de la potencia activa para los turbogeneradores TG-6N y TG-7N. Al iniciarse el cortocircuito trifásico la potencia entregada por el TG-6N abruptamente a cero debido a su proximidad con el punto de falla; este fenómeno anula el par eléctrico opuesto, provocando que la energía mecánica excedente acelere el rotor. Por su parte, el TG-7N presenta fluctuaciones menores durante la falla.

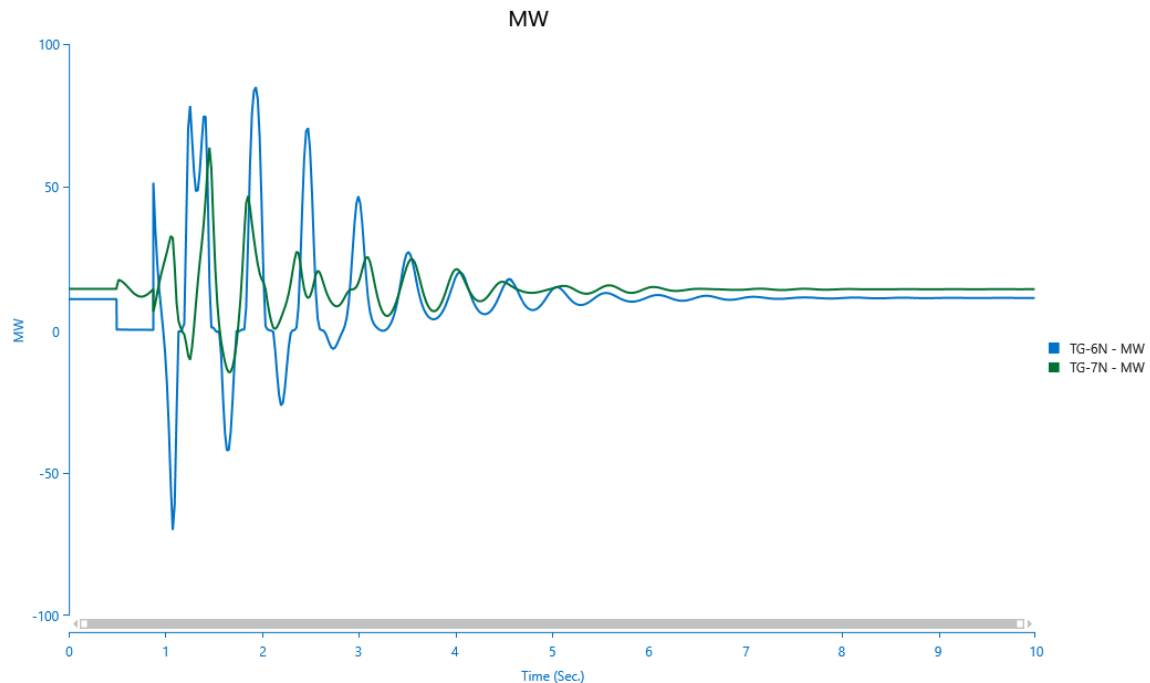


Figura 4.9. Potencia real de los generadores caso 2.

En la Figura 4.10 se observa que, ante la ocurrencia del cortocircuito, el TG-6N presenta oscilaciones en la parte positiva alcanzando los 45 Mvar, actuando como el principal soporte de potencia reactiva durante el transitorio. Por el contrario, el TG-7N llega a valores de -45 Mvar durante los primeros segundos, lo que indica que esta unidad entra en un régimen de subexcitación severa, absorbiendo potencia reactiva del sistema para intentar compensar el hundimiento de tensión en la barra fallada. Tras la liberación de la falla, el TG-7N oscila entre valores positivos y negativos de potencia reactiva, lo que evidencia la persistencia de oscilaciones electromecánicas y la respuesta dinámica del Regulador Automático de Tensión (AVR) para restablecer el equilibrio magnético y la estabilidad de voltaje en la red

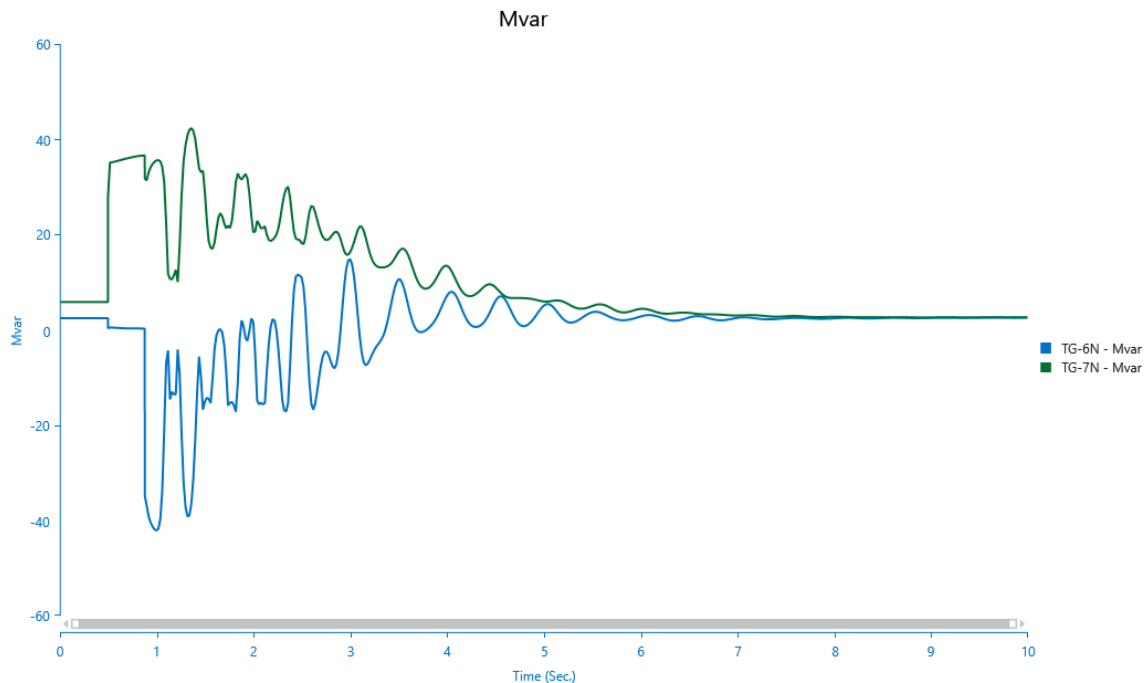


Figura 4.10. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa caso 2.

En la Figura 4.11 muestra el comportamiento de la corriente de los dos turbogeneradores. se observa que, ante la ocurrencia del cortocircuito, el TG-6N alcanza 6 kA y el TG-7N 3.2 kA presenta oscilaciones. Tras la liberación de la falla, las corrientes de ambos turbogeneradores oscilan, lo que evidencia la persistencia de oscilaciones electromecánicas y la respuesta dinámica del Regulador Automático de Tensión (AVR) y el sistema de excitación para restablecer el equilibrio magnético y la estabilidad de voltaje en la red.

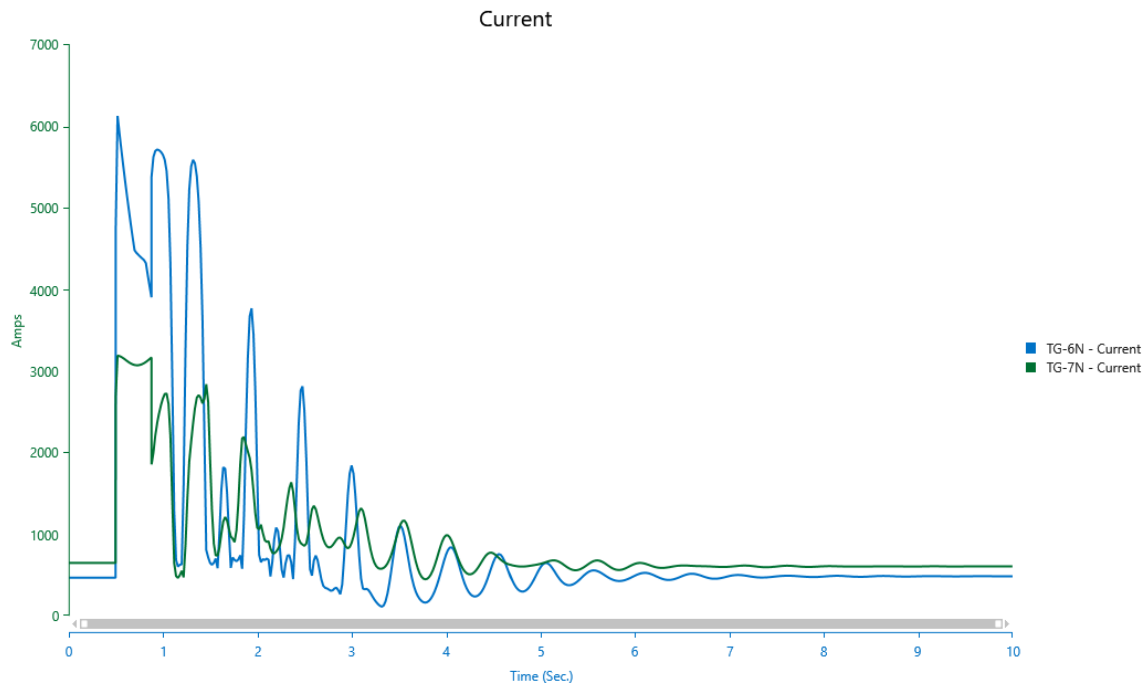


Figura 4.11. Corriente de los generadores caso 2.

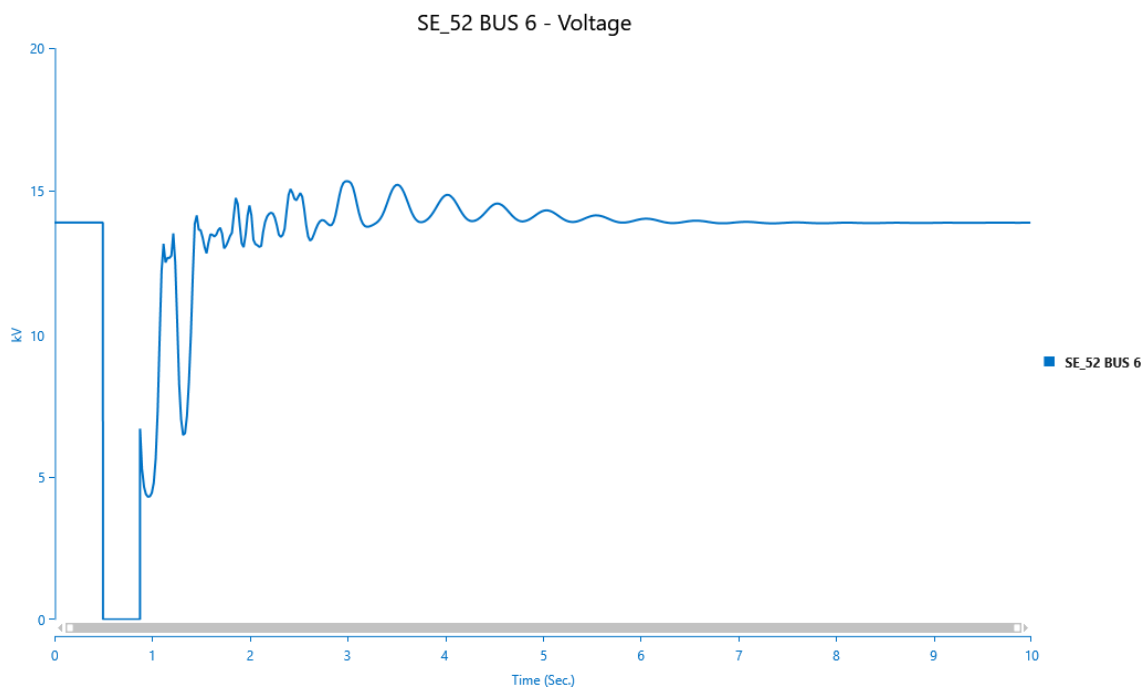


Figura 4.12. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

El comportamiento de la tensión mostrado en la figura 4.12 debido a la falla en terminales del turbogenerador evidencia que el sistema cuenta con suficiente capacidad de amortiguamiento para restablecer la estabilidad de las variables eléctricas y evitar condiciones de sobrevelocidad sostenida que comprometan la integridad mecánica de los turbogeneradores.

4.3 Caso 3: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 1.0 ohms.

Se aplica un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, nodo cercano al TG-6N, con una duración de 0.5 s. El fusible de alta velocidad se activa inmediatamente cuando se presenta la falla y se encuentra en serie con un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 1.0 ohms. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

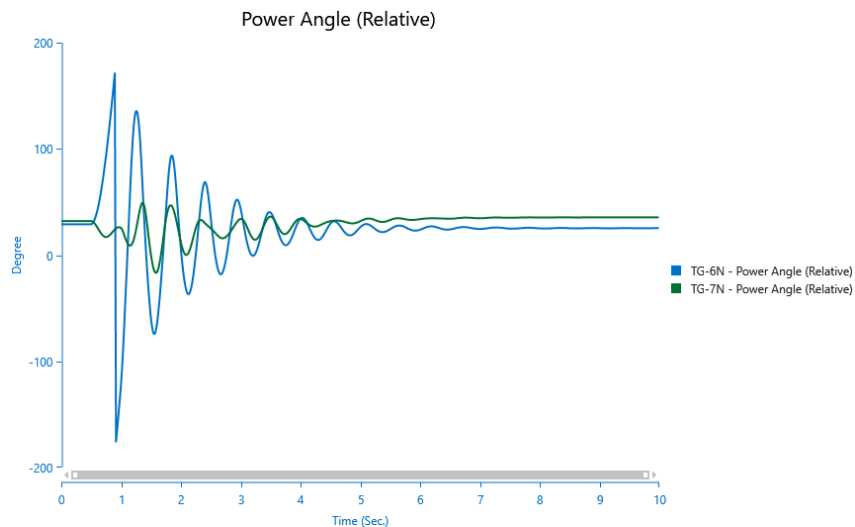


Figura 4.13. Ángulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

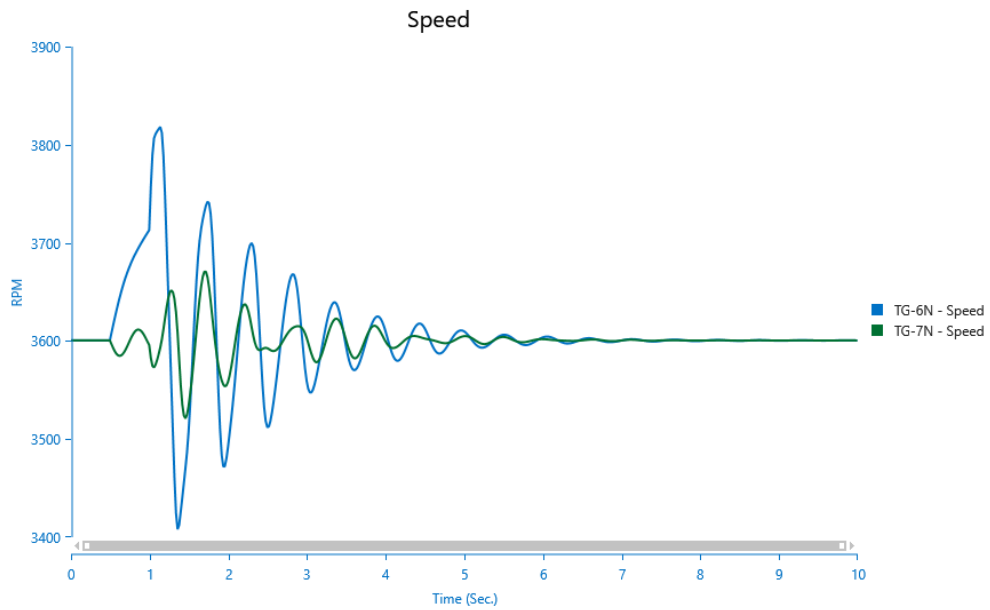


Figura 4.14. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

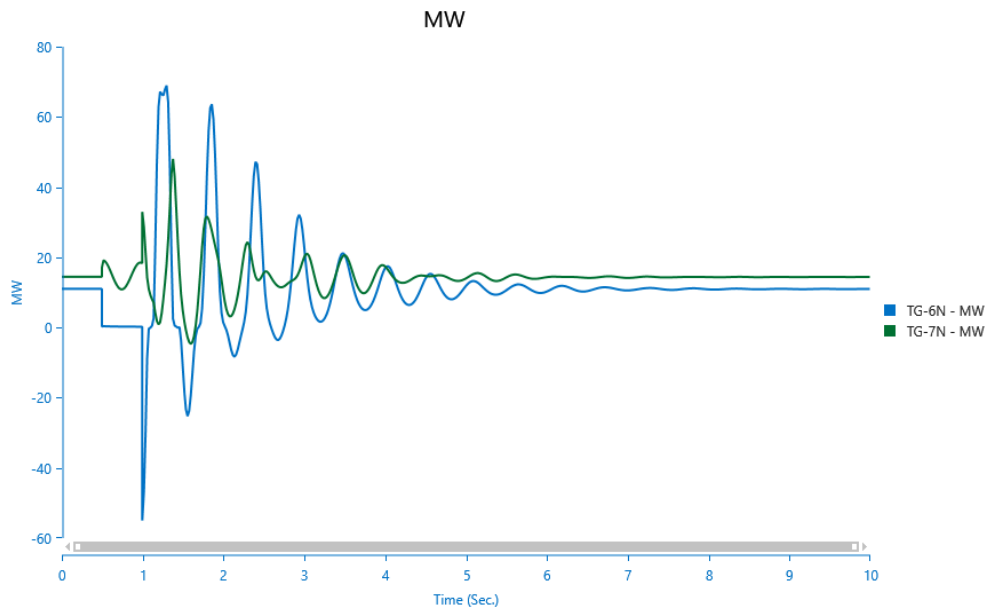


Figura 4.15. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

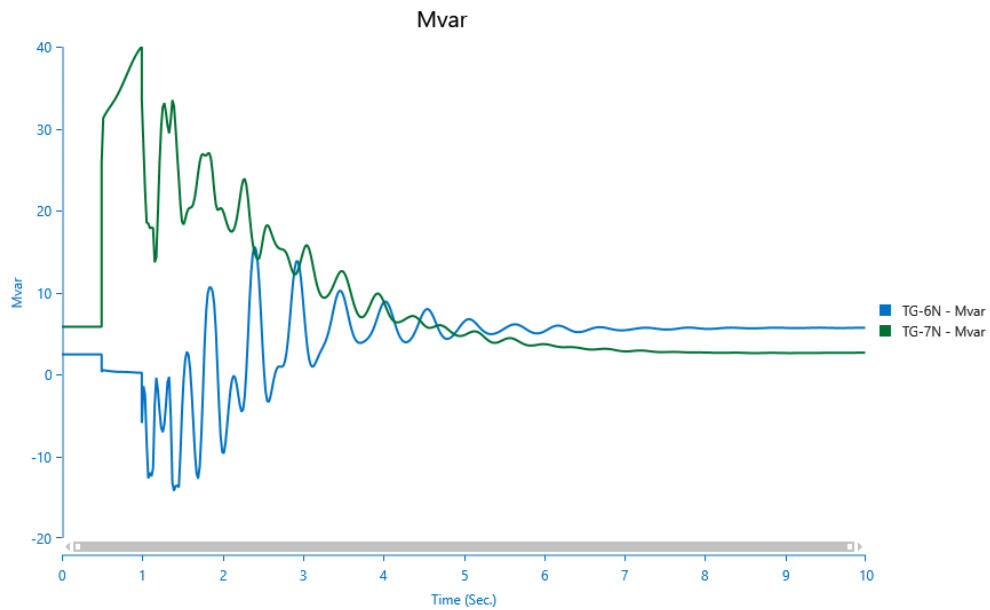


Figura 4.16. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

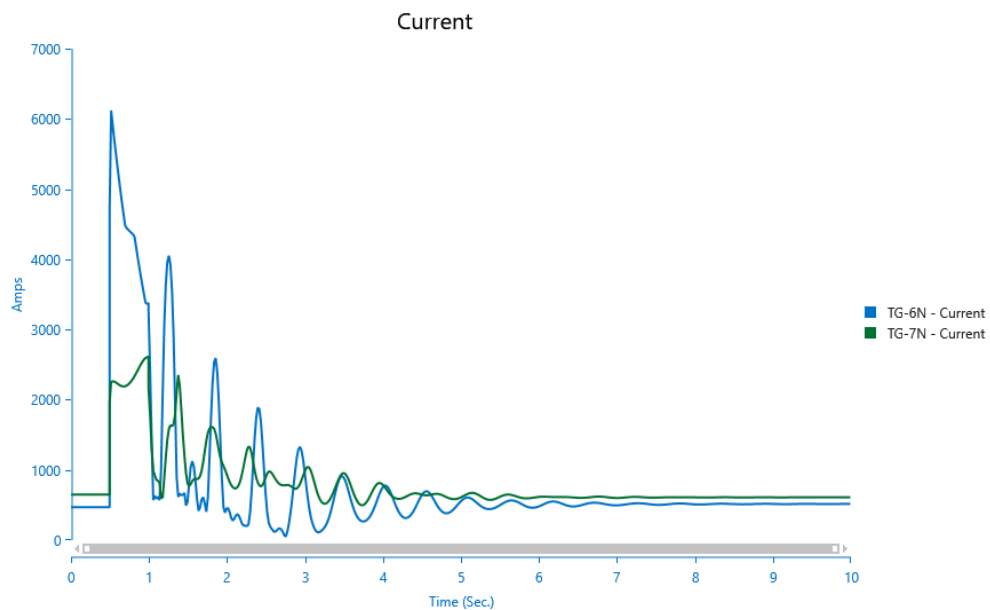


Figura 4.17. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

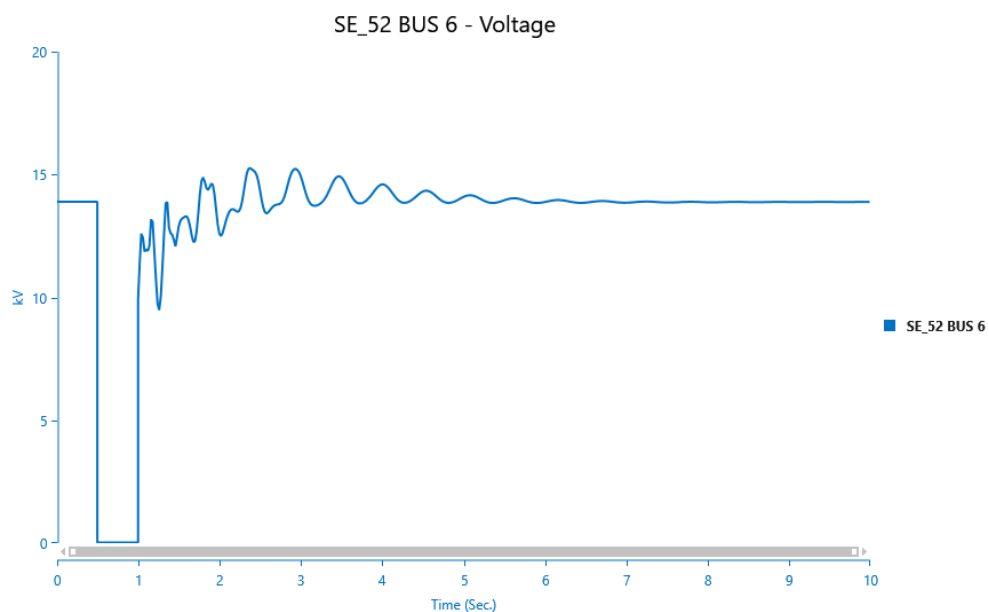


Figura 4.18. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.5 s.

