

# **UCUENCA**

**Universidad de Cuenca**

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes

## **IMPLEMENTACIÓN EN ATP DE BENCHMARK IEEE 39 BARRAS INCLUYENDO MODELOS GENÉRICOS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA ESTUDIOS DE INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES A LA RED**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes

**Autor:**

Paúl Iván Dután Amay

**Director:**

Walter Javier Dután Amay

ORCID:  0009-0007-3762-2259

**Cuenca, Ecuador**

2024-10-07

## Resumen

El incremento en el consumo de energía eléctrica requiere el estudio y desarrollo de diferentes tecnologías de generación que permitan abastecer la demanda con eficiencia, calidad y seguridad. El trabajo presenta un aporte para el análisis de la respuesta dinámica de un sistema eléctrico de potencia ante el ingreso y salida de generación fotovoltaica en el software Alternative Transients Program (ATP), que es del tipo EMT (Electromagnetic Transient), considerando un nivel adecuado de detalle de sus componentes que permitan realizar análisis usando valores eficaces - RMS. Para ello se implementa el modelo de prueba IEEE de 39 barras con los respectivos sistemas de control de las máquinas sincrónicas, usando modelos IEEE implementados mediante TACS. El enfoque de este trabajo permite analizar la respuesta de un sistema eléctrico que cuenta con unidades de generación convencional, ante el ingreso de generación basada en fuentes que se conectan mediante inversores. El ingreso de grandes bloques de este tipo de generación disminuye la inercia del sistema y reservas de potencia que, en eventos dinámicos, puede llevar a una pérdida del sistema por frecuencia. Desde este punto de vista, el análisis de la respuesta de frecuencia es importante para determinar la cantidad de generación basada en inversores que puede ser conectada a una red. Un sistema de potencia simulado en el software ATP permite estudiarlo a un alto nivel de detalle y precisión, consiguiendo señales de respuestas en el dominio de fase. Esto permite que el modelo pueda ser usado para el análisis de transitorios lentos y transitorios rápidos, aportando a la investigación de las nuevas tecnologías en generación. Los sistemas fotovoltaicos actualmente son más accesibles, por lo que su integración al SEP requiere de modelos adecuados para investigación y estudios de los mismos. El disponer de los modelos, así como del sistema y su integración en dicho tipo de software, permite disponer de un escenario de referencia detallado para estudios EMT de un sistema de potencia.

*Palabras clave del autor:* generación distribuida, fotovoltaico, sistema eléctrico de potencia, ATP



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

### Abstract

The increase in electrical energy consumption requires the study and development of different generation technologies that allow supplying demand with efficiency, quality and safety. The work presents a contribution to the analysis of the dynamic response of an electrical power system to the input and output of photovoltaic generation in the Alternative Transients Program (ATP) software, which is of the EMT (Electromagnetic Transient) type, considering an adequate level detail of its components that allow analysis using effective values - RMS. For this, the 39-bar IEEE test model is implemented with the respective control systems of the synchronous machines, using IEEE models implemented through TACS. The approach of this work allows us to analyze the response of an electrical system that has conventional generation units, to the entry of generation based on sources that are connected by inverters. The entry of large blocks of this type of generation reduces the inertia of the system and power reserves which, in dynamic events, can lead to a loss of the system due to frequency. From this point of view, frequency response analysis is important to determine the amount of inverter-based generation that can be connected to a grid. A simulated power system in the ATP software allows it to be studied at a high level of detail and precision, obtaining response signals in the phase domain. This allows the model to be used for the analysis of slow transients and fast transients, contributing to the research of new technologies in generation. Photovoltaic systems are currently more accessible, so their integration into the SEP requires appropriate models for research and studies. Having the models, as well as the system and its integration in this type of software, allows having a detailed reference scenario for EMT studies of a power system.

*Author Keywords:* distributed generation, photovoltaic, electric power system, ATP



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

**Institutional Repository:** <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

**Índice de contenido**

<b>1</b>	<b><i>INTRODUCCION</i></b>	<b>12</b>
1.1	Descripción del problema	13
1.2	Propuesta de solución	16
1.3	Importancia y alcance	17
1.4	Objetivos	17
1.4.1	General	17
1.4.2	Específicos	17
1.5	Delimitaciones a considerar	18
<b>2</b>	<b><i>MARCO TEÓRICO</i></b>	<b>19</b>
2.1	Flujo de potencia	19
2.1.1	Solución del flujo de potencia	20
2.2	Sistemas de control de la máquina sincrónica	23
2.2.1	AVR	23
2.2.2	PSS	23
2.2.3	GOV	25
2.3	Sistemas fotovoltaicos en sistemas eléctricos de potencia	27
2.3.1	Impacto de generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia	28
2.4	Respuesta en frecuencia	29
<b>3</b>	<b><i>METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL SISTEMA</i></b>	<b>34</b>
3.1	IEEE 39 barras	34
3.1.1	Líneas de transmisión	36
3.1.2	Generadores y sistemas de control	37
3.1.3	Transformadores	39
3.1.4	Compensador Shunt	42
3.1.5	Cargas	42
3.2	Modelo del sistema fotovoltaico	42
3.2.1	Sistema fotovoltaico en ATP	45
<b>4</b>	<b><i>SIMULACIÓN Y ANÁLISIS</i></b>	<b>49</b>
4.1	Flujos de potencia del sistema IEEE 39 barras	50
4.2	Sistemas de control – IEEE 39 barras	51
4.2.1	Validación de sistemas de control	52
4.3	Casos de estudio – sistema IEEE 39 barras	53
4.3.1	Caso 1: Falla en barra B18	54
4.3.2	Caso 2: Ingreso de carga en barra B39	59

4.3.3 Caso 3: Salida repentina de una unidad de generación	64
4.3.4 Sistemas de generación fotovoltaica conectada a sistema IEEE 39 barras	69
<b>5 DISCUSIÓN</b>	<b>79</b>
<b>6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>81</b>
<b>7 REFERENCIAS</b>	<b>83</b>
<b>8 ANEXOS</b>	<b>86</b>

## Índice de figuras

Figura 1-1	Sistema base IEEE 39 barras (New England)	14
Figura 1-2	Sistema IEEE 39 barras modelado en EMTP [1]	15
Figura 2-1	SEP de dos barras	20
Figura 2-2	Señal de respuesta de un AVR y PSS	24
Figura 2-3	Diagrama de sistema de control AVR y PSS	25
Figura 2-4	Diagrama de un sistema de control GOV	26
Figura 2-5	Sistema de control de una máquina	27
Figura 2-6	Diagrama de un sistema fotovoltaico	29
Figura 2-7	Respuesta en frecuencia de varios recursos después de una contingencia significativa (IEEE Power and Energy Society, 2022)	30
Figura 2-8	Recursos a usarse y tiempo transcurrido luego de presentarse una contingencia y fluctuación de frecuencia	32
Figura 3-1	Ingreso de generación fotovoltaica en barra B2	34
Figura 3-2	Configuración en torres de modelos genéricos de líneas	36
Figura 3-3	Modelo base de excitatriz ST1A	38
Figura 3-4	Modelo de GOV - IEEE1G	38
Figura 3-5	Modelo de PSS - PSS1A	39
Figura 3-6	Modelo de un transformador monofásico de dos devanados	39
Figura 3-7	Círculo equivalente Newton-Raphson ERNC de un panel fotovoltaico	43
Figura 3-8	Círculo equivalente de modelo un-diodo de un panel fotovoltaico	43
Figura 3-9	Sistema fotovoltaico 130 MW	45
Figura 3-10	Potencia activa 152MW - considerando decremento por irradiancia	46
Figura 3-11	Potencia reactiva - considerando decremento por irradiancia	46
Figura 3-12	Frecuencia en Hz del sistema fotovoltaico	47
Figura 3-13	Potencia activa y reactiva sin considerar decremento por irradiancia	47
Figura 4-1	Sistema IEEE 39 barras en ATP	49
Figura 4-2	Sistemas de control en ATP - Generador 10	51
Figura 4-3	Respuesta de la excitatriz (señal azul) hacia la máquina sincrónica y voltaje terminal (señal roja) en pu	52
Figura 4-4	Respuesta del PSS (señal azul) ante el cambio de potencia (señal roja)	52
Figura 4-5	Respuesta del GOV (señal azul) ante el cambio de velocidad (señal roja)	53
Figura 4-6	Inicialización de Potencia activa (P) y reactiva (Q) de cada máquina	53

Figura 4-7 Inicialización de Voltaje (pu) y corriente de cada máquina	54
Figura 4-8 Oscilaciones potencia activa (señal azul) y reactiva (señal roja) de G1 ante falla en B18	54
Figura 4-9 Oscilación de potencia activa de las SM ante una falla en B3	55
Figura 4-10 Respuesta en frecuencia ante falla en B3	56
Figura 4-11 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante falla trifásica	56
Figura 4-12 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante falla trifásica	57
Figura 4-13 Respuesta de sistema de control en excitatriz (señal azul) y voltaje en terminal de máquina (señal roja) en Gen 4 ante falla trifásica	58
Figura 4-14 Respuesta del PSS (señal azul) ante el cambio de potencia (señal roja) en Gen 4	58
Figura 4-15 Respuesta del GOV (señal azul) y cambio de velocidad angular (señal roja) en Gen 4 ante falla trifásica	59
Figura 4-16 Cambio en potencia activa (señal azul) y potencia reactiva (señal roja) ante ingreso de carga	60
Figura 4-17 Frecuencia (Hz) en Gen 1 ante ingreso de 100 MW en barra B39	60
Figura 4-18 Oscilación de potencia activa de las SM ante el ingreso de carga en B39	61
Figura 4-19 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante ingreso de carga	62
Figura 4-20 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante ingreso de carga	62
Figura 4-21 Respuesta de sistema de control en excitatriz (señal azul) y voltaje en terminal de máquina (señal roja) en Gen 10 ante ingreso de carga	63
Figura 4-22 Respuesta del GOV (señal azul) y cambio de velocidad angular (señal roja) en Gen 1 ante ingreso de carga	64
Figura 4-23 Cambio en potencia activa (señal azul) y potencia reactiva (señal roja) ante salida de generador 10	64
Figura 4-24 Frecuencia (Hz) en Gen 1 ante salida de generador 10	65
Figura 4-25 Oscilación de potencia activa de las SM ante la salida del generador 10	65
Figura 4-26 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante la salida de generador 10	66
Figura 4-27 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante la salida del generador 10	67
Figura 4-28 Respuesta de los sistemas de control en excitatriz de cada máquina ante salida de generación	67
Figura 4-29 Respuesta de los sistemas de control PSS ante oscilaciones de potencia por salida del generador 10	68

Figura 4-30 Potencia de arreglo fotovoltaico a ser considerado _____	69
Figura 4-31 Potencia activa de las máquinas sincrónicas considerando ingreso de sistemas fotovoltaicos en estado estable _____	70
Figura 4-32 Frecuencia del sistema fotovoltaico y frecuencia en el generador 1 en estado estable. _____	70
Figura 4-33 Curvas de potencia activa ante salida de un bloque de generación fotovoltaica	71
Figura 4-34 Curva de respuesta en frecuencia ante salida de un bloque de generación fotovoltaica _____	72
Figura 4-35 Respuesta en frecuencia ante salida de gran bloque de generación fotovoltaica	72
Figura 4-36 Curvas de potencia activa ante evento de salida de toda la generación fotovoltaica	73
Figura 4-37 Potencia activa y reactiva - máquina 10 ante salida de parque fotovoltaico _____	73
Figura 4-38 Curva de respuesta en frecuencia ante salida del parque fotovoltaico _____	74
Figura 4-39 Velocidad angular de las SM, ante la salida de generación fotovoltaica _____	74
Figura 4-40 Respuesta de los PSS de las máquinas sincrónicas ante la salida eventual de generación fotovoltaica _____	75
Figura 4-41 Respuesta del sistema de control hacia la excitatriz de la SM ante la salida de generación fotovoltaica _____	75
Figura 4-42 Frecuencia del sistema considerando 669 MW de generación fotovoltaica y falla trifásica en B2 _____	76
Figura 4-43 Frecuencia del sistema considerando 669 MW de generación fotovoltaica y falla trifásica en B2 _____	76
Figura 4-44 Curvas de potencia activa ante ingreso de generación fotovoltaica _____	77
Figura 4-45 Potencia activa de los generadores y sistema fotovoltaico ante una falla trifásica	77
Figura 4-46 Voltaje terminal de la máquina 10 (pu) ante una falla trifásica y con 669 MW de potencia fotovoltaica _____	78
Figura 5-1 Respuesta dinámica de un sistema de control ante un cambio en una de las referencias (frecuencia, corriente, fallas) (IEEE Power and Energy Society, 2022) _____	79
Figura 8-1 Sistema de prueba para validación de sistemas de control _____	94
Figura 8-2 Respuesta de sistema de control en excitatriz - Caso de estudio 1 _____	95

## Índice de tablas

<i>Tabla 2-1</i>	<i>Clasificación de PSS</i>	24
<i>Tabla 3-1</i>	<i>Elementos que conforman el sistema IEEE 39 barras</i>	35
<i>Tabla 3-2</i>	<i>Niveles de voltaje presentes en el SEP</i>	35
<i>Tabla 3-3</i>	<i>Niveles de voltaje por barra del SEP</i>	35
<i>Tabla 3-4</i>	<i>Datos de generadores usados en sistema IEEE 39 barras</i>	37
<i>Tabla 3-5</i>	<i>Parámetros de saturación de los transformadores</i>	40
<i>Tabla 3-6</i>	<i>Datos del transformador de red Yyd1</i>	40
<i>Tabla 3-7</i>	<i>Datos del transformador de carga (Yd1)</i>	41
<i>Tabla 3-8</i>	<i>Datos de transformador de generador (Yd1)</i>	41
<i>Tabla 3-9</i>	<i>Datos de cargas</i>	42
<i>Tabla 4-1</i>	<i>Flujo de potencia - IEEE 39 barras simulado en ATP</i>	50
<i>Tabla 4-2</i>	<i>Potencia de las unidades generadores antes y después de la salida del generador</i>	
10		66
<i>Tabla 4-3</i>	<i>Potencia activa antes y después del ingreso del sistema fotovoltaico</i>	69
<i>Tabla 8-1</i>	<i>Modelo de línea 1, Conductor simple ACSR 45/7</i>	86
<i>Tabla 8-2</i>	<i>Modelo de línea 2, Conductor simple ACSR 84/19</i>	86
<i>Tabla 8-3</i>	<i>Modelo de línea 3, Conductor simple ACSR 26/7</i>	86
<i>Tabla 8-4</i>	<i>Modelo de línea 4, Conductor doble ACSR 48/7</i>	86
<i>Tabla 8-5</i>	<i>Modelo de línea 5</i>	87
<i>Tabla 8-6</i>	<i>Datos de la línea de transmisión del sistema IEEE-39</i>	88
<i>Tabla 8-7</i>	<i>Datos de la excitatriz de la maquina (ST1A)</i>	89
<i>Tabla 8-8</i>	<i>Datos del gobernador de la máquina (IEEEG1) - GOV</i>	89
<i>Tabla 8-9</i>	<i>Datos del gobernador de la máquina (IEEEG1) - Turbina</i>	89
<i>Tabla 8-10</i>	<i>Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 30 (B30)</i>	90
<i>Tabla 8-11</i>	<i>Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 31 (B31)</i>	90
<i>Tabla 8-12</i>	<i>Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 32 (B32)</i>	90
<i>Tabla 8-13</i>	<i>Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 33 (B33)</i>	91

<i>Tabla 8-14 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 34 (B34)</i>	91
<i>Tabla 8-15 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 35 (B35)</i>	91
<i>Tabla 8-16 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 36 (B36)</i>	92
<i>Tabla 8-17 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 37 (B37)</i>	92
<i>Tabla 8-18 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 38 (B38)</i>	92
<i>Tabla 8-19 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 39 (B39)</i>	93

**Agradecimiento**

A mi esposa, mi mejor amiga, mi compañera de vida por todo y por tanto, por nunca dejarme caer y sostenerme siempre con sus palabras y su apoyo constante, para ti toda mi gratitud mi Mary, eres el pilar de nosotros, de nuestra familia.

A mis hijos Monse y Emi, por alegrarme la vida con su sonrisa y su cariño, por darme el impulso necesario con un abrazo, ustedes son mi razón de ser, son todas mis razones.

A mis padres Luis y Rosa por acompañarme en todo el camino recorrido y ser el apoyo incondicional presente siempre en mi vida, gracias por sus consejos, por su apoyo y por nunca dejar que me rindiera.

A mis hermanos Luis, Walter, Hugo, Verónica y Santiago por siempre estar presentes cuando lo necesito, por brindarme su apoyo y aconsejarme en los momentos de duda y tribulación, ustedes son mis maestros de vida que no permiten que la mía salga del camino correcto.

A mis sobrinos, mis cuñadas y cuñado por siempre apoyarme en todo lo que realizo y velar por la familia.

Un agradecimiento especial a mi amigo William Morocho, por siempre estar pendiente de todo el proceso desde el inicio de la maestría hasta la finalización de este trabajo. Por nuevos retos amigo.

## 1 INTRODUCCION

En los últimos años se ha incrementado el interés de investigadores y entes internacionales relacionados con temas energéticos en incluir sistemas de generación de energía que sean amigables con el medio ambiente. La implementación de estas tecnologías en redes de transmisión y distribución ha incentivado al desarrollo de estudios que determinen el comportamiento que adoptaría la red en caso de que esta sufra una perturbación que modifique su comportamiento normal.