4.4 Caso 4: Falla en terminales del TG-6N con operación de fusible y reactancia de 2.0 ohms.

Se simula un cortocircuito trifásico en la barra SE_52 BUS 6, nodo cercano al TG-6N, con una duración de 0.51 s. El fusible de alta velocidad el cual se activa inmediatamente cuando se presenta la falla se encuentra en serie con un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 2.0 ohms. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

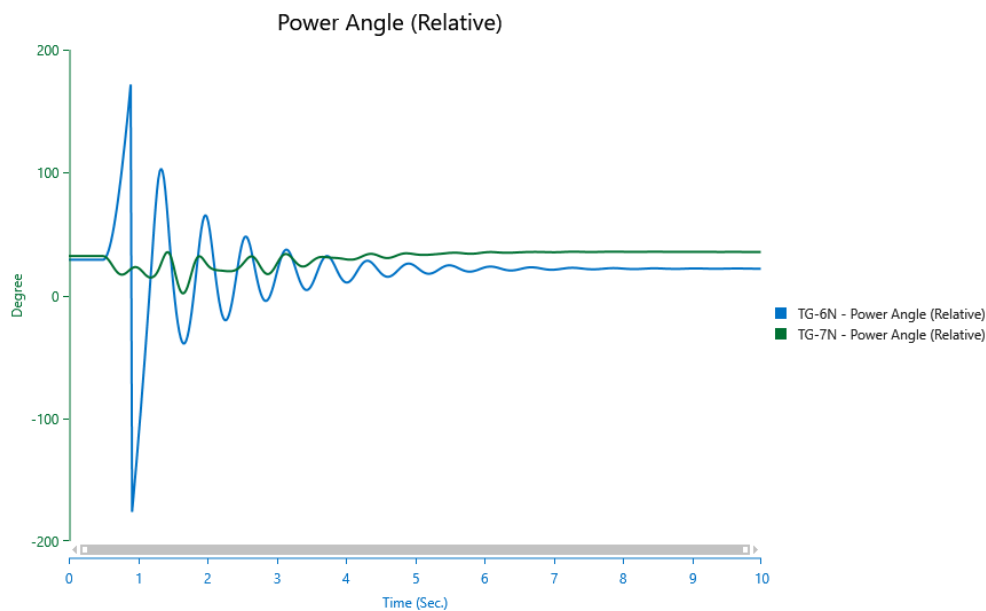


Figura 4.19. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

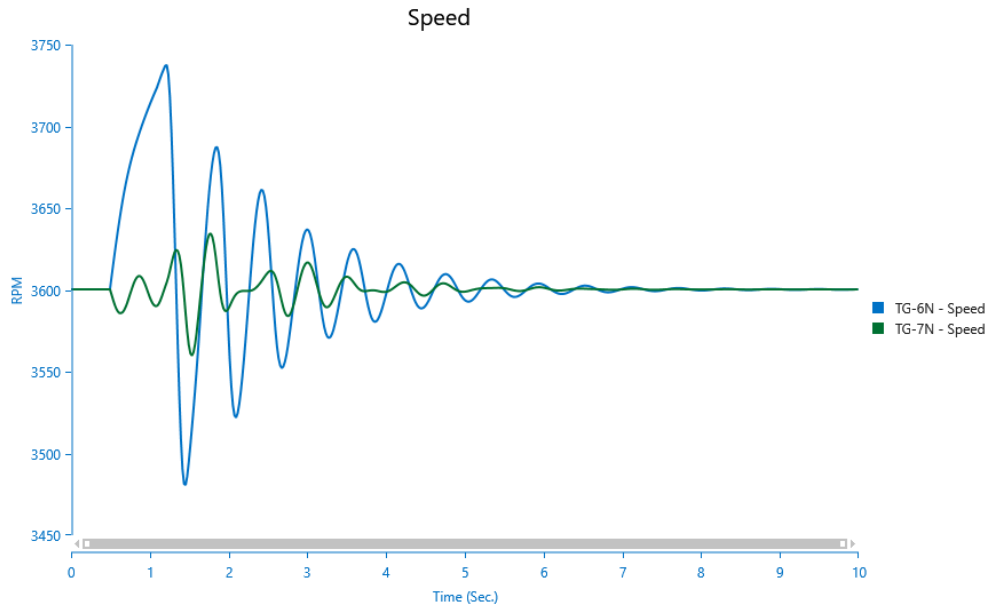


Figura 4.20. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

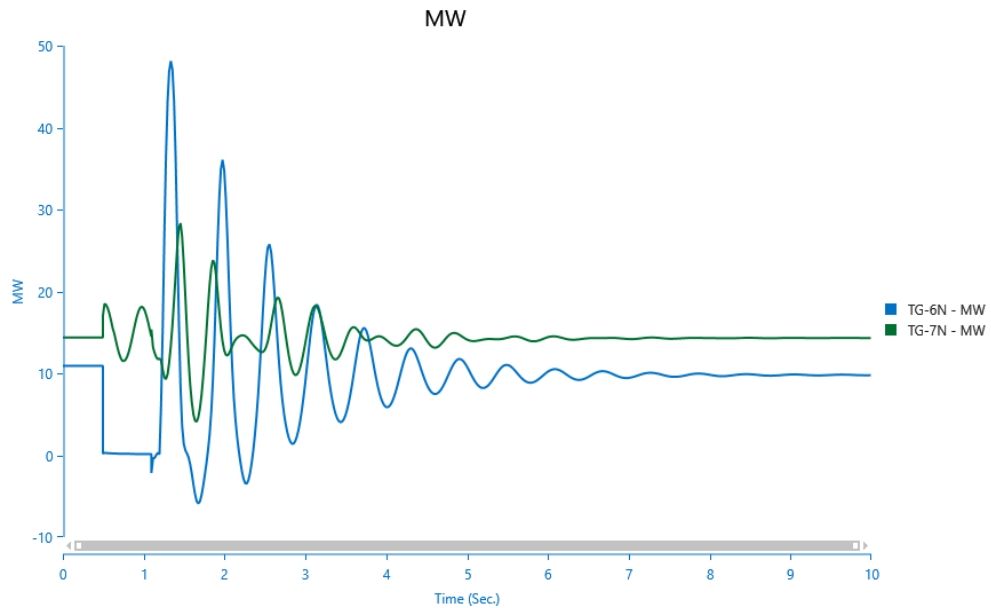


Figura 4.21. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

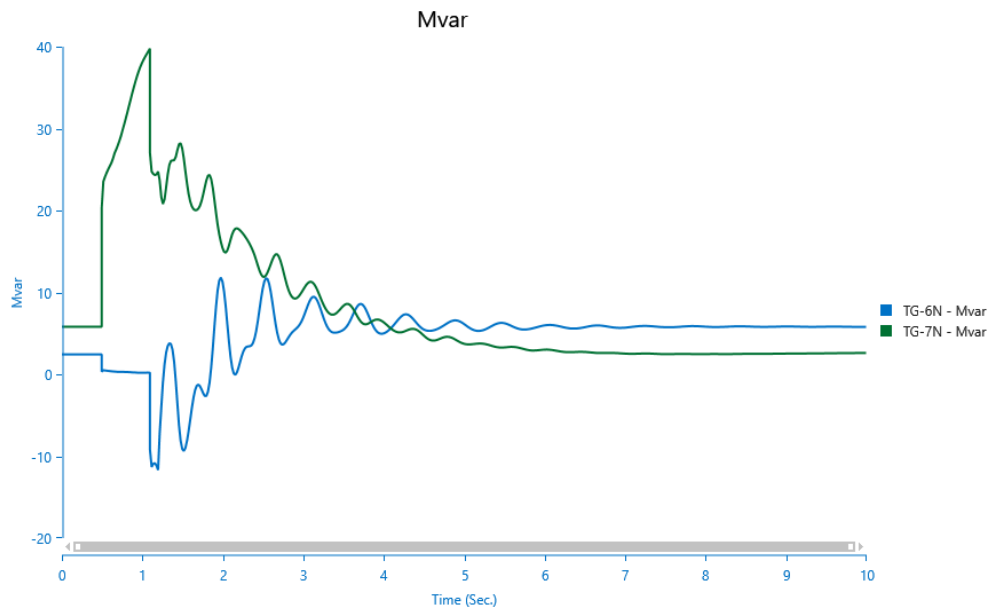


Figura 4.22. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

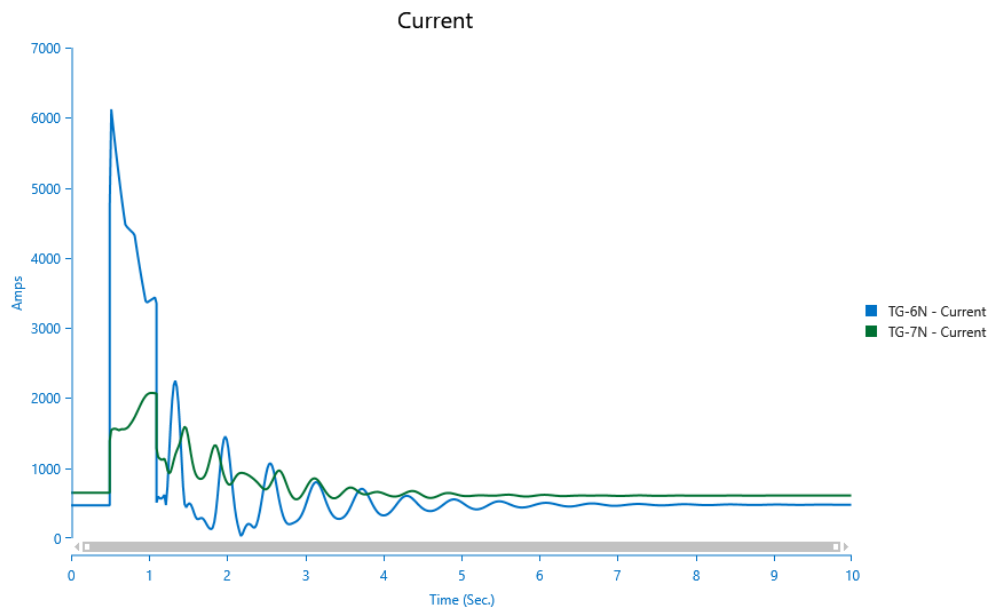


Figura 4.23. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

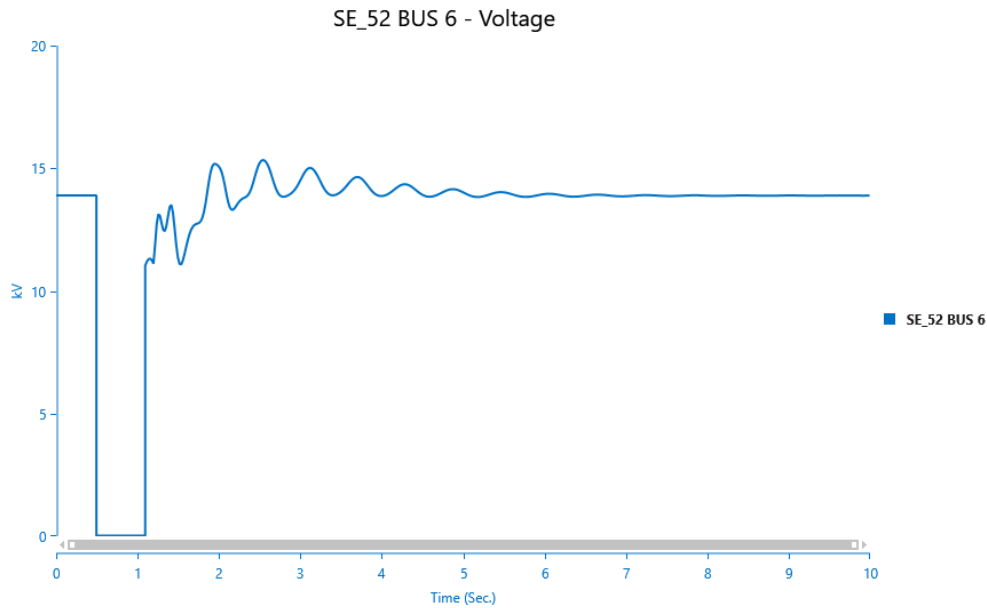


Figura 4.24. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.51 s.

4.5 Análisis de resultados de los cuatro primeros casos

Caso 1: El sistema se encuentra en su condición de operación en estado estable y en $t=0.5$ s se aplica una falla trifásica cercana a las terminales del turbogenerador TG-6N. El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.31 s. De la figura 4.1 a la 4.6 puede observarse el comportamiento de las variables de interés. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

En el instante del libramiento de la falla el ángulo del TG-6N casi alcanza 175 grados y tiene un comportamiento de oscilación coherente con el generador TG-7N. El sistema presenta

una oscilación amortiguada de aproximadamente 2.0 Hz y se alcanza nuevamente el estado estable en aproximadamente 6 s. Durante la primera oscilación, la velocidad del TG-6N llega a un máximo de 3810 rpm y un mínimo de 3340 rpm. La variación de frecuencia esta entre 106% y 93% del valor nominal. La potencia activa, potencia reactiva y corriente del generador alcanza valores instantáneos que sobrepasan sus límites nominales por lo que existe la posibilidad de la operación de su esquema de protección. Durante el cortocircuito, la tensión del sistema sufre una caída brusca en el nodo SE_52 BUS 6 donde ocurre la falla. La tensión en el nodo afectado disminuye prácticamente a cero, ya que la impedancia en ese punto se vuelve muy baja y la corriente se incrementa considerablemente. Durante el evento transitorio, la tensión de la barra fallada una vez que se despeja la falla presenta oscilaciones de frecuencia de 2 Hz antes de estabilizarse.

Caso 2: El sistema se encuentra en su condición de operación en estado estable y en $t=0.5$ s se aplica una falla trifásica cercana a las terminales del turbogenerador TG-6N. El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.38 s, e considera la operación del fusible de alta velocidad. De la figura 4.7 a la 4.12 puede observarse el comportamiento de las variables de interés. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

En el instante del libramiento de la falla el ángulo del TG-6N casi alcanza 180 grados y tiene un comportamiento de oscilación coherente con el generador TG-7N. El sistema presenta una oscilación amortiguada de aproximadamente 2.0 Hz y se alcanza nuevamente el estado estable en aproximadamente 6 s. Durante la primera oscilación, la velocidad del TG-6N llega a un máximo de 3870 rpm y un mínimo de 3360 rpm. La variación de frecuencia esta entre 108% y 93% del

valor nominal. La potencia activa, potencia reactiva y corriente del generador alcanza valores instantáneos que sobrepasan sus límites nominales por lo que existe la posibilidad de la operación de su esquema de protección. Durante el cortocircuito, la tensión del sistema sufre una caída brusca en el nodo SE_52 BUS 6 donde ocurre la falla. La tensión en el nodo afectado disminuye prácticamente a cero, ya que la impedancia en ese punto se vuelve muy baja y la corriente se incrementa considerablemente. Durante el evento transitorio, la tensión de la barra fallada una vez que se despeja la falla presenta oscilaciones de frecuencia de 2 Hz antes de estabilizarse.

Caso 3: El sistema se encuentra en su condición de operación en estado estable y en $t=0.5$ s se aplica una falla trifásica cercana a las terminales del turbogenerador TG-6N. El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.5 s. El fusible de alta velocidad el cual se activa inmediatamente cuando se presenta la falla se encuentra en serie con un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 1.0 ohms para limitar la corriente de falla una vez que el fusible se abre. De la figura 4.13 a la 4.18 puede observarse el comportamiento de las variables de interés. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

En el instante del libramiento de la falla el ángulo del TG-6N casi alcanza 180 grados y tiene un comportamiento de oscilación coherente con el generador TG-7N. El sistema presenta una oscilación amortiguada de aproximadamente 2.0 Hz y se alcanza nuevamente el estado estable en aproximadamente 6 s. Durante la primera oscilación, la velocidad del TG-6N llega a un máximo de 3820 rpm y un mínimo de 3400 rpm. La variación de frecuencia esta entre 106% y 94% del valor nominal. La potencia activa, potencia reactiva y corriente del generador alcanza valores

instantáneos que sobrepasan sus límites nominales por lo que existe la posibilidad de la operación de su esquema de protección. Durante el cortocircuito, la tensión del sistema sufre una caída brusca en el nodo SE_52 BUS 6 donde ocurre la falla. La tensión en el nodo afectado disminuye prácticamente a cero, ya que la impedancia en ese punto se vuelve muy baja y la corriente se incrementa considerablemente. Durante el evento transitorio, la tensión de la barra fallada una vez que se despeja la falla presenta oscilaciones de frecuencia de 2 Hz antes de estabilizarse.

Caso 4: El sistema se encuentra en su condición de operación en estado estable y en $t=0.5$ s se aplica una falla trifásica cercana a las terminales del turbogenerador TG-6N. El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.51 s. El fusible de alta velocidad el cual se activa inmediatamente cuando se presenta la falla se encuentra en serie con un tramo de cable, este arreglo en serie está conectado en paralelo con un reactor de 2.0 ohms para limitar la corriente de falla una vez que el fusible se abre. De la figura 4.19 a la 4.24 puede observarse el comportamiento de las variables de interés. Las variables de interés reportadas son: ángulo, velocidad, potencia real, potencia reactiva y corriente del generador TG-6N y, la tensión en la barra SE_52 BUS 6.

En el instante del libramiento de la falla el ángulo del TG-6N casi alcanza 175 grados y tiene un comportamiento de oscilación coherente con el generador TG-7N. El sistema presenta una oscilación amortiguada de aproximadamente 2.0 Hz y se alcanza nuevamente el estado estable en aproximadamente 6 s. Durante la primera oscilación, la velocidad del TG-6N llega a un máximo de 3740 rpm y un mínimo de 3475 rpm. La variación de frecuencia esta entre 104% y 97% del valor nominal. La potencia activa, potencia reactiva y corriente del generador alcanza valores instantáneos que sobrepasan sus límites nominales por lo que existe la posibilidad de la operación

de su esquema de protección. Durante el cortocircuito, la tensión del sistema sufre una caída brusca en el nodo SE_52 BUS 6 donde ocurre la falla. La tensión en el nodo afectado disminuye prácticamente a cero, ya que la impedancia en ese punto se vuelve muy baja y la corriente se incrementa considerablemente. Durante el evento transitorio, la tensión de la barra fallada una vez que se despeja la falla presenta oscilaciones de frecuencia de 2 Hz antes de estabilizarse.

En la tabla 4.1 se resume la simulación de los casos. Puede observarse que conforme se incrementa el valor de la reactancia que está conectada en paralelo con la conexión serie del fusible y cable, el tiempo de liberación de falla también crece debido principalmente a la limitación de la corriente de falla. También, puede observarse que la relación entre el valor de la reactancia y el tiempo de liberación de falla no es lineal.

Tabla 4.1. Valor de reactancia y máximo tiempo de liberación

Caso	Reactancia (Ω)	Máximo tiempo de liberación de falla	Operación de fusible
1	0.5	0.31	No
2	0.5	0.38	Si
3	1.0	0.50	Si
4	2.0	0.51	Si

4.6 Forma de operación del fusible de alta velocidad

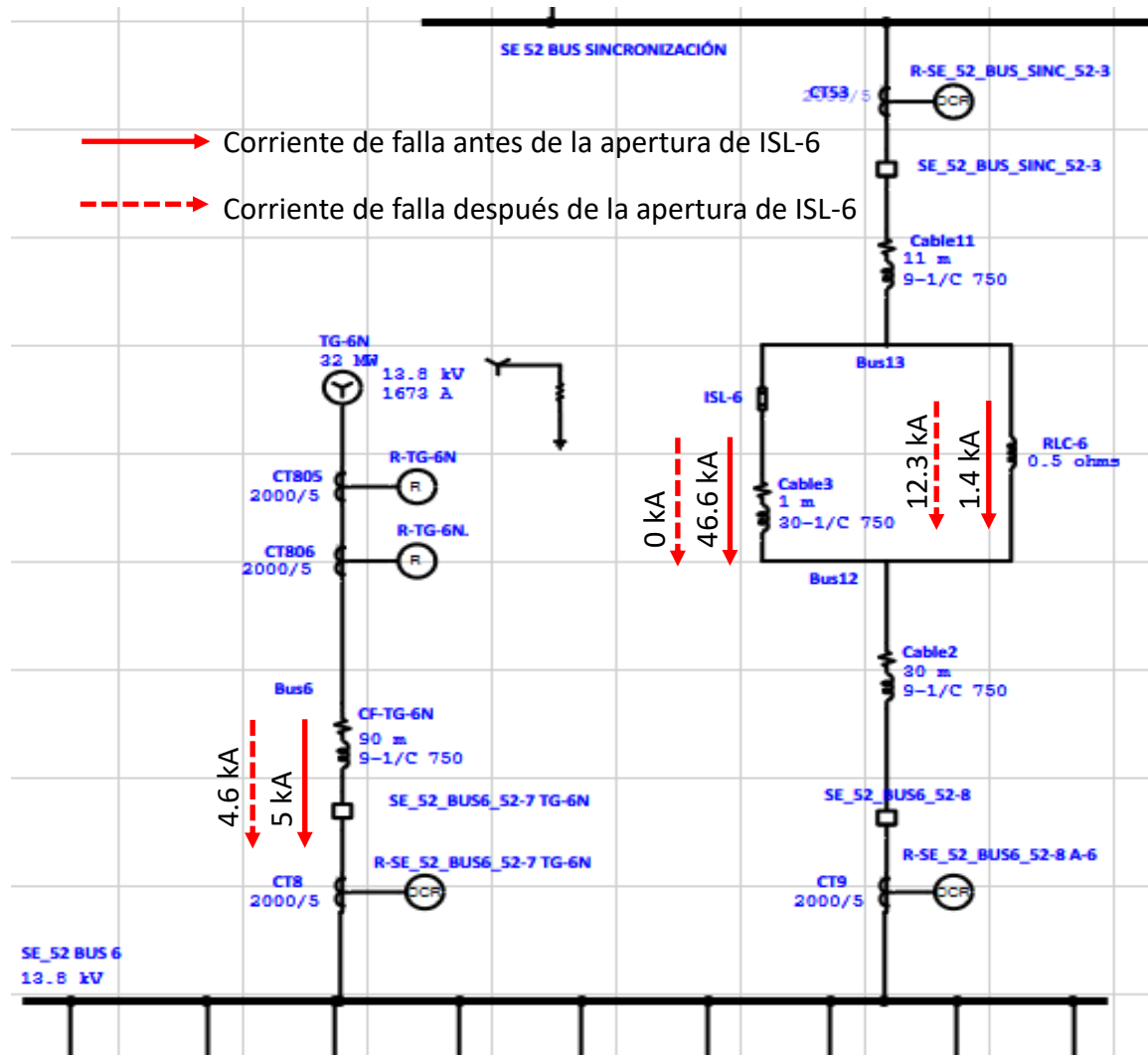


Figura 4.25. Arreglo de los circuitos incidentes a la barra SE_52 BUS 6. Corriente por ISL-6

En la figura 4.25. Se muestra un arreglo especial formado por las ramas paralelas donde están ISL-6 y RLC-6. ISL6 es un dispositivo que detecta corrientes de cortocircuito y realiza su apertura en un tiempo generalmente menor a un ciclo para magnitudes altas de cortocircuito, eventualmente la corriente de falla fluye con un valor menor solo por la rama reactiva RLC-6. Las dos barras de 13.8 kV donde se conectan TG-6N y TG-7N contienen los elementos ISL cuyo

objetivo principal es el de detectar en los primeros instantes una corriente de cortocircuito para poder limitarla de manera rápida. En el escenario de operación considerado todos los dos ISL están inicialmente cerrados.

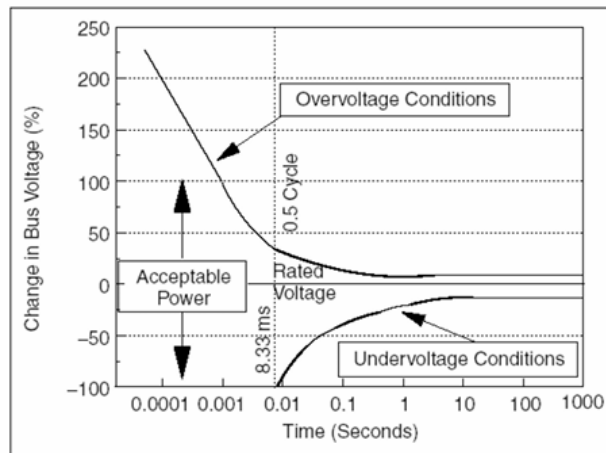
En las simulaciones se ha considerado que cuando ocurre un cortocircuito cerca de las terminales de un turbogenerador, la corriente de falla aportada por éste circula por unos instantes a través del elemento ISL y lo activa, de tal manera que la nueva trayectoria limitadora de la corriente de falla es por el elemento RLC. En la tabla 4.2 se muestra el comportamiento de corrientes en el elemento fusible y el reactor durante y después de la liberación de la falla.

Tabla 4.2. Corriente prefalla y durante la falla a través del fusible ISL-6 y el reactor RLC-6 durante cortocircuito trifásico en las terminales del TG-6N.

Elemento	Corriente durante la falla (A)	Corriente posterior a la falla (A)
ISL-6	46,600	0
RLC	1,400	12,300

Después del aislamiento de la falla los turbogeneradores presentan una oscilación de grupo de máquinas coherentes amortiguada con una frecuencia de 2 Hz y eventualmente se alcanza el estado estable aproximadamente en 6 s. Las fallas en los sistemas de 115, 6.6, 4.16 y 2.4 kV son de menor impacto para la estabilidad transitoria de la red eléctrica, pero sus tiempos críticos de liberación de falla son relativamente altos de tal forma que, debe tenerse atención en no sobrepasar los límites térmicos en los equipos involucrados. Las fallas monofásicas no provocan problemas de estabilidad transitoria, pero si deben eliminarse oportunamente por cuestiones térmicas.

Con relación al comportamiento de la tensión en la barra principal donde se conecta el TG-6N, la curva de CBEMA de la figura 4.26, muestra que el abatimiento de la tensión debido a los tiempos críticos de liberación de las fallas afecta la operación de cargas sensibles asociadas con el sistema de potencia.



.Curva CBEMA

Figura 4.26. Curva CBEMA, afectación de cargas por depresión de tensión.

Las simulaciones también incluyeron separación con la red de 115 kV de CFE por falla en la línea 73150, falla en terminales del TG-6N, falla en terminales del TG-7N, falla en bus de sincronización, falla en la red de 6.6 kV, falla en la red de 4.16 kV, falla en la red de 2.4 kV, falla en la barra de 115 kV sin segregación con CFE.

4.7 Separación con la red de 115 kV de CFE por falla en la línea de transmisión

La segregación súbita de la interconexión con CFE y la red del sistema perdiendo el total de la potencia importada a través del enlace con la red de 115 kV provoca la oscilación del sistema a una frecuencia aproximada de 0.63 Hz y la frecuencia de la red se reduce a 5.98 Hz y deben tirarse aproximadamente 6.3 MW de carga para que la frecuencia alcance sus valores pre-segregación, la tensión en las barras es más estable y varía drásticamente. Así, el sistema eléctrico mantiene su estabilidad angular aun desconectándose del sistema de CFE, los dos turbogeneradores en conjunto pueden aumentar su potencia de salida y gradualmente alcanzar un nuevo punto de operación estable, operar el sistema en isla es factible para satisfacer la demanda del sistema

El sistema se encuentra en su condición de operación en estado estable y en $t=0.5$ s se aplica una falla trifásica con duración de 400 ms (tiempo crítico de liberación de falla) en el extremo local de la línea 73150 de 115 kV, la falla es librada con la apertura del interruptor que enlaza el sistema con la red de CFE por lo que se pierde la interconexión eléctrica con la red de 115 kV y los turbogeneradores TG-6N y TG-7N ajustan su potencia para satisfacer la demanda de la carga. Debido a que la falla se localiza en la zona de 115 kV ningún ISL realiza su operación.

En el instante del libramiento de la falla se presenta una oscilación coherente entre los dos turbogeneradores, el ángulo de éstos alcanza un valor de 172 grados. El sistema presenta una oscilación sub-amortiguada (amortiguamiento lento) de 2 Hz. Debido a que el sistema se mantiene oscilando y el valor de la frecuencia se encuentra fuera del valor nominal en un tiempo de 10 s se realiza un tiro de carga de 5.1 MW, lo que coadyuva en la estabilización del sistema y en la

recuperación de la frecuencia para alcanzar su valor nominal. La variación de frecuencia se sitúa entre 102.9 y 97.8% del valor nominal.

4.8 Falla en terminales del TG-6N

Falla trifásica en la salida del circuito con mayor carga (3.84 MW) de la barra SE_52 BUS 6, falla cercana a las terminales del generador TG-6N. En el libramiento del cortocircuito se incluye la pérdida de la carga del circuito fallado.

En esta simulación el tiempo crítico de liberación de falla es de 0.38 s. Se pierde una importante carga como fuente de amortiguamiento (carga) para los generadores que quedan acelerados por el disturbio. Un instante después de iniciado el cortocircuito con un valor esperado de 53 kA, aproximadamente 46.6 kA de la corriente de falla fluye por el ISL-6, 1.4 kA por el RLC-6, 6.3 kA por el ISL-7 y 0.2 kA por el RLC-7. Una vez que se abre el ISL-6 la corriente de falla trifásica cambia a 16.9 kA, aproximadamente 12.3 kA fluyen por el RLC-6, 2.1 kA por el ISL-7 y 0.1 kA por el RLC-7. En la Figura 4.25 se han indicado las magnitudes de corriente de falla que pasan por los elementos ISL-6 y RLC-6 antes y después de la apertura de ISL-6. La apertura del ISL-6 deja un enlace más débil del TG-6N con el resto del sistema después de que la falla se ha librado, pero la corriente de falla se reduce considerablemente de tal manera que también baja la aceleración de TG-7N y TG-1N y así se coadyuva a mantener la estabilidad global del sistema.

En las Figuras 4.27 a 4.33 se muestra el comportamiento de las principales variables de los tres turbogeneradores. En este caso el tiempo crítico de liberación de la falla es de 0.38 segundos, los tres generadores presentan una oscilación como grupo de máquinas coherente con una frecuencia de 2 Hz. En la Figura 4.27 puede observarse la separación angular del rotor de cada generador.

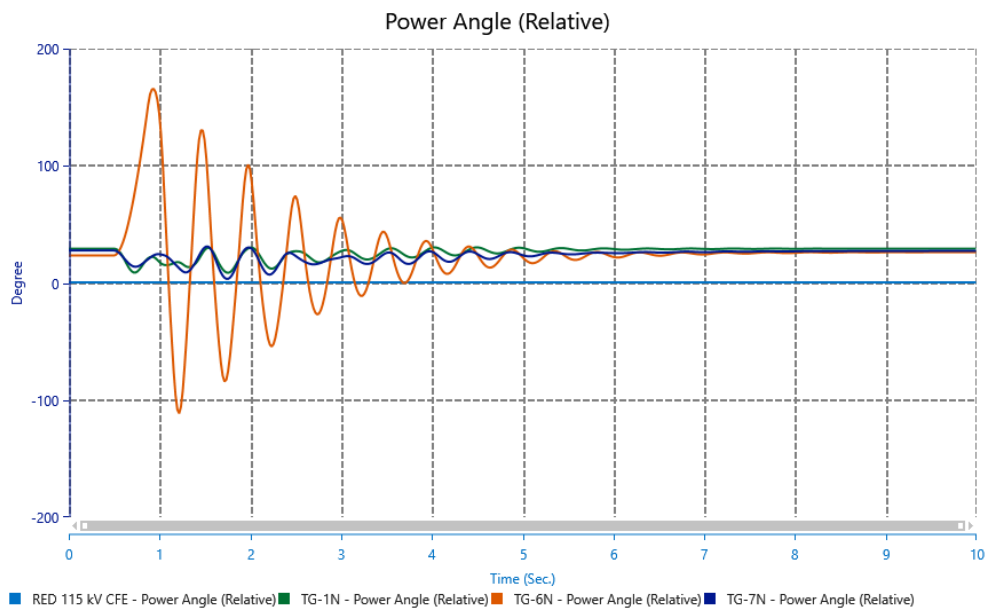


Figura 4.27. Angulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

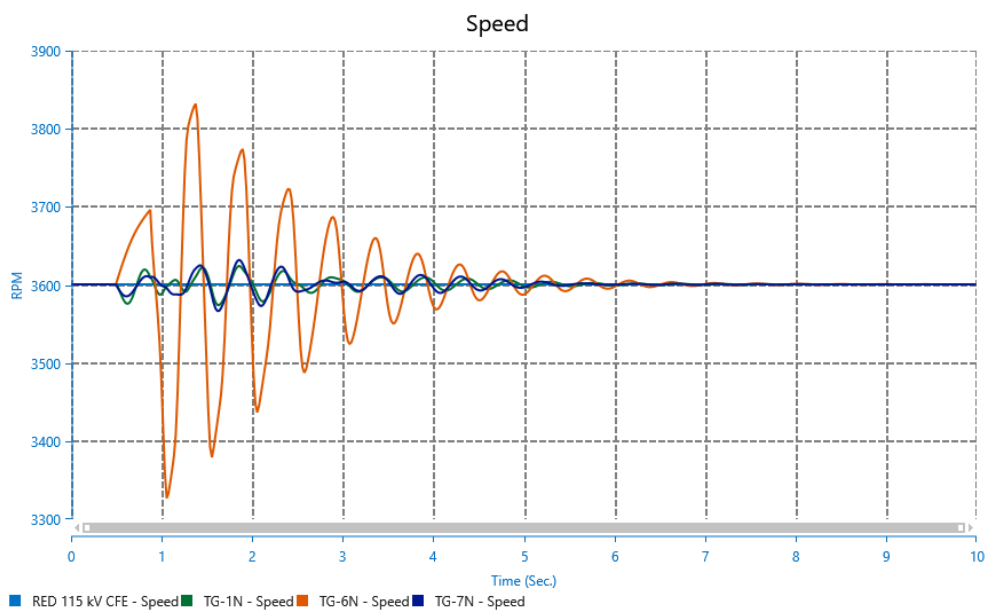


Figura 4.28. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

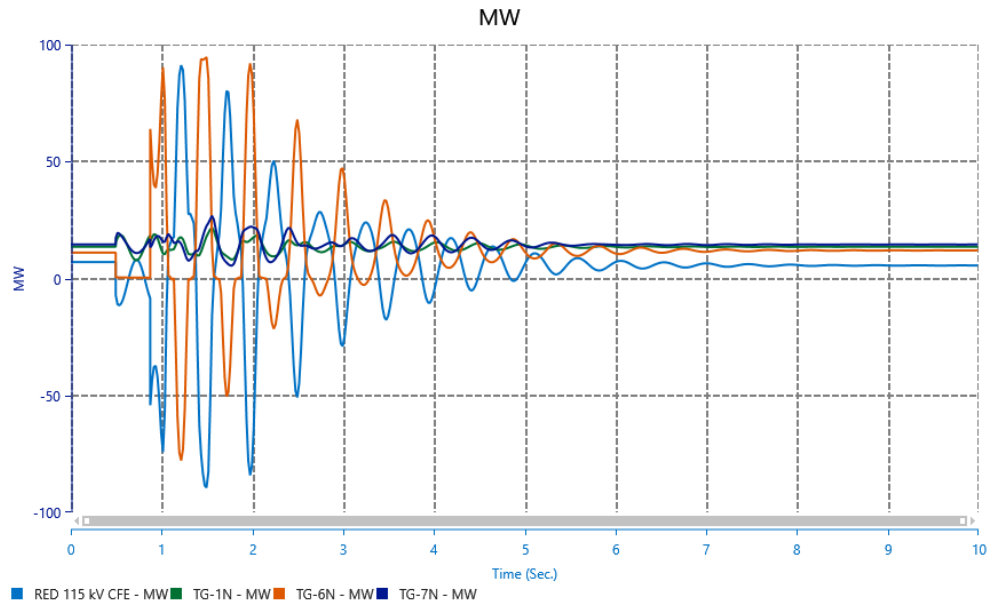


Figura 4.29. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

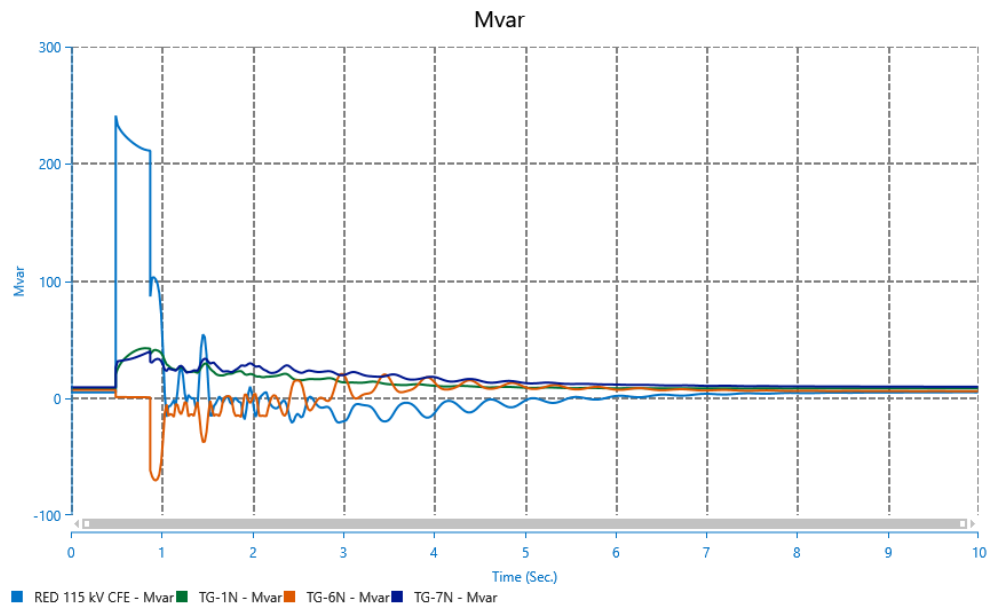


Figura 4.30. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

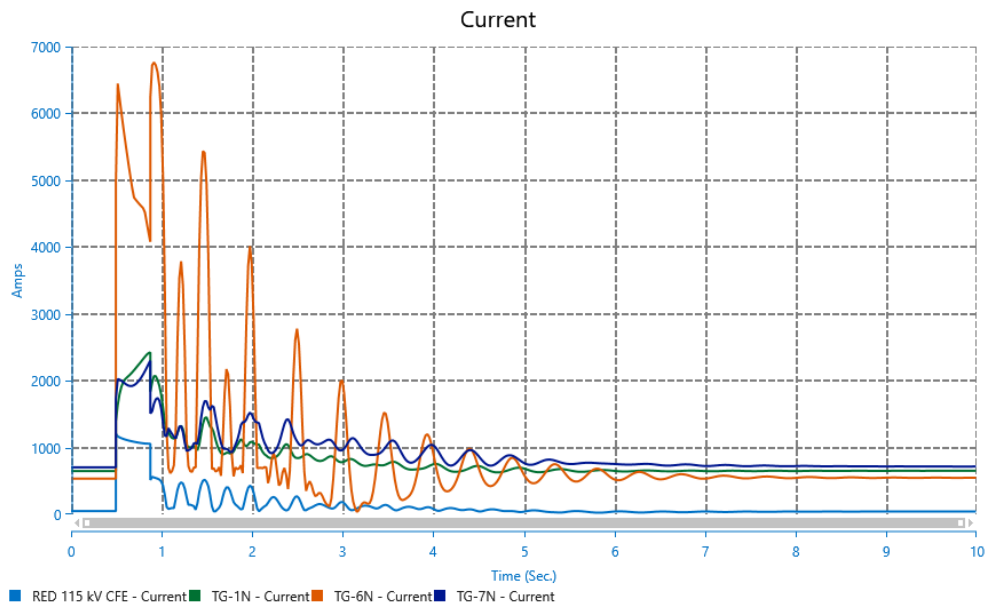


Figura 4.31. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

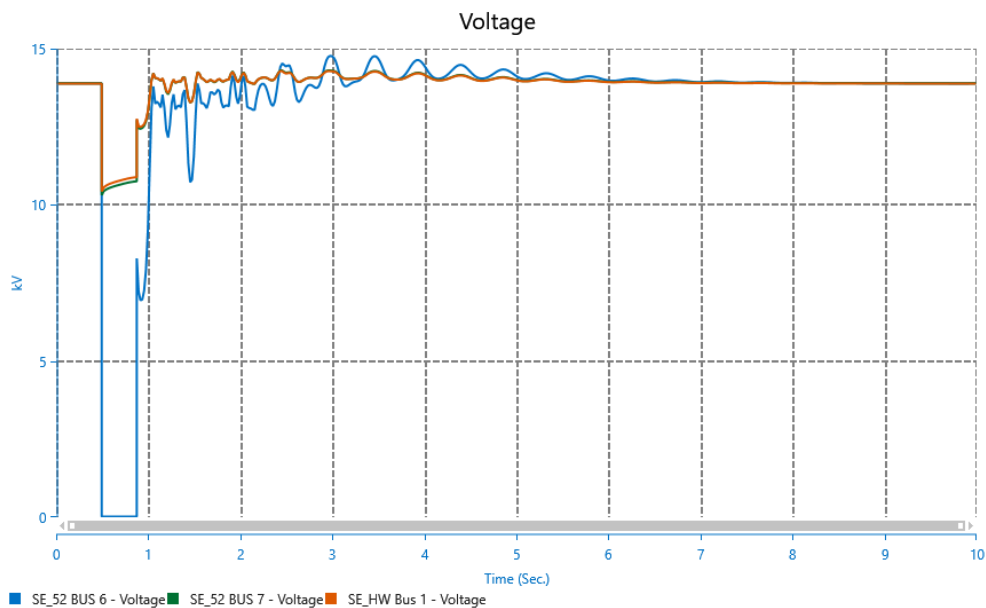


Figura 4.32. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

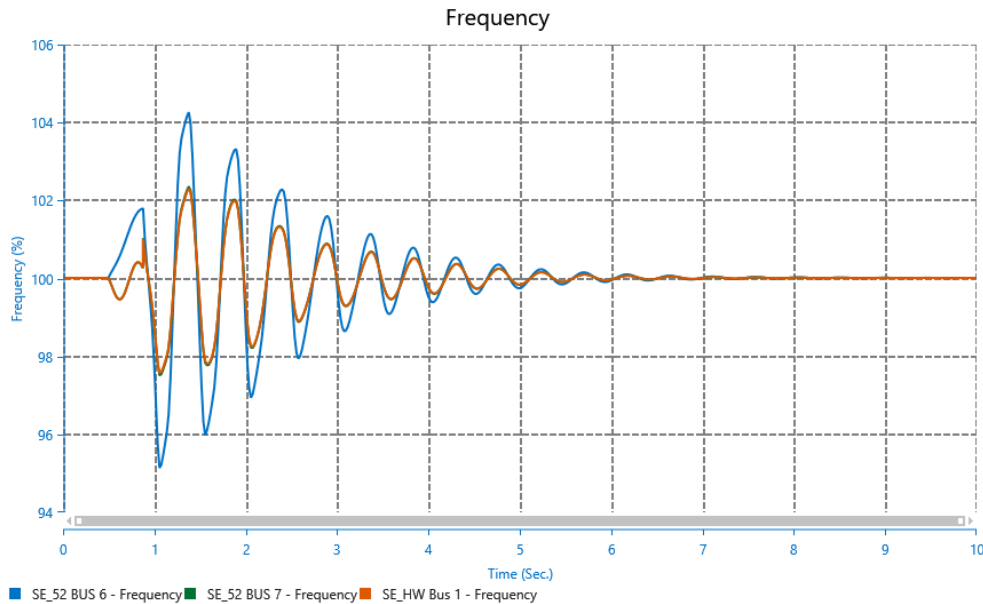


Figura 4.33. Frecuencia en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-6N con una duración de 0.38 s.

Cabe señalar que aunque se han encontrado los tiempos máximos de liberación de falla trifásica para que el sistema mantenga eventualmente su estabilidad transitoria, como se observa en las figuras correspondientes a este caso, la oscilación amortiguada de sus variables después del evento puede alcanzar algún ajuste de las protecciones eléctricas y sacar de operación algún elemento. Por lo que deben realizarse los ajustes en las protecciones del sistema teniendo en mente la liberación rápida de fallas. En 7 segundos prácticamente el estado estable es alcanzado.

En las figuras 4.32 y 4.33 se muestra el comportamiento de la tensión y frecuencia de las barras de generación, respectivamente. La oscilación presentada por la tensión es moderada una vez que se libra la falla. La oscilación de la frecuencia se encuentra entre los 57.3 y 62.4 Hz.

4.9 Falla en terminales del TG-7N

Falla trifásica en la salida del circuito con mayor carga (2.17 MW) de la barra SE_52 BUS 7, cerca de las terminales del generador TG-7N. En el libramiento del cortocircuito se incluye la pérdida de la carga del circuito fallado.