En la literatura, se encuentran trabajos sobre sistemas eléctricos de potencia basados en el dominio fasorial para estudios de flujos de carga o estabilidad transitoria. Sin embargo, los modelos usados son limitados si el modelo de red debe ser implementado en programas del tipo Electromagnetic Transients Program (EMTP por sus siglas en inglés). Un estudio de transitorios electromagnéticos (EMT por sus siglas en inglés), requiere detallar considerablemente el modelo, a diferencia del dominio fasorial, ya que se considera un nivel de precisión alto en un rango de frecuencia de banda ancha (Haddadi & Mahseredjian, 2018).

Un sistema eléctrico de potencia modelado para análisis EMT puede contribuir en el desarrollo de estudios más avanzados y detallados con respecto a un sistema de dominio fasorial; como por ejemplo transitorios electromecánicos (lentos), transitorios electromagnéticos (rápidos), constituyendo el principal obstáculo para este fin la cantidad requerida de datos de los elementos que conforman el SEP, por lo que es necesario contar con sistemas base (benchmarks) modelados en mayor detalle.

Para investigaciones se han desarrollado modelos para estudios EMT; sin embargo, no muestran el detalle de los sistemas que conforman el SEP. En adición, los resultados expuestos en diferentes trabajos evidencian variaciones en los resultados y objetivos propuestos. En (Gérin-Lajoie et al., 2015) se muestran detalladamente los datos requeridos para considerar la modelación y simulación del sistema base de prueba IEEE 39 barras. Es importante indicar que, el voltaje considerado es de 500 kV, mientras que en el SEP original se especifica un voltaje de 345 kV.

Con el desarrollo de nuevas tecnologías y la inclusión de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia, se presenta el reto de cumplir y replicar los fenómenos asociados al funcionamiento del SEP en condiciones normales, y la implementación de sistemas de prueba confiables y replicables como línea de base para investigaciones; ya que cualquier nuevo modelo

o método numérico desarrollado para estudios EMT requiere ser probado en un SEP que cumpla con condiciones de réplica favorables de la red real.

El comprender los fenómenos asociados detalladamente resulta fundamental para cuadros técnicos que consideran la inclusión de nuevas tecnologías que forman y formarán parte de cambios en la industria eléctrica.

En la práctica la conexión de sistemas renovables o generación distribuida se realiza a las redes de distribución lo más cercana posible a la carga.

Dependiendo de la demanda de un SEP, y al disponer de generación distribuida, se requiere que ante una perturbación los sistemas renovables no sean desconectados del SEP. Al contrario, estos deben ser capaces de soportar variaciones de frecuencia temporales, así como huecos de tensión (FRT de sus siglas en inglés Fault Ride Through) (Toscano, 2018).

Finalmente, la electrónica de potencia usada para la conexión de fuentes renovables desacopla la inercia de las masas rodantes, como es el caso de la generación eólica, disminuyendo la inercia total del sistema, mientras que la generación fotovoltaica lleva a que la desconexión de generación convencional provoque una disminución de la inercia del sistema. Con el sistema debilitado en cuanto a la respuesta inercial, eventos como salida de generación provocarán grandes variaciones de la frecuencia del sistema pudiendo llegar a sobrepasar los límites permitidos, con la consecuente pérdida del sistema por frecuencia.

## 1.1 Descripción del problema

Se considera el sistema de prueba IEEE de 39 barras, que modela un subsistema de área comprendida entre Canadá y Nueva Inglaterra. Para estudios en el dominio fasorial se dispone de dicho sistema modelado en herramientas como Power World Simulator, Power Factory, entre otros. La referencia (Tamayo & Barrera, 2021) presenta un caso de estudio usando el modelo IEEE 39 barras mediante simulación en Power Factory y Matlab, pero no muestra detalles de configuraciones de líneas ni arquitectura de torres, entre otros, dificultando de esta manera replicar esta investigación.

El requerimiento de disponer de un caso base en un software de simulación para estudios sobre transitorios electromagnéticos se presenta como un reto por el detalle requerido de los modelos.

En este sentido, el modelado en software tipo EMTP de cualquier sistema de prueba permite simular en gran detalle y proximidad el comportamiento de dicho sistema y por lo tanto posibilita una gran cantidad de tópicos de análisis en el dominio de fase como fallas, sobrevoltajes, armónicos, contingencias, así como la inclusión de nuevas fuentes de generación (sistemas fotovoltaicos, generadores térmicos, generadores eólicos, etc), siempre y cuando se dispongan de los modelos adecuados de los mismos.

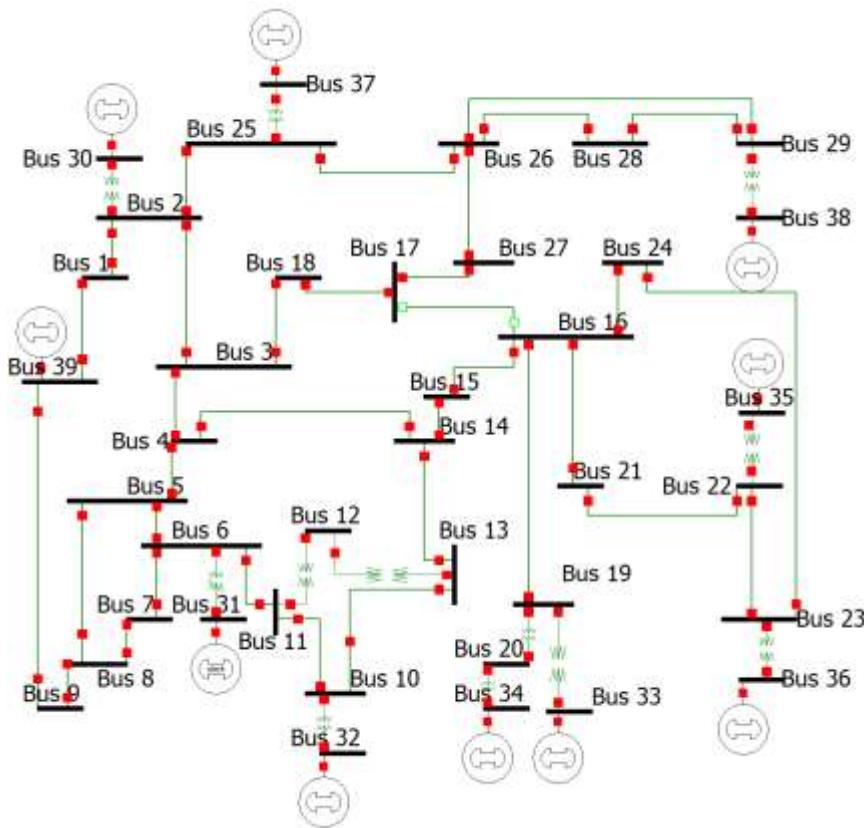


Figura 1-1 Sistema base IEEE 39 barras (New England)

La Figura 1-1 muestra el sistema a ser considerado (*IEEE 39-Bus System*, n.d.). En este caso el SEP se muestra bajo un esquema de simulación desarrollado en Power World Simulator basado en el sistema original mostrado en (Athay et al., 1979).

El reto inicial parte de disponer el sistema base IEEE de 39 barras en un software de tipo EMT. En la referencia (Haddadi & Mahseredjian, 2018) se desarrolla el caso en mención en EMTP (ElectroMagnetic Transients Program), herramienta adecuada para el nivel de detalle requerido que permite plantear el caso base. Se disponen de los datos suficientes para un modelado de alto nivel y se plantea el caso como un Benchmark para inclusión de generación distribuida.

La Figura 1-2 muestra el esquema planteado en (Haddadi & Mahseredjian, 2018):

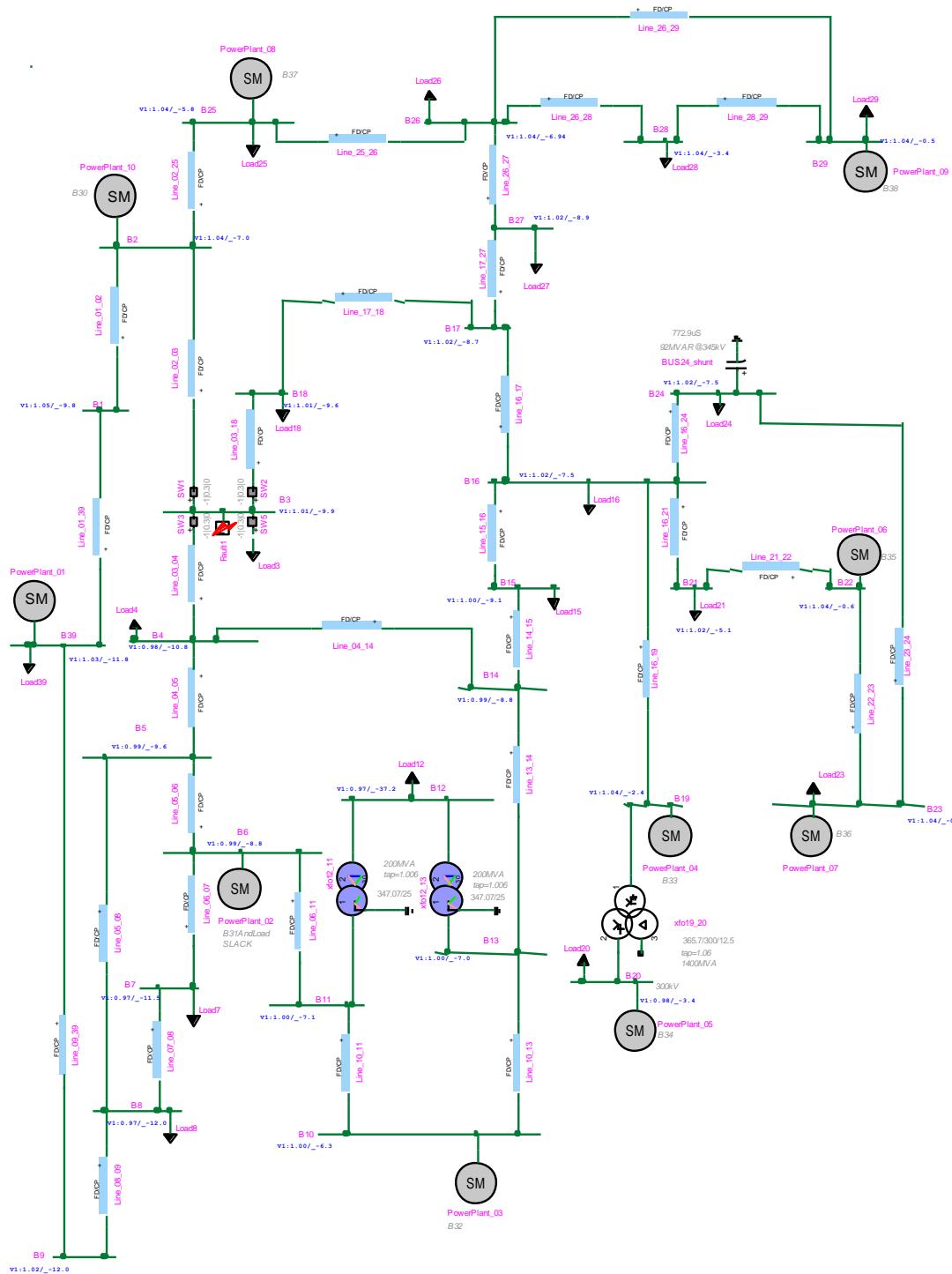


Figura 1-2 Sistema IEEE 39 barras modelado en EMTP

Con base en lo indicado, se dispone de un sistema de prueba apto para realizar estudios con modelos detallados; sin embargo, en este caso el problema radica en que, si bien EMTP es

actualmente uno de los software técnicamente avanzado y más completo para simulaciones de sistemas tanto en CA como en CC, no es un software gratuito. Por lo tanto, al problema de modelación con un alto nivel de detalle, así como de conocer las características específicas del sistema, se suma el no tener un caso base disponible para replicar en un software de acceso para cualquier investigador.

Para mostrar la capacidad de análisis en software del tipo EMTP, a la red IEEE 39 barras se ha agregado un parque fotovoltaico de 152 MW que va a desplazar generación convencional. El sistema fotovoltaico se modela mediante la estructura “**un-diodo**”. Los eventos para probar son el ingreso del parque fotovoltaico y una desconexión súbita del parque para observar el comportamiento de la red, especialmente su respuesta de frecuencia.

## 1.2 Propuesta de solución

Este trabajo propone modelar el sistema eléctrico de potencia IEEE 39 barras en un software libre considerando el mismo nivel de detalle requerido para estudios EMT. La propuesta radica en el uso del software “Alternative Transient Program (ATP)” que es una variante a EMTP desarrollada por usuarios a nivel mundial en base a código abierto.

Se pretende modelar el sistema con base en las consideraciones dadas en (Haddadi & Mahseredjian, 2018), para lo cual se lleva a cabo una modificación del sistema original, ya que por motivos de simulación EMT, se incorporan datos de línea, así como sus longitudes, impedancias de secuencia cero y positiva, controles de máquinas, modelos de transformador, impedancia de devanado, conexión de devanado, MVA nominal y modelos de cargas dinámicas y estáticas. Adicionalmente, se implementan modelos detallados de líneas de transmisión dependientes de la frecuencia, considerando así la geometría de las torres.

En adición al desarrollo del sistema IEEE 39 barras, se propone incluir en este trabajo un modelo genérico de sistema fotovoltaico, e ingresar el mismo en una barra del SEP; con el objeto de verificar la respuesta del sistema ante el ingreso de generación fotovoltaica, así como la constatación del modelo de dicha generación distribuida.

### **1.3 Importancia y alcance**

Con la realización del presente trabajo, se pretende contribuir al campo investigativo de fenómenos electromagnéticos y sus estudios en software dedicados a este fin, dando acceso a un Benchmark que permita desarrollar diferentes estudios y casos de prueba sobre un SEP base desarrollado bajo modelos detallados de sus componentes.

La implementación de sistemas de prueba detallados, implica el disponer de los datos exactos, y el uso de un software accesible para su estudio e investigaciones. En este sentido, se recalca la importancia del uso del software libre ATP como herramienta informática para el desarrollo y comprobación del caso base.

Con base en lo indicado, se disponen en software comerciales como EMTP modelos de sistemas fotovoltaicos; *en este sentido se busca incorporar al estudio un modelo genérico aportado a ATP de dicho sistema* con el fin de dar un punto de partida para análisis en este software de incorporación de generación distribuida, así como de desarrollo de modelos de diferentes tecnologías y casos base.

### **1.4 Objetivos**

#### **1.4.1 General**

Implementar la red IEEE 39 barras (New England) en software ATP considerando modelos detallados de sus elementos.

#### **1.4.2 Específicos**

- 1) Ingreso de información de la red y sus características considerando:
  - a. Especificaciones y detalles de transformadores
  - b. Pruebas de generadores
  - c. Datos de líneas como su longitud e impedancias
  - d. Sistemas de control de máquinas
  - e. Modelos de carga

- 2) Modelado de sistemas fotovoltaicos
  - a. Paneles solares
  - b. Conversores
  - c. Potencia
- 3) Pruebas de respuesta de frecuencia ante ingreso y salida súbita de bloques de generación fotovoltaica.

### **1.5 Delimitaciones a considerar**

- a) El sistema IEEE 39 barras bajo estudio, corresponde al mostrado en (Haddadi & Mahseredjian, 2018), considerando que para estudios EMT se realiza una modificación de este en dicha referencia.
- b) La implementación en ATP de los modelos requeridos para replicar el SEP, se ajustan a los datos proporcionados.
- c) Se realizan verificaciones del sistema ya implementado en ATP considerando los resultados obtenidos en (Haddadi & Mahseredjian, 2018).
- d) Se usan modelos considerados en (Haddadi & Mahseredjian, 2018) de sistemas de control de máquinas; no se realiza estudio alguno para determinar si dichos sistemas están adecuadamente ajustados.
- e) Se considera un modelo genérico disponible para el sistema fotovoltaico que permite simular el ingreso de potencia en base a generación distribuida.

## 2 MARCO TEÓRICO

En respuesta al avance tecnológico y de acuerdo con el desarrollo y expansión de la infraestructura de sistemas de energía eléctrica, se presta gran atención a su planificación, estudio e investigación. Este hecho ha atraído el interés de diferentes medios y actores (políticos, ambientalistas, consumidores) que han promovido el uso e implementación de sistemas de generación distribuida.

Para optar por la implementación de un sistema de *generación distribuida*, se requieren de estudios y simulaciones que evidencien la conveniencia, factibilidad y beneficios del mismo; por lo que el disponer de un entorno de simulación accesible en el cual se pueda desarrollar la red a prueba y adicionar modelos de fuentes renovables, supone un gran beneficio.

Durante los últimos años la masificación en desarrollo tecnológico y construcción ha permitido reducir los costos de sistemas fotovoltaicos en alrededor del 95%, con la favorable consecuencia de un incremento cercano al 200% en su eficiencia, representando a nivel mundial un crecimiento anual cercano al 16%. (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red, 2003).