Tiempo crítico de liberación de falla de 0.31 s. Se pierde una importante carga como fuente de amortiguamiento para los generadores que quedan acelerados por el disturbio. Este caso es muy similar a lo obtenido en el caso anterior. En el inicio de la falla se abre el elemento ISL-7. El comportamiento de las variables del generador antes, durante y posterior a la falla se pueden ver en las figuras 4.34 a la 4.38.

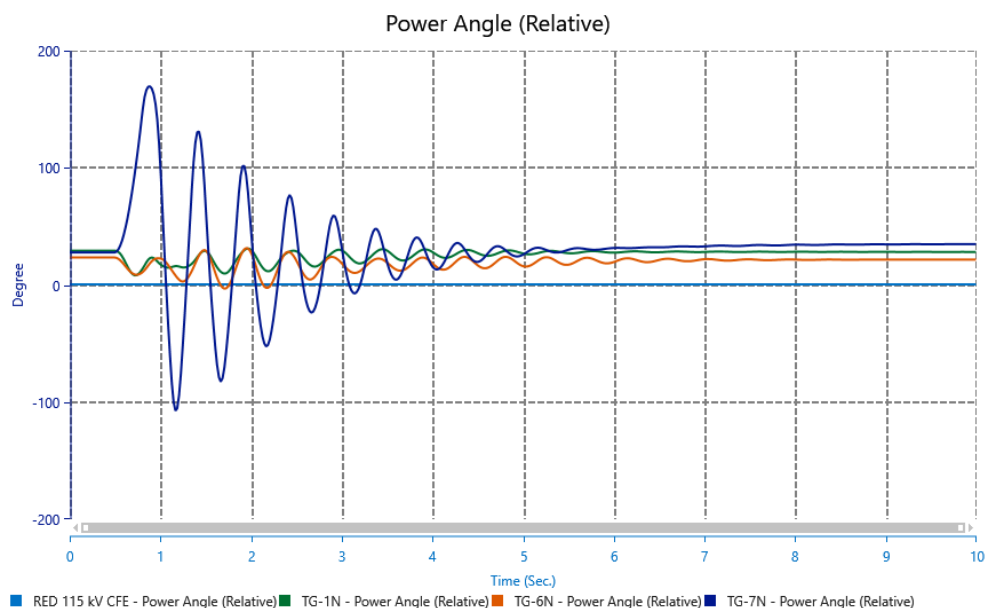


Figura 4.34. Ángulo del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

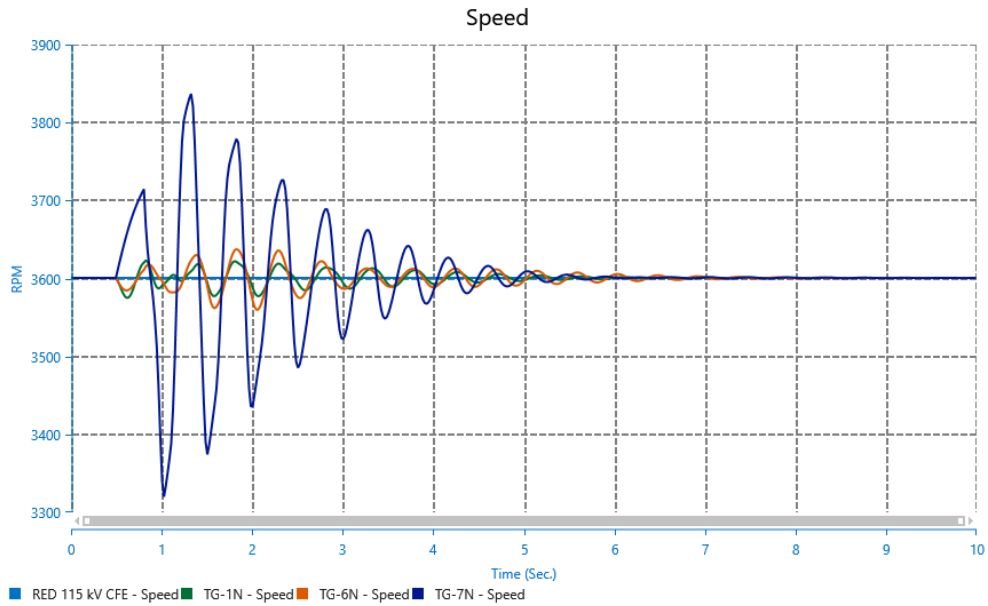


Figura 4.35. Velocidad del rotor de los generadores. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

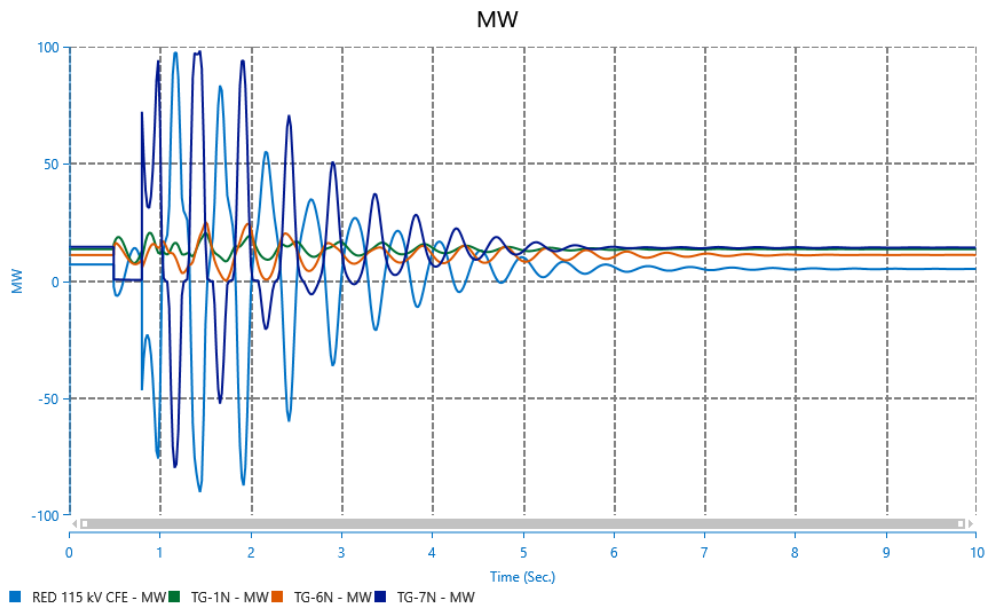


Figura 4.36. Potencia real de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

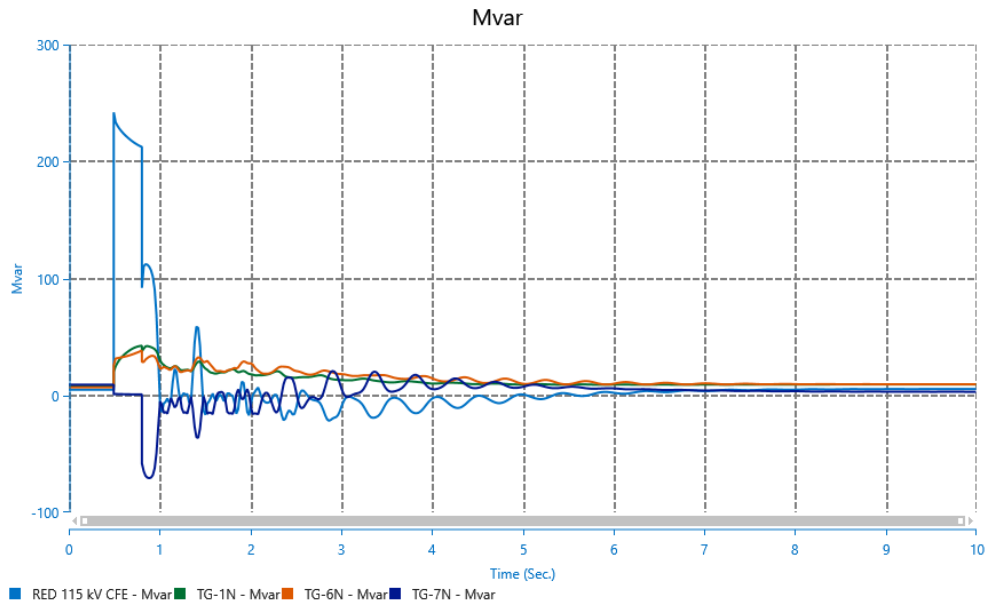


Figura 4.37. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

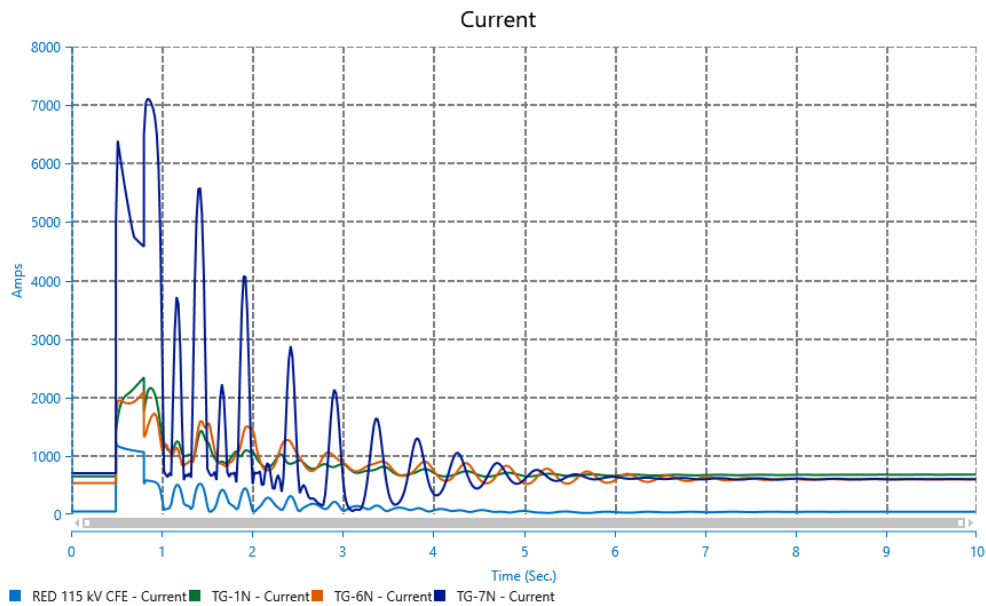


Figura 4.38. Corriente de los generadores y de la red externa. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

En las figuras 4.39 y 4.40 se muestra el comportamiento de la tensión y frecuencia de las barras de generación, respectivamente. La oscilación presentada por la tensión es moderada una vez que se libra la falla. La oscilación de la frecuencia se encuentra entre los 57.3 y 62.4 Hz.

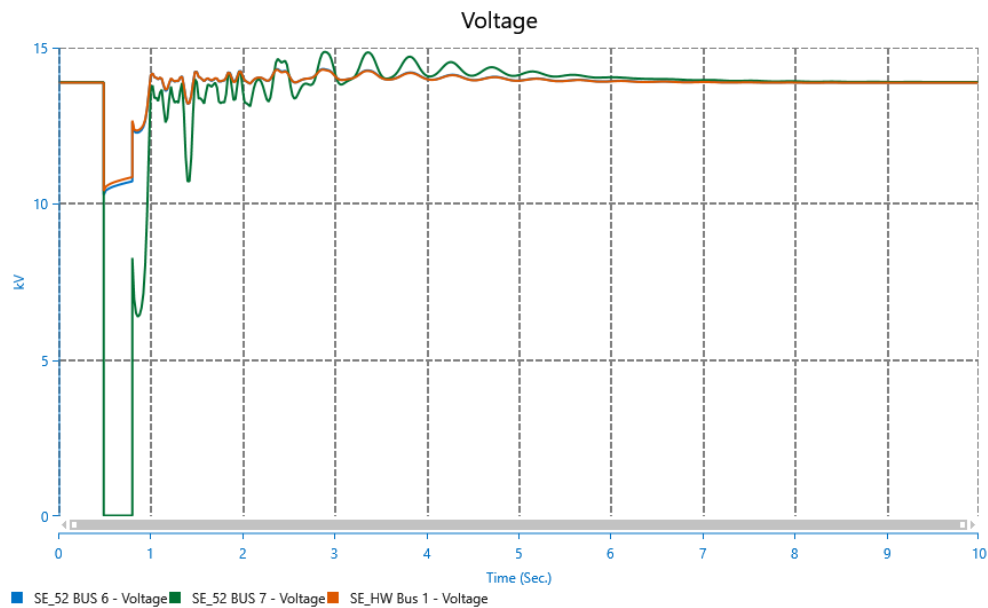


Figura 4.39. Tensión en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

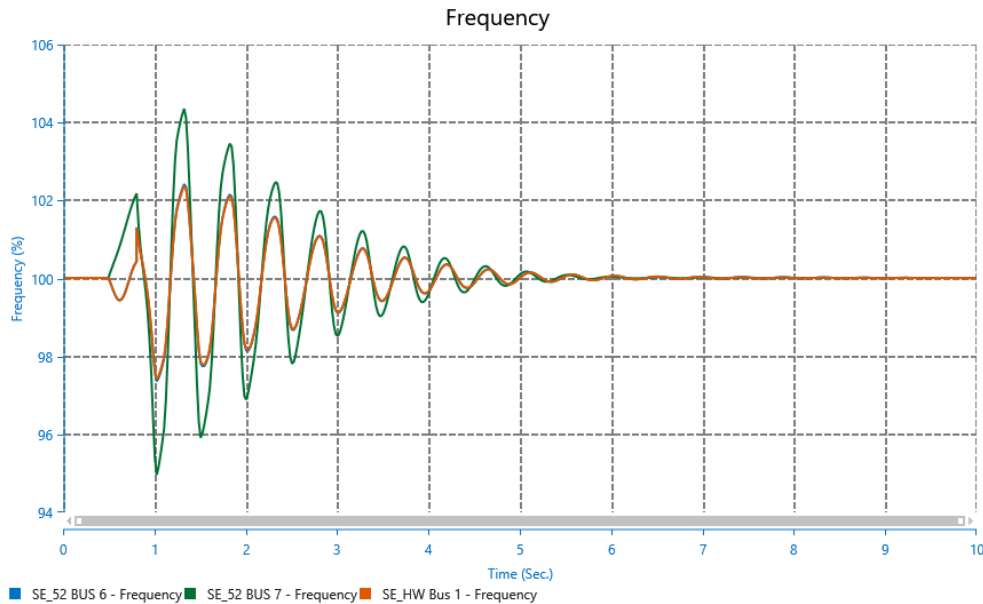


Figura 4.40. Frecuencia en las barras de generación. Evento de falla trifásica cercana a las terminales del TG-7N con una duración de 0.31 s.

4.10 Falla en bus de sincronización

Falla trifásica en la salida de un circuito del bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN. Se abren ISL-5A y ISL-5. La falla se libra con la apertura del interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2, queda aislada la barra SE_52 BUS 7 con la generación del TG-7N y toda la carga de la barra.

La simulación de la falla de este caso provoca la separación del sistema de todos los circuitos que inciden en la barra SE_52 BUS 7 incluyendo el generador TG-7N. Se segrega una generación de 14.3 MW y una carga de 8.2 MW. Se considera que todos los ISL se encuentran conectados antes de la falla, una vez iniciado el cortocircuito ISL-5A conduce 29.5 kA y ISL-5 conduce 16.8 kA son los que más corriente manejan (véase la Figura 4.41) ya que el ISL-5 colecta la corriente que aporta el bus SE_HW BUS SINCRONIZACIÓN y el ISL-5A conduce las corrientes aportadas por SE_HW BUS SINCRONIZACIÓN y NH-T1. Se considera que casi instantáneamente después de la falla abren los dispositivos ISL-5A y ISL-5, Así, la trayectoria de

la corriente de falla queda limitada a través de los reactores RLC-5 y RLC-5A. Las corrientes de falla a través de los elementos ISL después de la apertura de ISL-5 y ISL-5A se muestran en la Figura 4.42.

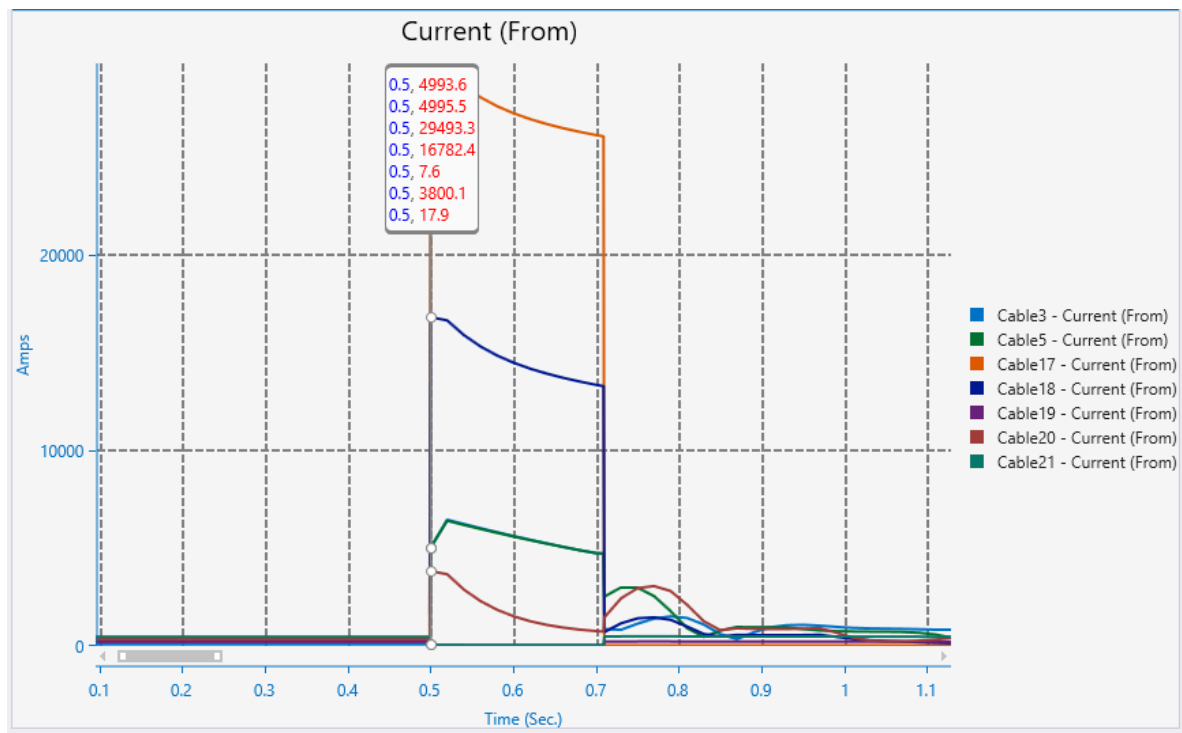


Figura 4.41. Corrientes que pasarían por los elementos ISL durante una falla trifásica en SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN. Los cables 17 y 18 tienen las mayores corrientes.

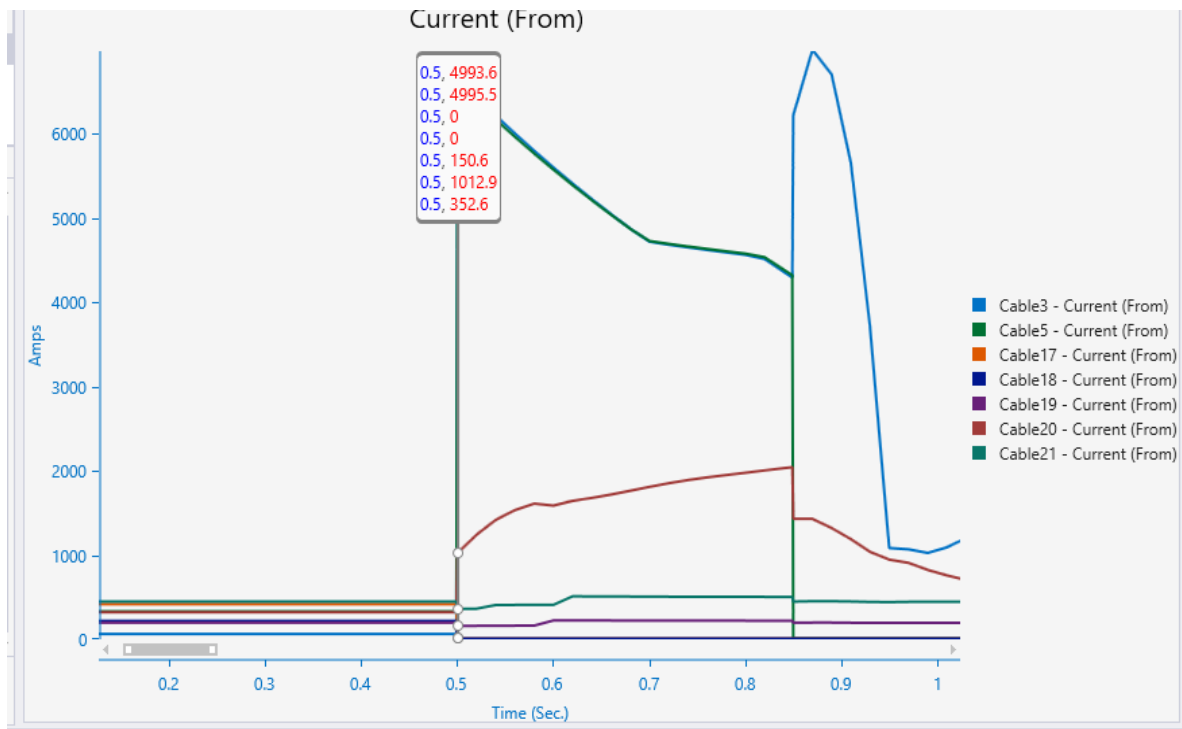


Figura 4.42. Corrientes que pasan por los elementos ISL durante una falla trifásica en SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN una vez que quedan abiertos ISL-5A y ISL-5.

El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.35 s, en las figuras 4.43 a 4.44 no se observa pérdida de estabilidad en las variables de los turbogeneradores y de la red eléctrica. En las variables de los generadores TG-6N y TG-1N se presenta una oscilación amortiguada de aproximadamente 2 Hz que alcanza el estado estable en aproximadamente 8 s y el TG-7N muestra una oscilación de 0.57 Hz.