### 2.1 Flujo de potencia

La base para el análisis y diseños de un sistema eléctrico de potencia son los flujos de potencia, ya que, al ser un sistema dinámico, estocástico, no lineal y complejo, se vuelven necesarios para la operación, intercambio de potencia entre puntos de la red y, por consiguiente, su planificación y operación. (Jaleel & Shabna, 2013).

Los estudios de respuesta en frecuencia, transitorios electromagnéticos, análisis de contingencias; requieren de información específica como la magnitud y el ángulo de fase de voltaje en cada barra del SEP, así como la potencia (real y reactiva) que fluye en cada enlace de barra (Dharamjit & Tanti, 2012), denominándose por esta razón flujo de carga o flujo de potencia.

Para casos en los que se requiera adecuar medidas de control sobre el SEP, un flujo de potencia es esencial, ya que proporcionará un escenario en estado estacionario de operación, obteniendo corrientes y voltajes en barras, ángulo de voltaje, potencia activa / reactiva; permitiendo de esta manera planificar su control y operación, así como expansiones a futuro de acuerdo con los requerimientos de carga y crecimiento de demanda.

Los flujos de potencia permiten estimar mediante simulación, escenarios con nuevas interconexiones, nuevas líneas, nuevas estaciones de generación y nuevas cargas, haciendo posible verificar la estabilidad del SEP e identificar alternativas de minimización de pérdidas.

### 2.1.1 Solución del flujo de potencia

Los flujos de potencia se resuelven empleando métodos numéricos, siendo uno de los más usados el método de Newton-Raphson ya que, al resolver ecuaciones no lineales, obtiene una buena aproximación transformando el problema no lineal en problemas lineales. El proceso de solución del sistema mostrado en la Figura 2-1 mediante este método (Grijalva, 2006), se muestra a continuación:

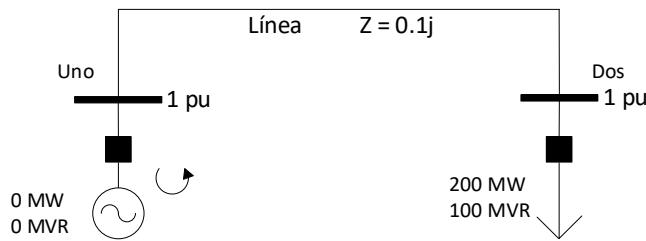


Figura 2-1 SEP de dos barras

Del flujo de potencia del sistema, se obtendrá la magnitud y el ángulo de voltaje (barra dos), se considera la barra uno como Slack y  $S_{Base} = 100\text{MVA}$ , teniendo así:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad \mathbf{Y}_{barra} = \begin{bmatrix} -j10 & j10 \\ j10 & -j10 \end{bmatrix}$$

Se muestran a continuación:

- Ecuaciones generales de balance de potencia:

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = P_{Gi} - P_{Di} \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) = Q_{Gi} - Q_{Di} \end{aligned}$$

- Ecuaciones de balance de potencia en la barra dos:

$$\begin{aligned} P_2 &= V_2 V_1 (B_{21} \sin \delta_{21}) + V_2^2 B_{22} \sin(0) = -2 \\ Q_2 &= V_2 V_1 (B_{21} \cos \delta_{21}) + V_2^2 B_{22} \cos(0) = -1 \end{aligned}$$

- Funciones de error o ecuaciones de desajuste de potencia:

$$\begin{aligned} f_2^P(\mathbf{x}) &= V_2 V_1 (10 \sin \delta_2) + 2 = 0 \\ f_2^Q(\mathbf{x}) &= V_2 V_1 (-10 \cos \delta_2) + V_2^2 (10) + 1 = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} f_2^P(\mathbf{x}) &= V_2 (10 \sin \delta_2) + 2 = 0 \\ f_2^Q(\mathbf{x}) &= V_2 (-10 \cos \delta_2) + V_2^2 (10) + 1 = 0 \end{aligned}$$

- Cálculo del Jacobiano:

$$\begin{aligned} J(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{df_2^P(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{df_2^P(\mathbf{x})}{dV_2} \\ \frac{df_2^Q(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{df_2^Q(\mathbf{x})}{dV_2} \end{bmatrix} \\ J(\mathbf{x}) &= \begin{bmatrix} \frac{dP_2(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{dP_2(\mathbf{x})}{dV_2} \\ \frac{dQ_2(\mathbf{x})}{d\delta_2} & \frac{dQ_2(\mathbf{x})}{dV_2} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

- Matriz Jacobiana:

$$J(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} 10V_2 \cos \delta_2 & 10 \sin \delta_2 \\ 10V_2 \sin \delta_2 & -10 \cos \delta_2 + 20V_2 \end{bmatrix}$$

- Solución por iteraciones mediante el método de Newton-Raphson:

$$\mathbf{x}^{(v+1)} = \mathbf{x}^{(v)} - [J(\mathbf{x}^{(v)})]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)})$$

- Condiciones iniciales, estableciendo que  $v$  representa el número de iteración y al ser 0, se plantea:

$$\mathbf{x}^{(0)} = \begin{bmatrix} \delta_2^{(0)} \\ V_2^{(0)} \end{bmatrix} \rightarrow \mathbf{x}^{(0)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

- Reemplazando las condiciones iniciales en las ecuaciones de desajuste de potencia y en el Jacobiano se tiene:

$$\begin{aligned} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(0)}) &= \begin{bmatrix} V_2 (10 \sin \delta_2) + 2 \\ V_2 (-10 \cos \delta_2) + V_2^2 (10) + 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix} \\ \mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)}) &= \begin{bmatrix} 10V_2 \cos \delta_2 & 10 \sin \delta_2 \\ 10V_2 \sin \delta_2 & -10 \cos \delta_2 + 20V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 10 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Aplicando el método de Newton-Raphson la Ecuación se obtiene el resultado de la primera iteración (magnitud y ángulo de voltaje):

$$\mathbf{x}^{(1)} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 10 & 0 \\ 0 & 10 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.9 \end{bmatrix}$$

Para la segunda iteración

- Se considera el valor ya calculado en la primera iteración y así se obtienen los valores de las ecuaciones de desajuste y del Jacobiano:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(1)}) = \begin{bmatrix} 0.9(10\sin(-0.2)) + 2 \\ 0.9(-10\cos(0.2)) + 0.9^2(10) + 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.212 \\ 0.279 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(1)}) = \begin{bmatrix} 10(0.9)\cos(-0.2) & 10\sin(-0.2) \\ 10(0.9)\sin(-0.2) & -10\cos(-0.2) + 20(0.9) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 8.820 & -1.986 \\ -1.788 & 8.199 \end{bmatrix}$$

- Se vuelve a aplicar el método, obteniendo los resultados para la segunda iteración

$$\mathbf{x}^{(2)} = \begin{bmatrix} -0.2 \\ 0.9 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 8.820 & -1.986 \\ -1.788 & 8.199 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0.212 \\ 0.279 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.233 \\ 0.8586 \end{bmatrix}$$

Para la tercera iteración y subsiguientes a esta, se aplica el mismo procedimiento.

Se muestra a continuación el resultado de la tercera iteración:

$$\mathbf{x}^{(3)} = \begin{bmatrix} -0.236 \text{ rad} \\ 0.8554 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -13.52 \\ 0.8554 \end{bmatrix}$$

Las iteraciones pueden realizarse hasta cumplir un criterio aceptable en Funciones de error o ecuaciones de desajuste de potencia, en este caso se tiene que:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(3)}) = \begin{bmatrix} 0.0000906 \\ 0.0001175 \end{bmatrix}$$

Se verifica que el error esté dentro de un margen preestablecido, por lo que se finaliza el algoritmo, aceptando su convergencia y encontrando la solución.

## 2.2 Sistemas de control de la máquina sincrónica

Los sistemas de control en una máquina sincrónica son los encargados de mantener los niveles de tensión, potencia reactiva y la estabilidad del SEP (Prabha, 1993), actuando en su mayoría en el sistema de excitación del generador que permite incorporar estas funciones (Ledesma, 2008).

Los principales sistemas de control de la máquina sincrónica son:

- Regulador automático de voltaje AVR (Automatic Voltage Regulator)
- Estabilizador del sistema de potencia PSS (Power System Stabilizer)
- Regulador de velocidad GOV (Governor)

### 2.2.1 AVR

Es un elemento variable que permite regular el voltaje de la terminal de la máquina, aspecto fundamental en términos de operación continua de la máquina sincrónica (voltaje de despacho) y estabilidad del SEP (Dudgeon et al., 2007), incidiendo en la estabilidad transitoria o par de sincronización. Su calibración responderá a cumplir criterios de niveles máximos y mínimos de voltaje que garanticen un funcionamiento correcto ya que, si se exceden dichos valores, en el devanado de campo podrían presentarse averías irreversibles como fatiga por calentamiento.

Al ser un mecanismo de acción rápida, permite mantener el sincronismo del SEP cuando se ve expuesto a eventos que modifiquen su normal funcionamiento; sin embargo, esta rápida acción del AVR puede disminuir la amortiguación en los modos de oscilación electromecánicos del SEP, requiriendo así el uso de otro elemento de control (Dudgeon et al., 2007). En la Figura 2-3, se muestra un diagrama de actuación de este sistema de control.

### 2.2.2 PSS

Este sistema de control es la respuesta a la reducción del par de amortiguación o estabilidad de pequeña señal, ya que proporciona una amortiguación positiva a las oscilaciones del ángulo del rotor (Das, 2010) modulando el *setpoint* del AVR, produciendo así variaciones del par eléctrico en fase con la velocidad.

La Tabla 2-1, muestra una clasificación de los PSS de acuerdo con (IEEE Power Engineering Society, 2006):

Tabla 2-1 Clasificación de PSS

Tipo de PSS	Características
PSS1A	Única entrada Velocidad, frecuencia o potencia
PSS2B	Doble entrada Combinaciones de potencia y velocidad o frecuencia
PSS3B	Entradas duales Potencia eléctrica y desviación de frecuencia angular
PSS4B	Múltiples bandas de frecuencia, contempla 2 entradas Bandas de frecuencia baja e intermedia y banda de alta frecuencia

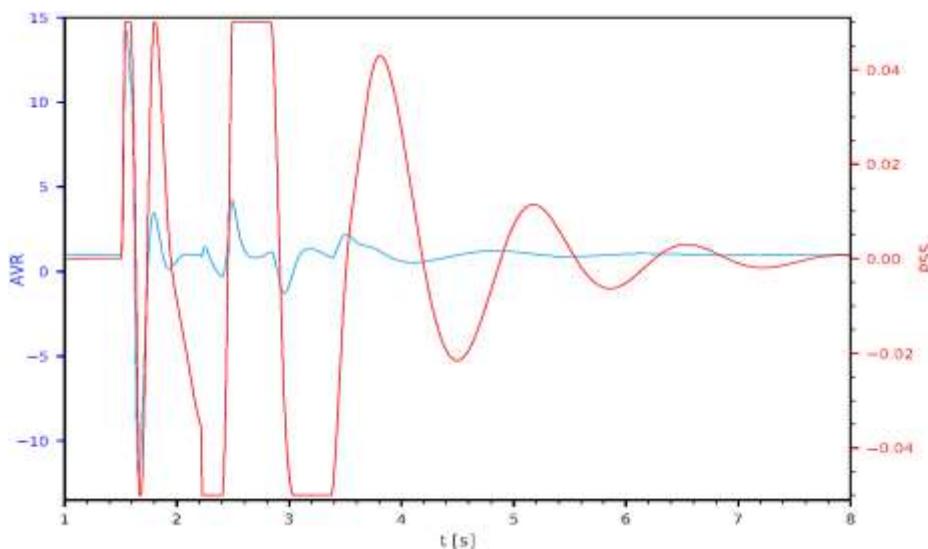


Figura 2-2 Señal de respuesta de un AVR y PSS

Al ser un sistema de control que modifica la modulación del AVR, la acción de corrección de un dispositivo repercutiría sobre el otro, ya que, al estar dinámicamente interconectados, la acción de un AVR de alta ganancia puede recuperar la estabilidad del sistema ante una perturbación; sin embargo, esta alta ganancia puede ocasionar que las subsiguientes oscilaciones sean poco amortiguadas y el PSS actúe reduciendo la señal al excitador (Dudgeon et al., 2007).

El ajuste y sintonización de estos dispositivos de control reviste particular importancia, ya que al no estar debidamente sintonizados, la acción de uno puede perjudicar al otro y viceversa. La Figura 2-2, muestra la respuesta de estos sistemas de control ante una perturbación.

La Figura 2-3, muestra un diagrama de los sistemas de control AVR y PSS actuando sobre la excitatriz del generador y su adición al SEP:

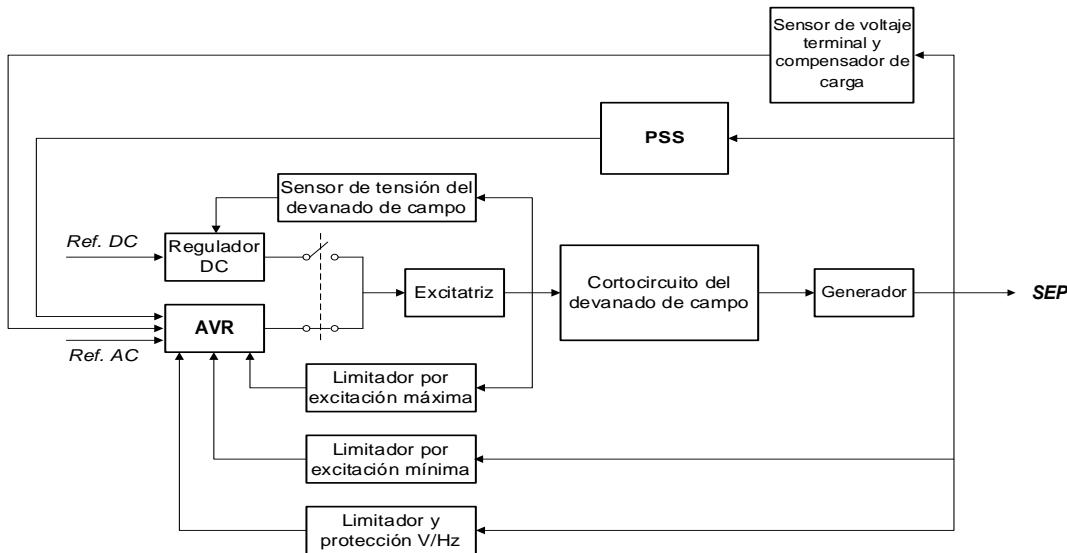


Figura 2-3 Diagrama de sistema de control AVR y PSS

Las perturbaciones o fallos suscitados en cualquier sistema eléctrico de potencia afectarán su estabilidad y pueden provocar la salida de generadores por pérdida de estabilidad. En este sentido *los sistemas de control AVR y PSS son esenciales para cualquier caso de estudio que involucre generación mediante máquinas sincrónicas*.

El regulador de velocidad se considera demasiado lento para actuar ante períodos de corto tiempo como que el que se tiene en estabilidad transitoria o, incluso, oscilatoria.

### 2.2.3 GOV

Es uno de los principales sistemas de control de una unidad motriz cuya función es actuar directamente sobre el suministro de la fuente de energía. Las unidades de generación mediante máquinas sincrónicas (hidráulicas, térmicas), dependen del uso de un sistema que varíe la

velocidad de estas para así proveer de un medio capaz de controlar potencia activa y frecuencia (Guzmán, 2015).

Al ser un sistema de control que actúa sobre variables físicas como la velocidad, su respuesta ante eventos rápidos o transitorios es demasiado lenta en comparación con el AVR y PSS; sin embargo, su importancia radica en que son capaces de mantener equilibrada la frecuencia y potencia bajo condiciones normales de operación y funcionamiento, regulando la velocidad de la unidad motriz que se acopla a la máquina sincrónica de generación. Los principales componentes del GOV son:

- Sistema para establecer una referencia
- Sensores de velocidad actual
- Sistema de comparación entre velocidad actual y velocidad deseada (Setpoint)
- Dispositivos de control sobre la fuente de energía (combustible en caso de unidades térmicas, flujo de agua en caso de unidades hidroeléctricas)

En la Figura 2-4 se indica un diagrama de un sistema de control GOV (IEEE Power & Energy Society, 2011):

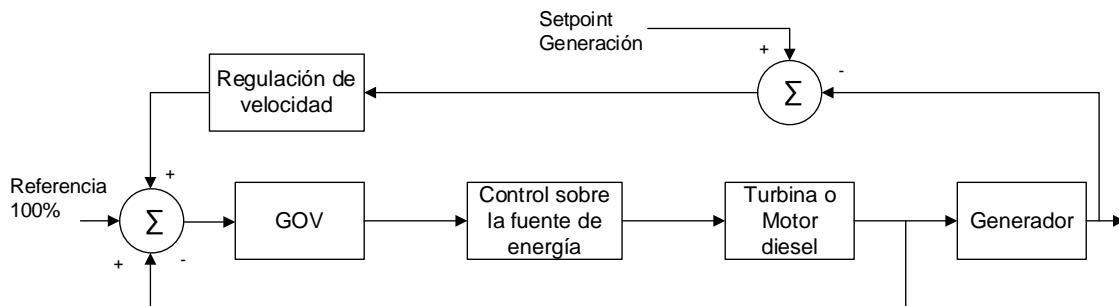


Figura 2-4 Diagrama de un sistema de control GOV

La Figura 2-5, de (Mayouf et al., 2013), muestra una propuesta de sistema de control de una turbina que incluye dispositivos de rápida acción como el AVR y de control de velocidad (GOV):

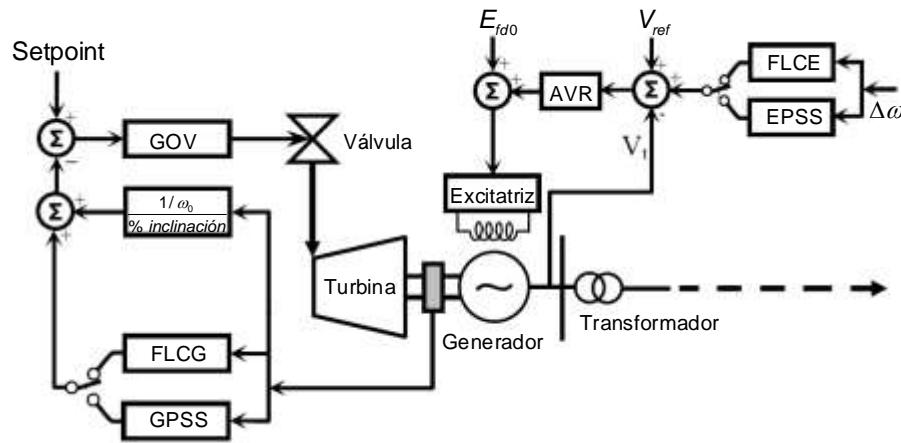


Figura 2-5 Sistema de control de una máquina

### 2.3 Sistemas fotovoltaicos en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas fotovoltaicos para generación de energía eléctrica basan su funcionamiento en la conversión de la radiación solar en electricidad de corriente continua mediante semiconductores con efecto fotovoltaico que conforman una cadena de módulos o células llamados paneles fotovoltaicos (IEEE Power and Energy Society, 2016b).