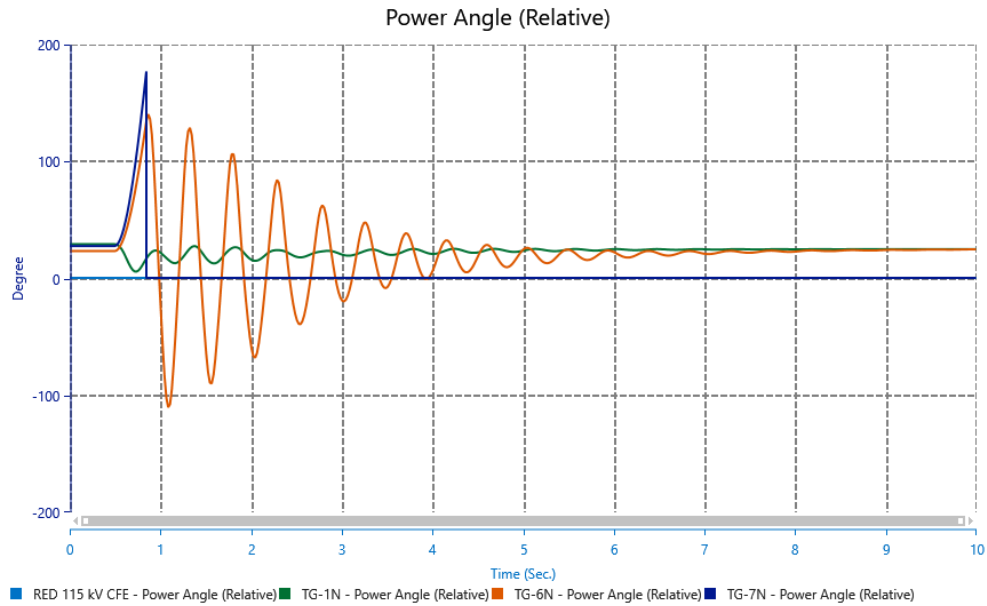


Figura 4.43. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

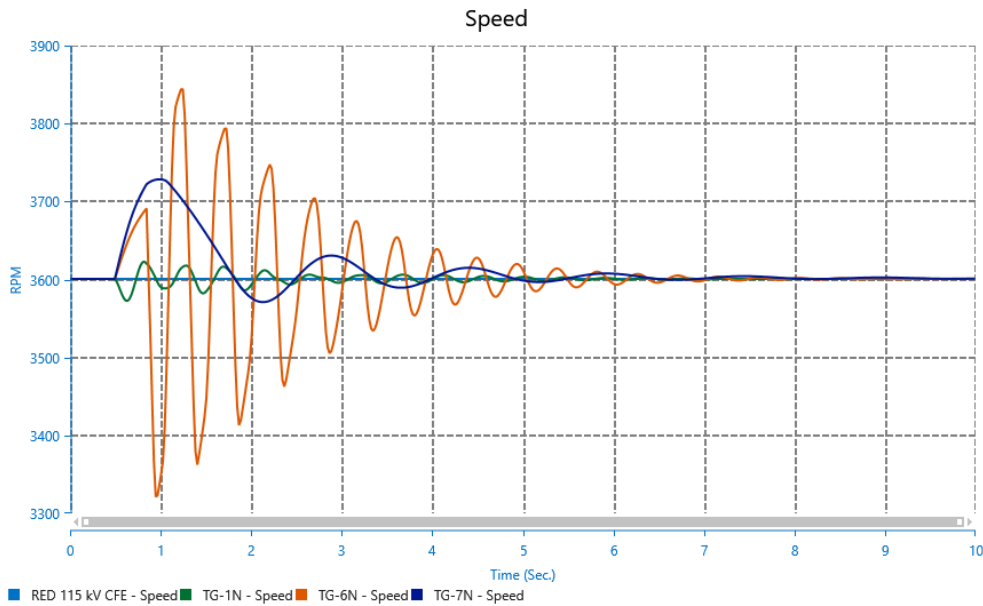


Figura 4.44. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

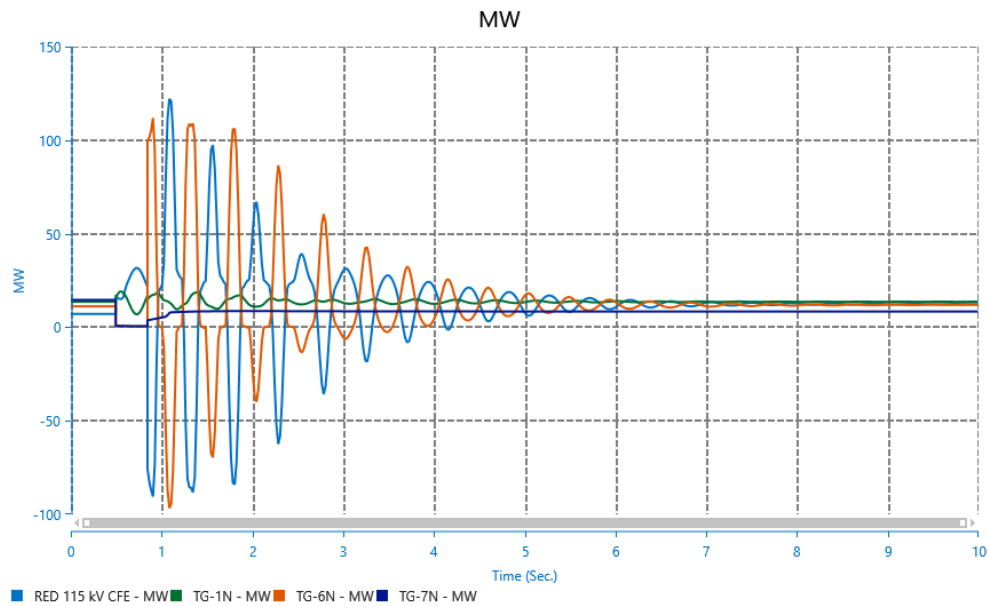


Figura 4.45. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

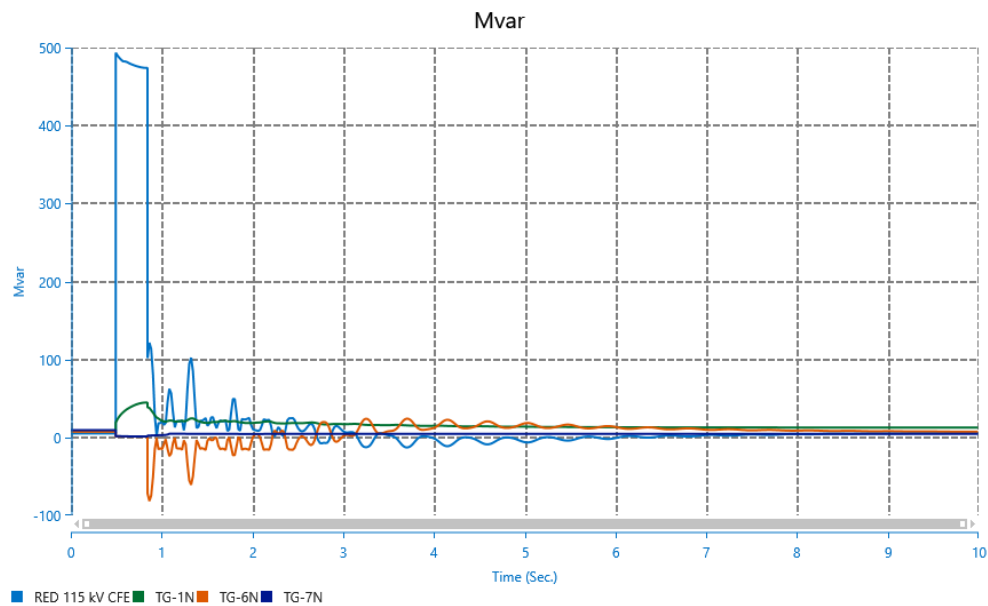


Figura 4.46. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

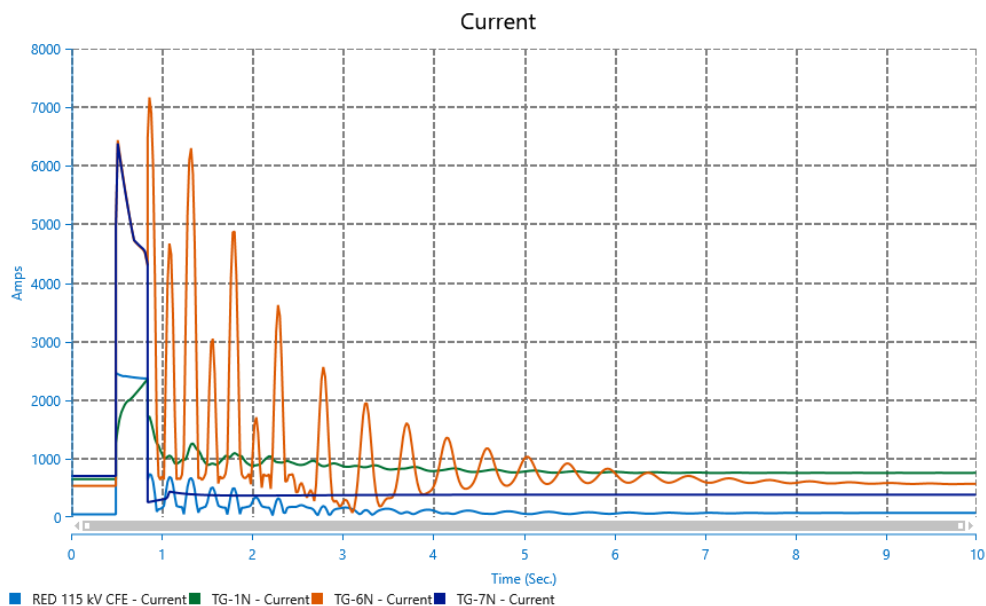


Figura 4.47. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

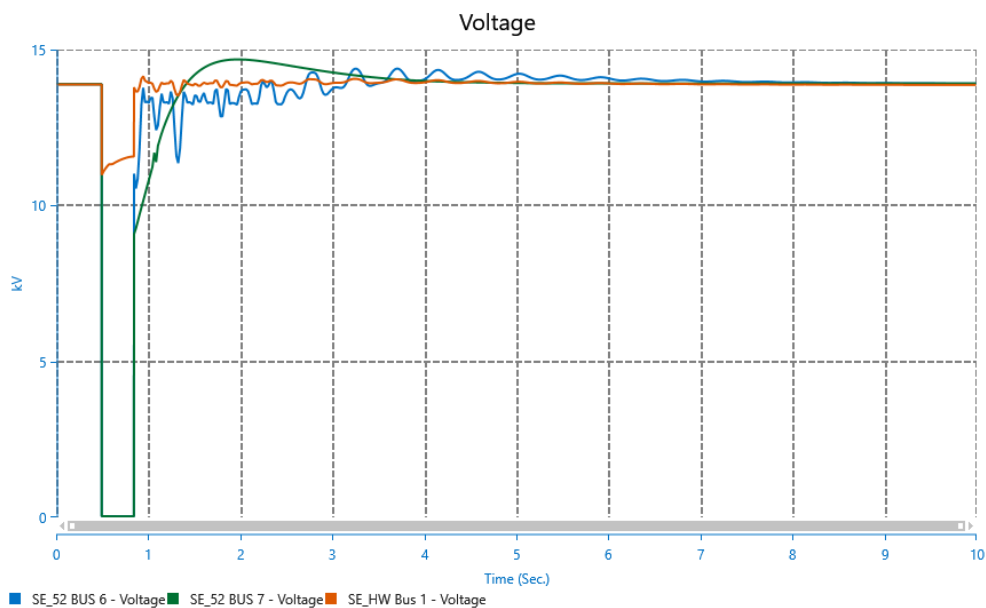


Figura 4.48. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

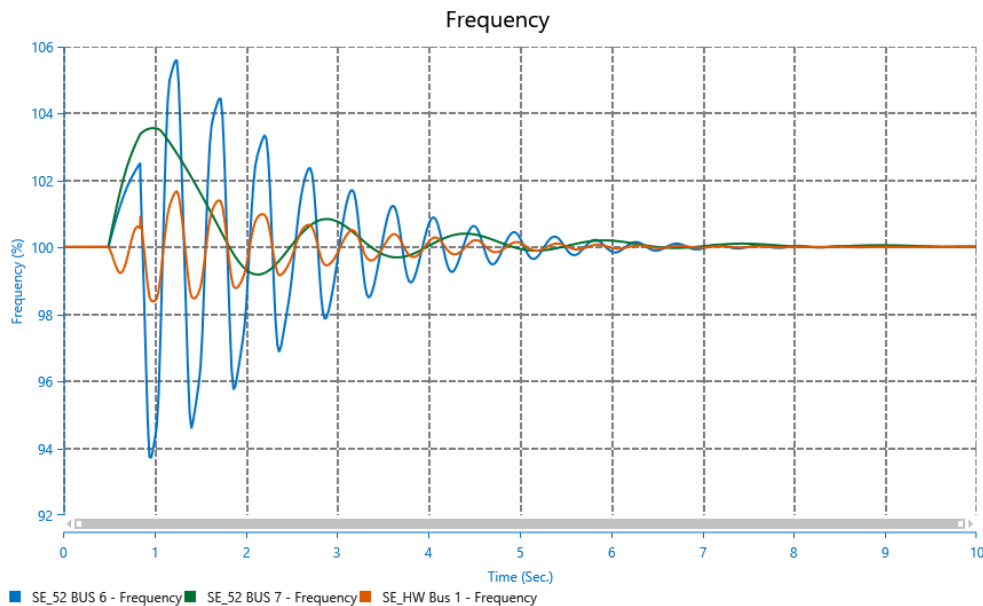


Figura 4.49. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana al bus SE 52 BUS SINCRONIZACIÓN en el circuito que alimenta el interruptor SE_52_BUS_SINC_52-2. Duración de la falla 0.35 s.

4.11 Falla en la red de 6.6 kV

Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV. Se libera la falla con la apertura del interruptor SE-52_BUS6_52-4. No existe límite en el tiempo crítico de liberación de falla.

En este caso se muestra la oscilación provocada por un cortocircuito con duración de 2.5 segundos en la zona de 6.6 kV del sistema, se observa que ninguna de las variables muestra pérdida de estabilidad aun en la situación de no librar la falla. Es decir, si el sistema soportara sin problema los efectos térmicos y mecánicos provocados por la falla, los generadores mantendrían su estabilidad transitoria para fallas trifásicas permanentes en la red de 6.6 kV. Las variables de interés de la red y turbogeneradores se pueden observar en las figuras 4.50 a la 4.56.

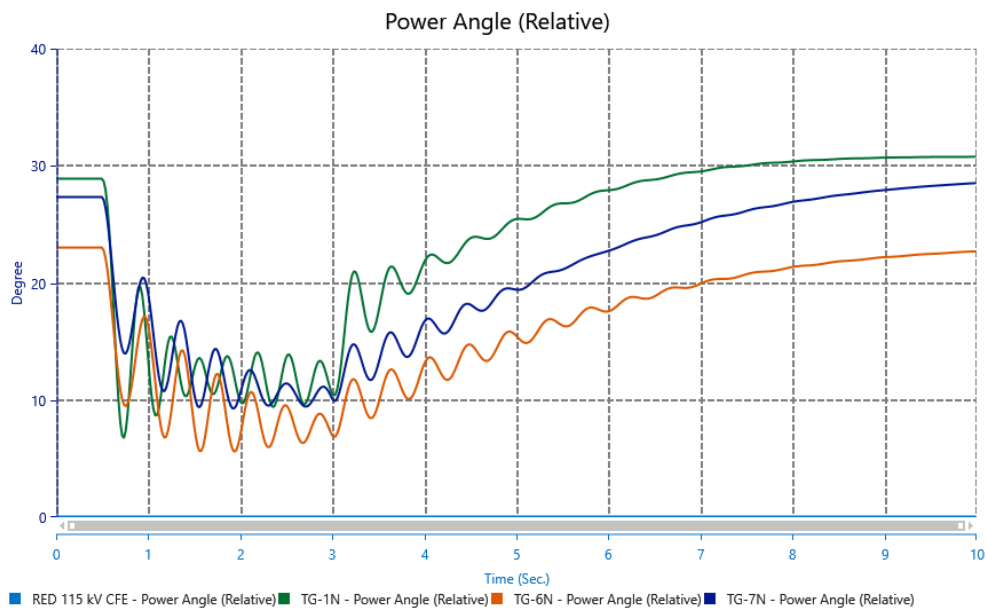


Figura 4.50. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

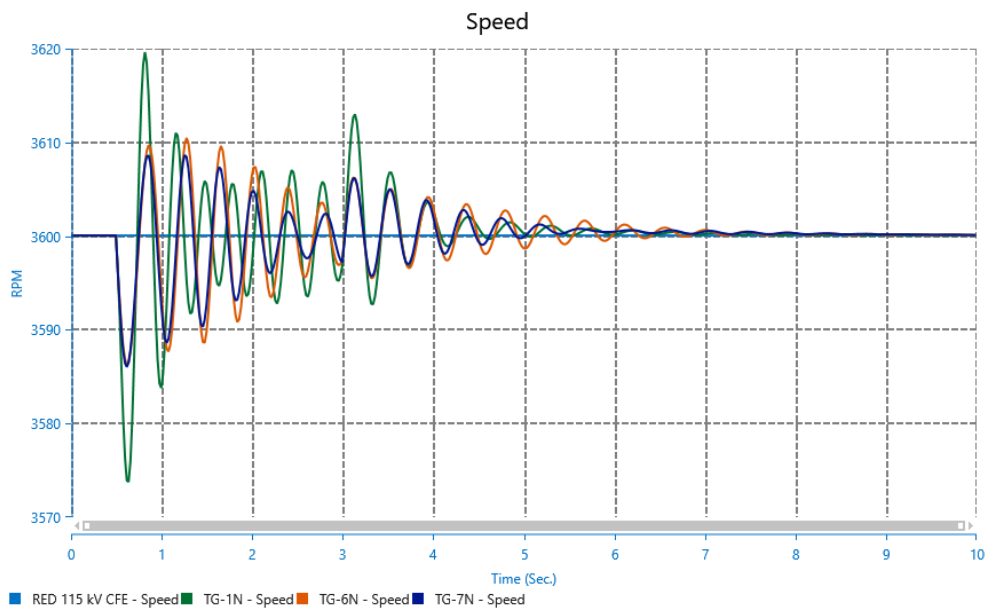


Figura 4.51. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

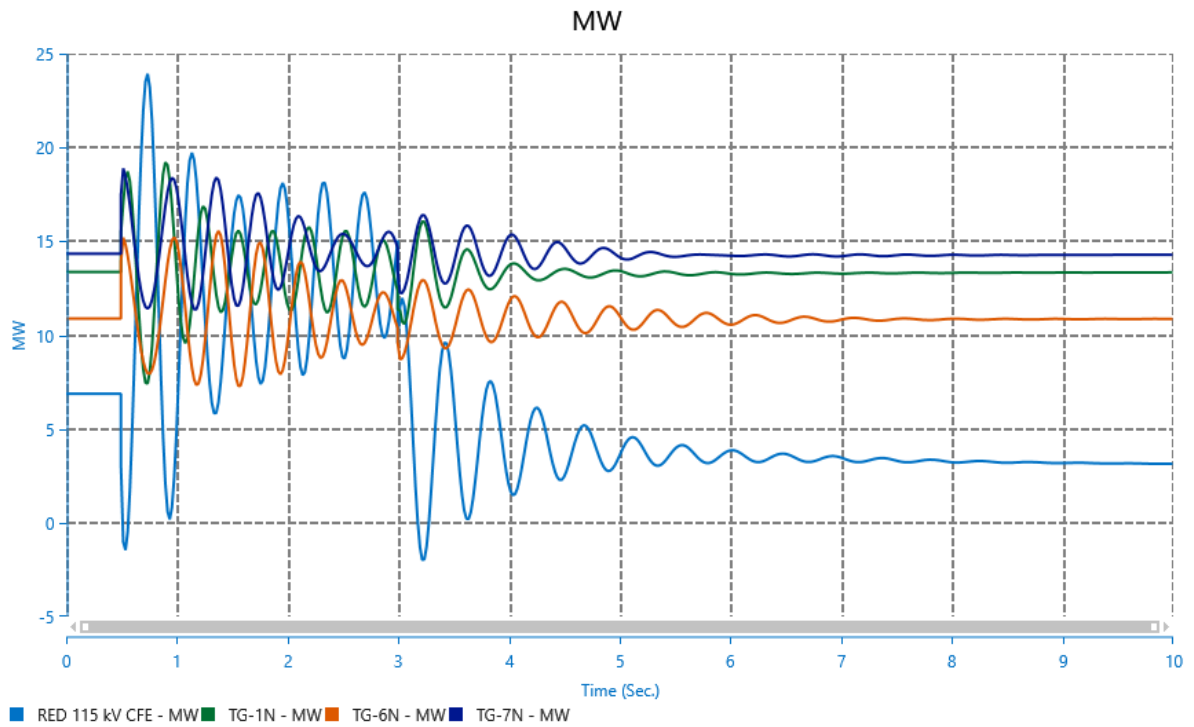


Figura 4.52. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

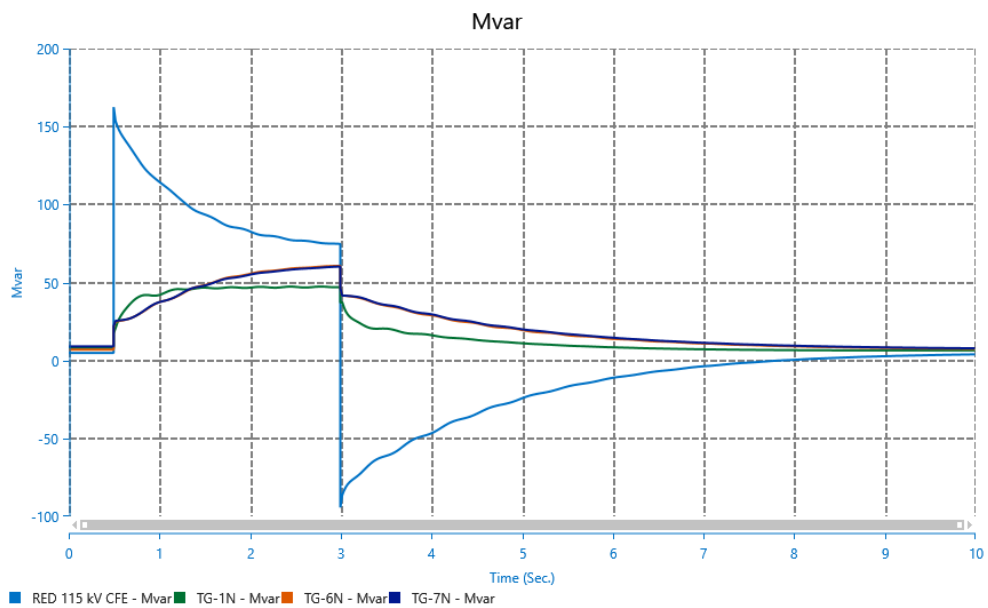


Figura 4.53. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

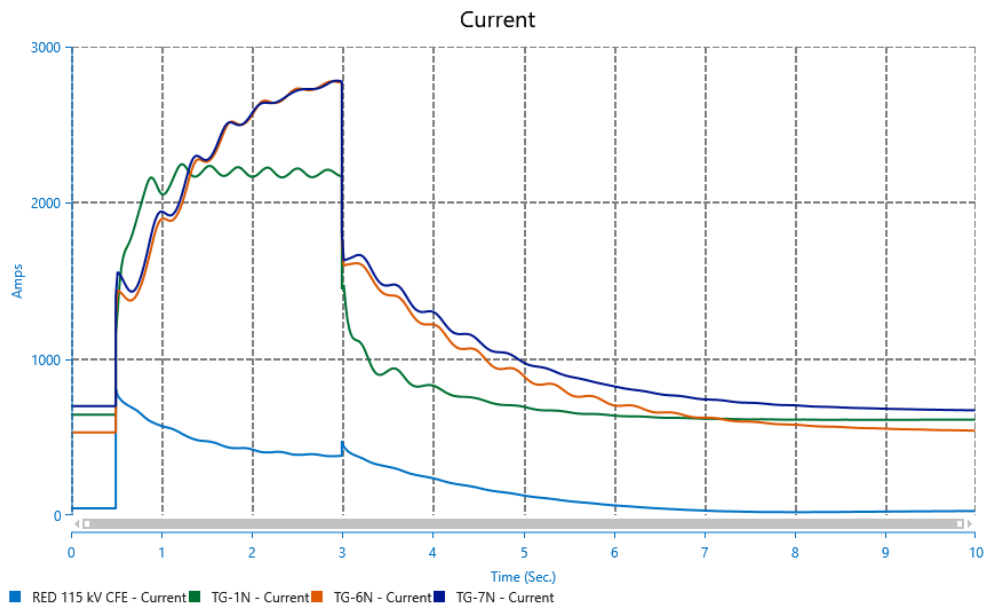


Figura 4.54. Corriente de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

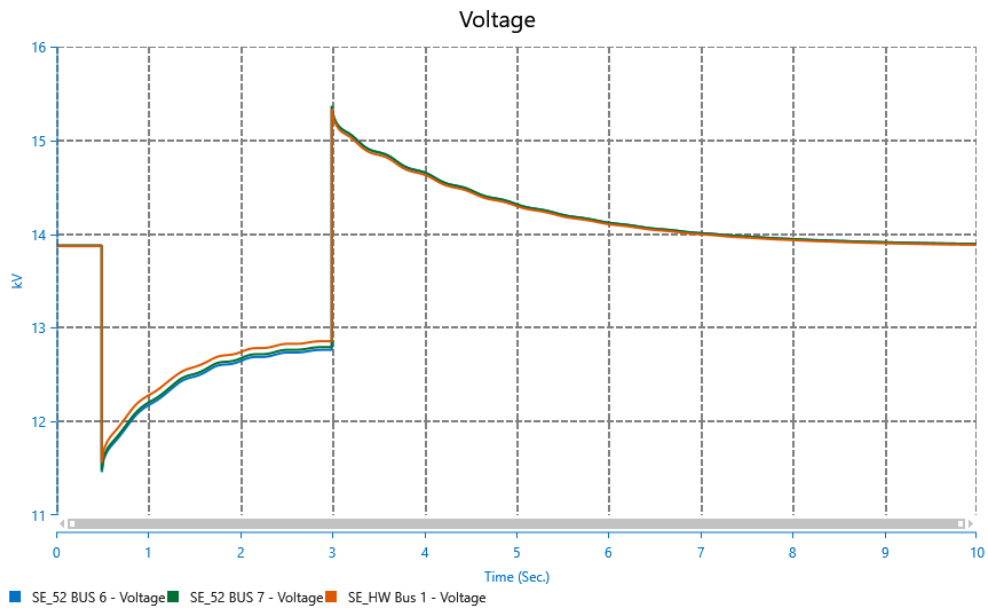


Figura 4.55. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

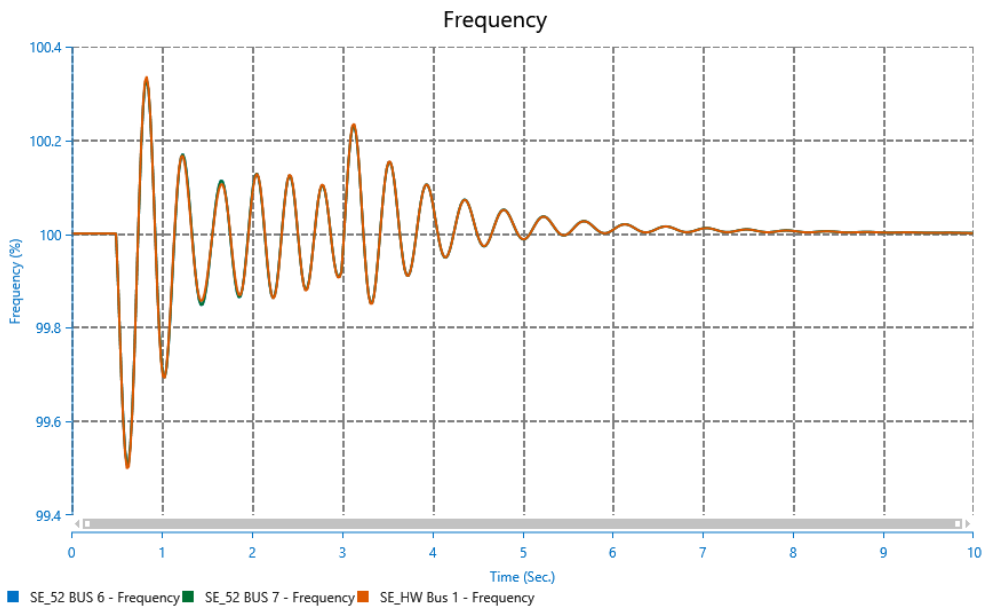


Figura 4.56. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-NTE-L_BUS-SUR de 6.6 kV.

4.12 Falla en la red de 4.16 kV

Falla trifásica en la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV. Se libra la falla con la apertura del interruptor SE_HW_BUS 3_52-13. No existe límite en el tiempo crítico de liberación de falla.

En este caso se muestra la oscilación provocada por un cortocircuito con duración de 2.5 segundos en la zona de 4.16 kV del sistema, se observa que ninguna de las variables muestra pérdida de estabilidad aun en la situación de no librar la falla. Es decir, si el sistema soportara sin problema los efectos térmicos y mecánicos provocados por la falla, los generadores mantendrían su estabilidad transitoria para fallas trifásicas permanentes en la red de 4.16 kV. Las variables de interés de la red y turbogeneradores se pueden observar en las figuras 4.57 a la 4.63.

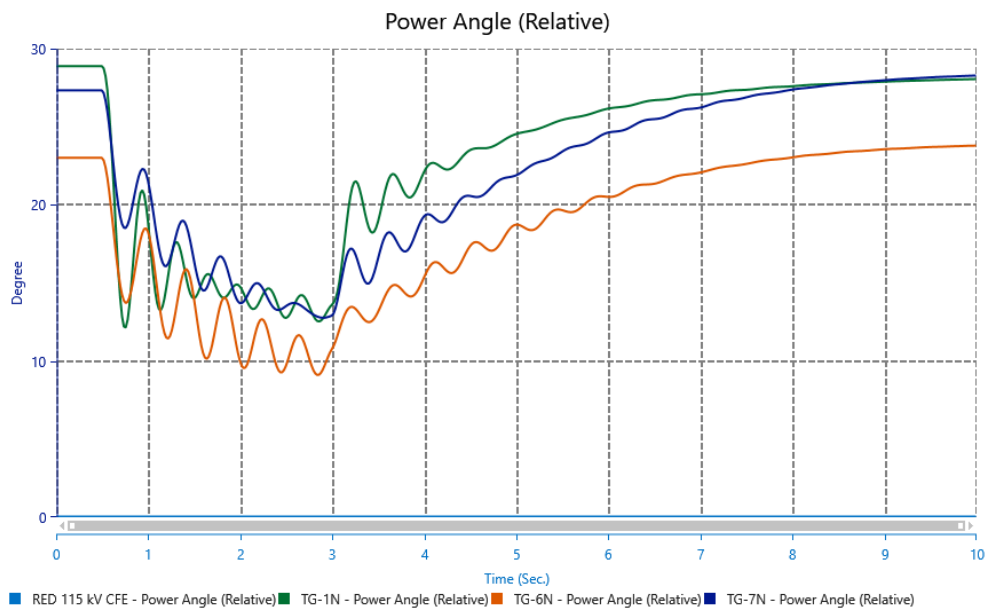


Figura 4.57. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

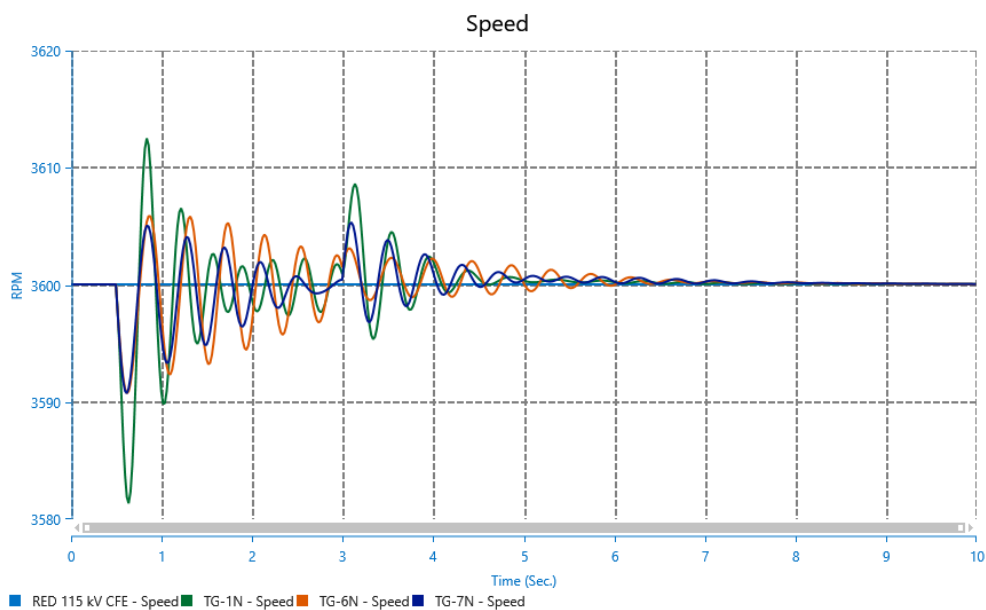


Figura 4.58. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

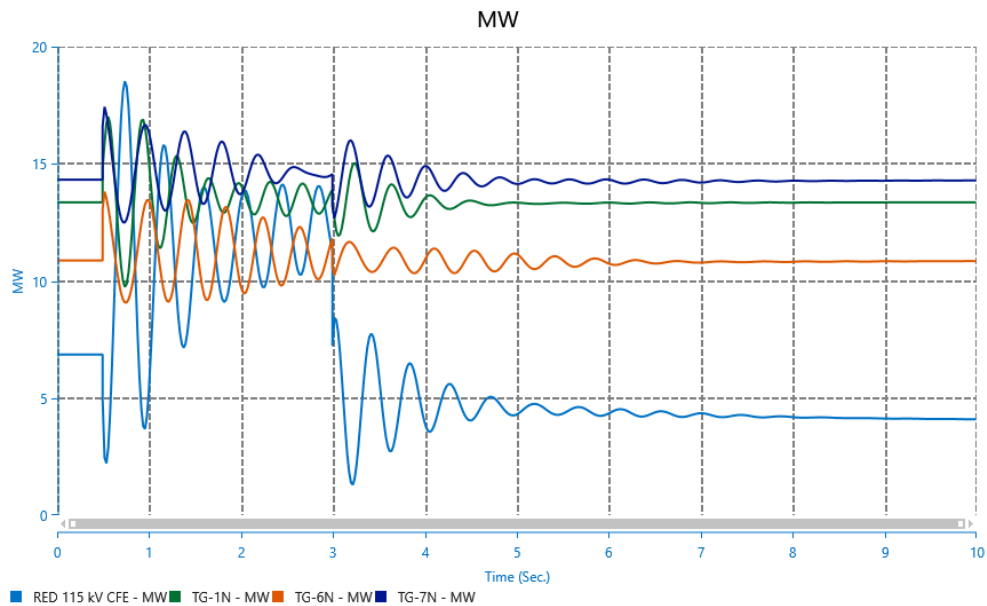


Figura 4.59. Potencia activa de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

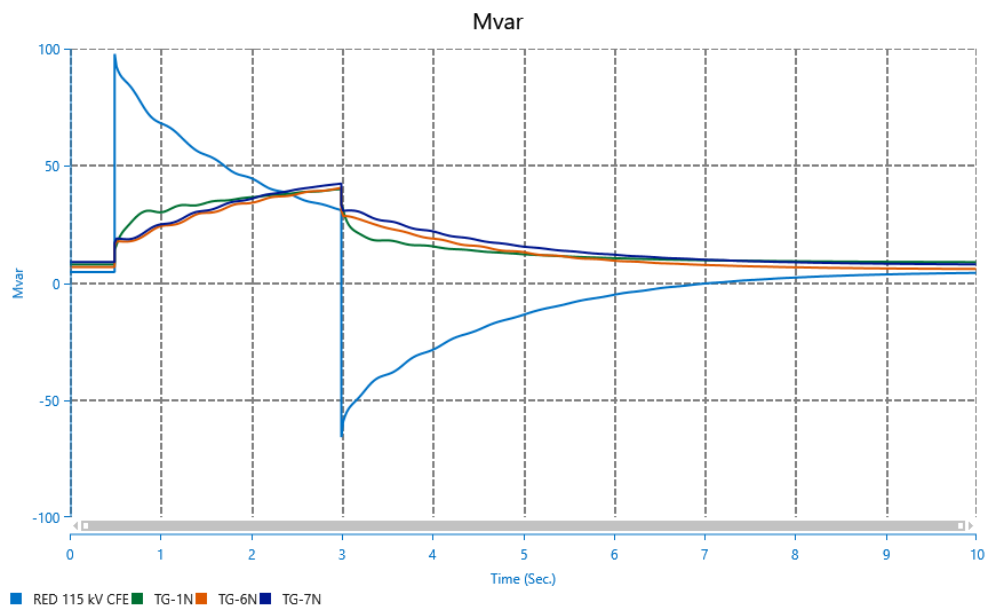


Figura 4.60. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

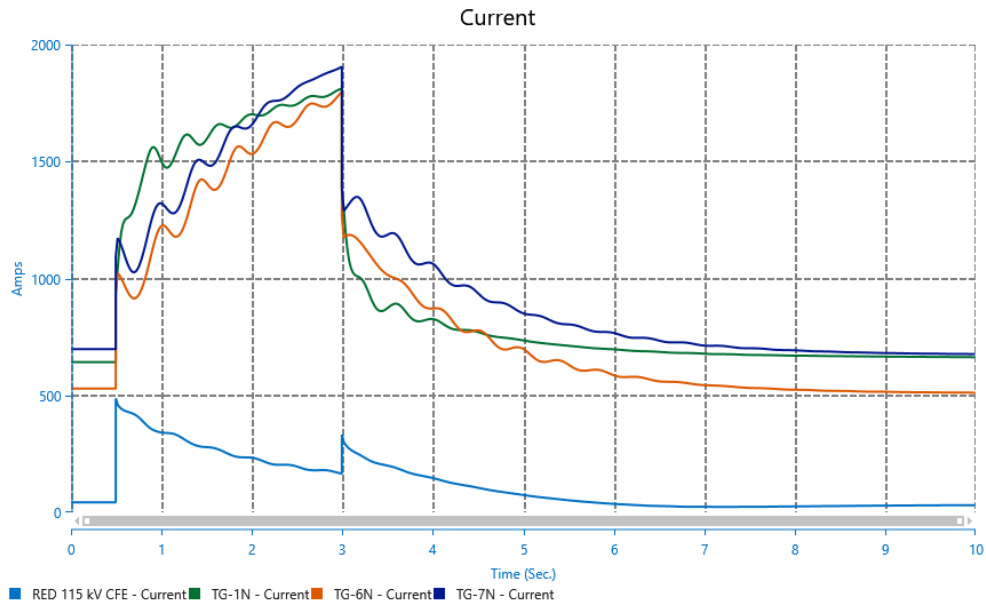


Figura 4.61. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

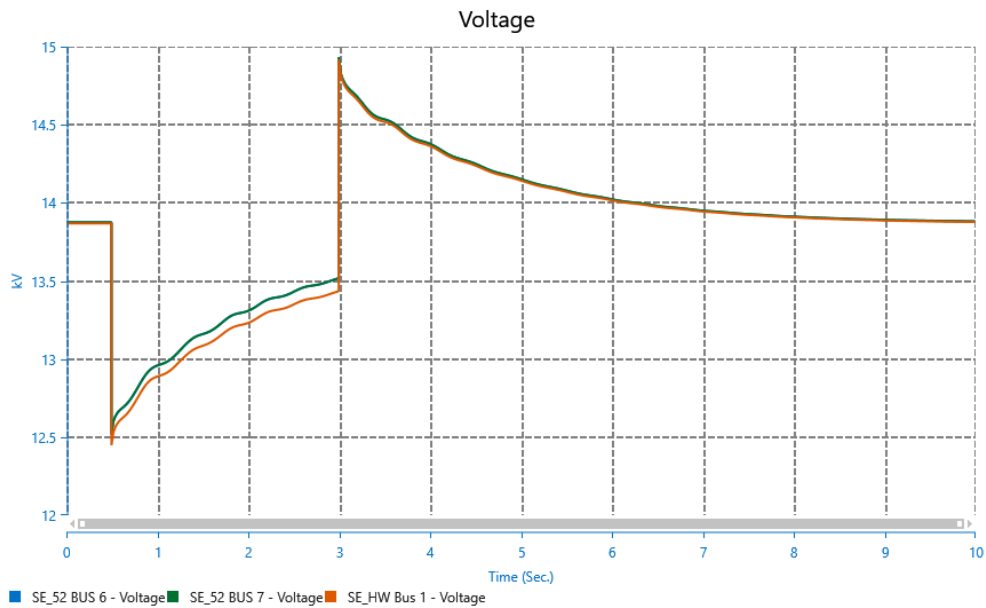


Figura 4.62. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

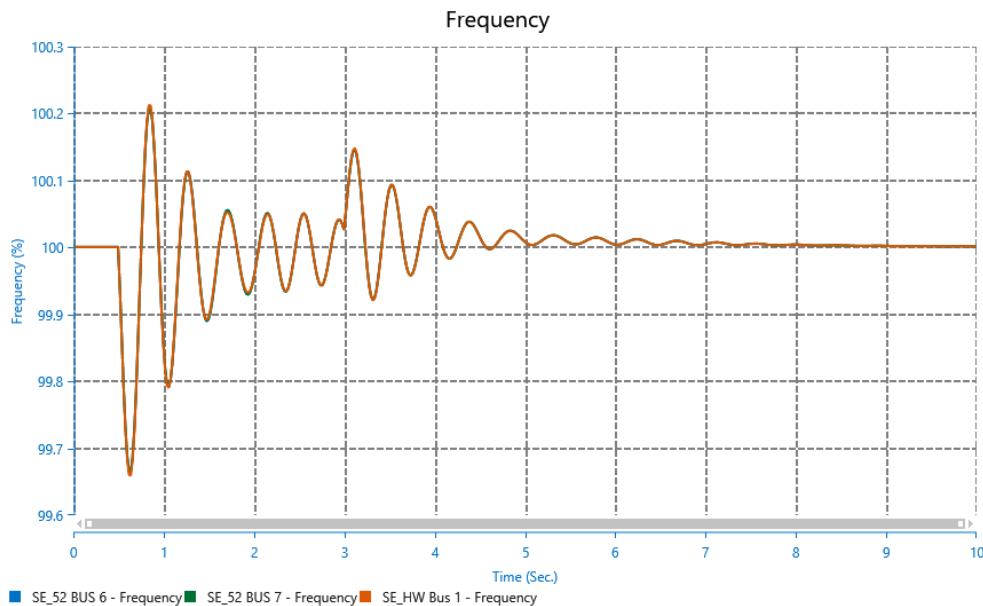


Figura 4.63. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-58_03-CCM-1-BUS A de 4.16 kV.

4.13 Falla en la red de 2.4 kV

Falla trifásica en la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV. Se libra la falla con la apertura del interruptor SE-52_BUS7_52-11. Tiempo crítico de liberación de falla 0.23 s. No existe límite en el tiempo crítico de liberación de falla.

En este caso se muestra la oscilación provocada por un cortocircuito con duración de 2.5 segundos en la zona de 2.4 kV del sistema, se observa que ninguna de las variables muestra pérdida de estabilidad aun en la situación de no librar la falla. Es decir, si el sistema soportara sin problema los efectos térmicos y mecánicos provocados por la falla, los generadores mantendrían su estabilidad transitoria para fallas trifásicas permanentes en la red de 6.6 kV. Las variables de interés de la red y turbogeneradores se pueden observar en las figuras 4.64 a la 4.70.