La mayor demanda energética mundial deriva en la búsqueda de nuevas fuentes de energía. En este contexto, las energías renovables (solar, eólica, mareomotriz; etc) reciben especial atención debido al acceso del recurso primario requerido para estas. La energía solar fotovoltaica se ha convertido en uno de los recursos energéticos renovables más estudiados y difundidos (Kamal et al., 2020), debido principalmente a:

- Disponibilidad del recurso primario
- Relativa facilidad de implementación
- Accesibilidad a la tecnología y equipos requeridos
- Requiere de menor mantenimiento.

La diversificación de la matriz energética y el apoyo de entes gubernamentales asociados a la reducción de los precios de sistemas fotovoltaicos, promueve la promoción de generación descentralizada conectada directamente en media y baja tensión, con el objetivo de satisfacer cargas próximas a dicho punto de conexión (dos Santos et al., 2015); lo que implica que la generación eléctrica fotovoltaica en varios mercados haya alcanzado una paridad respecto a

otras fuentes de energía; es decir, los costos de producción fotovoltaica son similares o inferiores a los costos de generación convencional.

### **2.3.1 Impacto de generación distribuida en sistemas eléctricos de potencia**

El impacto de sistemas de generación distribuida (GD) sobre la red eléctrica depende de los subsistemas interconectados, del tamaño de unidades de GD, de la capacidad de generación de sistemas renovables respecto al sistema al que se conectarán, del nivel de voltaje del alimentador, y de la carga a abastecer.

Los beneficios de la incorporación de GD a sistemas eléctricos de potencia (Gaudereto De Freitas et al., 2020) (Daud et al., 2015) son:

- Reducción de pérdidas técnicas de más del 21% mediante optimización de uso de generación distribuida.
- Solución a puntos que presenten escenarios con sobrecarga de energía para la red eléctrica, evidenciando en estudios que invertir en GD, resulta económicamente más viable que optar por expandir la red.
- Soporte de voltaje.
- Mejora en la calidad de energía.
- Confiabilidad del sistema.
- Alta relación potencia / peso.
- Emisiones insignificantes.
- Versatilidad y flexibilidad en términos de tamaño y ubicación.

Las desventajas de uso de GD, especialmente para empresas de distribución o grandes plantas de generación son:

- Flujo de potencia inversa, al tener sistemas de GD con grandes niveles de penetración, lo que resultaría en flujo inverso de potencia activa a nivel de alimentador y transformador de subestación.
- Problemas de coordinación de protecciones.
- Pérdidas de la red, si la salida en GD es más del doble de la carga total
- En alimentadores largos, gran capacidad de GD y con baja carga, el perfil de voltaje muestra un aumento.

- Desequilibrio en niveles de voltaje y corriente ante el ingreso de un gran bloque de GD.
- Distorsión armónica y reducción en la calidad de energía ante un alto nivel de penetración de GD, debido a la potencia de salida del inversor y número de unidades de GD conectadas al SEP.
- Inestabilidad de frecuencia.

La mayoría de redes eléctricas, contemplan un escenario de funcionamiento radial, es decir se tiene un punto de inyección de energía y puntos de consumo o cargas por lo que los sistemas de GD, modifican este escenario tradicional.

Por esta razón, el uso de fuentes de generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables deberá ser cuidadosamente estudiado para obtener las ventajas indicadas y reducir el impacto de las desventajas ante eventos o perturbaciones. En (Daud et al., 2015) se recomienda instalar sistemas de GD en la barra con mayor carga, esto con el fin de reducir significativamente las pérdidas del sistema. En (Gusnanda et al., 2019), se muestra un estudio y posible aplicación sobre un caso real con penetración de energía fotovoltaica, en el que se evidencia que la GD tiende a mejorar el perfil de tensión. Los resultados de los escenarios propuestos varían de acuerdo a la ubicación de los sistemas de GD y su capacidad.

La Figura 2-6 muestra el diagrama de operación básico de un sistema fotovoltaico

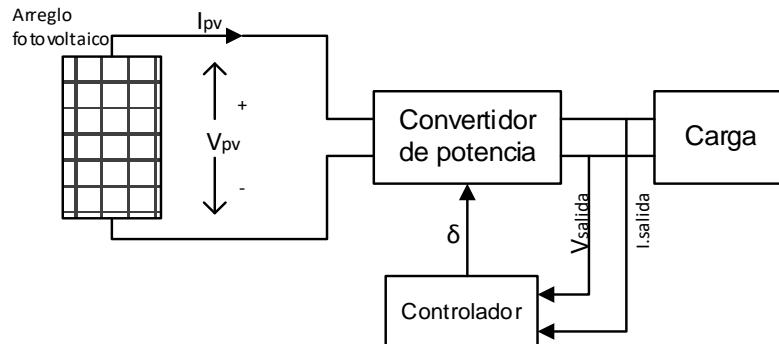


Figura 2-6 Diagrama de un sistema fotovoltaico

## 2.4 Respuesta en frecuencia

La frecuencia permite caracterizar fenómenos oscilatorios y periódicos como ondas de radio, sonido, luz, vibraciones, entre otros; por lo cual se usa ampliamente en estudios y simulaciones (Milano & Ortega Manjavacas, 2020). Se denota como  $F$  (Hz) representando un evento que se repite en el tiempo al menos dos veces.

La demanda de un sistema de potencia varía durante todo el tiempo de operación. Mediante el uso de sistemas de control, se consigue que generación como carga coincidan; la frecuencia en este sistema se mantiene en 60 Hz. Cuando la generación disminuye, la frecuencia se reduce a un valor inferior a 60 Hz mientras que, si la generación aumenta, la frecuencia excede el valor de 60 Hz (EPRI, 2009).

En sistemas con máquinas sincrónicas, se dispone de características inerciales que permiten mantener el equilibrio de potencia variando su energía cinética considerando un evento leve no sostenido. Si se considera un evento o contingencia grande, las máquinas por si solas no podrán recuperar el sincronismo debido a un desequilibrio entre inercia disponible y potencia. Cuanto más severa es una contingencia, el sistema no puede recuperar la frecuencia base en estado estable requiriendo así realizar control de frecuencia primaria y secundaria.

La Figura 2-7 de (IEEE Power and Energy Society, 2022) muestra un esquema simplificado de estos sistemas de control y su actuación ante eventos de falla o contingencias.

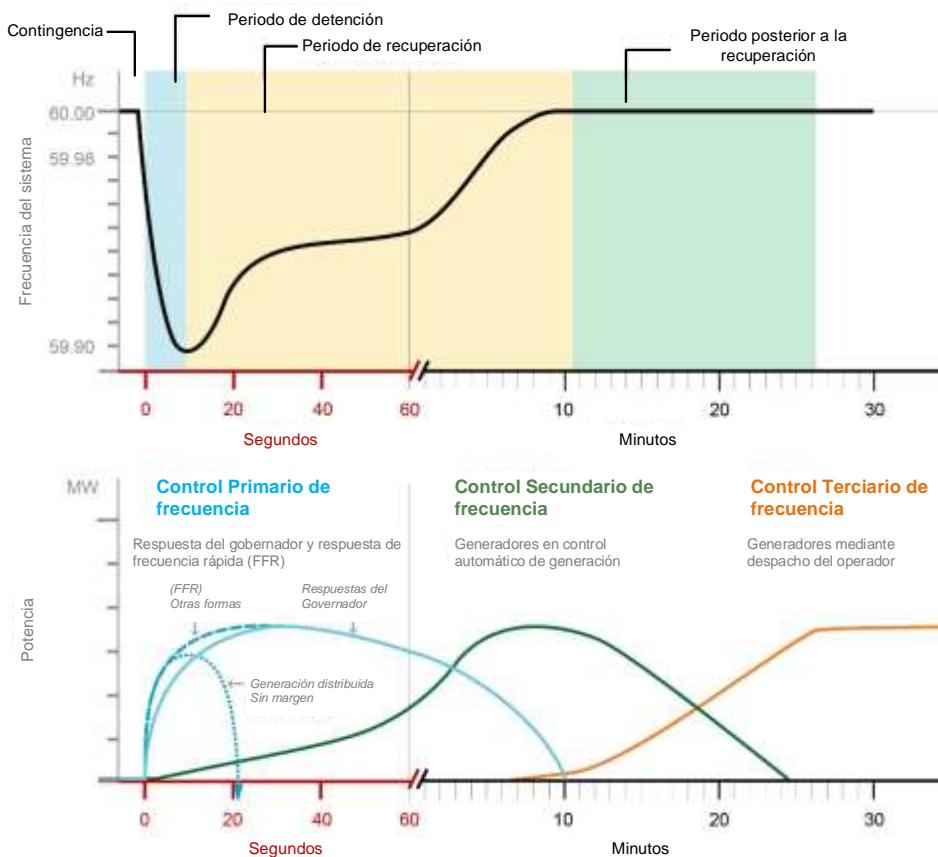


Figura 2-7 Respuesta en frecuencia de varios recursos después de una contingencia significativa (IEEE Power and Energy Society, 2022)

- *Contingencia:* ante cualquier evento que modifique la correcta operación del sistema, la frecuencia muestra una caída repentina siendo ralentizada por la energía almacenada en grandes generadores que siguen girando a una velocidad específica.
- *Periodo de detención:* se refiere al control de frecuencia principal que incluye la respuesta del GOV y la reducción de cargas en puntos en los que se dispone de relés de baja frecuencia. Al realizar estas acciones de control, la frecuencia del sistema comienza a aumentar.
- *Periodo de recuperación:* actúa el control de frecuencia secundario mediante una reserva reguladora que impone una frecuencia estable aún por debajo de los 60 Hz requeridos. Conforme los recursos de control de frecuencia secundario aumentan, los sistemas de control de frecuencia primario vuelven a un estado de operación normal.
- *Periodo posterior a la recuperación:* interviene el control de frecuencia terciario mediante la reserva giratoria y no giratoria que establecen nuevamente la frecuencia en 60 Hz. Conforme aumenta la intervención de estos recursos, disminuye la reserva reguladora para estar disponible nuevamente regulando la frecuencia. Luego inicia la reposición de reserva rodante y no rodante para que estén disponibles en caso de otra contingencia.

Bajo condiciones normales de operación, y considerando una interconexión grande, la frecuencia varía  $\pm 0.03$  Hz; en este sentido, para una frecuencia base de 60 Hz, se consideran variaciones normales ubicadas en el rango de 59.97 Hz a 60.03 Hz, debido principalmente a la variabilidad de las cargas en el tiempo (EPRI, 2009).

Un evento anormal y considerado grave, como la pérdida o salida de una gran unidad de generación, provocará que la frecuencia experimente desviaciones mayores; esta desviación puede ser sostenida y la frecuencia podrá recuperarse a 60 Hz luego de unos minutos mientras no supere los límites de  $\pm 1$  Hz, ya que en este caso podrían producirse daños a equipos conectados a la red, activando así sistemas de protección por desviación de frecuencia.

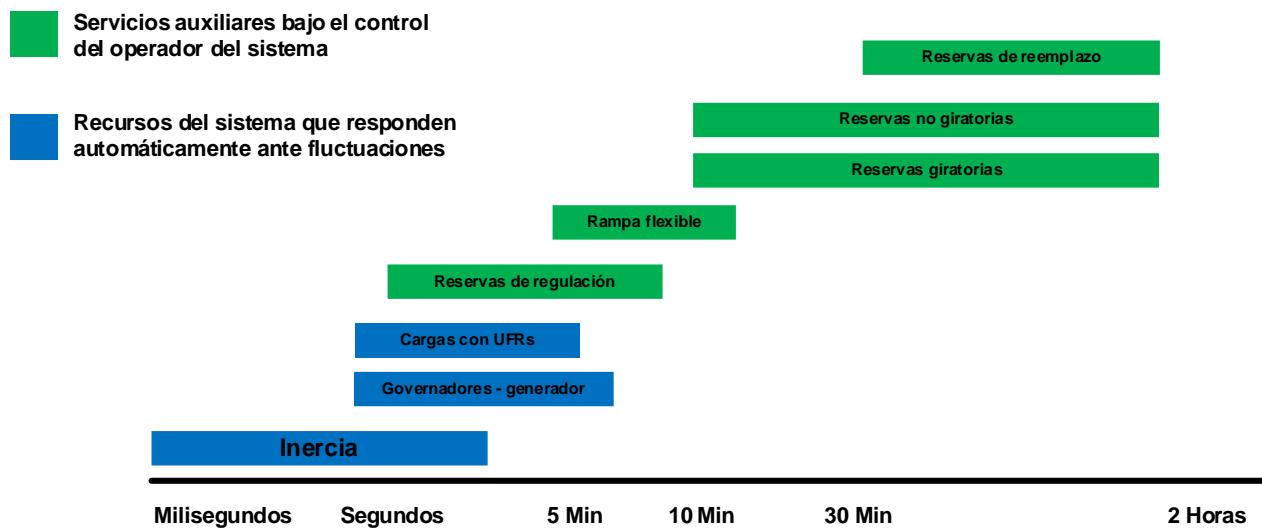


Figura 2-8 Recursos a usarse y tiempo transcurrido luego de presentarse una contingencia y fluctuación de frecuencia

La Figura 2-8 muestra la utilización de varios recursos, tanto controlados por los operadores como automáticos, siendo estos:

- *Inercia*: energía almacenada en grandes generadores giratorios, mantienen velocidad específica ralentizando el cambio de frecuencia.
- *GOV del generador*: sistema de control que ajusta la potencia del generador modificando el recurso primario de este (agua/combustible) ante desvíos de frecuencia.
- *Cargas con relés de baja frecuencia (UFR)*: al caer la frecuencia, el sistema activa estos relés para desconexión de cargas específicas.
- *Reserva de regulación*: respuesta del control del sistema que envía una señal a fuentes de suministro capaces de aumentar o disminuir en pocos segundos la frecuencia.
- *Rampa flexible*: responden al despacho del operador mediante fuentes de suministro capaces de aumentar o disminuir en 5 minutos.
- *Reserva giratoria*: responden al despacho del operador, son fuentes sincronizadas a la red que en 10 minutos alcanzan su máxima capacidad.
- *Reserva no giratoria*: responden al despacho del operador, son fuentes que no necesariamente están sincronizadas con la red, su tiempo de disponibilidad es alrededor de 10 minutos.

- *Reserva de reemplazo:* responden al despacho del operador, son fuentes que no necesariamente están sincronizadas con la red, su tiempo de disponibilidad es alrededor de 30 minutos.

En condiciones de operación y funcionamiento estable, la frecuencia en un SEP es única, constante e igual al valor nominal (Milano & Ortega Manjavacas, 2020); sin embargo, debido a variaciones en la carga, en la generación, así como operaciones de red, fallas, contingencias, armónicos, ruidos estocásticos, no linealidad, saturación del núcleo del transformador, entre otros, impide que la frecuencia sea realmente constante y única para todo el sistema eléctrico de potencia. Es por esta razón que la frecuencia del sistema debe ser única y constante y que *el sistema pueda estar en estado estacionario siempre y cuando la frecuencia angular sea igualmente constante y la misma en todo el SEP*; esto obedece a la naturaleza de las máquinas sincrónicas y debido a una propiedad de funciones sinusoidales que establece que el producto de 2 sinusoides tiene promedio distinto a cero solo si son isofrecuenciales (frecuencia única sin interferencia), siendo crucial para poder generar, transmitir y entregar energía.

### 3 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL SISTEMA

De acuerdo con el objetivo principal, se implementa el sistema IEEE 39 barras en ATP usando modelos detallados de sus elementos con los datos proporcionados en (Haddadi & Mahseredjian, 2018), y realizando modificaciones al caso original, con el fin de establecer características adicionales de elementos como líneas, geometría de torres, etc.

En adición, se modela el ingreso de generación fotovoltaica en una de las barras del sistema, considerando así los diferentes casos bajo estudio. En la Figura 3-1 se observa un esquema de dicha conexión a la barra B2.

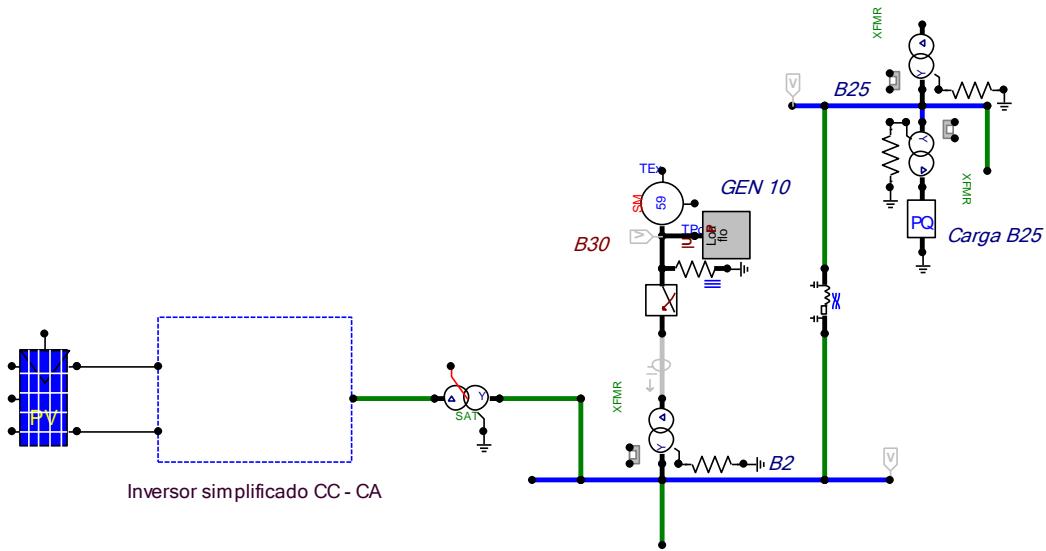


Figura 3-1 Ingreso de generación fotovoltaica en barra B2

#### 3.1 IEEE 39 barras

El sistema en estudio incorpora datos complementarios al caso original basados en el dominio fasorial, con el objeto de llevar a cabo estudios de transitorios electromagnéticos (EMT).

La Tabla 3-1 muestra los elementos que conforman el SEP de 345 kV.

Tabla 3-1 Elementos que conforman el sistema IEEE 39 barras

Elemento	Cantidad
Barras	39
Generadores síncronos (SG)	10
Líneas de transmisión	34
Transformadores	12
Cargas	19

El sistema contempla 4 niveles de voltaje que se muestran en la Tabla 3-2

Tabla 3-2 Niveles de voltaje presentes en el SEP

Nivel	Voltaje
Transmisión	345/300 kV
Generación	20 kV
Distribución	25 kV

La Tabla 3-3 detalla la numeración de cada barra y su respectivo nivel de voltaje

Tabla 3-3 Niveles de voltaje por barra del SEP

Barra	V (kV)	Barra	V (kV)	Barra	V (kV)
B1	345	B14	345	B27	345
B2	345	B15	345	B28	345
B3	345	B16	345	B29	345
B4	345	B17	345	B30	20
B5	345	B18	345	B31	20
B6	345	B19	345	B32	20
B7	345	B20	300	B33	20
B8	345	B21	345	B34	20
B9	345	B22	345	B35	20
B10	345	B23	345	B36	20
B11	345	B24	345	B37	20
B12	25	B25	345	B38	20
B13	345	B26	345	B39	345

El SEP original IEEE 39 barras, proporciona un punto de referencia base cuyos datos en por unidad (pu) se convierten en valores absolutos considerando una potencia base de 100 MVA y un voltaje base de 345 kV, de acuerdo con (Haddadi & Mahseredjian, 2018).

### 3.1.1 Líneas de transmisión

El sistema original IEEE 39 barras se compone de 34 líneas de transmisión, se adicionan especificaciones particulares, tales como el tipo de conductor y la geometría de las torres, que se requieren para el análisis de transitorios electromagnéticos. Para efectos de estudio, se considera el uso de 5 modelos de líneas y 4 modelos de torres de transmisión. Los modelos de torres considerados en (Haddadi & Mahseredjian, 2018) se muestran en la Figura 3-2.

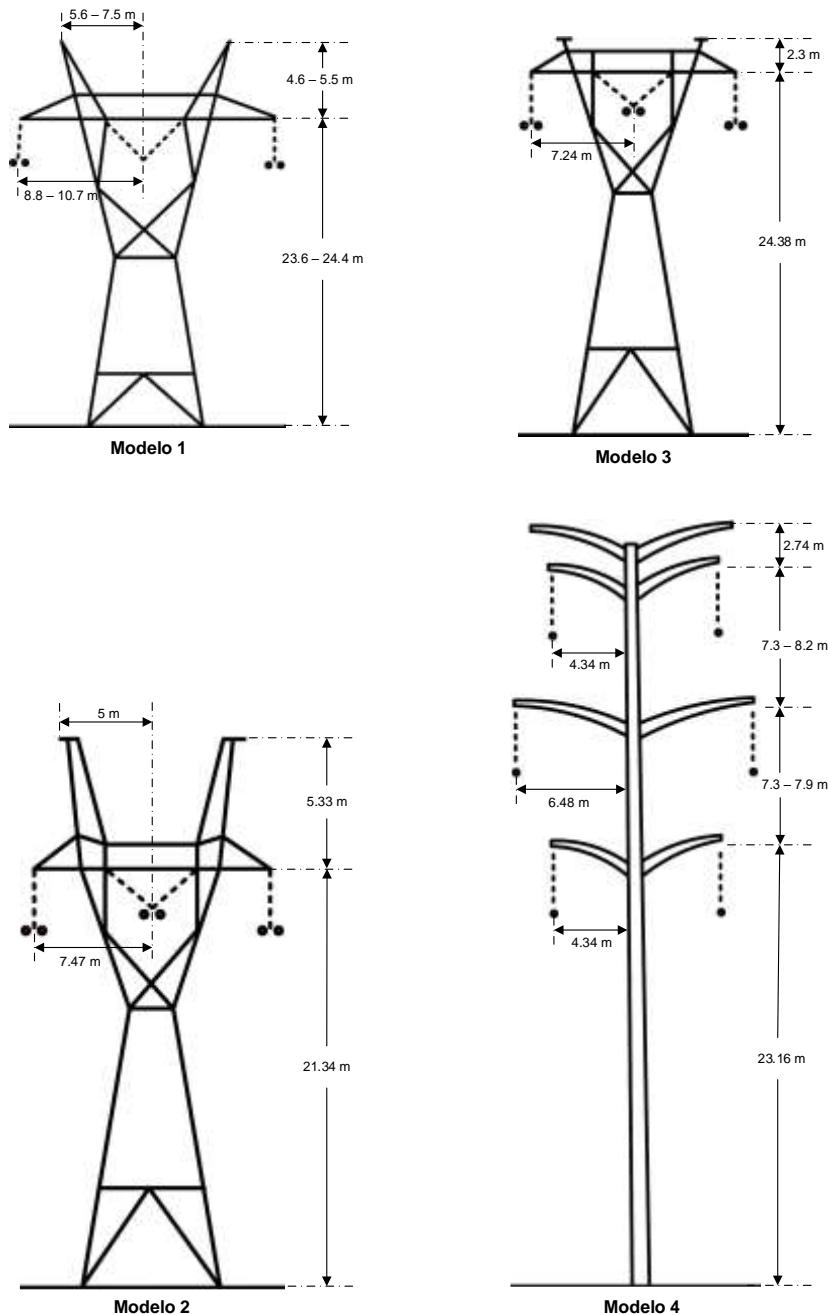


Figura 3-2 Configuración en torres de modelos genéricos de líneas

Los modelos de líneas de transmisión y sus parámetros se muestran en las Tabla 8-1 hasta Tabla 8-5, Anexo A.

Los datos de las líneas de transmisión considerados no coinciden completamente con el sistema original debido a la incorporación de las características adicionales indicadas.

Los datos de la línea de transmisión para el sistema IEEE 39 barras se muestran en la Tabla 8-6, Anexo B.

### 3.1.2 Generadores y sistemas de control

El sistema IEEE 39 barras integra 10 generadores cuyo modelo se compone de una máquina sincrónica (SM) conectada a la red mediante un transformador de generación. Debido al detalle requerido, el modelo incluye los sistemas de control de la SM, y la barra 31 se establece como barra Slack. La Tabla 3-4 muestra los parámetros mecánicos y eléctricos de las máquinas sincrónicas.

*Tabla 3-4 Datos de generadores usados en sistema IEEE 39 barras*

Generador en barra	S (MVA)	$X_0$ (pu)	$X_1$ (pu)	$X_d$ (pu)	$X_q$ (pu)	$X'_d$ (pu)	$X'_q$ (pu)	$T'_{d0}$ (s)	$T'_{q0}$ (s)	H (s)	U (kV)
30	1000	0,125	0,125	1	0,69	0,31	0,08	10,2	0	4,2	20
31	1000	0,35	0,35	2,95	2,82	0,697	1,7	6,56	1,5	3,03	20
32	1000	0,304	0,304	2,495	2,37	0,531	0,876	5,7	1,5	358	20
33	1000	0,295	0,295	2,62	2,58	0,436	1,66	5,69	1,5	2,86	20
34	600	0,324	0,324	4	3,7	0,792	1	5,4	0,44	4,33	20
35	1000	0,224	0,224	2,54	2,41	0,5	0,814	7,3	0,4	3,48	20
36	1000	0,322	0,322	2,95	2,92	0,49	1,86	5,66	1,5	2,64	20
37	1000	0,28	0,28	2,9	2,8	0,57	0,911	6,7	0,41	2,43	20
38	1000	0,298	0,298	2,106	2,05	0,57	0,587	4,79	1,96	3,45	20
39	10000	0,3	0,3	2	1,9	0,6	0,8	7	0,7	5	345

Los modelos de los sistemas de control se detallan a continuación:

#### 3.1.2.1 Modelo de sistema de control de excitatriz

El sistema de control considerado para la excitatriz, corresponde al modelo ST1A de (IEEE Power and Energy Society, 2016a) mostrado en la Figura 3-3, el mismo presenta un modelo base. Los parámetros de configuración de este sistema se muestran en la Tabla 8-7.

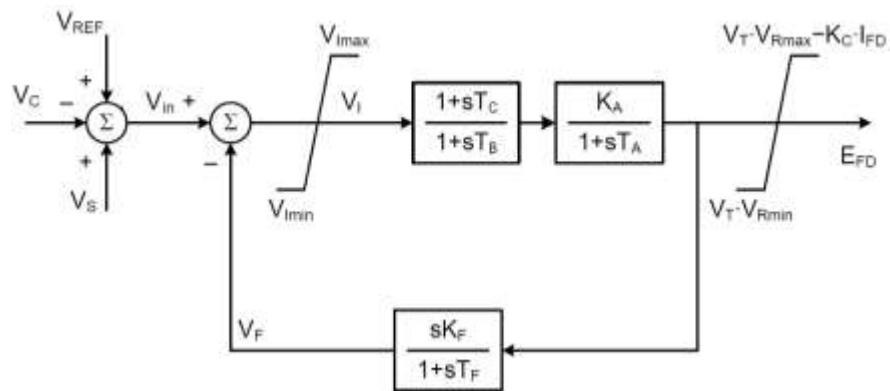


Figura 3-3 Modelo base de excitatriz ST1A

### 3.1.2.2 Modelo del sistema de control GOV

Se usa el modelo IEEE1G de (IEEE Power and Energy Society, 2013), el mismo que considera parámetros eléctricos y mecánicos disponibles en la Tabla 8-8 y Tabla 8-9. El modelo de este sistema se muestra en la Figura 3-4.

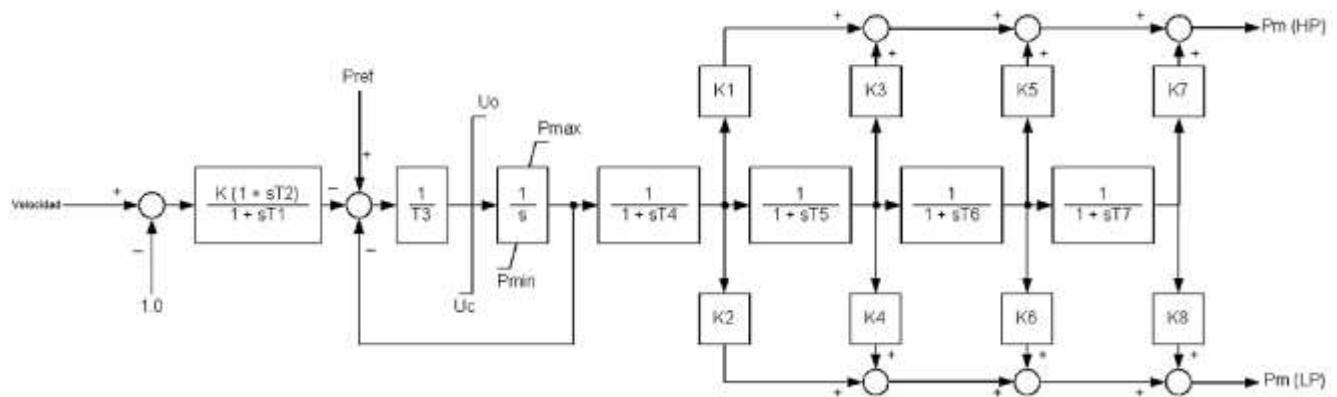


Figura 3-4 Modelo de GOV - IEEE1G

### 3.1.2.3 Modelo de sistema de control PSS

Se considera el modelo PSS1A caracterizado por tener una entrada simple, pudiendo ser esta la velocidad, frecuencia, frecuencia compensada y salida de energía eléctrica (IEEE Power and Energy Society, 2016a). El modelo se muestra en la Figura 3-5. Los parámetros de configuración

del PSS para cada una de las 10 máquinas de este sistema se detallan desde la Tabla 8-10 hasta la Tabla 8-19.

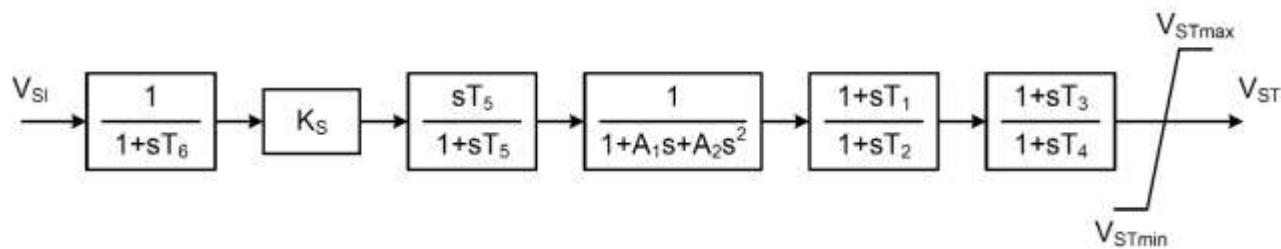


Figura 3-5 Modelo de PSS - PSS1A

### 3.1.3 Transformadores

El sistema IEEE 39 barras consta de:

- Un transformador de red.
- 19 transformadores de carga.
- 10 transformadores de generador.

Se considera un modelo trifásico conformado por 3 transformadores monofásicos de dos ramas, como se indica en la Figura 3-6.

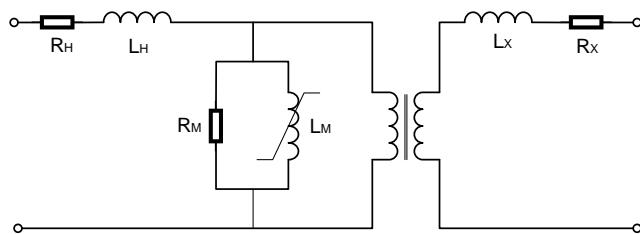


Figura 3-6 Modelo de un transformador monofásico de dos devanados

Para la Figura 3-6:

- $R_H$  y  $R_x$  son las resistencias serie que representan las pérdidas del conductor de cada devanado.
- $L_H$  y  $L_x$  representan las inductancias de fuga de los devanados.

- $R_m$  y  $R_M$  representan el comportamiento del núcleo del transformador incluyendo la saturación no lineal y las pérdidas del núcleo.

Para obtener valores de magnetización correspondiente a los transformadores (pu) en (Haddadi & Mahseredjian, 2018) se especifica la obtención de dichos valores mediante pruebas de campo en un transformador monofásico de 300MVA 765kV/120kV. La Tabla 3-5 muestra estos valores.

*Tabla 3-5 Parámetros de saturación de los transformadores*

$I_{mag}$ (pu)	Flujo $\Phi$ (pu)
0,001	1
0,01	1,075
0,025	1,15
0,05	1,2
0,1	1,23
0,5	1,37
1	1,55
2	1,86

La pendiente de los valores característicos de saturación mostrados en la Tabla 3-5, permiten representar  $L_m$  en esta región totalmente saturada como 0.31 pu. Para todos los transformadores  $R_m = 500$  pu y la reactancia del núcleo de aire es 0.36 pu.