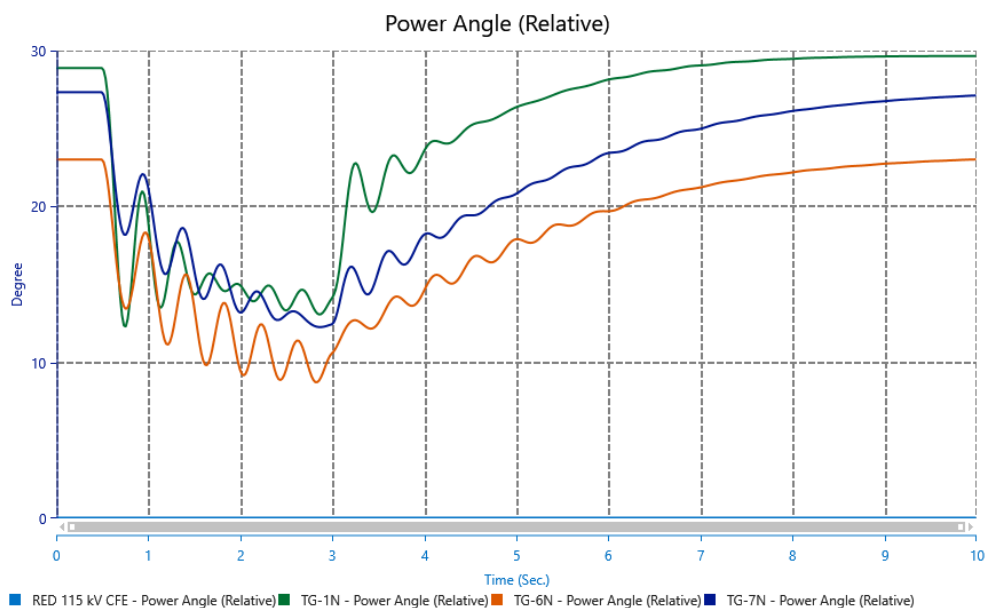


Figura 4.64. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

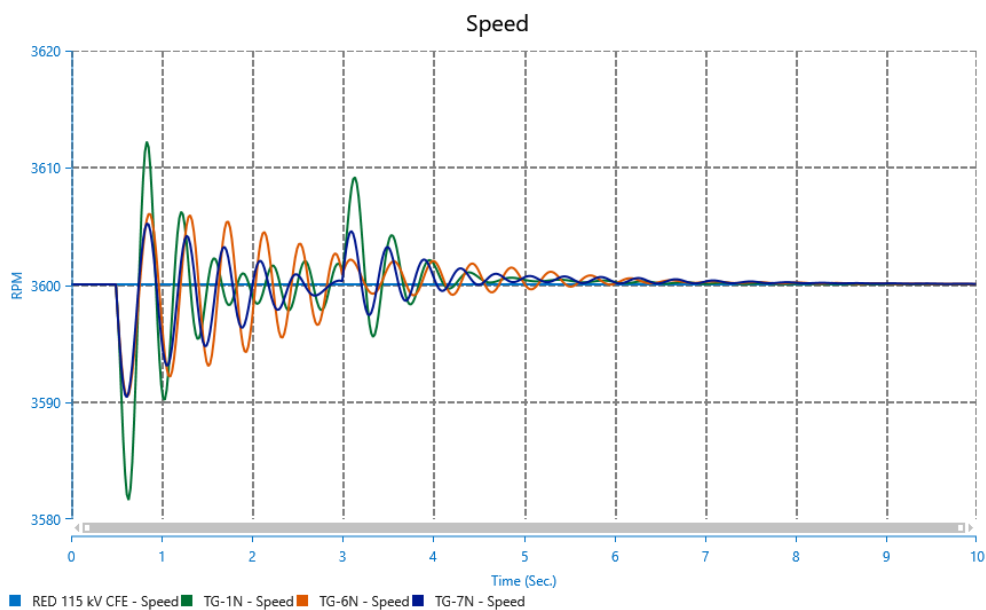


Figura 4.65. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

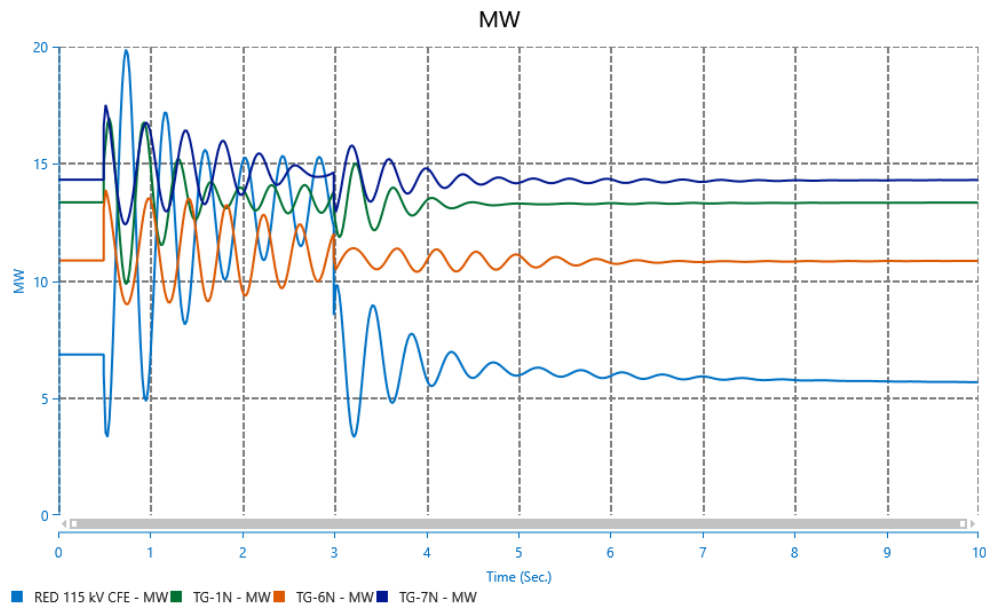


Figura 4.66. Potencia activa de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

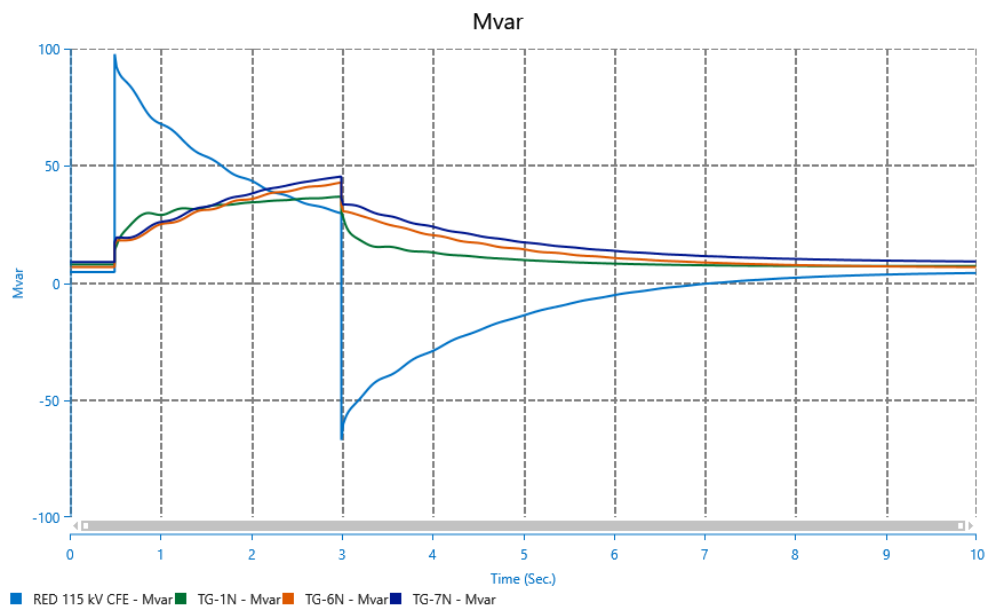


Figura 4.67. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

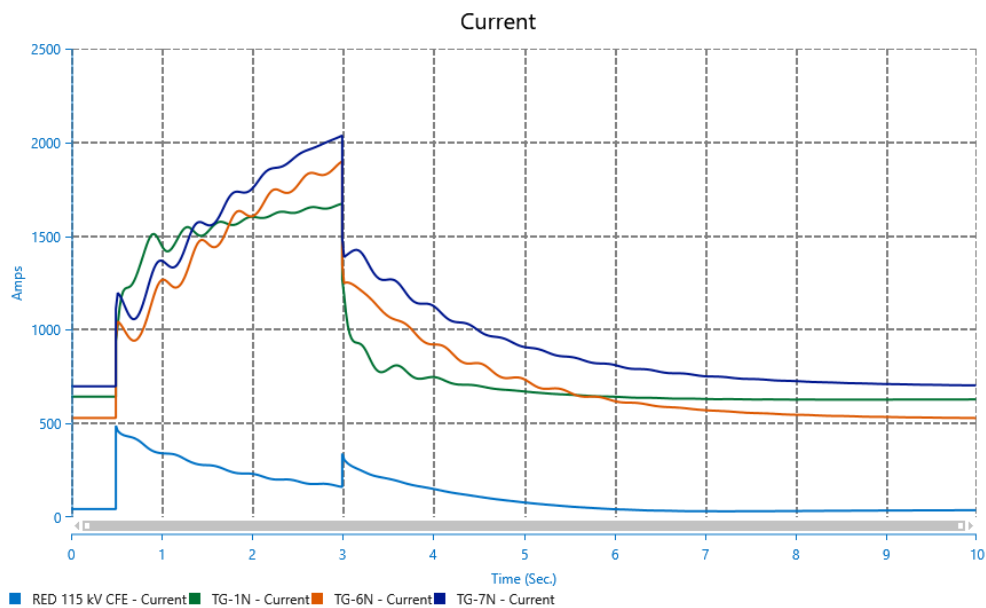


Figura 4.68. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

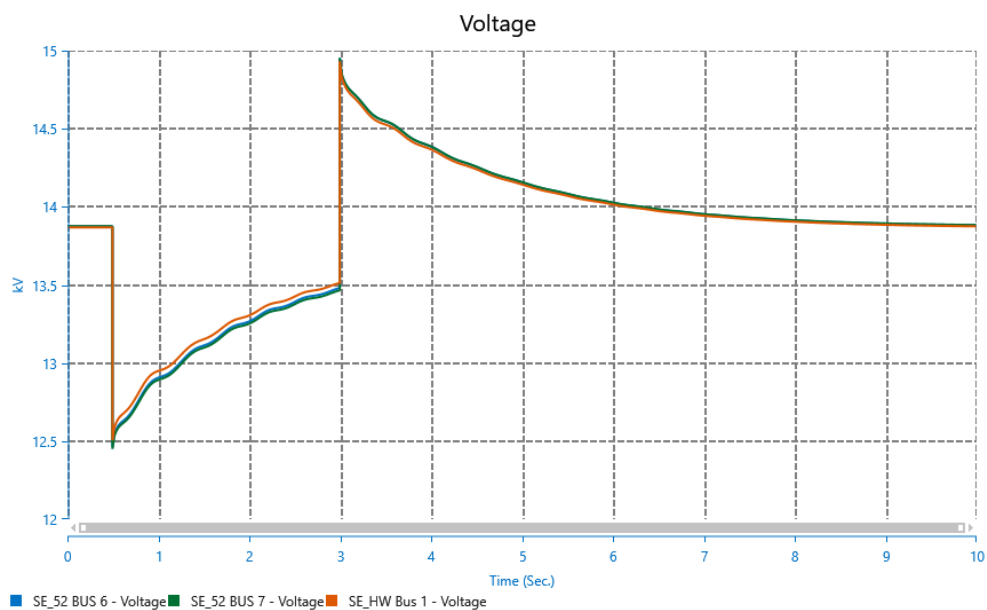


Figura 4.69. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

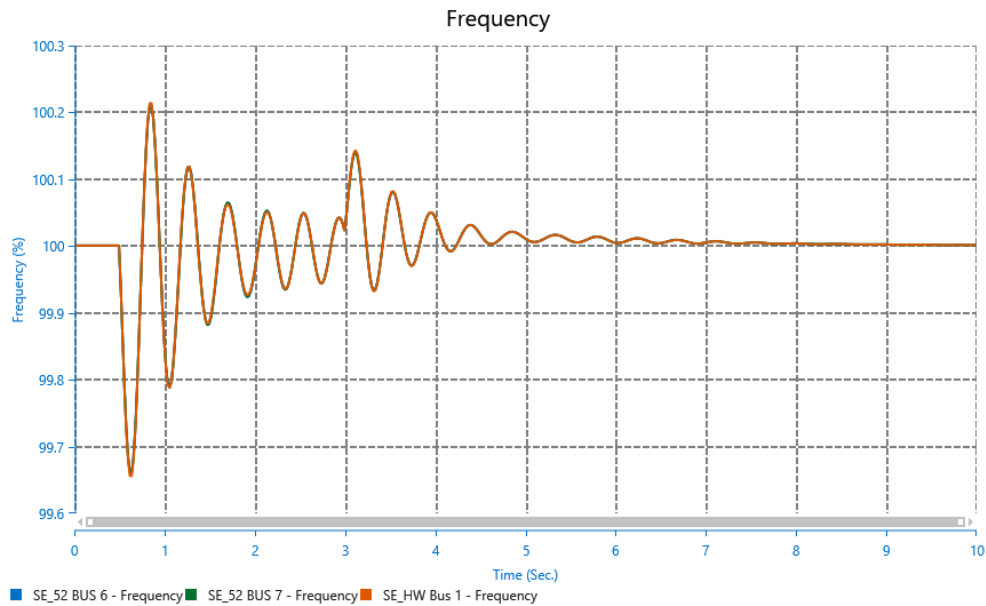


Figura 4.70. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica cercana a la barra SE-32_BUS NORTE de 2.4 kV.

4.14 Falla en la barra de 115 kV sin segregación con CFE

Falla trifásica en la barra de 115 kV. Tiempo crítico de liberación de falla de 0.35 s. Se simula una falla trifásica en la red de transmisión de CFE sin la salida de la línea 73150, no se separan las redes de CFE y del sistema industrial.

Al presentarse el cortocircuito en la red de 115 kV, los elementos ISL toman las corrientes mostradas en la figura 4.71. Se ha considerado que estos valores de corriente no tienen la magnitud suficiente para provocar su apertura (se ha considerado que para fallas en 115 kV ningún ISL debe operar).

El tiempo crítico de liberación de falla es de 0.35 s. En las figuras 4.72 a 4.78 se muestran las variables de interés para este caso

A partir de la información obtenida de los 10 casos simulados en este anexo, se obtienen los tiempos críticos de liberación de falla trifásica en la zona de 13.8 kV, estos se encuentran entre 0.38 s (22.8 ciclos) para fallas en terminales del TG-6N y 0.21 s (12.6 ciclos) para las terminales del TG-1N, en este caso se considera la apertura del ISL-1 que ayuda a reducir la magnitud de corriente total de cortocircuito. Después del aislamiento de la falla los tres generadores presentan una oscilación de grupo de máquinas coherentes amortiguada con una frecuencia de 2 Hz y eventualmente se alcanza el estado estable aproximadamente en 8 s. Las fallas en los sistemas de 115, 6.6, 4.16 y 2.4 kV son de menor impacto para la estabilidad transitoria de la red eléctrica del sistema industrial que las presentadas en 13.8 kV pero, sus tiempos críticos de liberación de falla son relativamente altos de tal forma que, debe tenerse atención en no sobrepasar los límites térmicos en los equipos involucrados. Las fallas monofásicas no provocan problemas de estabilidad transitoria, pero si deben eliminarse oportunamente por cuestiones térmicas.

También, se simuló la segregación súbita de la interconexión con CFE y la red del sistema perdiendo el total de la potencia importada a través del enlace con la red de 115 kV. Este evento provoca que los valores eficaces de las variables presenten una oscilación de 0.63 Hz y la frecuencia del sistema tenga una reducción a 59.8 Hz por lo que al desconectar una carga de aproximadamente 6.3 MW la frecuencia se recupera a sus valores de pre-segregación. Así, el sistema eléctrico industrial mantiene su estabilidad angular aun desconectándose del sistema de CFE, los tres turbogeneradores en conjunto pueden aumentar su potencia de salida y gradualmente

alcanzar un nuevo punto de operación estable, operar el sistema en isla es factible para satisfacer la demanda del sistema industrial.

Mantener permanentemente abiertos los fusibles ISL no es una condición normal, hace ineficiente el sistema (mayores pérdidas), existe mayor caída de tensión en las barras de carga, hay mayor demanda de reactivos y el factor de potencia es bajo en el punto de interconexión con CFE.

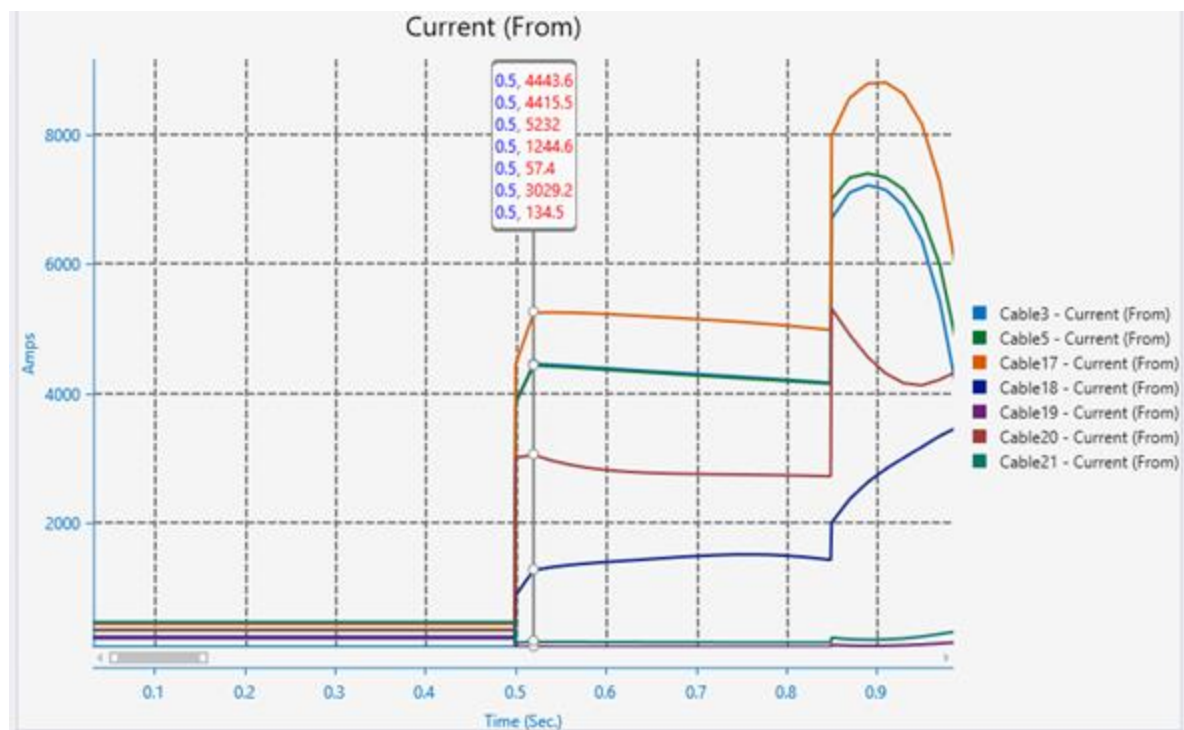


Figura 4.71. Corrientes que pasarían por los elementos ISL durante una falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV.

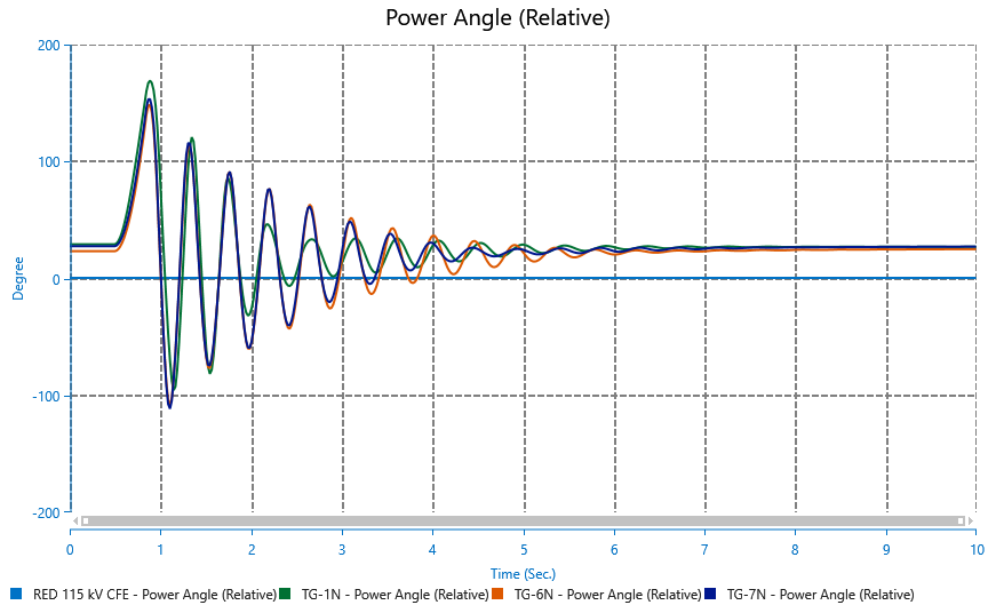


Figura 4.72. Angulo del rotor de los generadores. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

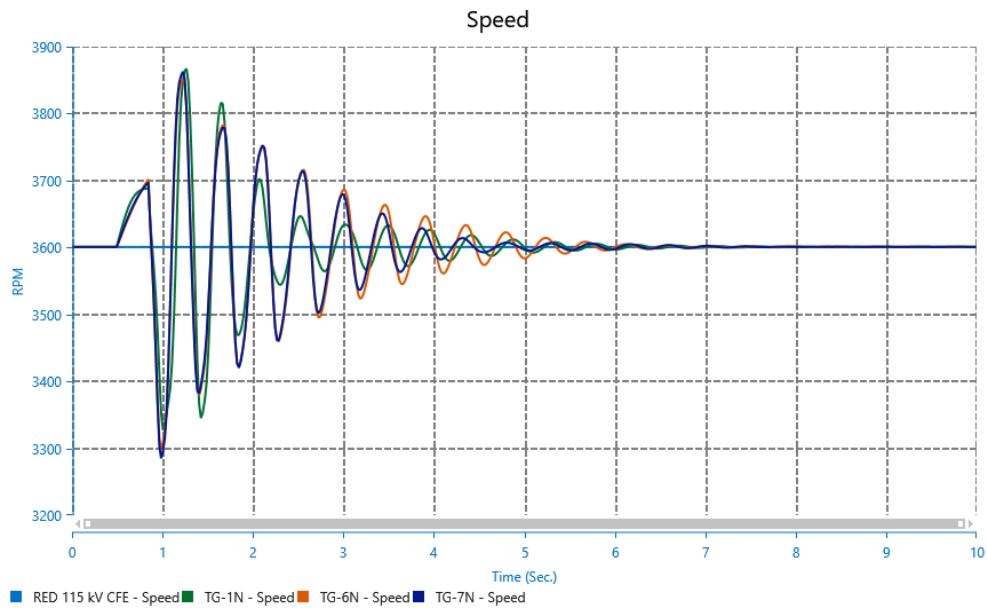


Figura 4.73. Velocidad del rotor de los generadores. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

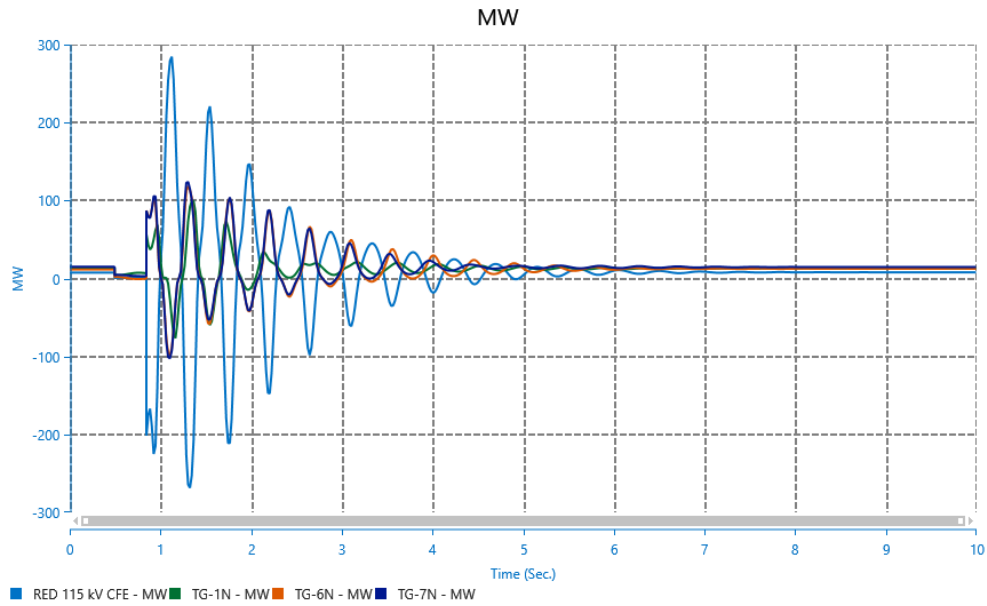


Figura 4.74. Potencia real de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