### 3.1.3.1 Transformador de red

El SEP considera un transformador de red Yyd1 de 345 / 300 /12.5 kV conectado mediante el devanado primario a la barra B19 y el devanado secundario a la barra B20. Los datos de este transformador se muestran en la Tabla 3-6.

*Tabla 3-6 Datos del transformador de red Yyd1*

Desde barra	Hasta barra	$R_{12}$	$R_{13}$	$R_{23}$	$X_{12}$	$X_{13}$	$X_{23}$	Tap	S	$U_1$	$U_2$	$U_3$
19	20	0,0022	0,0058	0,0058	0,193	0,292	0,1	1,06	1400	345	300	12,5

### 3.1.3.2 Transformadores de cargas

El sistema se compone de transformadores de carga cuya relación de transformación es 345 / 25 kV considerando una conexión de devanado Yd1. Los datos de los transformadores de carga se muestran en la Tabla 3-7.

Tabla 3-7 Datos del transformador de carga (Yd1)

Desde barra	Hasta barra	R (pu)	X (pu)	Relación TAP	S (MVA)	U1 (kV)	U2 (kV)
12	11	0,002	0,1	1,006	200	345	25
12	13	0,002	0,1	1,006	200	345	25
15	ND	0,002	0,1	1	500	345	25
16	ND	0,002	0,1	1	500	345	25
18	ND	0,002	0,1	1	400	345	25
20	ND	0,002	0,1	0,87	800	345	25
21	ND	0,002	0,1	1	800	345	25
23	ND	0,002	0,1	1	400	345	25
24	ND	0,002	0,1	1	400	345	25
25	ND	0,002	0,1	1	400	345	25
26	ND	0,002	0,1	1	200	345	25
27	ND	0,002	0,1	1	300	345	25
28	ND	0,002	0,1	1	300	345	25
28	ND	0,002	0,1	1	400	345	25

### 3.1.3.3 Transformador de generador

Los transformadores de generador tienen una relación de transformación de 345 / 20 kV excepto el transformador conectado a la barra B39 cuya relación de transformación es de 345 / 345 kV ya que dicho generador es equivalente a una porción de la red de transmisión y no sería un generador real. La conexión del devanado de los transformadores es Yd1 y sus datos se muestran en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8 Datos de transformador de generador (Yd1)

Desde barra	Hasta barra	R (pu)	X (pu)	Relación TAP	S (MVA)	U1 (kV)	U2 (kV)
2	30	0,003	0,18	1,025	1000	345	20
6	31	0,003	0,25	1,07	1000	345	20
10	32	0,003	0,2	1,07	1000	345	20
19	33	0,007	0,142	1,07	1000	345	20
20	34	0,005	0,11	1,009	1000	345	20
22	35	0,003	0,143	1,025	1000	345	20
23	36	0,005	0,27	1	1000	345	20
25	37	0,006	0,23	1,025	1000	345	20
29	38	0,008	0,156	1,025	1000	345	20
39	ND	0	0	1	1000	345	345

### 3.1.4 Compensador Shunt

Un sistema de potencia reactiva es representado mediante un capacitor de derivación de 92 MVA conectado a la barra B24.

### 3.1.5 Cargas

El SEP se compone de 19 cargas trifásicas expresadas en MW y MVar, así como la potencia nominal aparente del transformador correspondiente en MVA. La Tabla 3-9 muestra los datos de las cargas.

*Tabla 3-9 Datos de cargas*

Barra	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Barra	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)	Barra	P (MW)	Q (Mvar)	S (MVA)
3	322	2,4	400	15	320	153	500	26	139	17	200
4	500	184	700	18	158	30	400	25	224	47,2	400
7	233,8	84	400	20	628	103	800	27	281	75,5	300
8	522	176	700	21	274	115	800	28	206	27,6	300
12	7,5	88	n.a	23	247,5	84,6	400	29	283,5	26,9	400
15	320	153	500	24	308,6	0	400	31	9,2	4,6	1000
16	329	32,3	500	25	224	47,2	400	39	1104	250	1500

## 3.2 Modelo del sistema fotovoltaico

El funcionamiento de un panel fotovoltaico se basa en el efecto fotoeléctrico que consiste en exponer ciertos materiales semiconductores (material fotoeléctrico) a determinadas frecuencias de luz provocando que, si la energía absorbida es mayor que la energía de agujero, un electrón pase a banda de conducción estando antes en banda de valencia consiguiendo así generar corriente eléctrica al ser un electrón libre (Bartolí, 2019). El modelo de un panel fotovoltaico responde al comportamiento de una célula fotovoltaica, que es un diodo produciendo el efecto fotoeléctrico que consiste en el desprendimiento de electrones de determinados materiales ante la presencia de luz u otra radiación electromagnética.

En (E. Awad & Badran, 2018), se considera un modelo de circuito eléctrico equivalente llamado “Circuito equivalente de Newton-Raphson” (ERNC). Se representa mediante una fuente de corriente y una resistencia lineal en paralelo con el resto del circuito, como se muestra en la Figura 3-7.

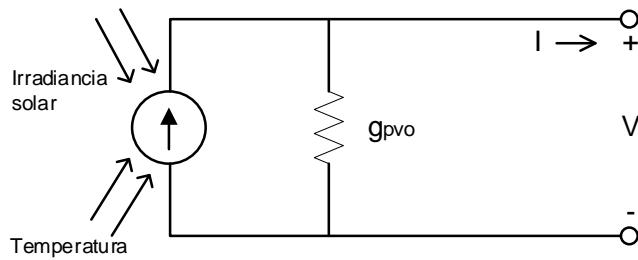


Figura 3-7 Circuito equivalente Newton-Raphson ERNC de un panel fotovoltaico

El uso del modelo ERNC para estudios busca solventar problemas debidos a la no linealidad que se tendrá al considerar un modelo que represente el comportamiento de una célula fotovoltaica mediante un diodo.

Para el caso de estudio, se considera el modelo **un-diodo**, que permite describir el comportamiento de un panel fotovoltaico mediante una fuente de corriente, un diodo no lineal, una resistencia serie  $R_s$  que representa las pérdidas en derivación y una resistencia shunt  $R_{sh}$  en paralelo al diodo que representa la corriente de fuga respecto a tierra (E. A. Awad & Badran, 2020). Su diagrama se presenta en la Figura 3-8.

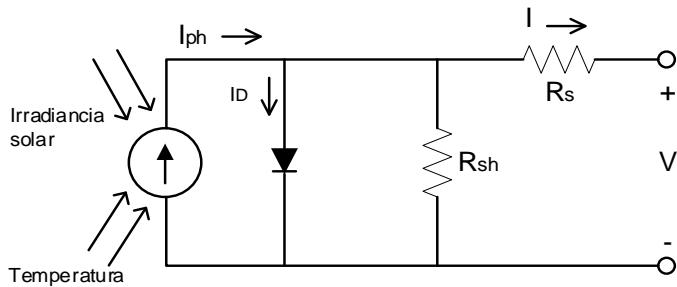


Figura 3-8 Circuito equivalente de modelo un-diodo de un panel fotovoltaico

Un sistema PV comprende arreglos fotovoltaicos de celdas mediante la construcción de bloques de células fotovoltaicas conectadas en serie y paralelo (Ye et al., 2012). La caracterización de este arreglo se realiza mediante curvas I – V y P – V, descritas por las siguientes ecuaciones (Caetano et al., 2019):

$$I_{pv} = I_{sc} \left[ 1 - K_1 \left( e^{K_2 * V_{pv}^m} - 1 \right) e^{K_2 * V_{pv}^m} - 1 \right] \quad (1)$$

$$K_1 = 0.01175 \quad (2)$$

$$K_2 = \frac{K_4}{V_{oc}^m}$$

$$K_3 = \ln \left[ \frac{I_{sc}(1+K_1) - I_{mpp}}{K_1 * I_{sc}} \right] \quad (3) \quad (4)$$

$$K_4 = \ln \left( \frac{1+K_1}{K_1} \right) \quad (5)$$

$$m = \frac{\ln \left( \frac{K_3}{K_4} \right)}{\ln \left( \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} \right)} \quad (6)$$

Donde

- $I_{pv}$  = corriente del arreglo fotovoltaico (A).
- $I_{sc}$  = corriente de cortocircuito (A).
- $V_{pv}$  = voltaje del arreglo fotovoltaico en terminales (V).
- $V_{mpp}$  = voltaje en el punto de máxima potencia (V).
- $V_{oc}$  = voltaje de circuito abierto (V).
- $I_{mpp}$  = corriente en el punto de máxima potencia (A).

Las constantes k1, k2, k3 y k4 son valores requeridos para el modelo. En (Caetano et al., 2019) se establece que el valor de K1 es obtenido empíricamente y que el valor mostrado en la Ec. (2) se considera como óptimo.

La potencia del arreglo fotovoltaico se obtiene mediante:

$$P_{pv} = I_{pv} * V_{pv} \quad (7)$$

El valor de corriente y voltaje del arreglo fotovoltaico se ve afectado directamente por la irradiación y temperatura. En este sentido, ante un cambio de estos parámetros, el comportamiento del sistema fotovoltaico varía, requiriendo así la obtención de nuevos valores de  $I$  y  $V$ .

### 3.2.1 Sistema fotovoltaico en ATP

Se considera un modelo para estudios de 152MW. Se incluye una función coseno para incorporar el efecto de la irradiancia. El sistema se muestra en la Figura 3-9

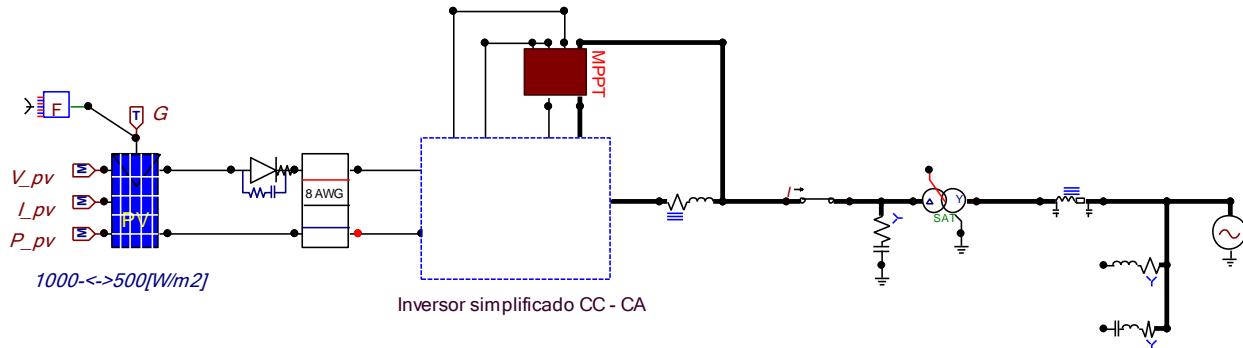


Figura 3-9 Sistema fotovoltaico 130 MW

Los resultados de la simulación, correspondiente a la potencia del sistema considerando una función coseno como irradiancia, se presentan en la Figura 3-10.

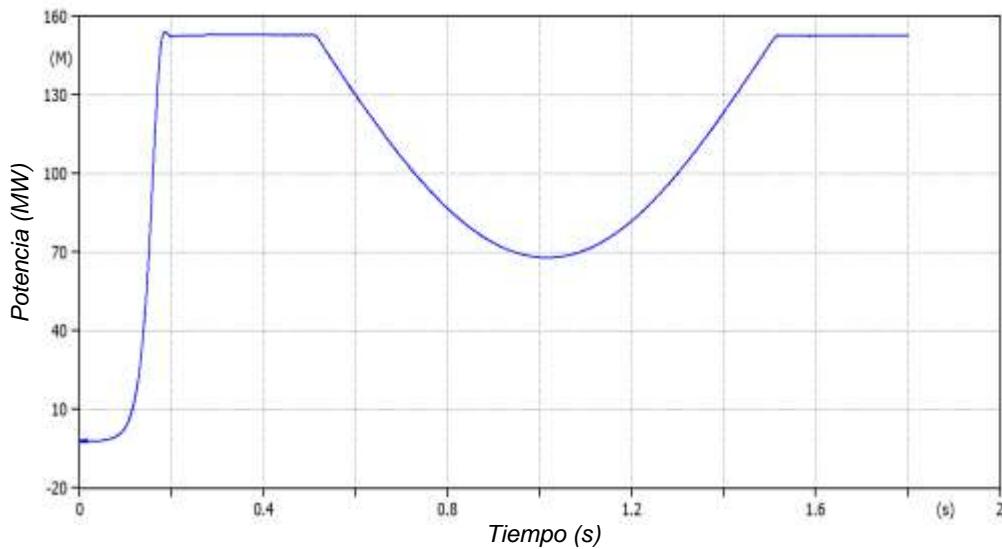


Figura 3-10 Potencia activa 152MW - considerando decremento por irradiancia

En la Figura 3-11, se muestra la gráfica de la potencia reactiva Q:

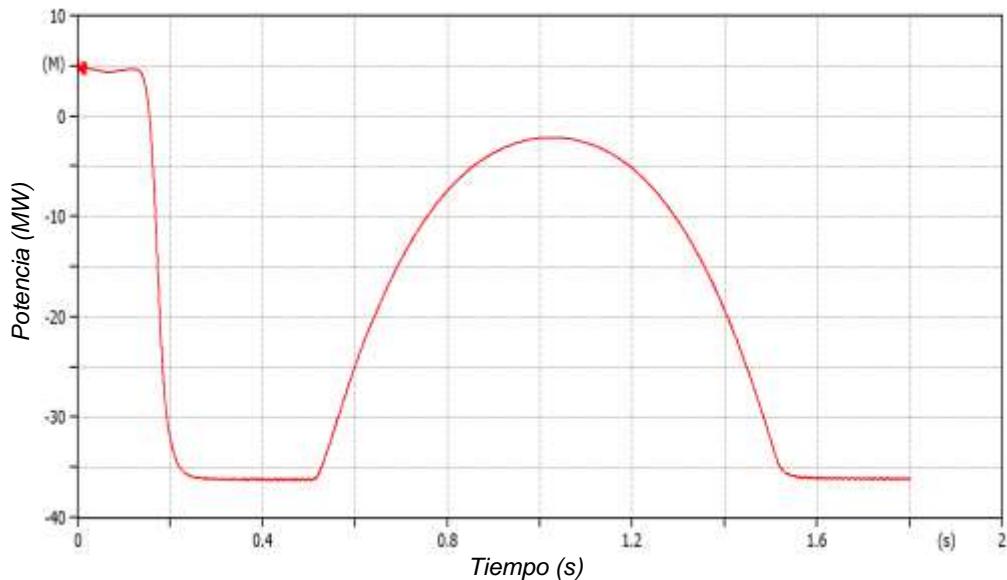


Figura 3-11 Potencia reactiva - considerando decremento por irradiancia

La Figura 3-12 corresponde a la curva de frecuencia.

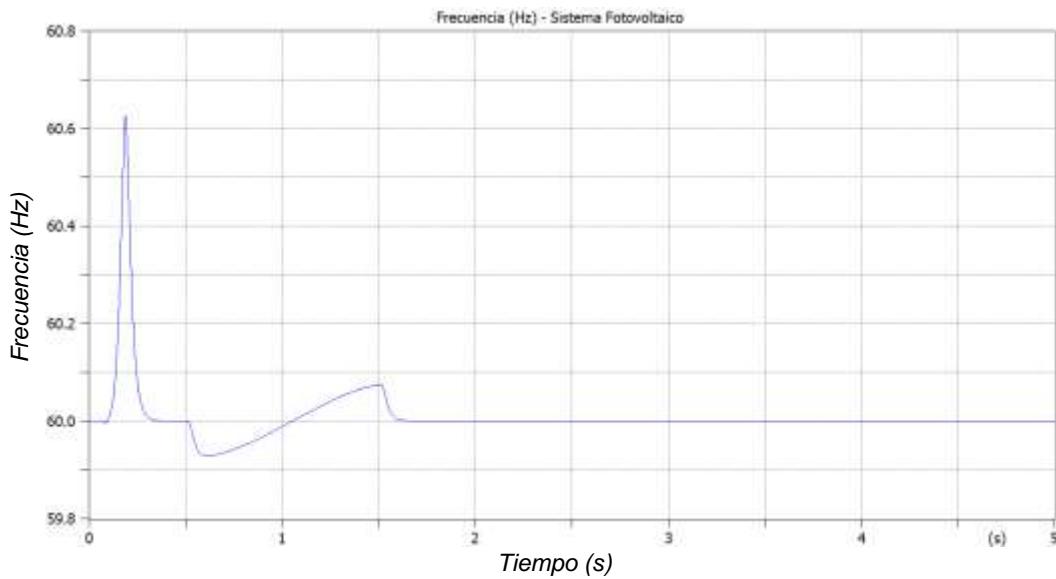


Figura 3-12 Frecuencia en Hz del sistema fotovoltaico

Para la inclusión del sistema fotovoltaico a la red IEEE 39 barras, se considera el ingreso de generación sin variación por irradiancia, cuya potencia se muestra en la Figura 3-13.

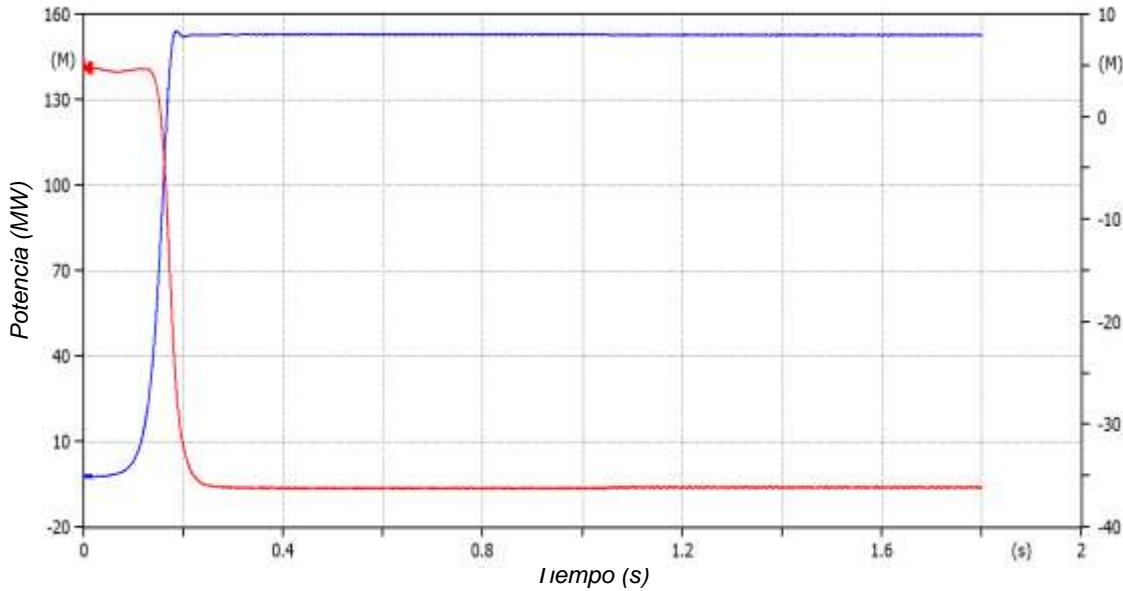


Figura 3-13 Potencia activa y reactiva sin considerar decremento por irradiancia

El parque fotovoltaico resultante corresponde a la suma de potencias de dos sistemas de 76 MW en la barra B2.



#### 4 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS

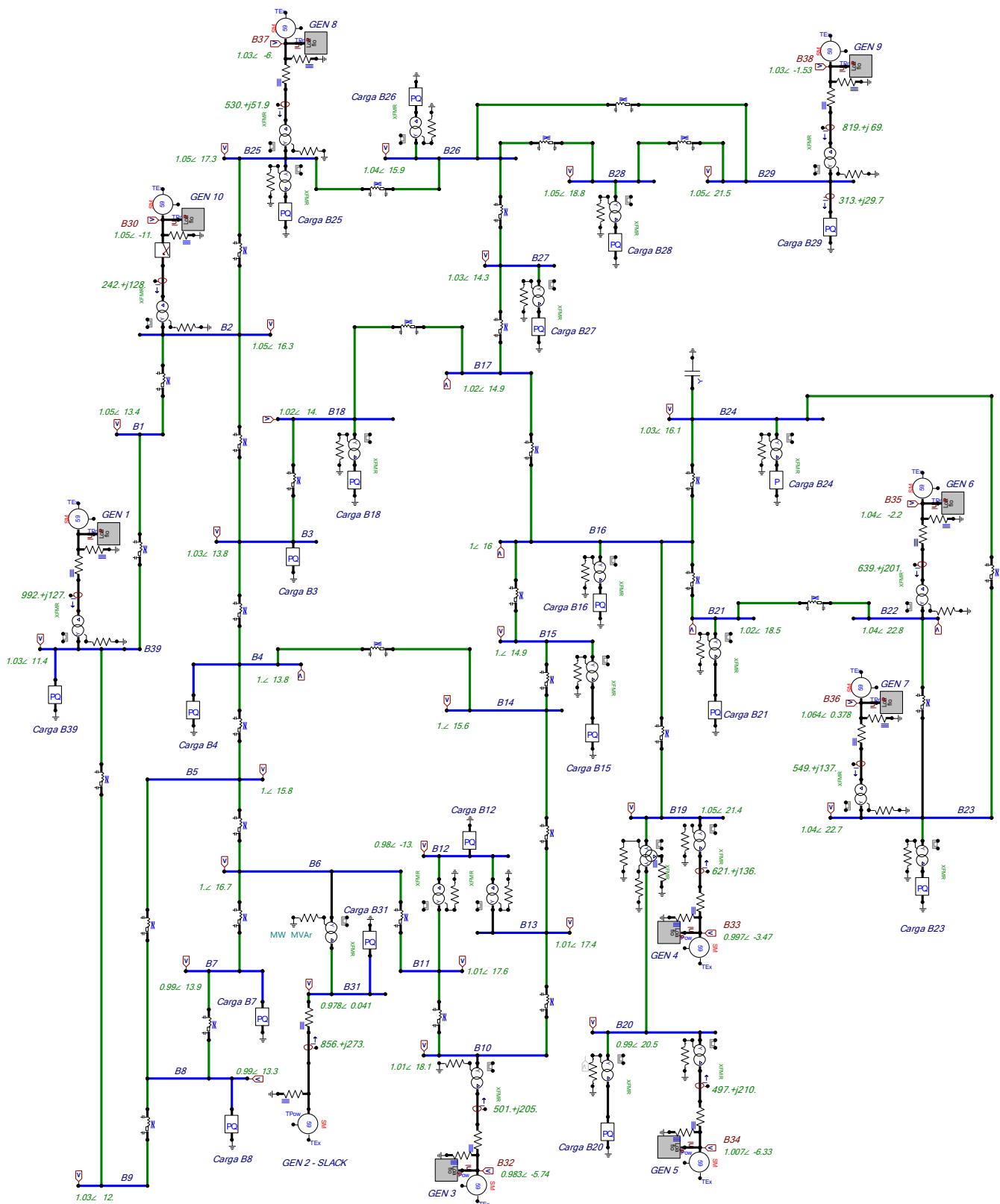


Figura 4-1 Sistema IEEE 39 barras en ATP

Con base en lo establecido en (Haddadi & Mahseredjian, 2018), se determina que los modelos de línea pi, representan el modelo completo considerando geometría de torres. El diagrama en ATP del sistema IEEE 39 barras se muestra en la Figura 4-1.

#### 4.1 Flujos de potencia del sistema IEEE 39 barras

Los resultados de la simulación realizada en ATP, se presentan en la Tabla 4-1 en la que se detallan los valores de Voltaje en pu y ángulos en cada barra.

*Tabla 4-1 Flujo de potencia - IEEE 39 barras simulado en ATP*

Barra	Magnitud  V  (pu)	Ángulo δ (°)	Barra	Magnitud  V  (pu)	Ángulo δ (°)
1	1.05	13.4	21	1.02	18.5
2	1.05	16.3	22	1.04	22.8
3	1.03	13.8	23	1.04	22.7
4	1	13.8	24	1.03	16.1
5	1	15.8	25	1.05	17.3
6	1	16.7	26	1.04	15.9
7	0.99	13.9	27	1.03	14.3
8	0.99	13.3	28	1.05	18.8
9	1.03	12	29	1.05	21.5
10	1.01	18.1	30	1.045	-11.4
11	1.01	17.6	31	0.978	0.041
12	0.98	-13	32	0.983	-5.74
13	1.01	17.4	33	0.997	-3.47
14	1	15.6	34	1.007	-6.33
15	1	14.9	35	1.04	-2.2
16	1	16	36	1.064	0.378
17	1.02	14.9	37	1.028	-6.04
18	1.02	14	38	1.03	-1.53
19	1.05	21.4	39	1.03	11.4
20	0.99	20.5			

Los resultados consideran a la barra Slack en B31. Las cargas consideran restricciones de potencia activa y reactiva. Estos resultados no serán similares al caso original debido a la modificación y adición de datos al sistema indicado en (Haddadi & Mahseredjian, 2018).

Los resultados mostrados en la Tabla 4-1, permiten evidenciar que se tienen valores aceptables como solución de flujo ya que las amplitudes de voltaje varían entre 0.978 pu y 1.064 pu.

## 4.2 Sistemas de control – IEEE 39 barras

Se considera en este punto:

- Excitator model ST1A, available in Figure 3-3.
  - GOV model IEEE1G, available in Figure 3-4
  - PSS model PSS1A, available in Figure 3-5

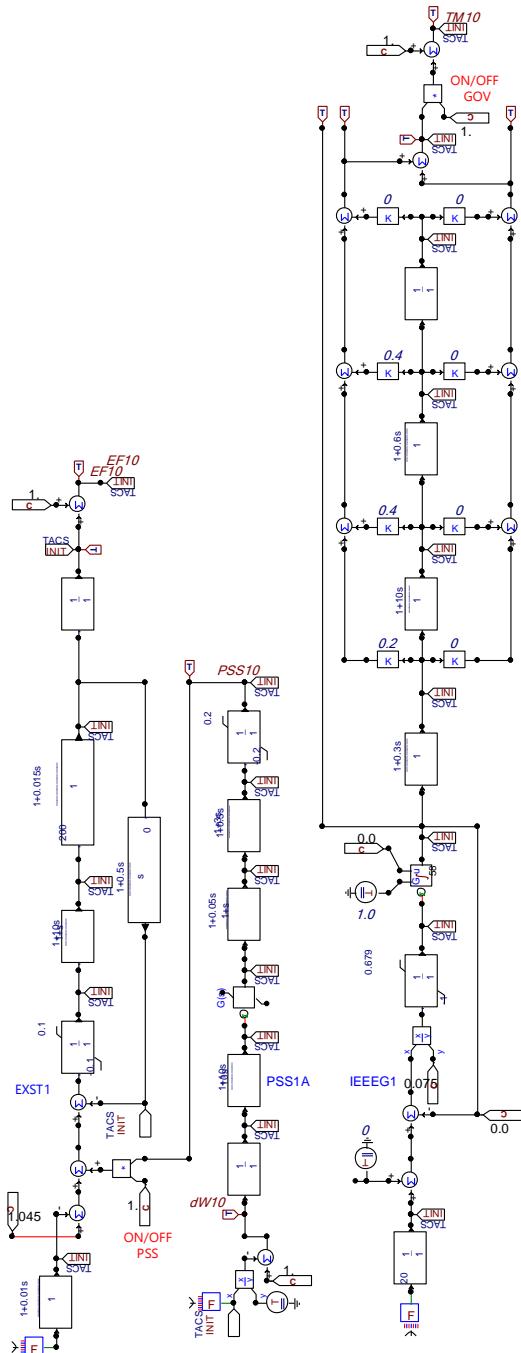


Figura 4-2 Sistemas de control en ATP - Generador 10

La Figura 4-2, muestra los sistemas de control usados en el generador 10 que es aplicable a cada máquina, difiriendo únicamente en los valores de constantes en los PSS.

#### 4.2.1 Validación de sistemas de control

Con efecto de visualizar el comportamiento de los sistemas de control, se considera el SEP de prueba del Anexo D, Figura 8-1. En este sistema se dispone de una máquina sincrónica de 345 kV, 10000 MVA, 60 Hz conectado mediante un transformador con relación 345/345 a una barra sobre la cual ocurre una falla trifásica a los 10 segundos y su despeje a los 10.08 segundos.

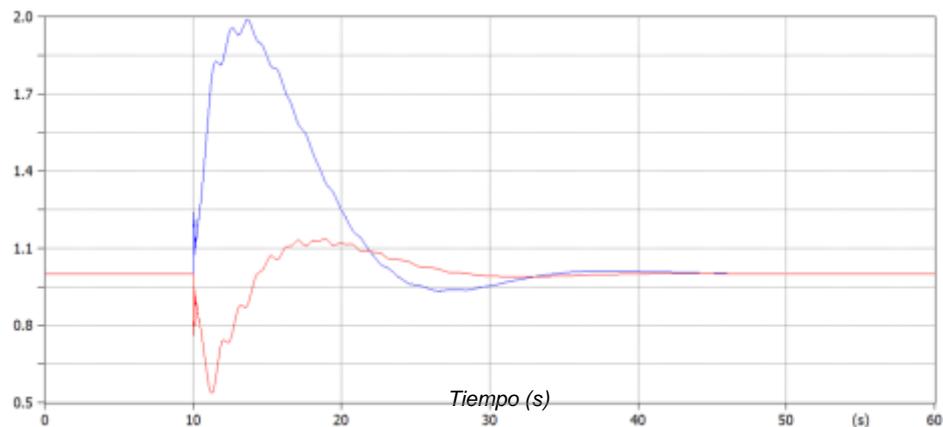


Figura 4-3 Respuesta de la excitatriz (señal azul) hacia la máquina sincrónica y voltaje terminal (señal roja) en pu

Los resultados que se presentan en la Figura 4-3 muestran la respuesta en pu del sistema de control sobre la excitatriz; se evidencia que ante la falla, el sistema de control recupera la estabilidad de la máquina sincrónica alrededor de los 40 seg.

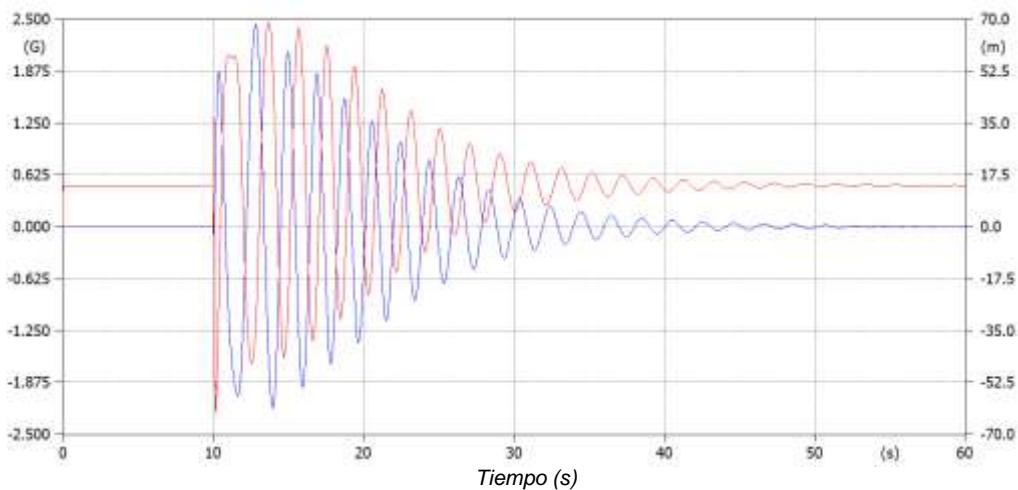


Figura 4-4 Respuesta del PSS (señal azul) ante el cambio de potencia (señal roja)

En la Figura 4-4 se visualiza la compensación del PSS ante el cambio de potencia de la máquina, enfatizando que el PSS no actúa directamente sobre la máquina ya que se constituye como una señal de ingreso al regulador de voltaje que sí actúa sobre la excitatriz.

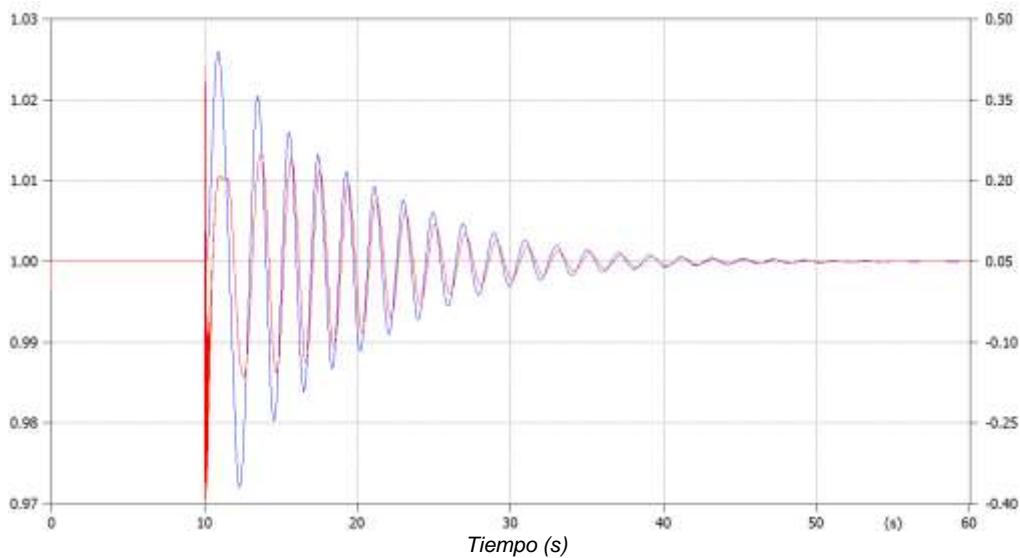


Figura 4-5 Respuesta del GOV (señal azul) ante el cambio de velocidad (señal roja)

La Figura 4-5, muestra la respuesta del sistema de control GOV ante el cambio de velocidad en la máquina debido a un repentino cambio en el despacho de potencia, actuando directamente sobre el sistema de control de suministro de energía de la máquina.

#### 4.3 Casos de estudio – sistema IEEE 39 barras

Se plantean tres casos de estudio sobre el SEP, para lo cual se requieren todos los sistemas inicializados; es decir, se debe disponer del sistema y todas sus variables en estado estable sin que haya perturbación que modifique este estado. La Figura 4-6 muestra la inicialización requerida.