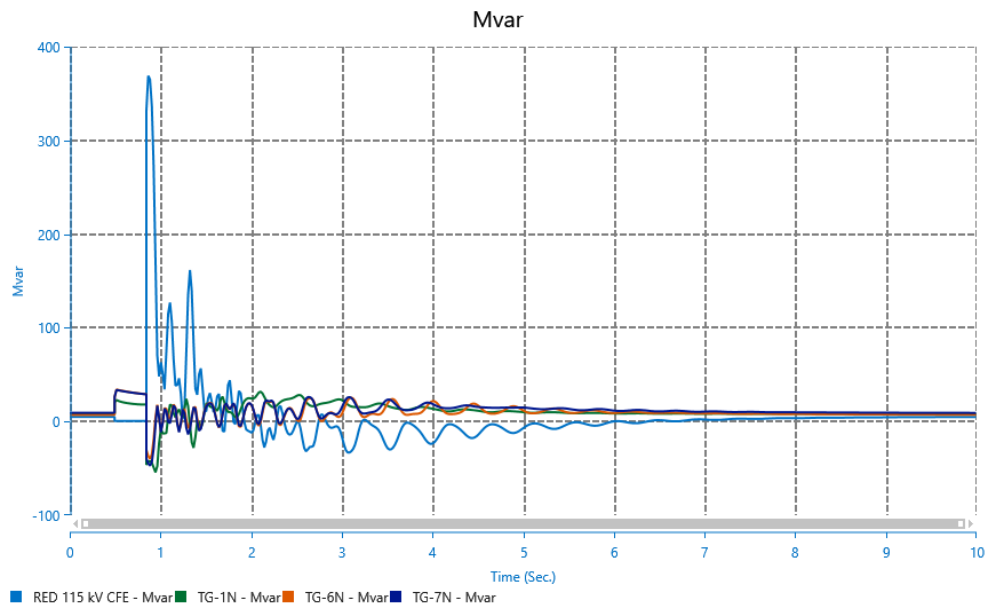


Figura 4.75. Potencia reactiva de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

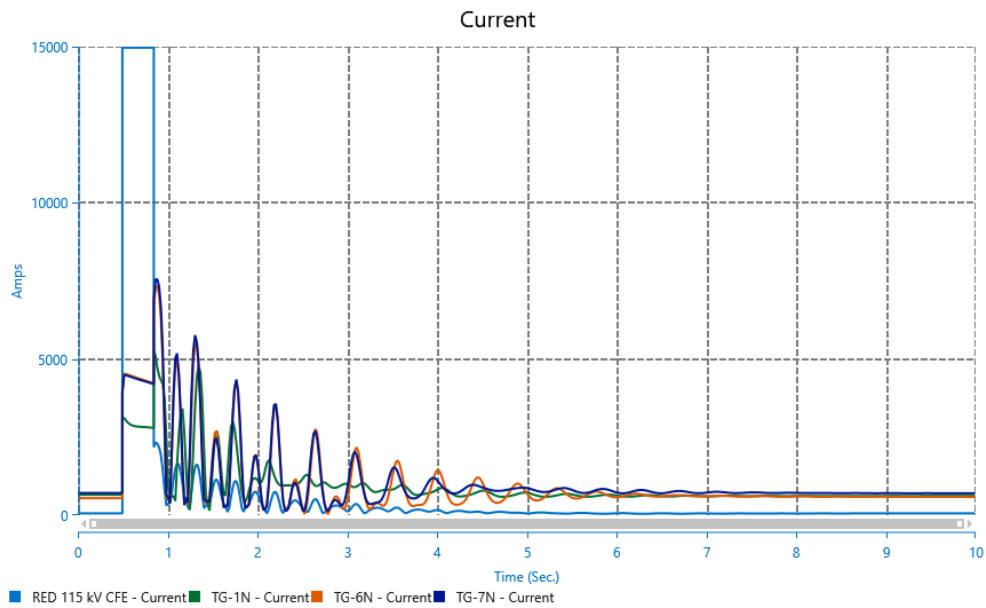


Figura 4.76. Corriente de los generadores y de la red externa. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

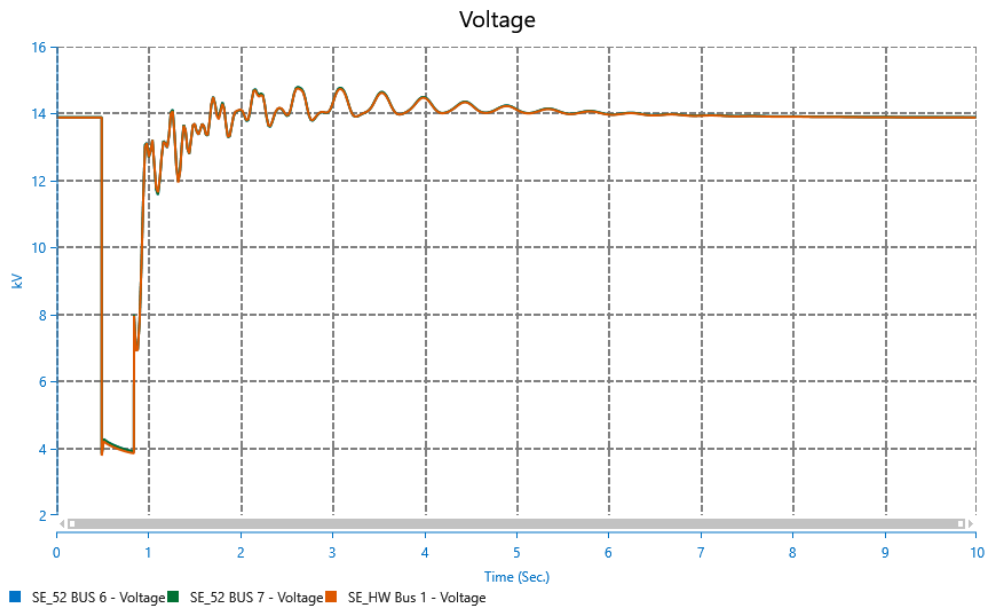


Figura 4.77. Tensión en las barras de generación. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s

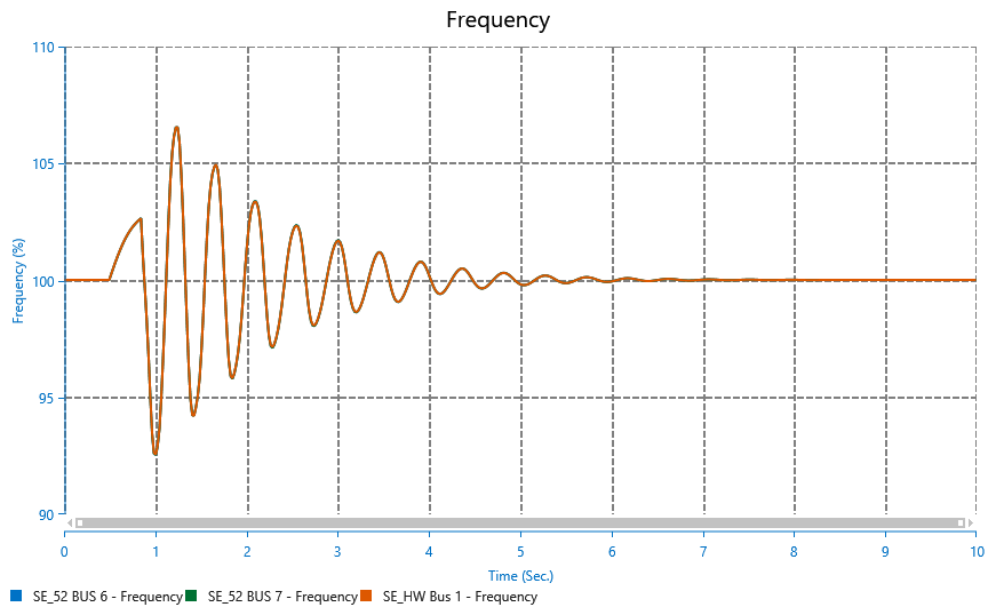


Figura 4.78. Frecuencia en las barras de generación. Falla trifásica en la barra BAHIA 115 kV sin la salida de la línea 73150. Duración de la falla 0.35 s.

CONCLUSIONES

En esta investigación el tiempo crítico mínimo de liberación de falla trifásica oscila entre 0.31 y 0.51 s dependiendo del valor de la reactancia limitadora de falla, pueden resultar tiempos mayores dependiendo del escenario de operación y del tipo de disturbio en la red. En todos los casos, después del disturbio el sistema muestra su dinámica, presenta amortiguamiento positivo y eventualmente obtiene un estado estable en un tiempo máximo de 6 segundos. El amortiguamiento del sistema, la inercia de las máquinas y la acción de sus controles coadyuvan a mantener la estabilidad.

En términos generales, la oscilación de los generadores y del sistema industrial posterior a un disturbio muestra una frecuencia de 2.0 Hz, se trata de una oscilación lenta con amortiguamiento positivo que ayuda a la estabilidad de la red eléctrica. La velocidad angular máxima alcanzada por los rotores de los turbogeneradores es 5.8% arriba del valor nominal y 7.2% por debajo del nominal, Así, la sobrevelocidad alcanzada durante y posterior a un disturbio no compromete al sistema electromecánico de los turbogeneradores según la información típica reportada en la literatura.

Las fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra en el sistema del sistema industrial no son un factor determinante que afecte la estabilidad transitoria de los turbogeneradores.

Aunque la pérdida de estabilidad no está presente, la dinámica del sistema después de un disturbio puede provocar que se alcance algún ajuste de protecciones eléctricas de la red (por ejemplo, principalmente dispositivos de detección de sobrecorriente o de inversión de potencia) y

sacar de operación alguno de sus elementos, por lo que deben seleccionarse los ajustes de las protecciones del sistema teniendo en mente la liberación rápida de fallas y los valores alcanzados por la oscilación del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Álvarez, L., Neves, L., López, J., & Zambrano, S. (2017). Impacto de la generación distribuida en la red de distribución. *Maskana*, 8, 259–271.
- [2] Chen, X. M., Yang, C., & Chen, S. (2005). Evolution and computing challenges of distributed GIS. *Geographic Information Sciences*, 11(1), 61–69.
- [3] Zayandehroodi, H., Mohamed, A., Shareef, H., & Mohammadjafari, M. (2011). A comprehensive review of protection coordination methods in power distribution systems in the presence of DG. *Przegląd Elektrotechniczny*, 87(8), 142–148.
- [4] Wang, X., & Freitas, W. (2009). Influence of voltage positive feedback anti-islanding scheme on inverter-based distributed generator stability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(2), 972–973.
- [5] Mahat, P., Chen, Z., & Bak-Jensen, B. (2009, July). Gas turbine control for islanding operation of distribution systems. En *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1–7). IEEE.
- [6] Shinji, T., Yokoyama, A., & Hayashi, Y. (2009, July). Distributed generation in Japan. En *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1–5). IEEE.
- [7] Chicco, G., & Mancarella, P. (2008). Assessment of the greenhouse gas emissions from cogeneration and trigeneration systems. Part I: Models and indicators. *Energy*, 33(3), 410–417.
- [8] Smith, M. J. (2002). Reliability, availability, and maintainability of utility and industrial cogeneration power plants. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 27(4), 669–673.
- [9] Spentzas, S. N., Chimack, M. J., & Worek, W. M. (2006). *Optimization of a cogeneration system in the automotive industry* (No. 2006-01-0831). SAE Technical Paper.
- [10] Bidram, A., Hamedani-Golshan, M. E., & Davoudi, A. (2012). Loading constraints for first swing stability margin enhancement of distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(12), 1292–1300.
- [11] Dunki-Jacobs, J. R., & Davis, C. E. (2002). An argument and procedure for conceptual power system design studies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30(2), 253–261.
- [12] Dunki-Jacobs, J. R., & Davis, C. E. (2002). An argument and procedure for conceptual power system design studies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30(2), 253–261.
- [13] Trebilcock, M. F., Santamaría, F., & Alarcón, J. A. (2014). Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia. *Información Tecnológica*, 25(1), 77–84.

- [14] Hoan, W. T., & Chow, M. (2008). Transient stability analysis for Sohio Prudhoe Bay emergency power system. *IEEE Transactions on Industry Applications*, (3), 430–434.
- [15] Dunki-Jacobs, J. R., & Davis, C. E. (2002). An argument and procedure for conceptual power system design studies. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30(2), 253–261.
- [16] Sutherland, P. E., Roubach, V., & Riani, L. M. (2008, October). Stability requirements for implementation of grid separation scheme in a steel mill with internal generation. En *2008 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting* (pp. 1–7). IEEE.
- [17] Dias, I. C., Resener, M., Canha, L. N., & Pereira, P. R. (2014, September). Transient stability study of an unbalanced distribution system with distributed generation. En *2014 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)* (pp. 1–5). IEEE.
- [18] Bidram, A., Davoudi, A., Lewis, F. L., & Qu, Z. (2013). Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(8), 822–831.
- [19] Trebilcock, M. F., Santamaría, F., & Alarcón, J. A. (2014). Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia. *Información Tecnológica*, 25(1), 77–84.
- [20] Ivanovich, V. N., & Valeryevna, C. M. (2018, October). Transient stability problems of electric power systems with distributed generation. En *2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)* (pp. 1–6). IEEE.
- [21] Dai, J. J. (2025). Suggested approaches to perform transient stability studies for industrial and commercial power systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*.
- [22] Calderón-Guizar, J. G. (2011). Analysis and simulation of the transient response of an industrial plant with co-generation units. *IFAC Proceedings Volumes*, 44(1), 8277–8282.
- [23] Rodríguez Padilla, V. (2016). Industria eléctrica en México: Tensión entre el Estado y el mercado. *Problemas del Desarrollo*, 47(185), 33–55.
- [24] Grainger, J. J., & Stevenson, W. D., Jr. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
- [25] Comisión Federal de Electricidad. (2020, 17 febrero). *Boletín 2470*. <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2470>
- [26] Grainger, J. J., & Stevenson, W. D., Jr. (1994). *Power system analysis*. McGraw-Hill.
- [27] Bergen, A. R., & Vittal, V. (2000). *Sistemas eléctricos de potencia: Análisis y diseño*. Pearson Educación.

- [28] Gönen, T. (2014). *Electric power distribution system engineering* (3rd ed.). CRC Press.
- [29] Borbely, A., & Kreider, J. (2001). *Distributed generation: The power paradigm for the new millennium*. CRC Press.
- [30] Mantilla González, J. M., Duque Daza, C. A., & Galeano Urueña, C. H. (2014). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, (44), 97–110.
- [31] Rose, K., & McDonald, J. F. (1991). Economics of electricity self-generation by industrial firms. *The Energy Journal*, 12(2), 47–66.
- [32] Strachan, N., & Farell, A. (2006). Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance. *Energy Policy*, 34, 2677–2689.
- [33] Calderón-Guizar, J. G. (2010). Transient stability studies on industrial power systems interconnected to the transmission grid. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 11(4), 445–451.
- [34] Trebilcock, M. F., Santamaría, F., & Alarcón, J. A. (2013). *Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia*. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética (GCEM).
- [35] Kundur, P. (2004). *Power system stability and control*. McGraw-Hill.
- [36] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [37] Gallardo Quingatuña, C. F. (2009). *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*.
- [38] Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Cañizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., & Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387–1401.
- [39] Barrera, C., & Játiva, J. (2014). *Análisis de estabilidad angular en un sistema de laboratorio*, 33(1).
- [40] Gallardo, C., Andagoya, D., Salazar, G., & Arcos, H. (2014). *Análisis de estabilidad angular del sistema eléctrico ecuatoriano con alta penetración eólica*, 33(1).
- [41] Anderson, P., & Fouad, A. *Power system control and stability*.
- [42] Kimbark, E. W. (1995). *Power system stability*. IEEE Press.
- [43] Lindner, M., Abele, H., John, C., Lehner, J., Vennemann, K., Hennig, T., Dimitrovski, R., Klötzl, N., Just, H., & Stornowski, R. Suitable classification of power system stability phenomena.

En *CIGRE Session, Study Committee C4 – Power System Technical Performance* (Paper 1278, Germany).

[44] Sharma, S., Nandanoori, S. P., Chinde, V., & Dobson, I. (2018). Sensitivity of transient stability critical clearing time. *IEEE Transactions on Power Systems*.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

PROGRAMAS EDUCATIVOS DE CALIDAD RECONOCIDOS POR CIEES, CACEI Y CONAHCYT

SGI Certificada en la norma ISO 9001:2015 e ISO 21001:2018

FORMATO T-2

NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA

Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 22 de mayo del 2026.

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
DR. HUGO HERRERA GUTIERREZ
DRA. MARIA DEL CARMEN TORRES SALAZAR
DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS
DR. MARIO LIMON MENDOZA
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la comisión revisora de la tesis que presenta JUAN CARLOS GARRIDO GARRIDO, titulado: **ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL CON COGENERACIÓN EQUIPADO CON FUSIBLES DE ALTA VELOCIDAD**, realizada bajo la dirección del Dr. Luis Cisneros Villalobos y la Co-dirección del Dr. Hugo Herrera Gutiérrez, del Programa Educativo de la Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

A T E N T A M E N T E
Por una humanidad culta

DRA. ANGELICA GALINDO FLORES
DIRECTORA DE LA FCQEI

D I C T A M E N

DRA. ANGELICA GALINDO FLORES
DIRECTORA DE LA FCQEI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:

DICTAMEN

NOMBRE	VOTO	FIRMA
DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	APROBADO	
DR. HUGO HERRERA GUTIERREZ	APROBADO	
DRA. MARIA DEL CARMEN TORRES SALAZAR	APROBADO	
DR. JOSE GERARDO VERA DIMAS	APROBADO	
DR. MARIO LIMON MENDOZA	APROBADO	

Se anexan firmas electrónicas





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

ANGELICA GALINDO FLORES | Fecha:2026-05-22 17:10:31 | FIRMANTE

TfelZRXQK8ZGOrTB+Rey8HWYbtzrVSY8a7xYYSFNub4UnL0cNEA18OrtFmu5reY0R/Qv/JpMQbxYisvTZGvd4LH6wh8/Um9a3VN5wtPZVxf0XhHiyTdLYHh8Qpnk447JsZZOT+61VS/lsBufWLF7ms9xfD4rrUnSrYJNeaBgiKoVY9JXqk4+VNnwNiLSHq+Hh88Q9cP4gDhLsbsvAwePyhTC59fJuy8WM9xtXpCP82KPDl9YVrCEJdhB10Ug0grzYHCiFiYemk45ebcJo7NLaxGy9XLfMT2rXz2dudDkdonuTIV/eEN3D7uUvUEhISrCDi9WWIOannG+vrWtDteDdg==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



OEX9Gv2r4

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/DI2FjoS11KYAOMCsGQ8L2oO6cG8tie6l>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2026-05-22 20:12:47 | FIRMANTE

QgcEg1psOA3ni4xCvthhUsjSxK32G5NCj54iW+uoRo+ya/J7ePrTFIkRTsIIYHu1lPbJSNKXGPI0uWcxHxLmxOrS6yWpGj6uaRvNldJV7ga7Pejhl+eKbJr6RSTHeyBFFAQ9rl+Qrle
AlnUO7UDwBsqDK0tDxF6ITY/ydMBD32xiVSk7tix+kMeBZEf9JKilypc1vCDfkOigGWTfrxqGgW1gMfsg+XetCTsfHJ+jCpEwvY17i2hOJOuFin+5aRT+UW4iom9ZPGYb/UyEO0D3s
NVAlm2udkjzn8rMipg9vNh1WUZ4gB5CipziOJHbCiQ8lZYAtMVlwO+wo9au1g0jw==

HUGO HERRERA GUTIERREZ | Fecha:2026-05-22 21:05:11 | FIRMANTE

SwTfJKI9hvCjBF0JKWSZjRyoRICpv/rJ1/Rnq2XyAcXd9SZ8olOfuyrPhz/mLHhJVx6aq5plOB8Isy+BHBdpH70tz0UTiVSG87KcQQqobBC4K86kCfTD/Ao5OALYEdbJFRIJulPY5Sdj
mhCSEfP75J5KKRZn0V42WtkYSe7ceeTw7hl+Fn4uG72OA67uOG8M0AQc1LQAH1ZqT2kdleaNzaoNcB4nXfBk17CATyvdmjzv79XUS4wnX6p0msnJop+4QjtROSEAMPkYtpOj
NBb3Ytg3opGyS0nQxHYhFXBIV7iEzbU/r2qyyOplZaGZY3PShdkBT3J+luv4g385lCvZOg==

JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2026-05-25 14:17:13 | FIRMANTE

KusTe8CguEkDexQBn5/GuaJ1ZvpZGgPOMpTOYU2AAfFcYWj06/+SbkzyRXZ+W9NOiVQ2zlvzNn+OPbgacScxw6c2v/58QUDWBh8eDJQxOhQDp8e1/di15dvnc4T8UtfGE6aYX
rcFYZGTxf3loA8edMfRSUkzaA/NTnxXKTP64xFHxghHIMtp5RG78YWjfePGRny2DMHy84ZBmKX6KJv5rCAVhm6sXkLmQSxb3pb1MzYwrdevAtP2RqBUauw4HsDxyinyxv12RFle
crBY4mansXvi2vGpvnW1N7gJ1UjB+LP+j123PI+WeUt5IN4pw4M/AVd9FCw6X7bwVYczxDk9A==

MARIA DEL CARMEN TORRES SALAZAR | Fecha:2026-05-25 15:11:49 | FIRMANTE

ephuYFMGn9GS1OyVb2ixBfhjZOgSw6Zsdr1DzAWj9injajrTsHrgffR30ptG14gxAdgyfPSnDJxFQb4pBdcpHTwrOfMNzao4gSHyBDPUveZrpoq61ZCmlb+qGMOjr37XNwNBdLwukk
RWsTErhbBfnvcg/cNBk8ZDIXAIKVCcAG7NjBJNosxRfhZhSM52/nVMH0D7y0hlgz8xPXEq5/Z8AWbKfWleFvAD4s5be5nC5mi+HzyBBhzK/+7bR2gPaCCSIB1lgol+F2TDxOzLVk1
dJ4Nc84iwhfsQ11nBVHqhRQmZKSnbF/Kq2RSFWtjgA4u8Qu1/plBrAZKBT0pbr8odnAA==

MARIO LIMON MENDOZA | Fecha:2026-05-25 19:27:39 | FIRMANTE

lelG6LsFjveTDLq5tDw1Ny34dV6/2Dim1Jg6c6QrFa6tqDbkCTnO88lh1ChAyPc2HVk0SHFnJrnJjdE/yWI1D1pEC8Ub8RKb9dwrDWbX+3eymSxkN17SM6kfHuvv9c8+U4wrrqPP3za
wGdcbSjLopAmphkZ1xm8tZrqfPIgYRRR5D4aJWANFcnFr49vjMOP7+rKT2lbyrUkXOrNEFvbbzLSRjCMY/GgxT8+NmApWbZnuPwGEPqPaRr+0aiTrmbuOm9drLxmcRVkKfttFUb
j3u11aotzU6ZbfhF7jd6m3EjNvONBi5n0uvrLrH8PZPB188ygdMU0984JjebBREZANQQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



fHRY54K3L

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/ExpASZuUCL81gChlLnRwGgckx1ajcUo7>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029