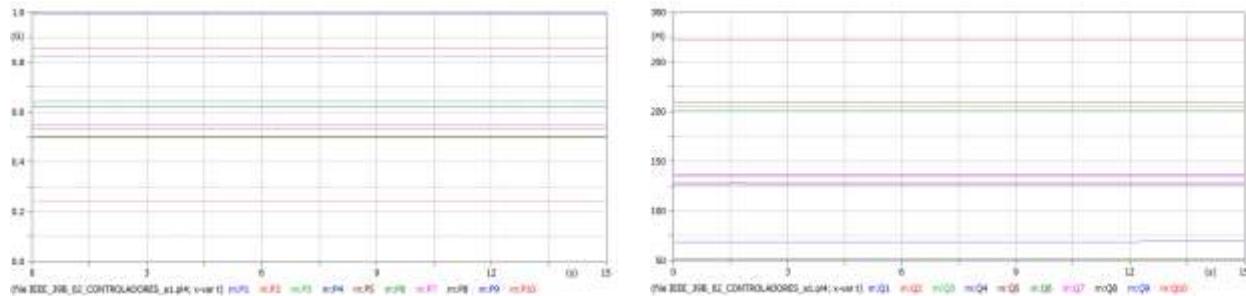


Figura 4-6 Inicialización de Potencia activa (P) y reactiva (Q) de cada máquina

Referente a corriente y voltaje, la Figura 4-7 muestra la inicialización de estas variables:

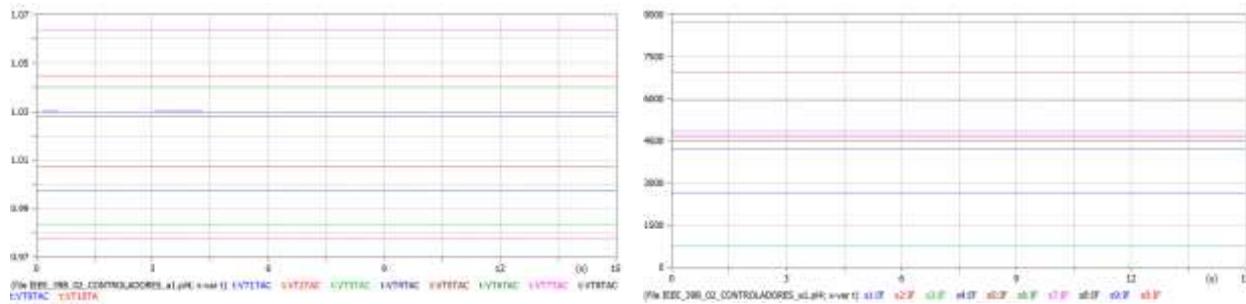


Figura 4-7 Inicialización de Voltaje (pu) y corriente de cada máquina

Las condiciones iniciales que se indican en la Figura 4-6 y la Figura 4-7, son requisitos necesarios para garantizar el adecuado modelamiento de los sistemas. En caso de no disponer de señales estables sin ningún tipo de evento, es necesario verificar las condiciones iniciales de flujo que en estado estable reflejen esta condición.

#### 4.3.1 Caso 1: Falla en barra B18

Con el sistema en estado estable, se considera la ocurrencia de una falla trifásica en la barra B18, a 1 s con despeje de la misma a 1.1 s.

La Figura 4-8 muestra las oscilaciones de potencia (P y Q) de la unidad de generación 10 y su posterior estado estable.

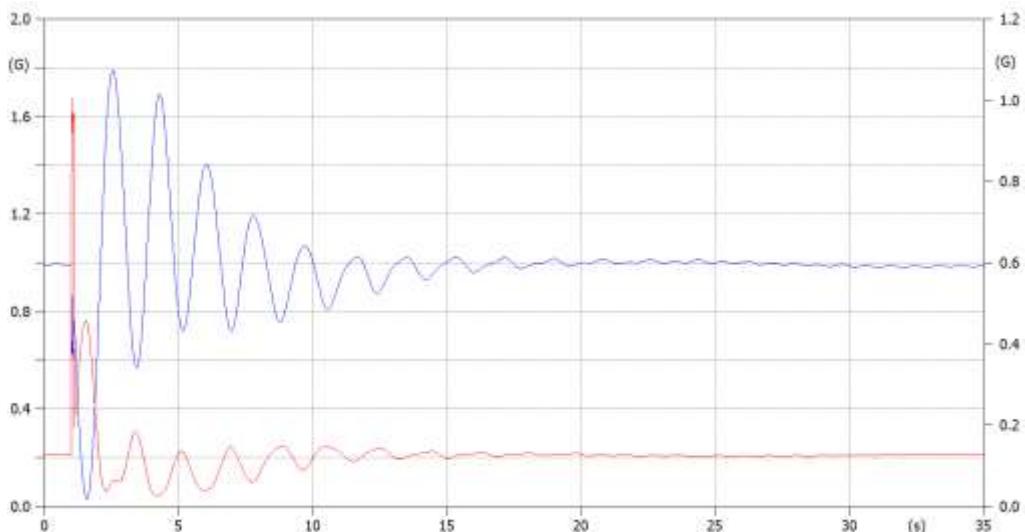


Figura 4-8 Oscilaciones potencia activa (señal azul) y reactiva (señal roja) de G1 ante falla en B18

Los resultados que se muestran en la Figura 4-8 permiten establecer que, ante una falla trifásica, el sistema que se mantenía estable disminuye abruptamente su potencia activa derivando así en oscilaciones sucesivas y minimizadas por los sistemas de control; así también, la potencia reactiva sufre un incremento producto de la falla, consiguiendo los sistemas de control estabilizar las potencias alrededor de los 20 s.

La Figura 4-9, muestra las oscilaciones y posterior estabilización de las curvas de potencia activa de todas las máquinas sincrónicas ante este evento de falla.

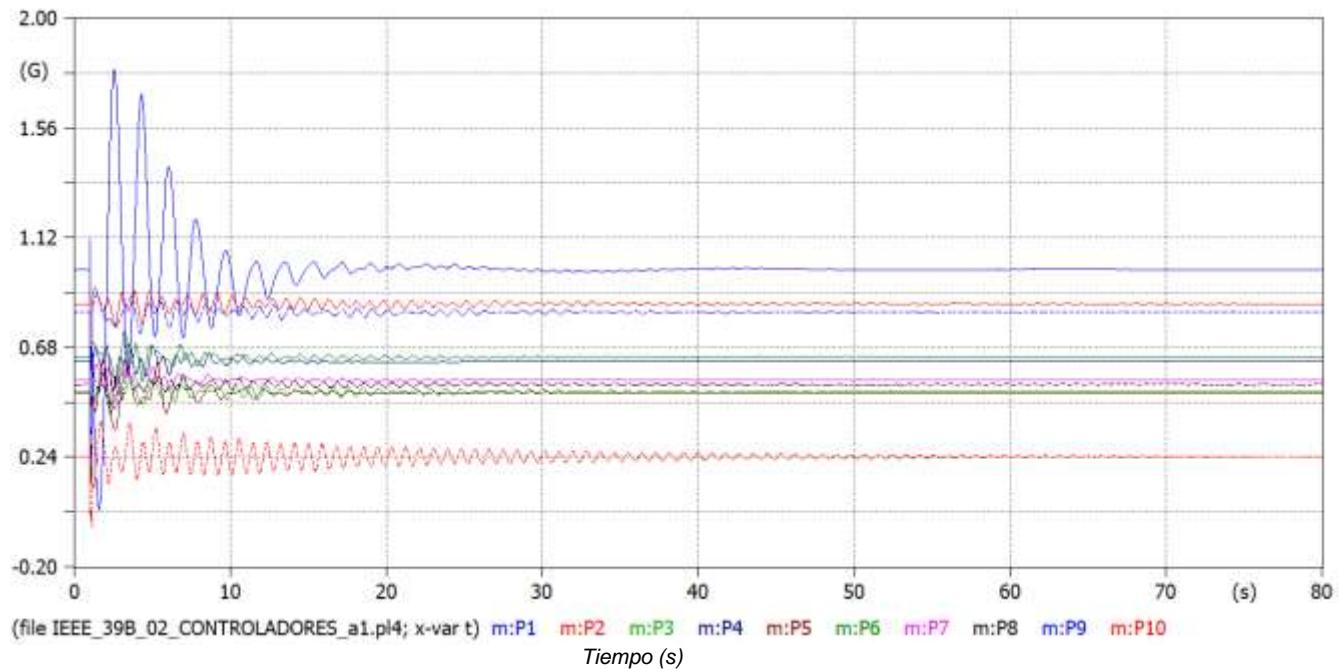


Figura 4-9 Oscilación de potencia activa de las SM ante una falla en B3

Como se evidencia en la Figura 4-9, las oscilaciones de potencia activa de todas las máquinas dependen de la cercanía al punto de falla. En este sentido la máquina sincrónica (SM) que para el caso de estudio representa un porcentaje equivalente de la red con mayor capacidad (10000 MVA), va a responder de manera robusta. Los sistemas de control estabilizan la potencia alrededor de los 60 seg.

La Figura 4-10, muestra la respuesta en frecuencia (Hz) medida en el sistema equivalente a una porción de la red, (Generador 1), ante el evento de falla y posterior despeje.

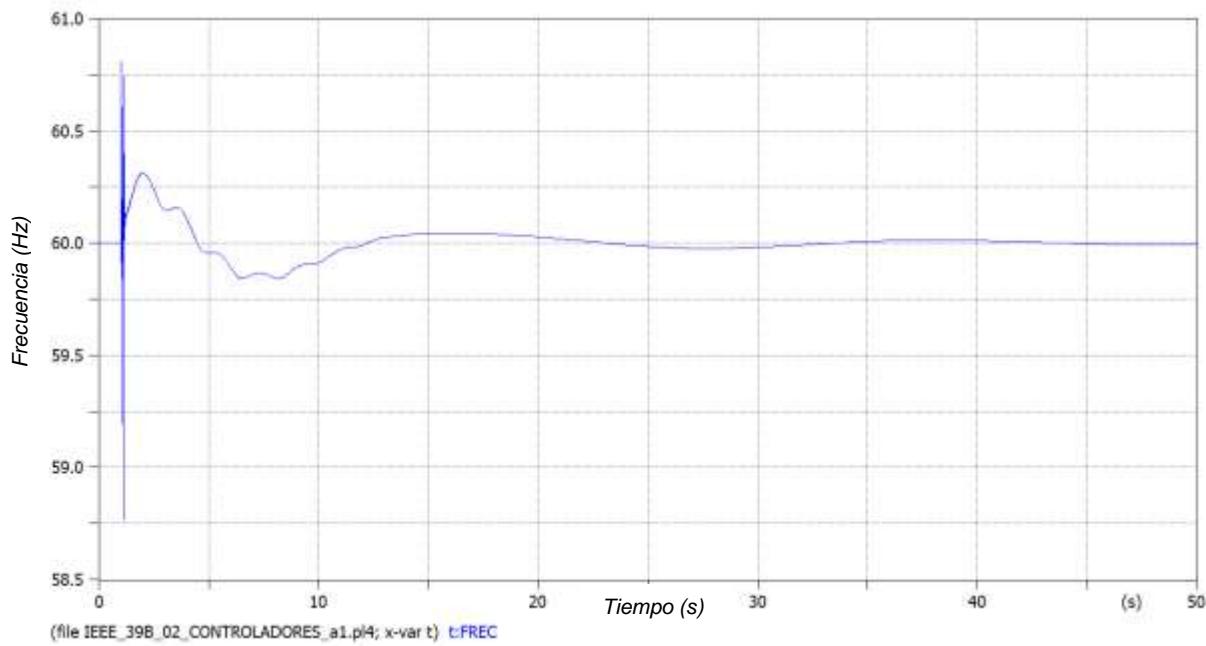


Figura 4-10 Respuesta en frecuencia ante falla en B3

La frecuencia disminuye debido al evento de falla hasta un valor mínimo de 58.75 Hz; luego de despejada dicha falla, el sistema (debido a las oscilaciones y actuación de sistemas de control) oscila levemente alrededor de 60 Hz, consiguiendo estabilizar este valor en 60 Hz alrededor de 40 s.

La Figura 4-11, muestra la velocidad angular de las máquinas sincrónicas

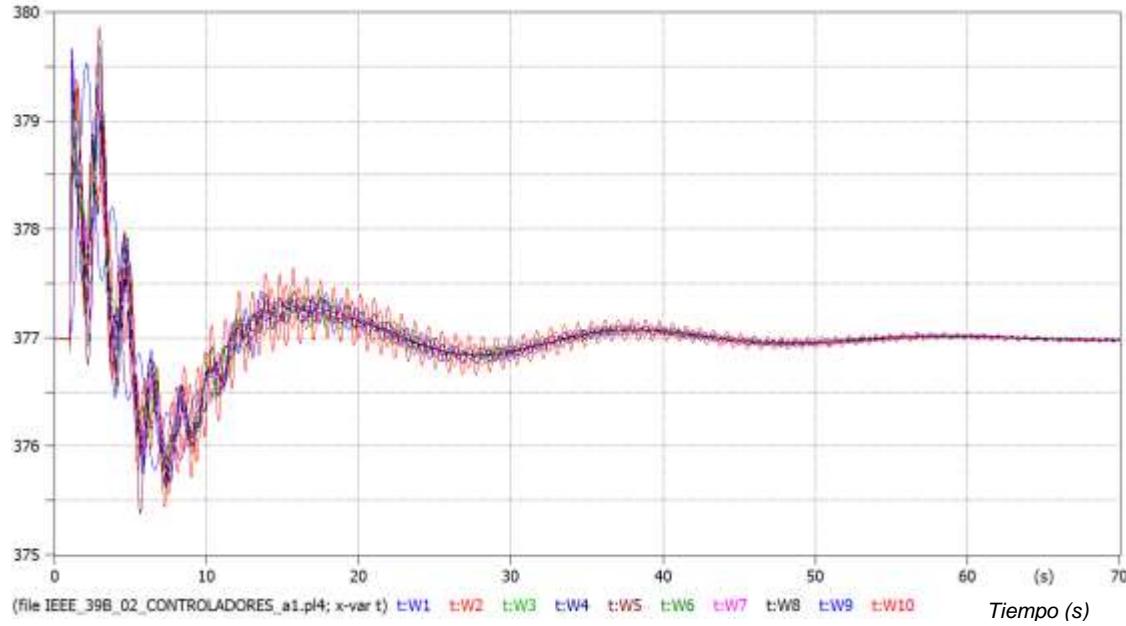


Figura 4-11 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante falla trifásica

Con base en los resultados indicados en la Figura 4-11, la velocidad angular de las máquinas sincrónicas se incrementa por la pérdida de potencia, disminuyendo gradualmente luego del despeje de la falla, resultando en un efecto oscilatorio hasta estabilizarse en el punto inicial de 55 s.

En la Figura 4-12, se muestra el torque electromagnético de las máquinas sincrónicas.

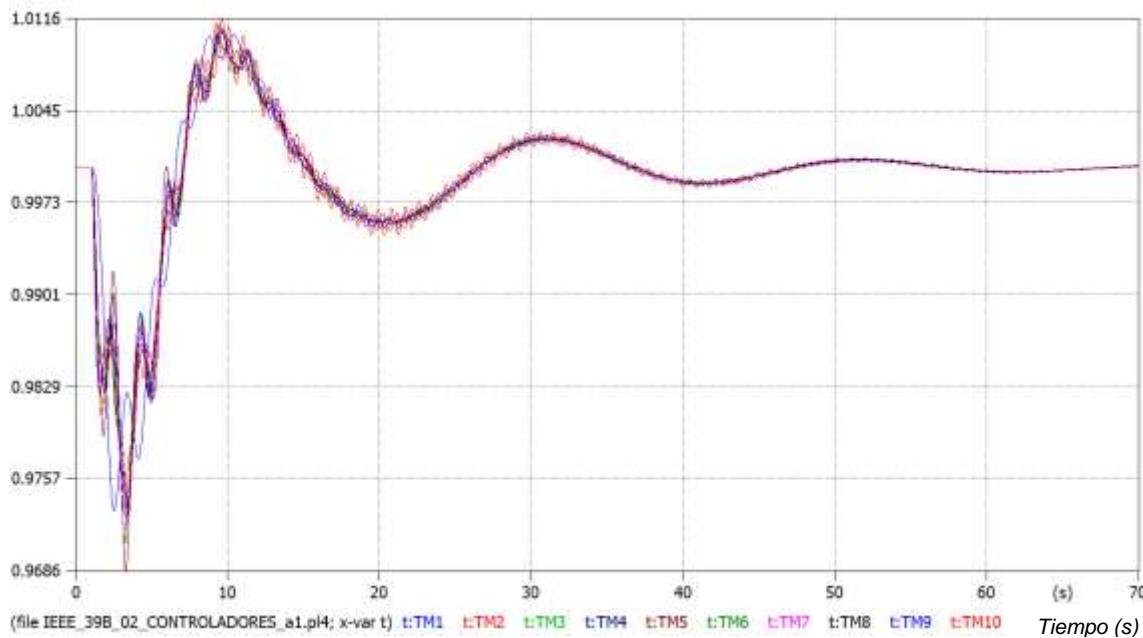


Figura 4-12 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante falla trifásica

El torque electromagnético representa la respuesta del sistema de control GOV sobre la máquina sincrónica ante una variación en la velocidad angular. En la Figura 4-12 se muestra la actuación de todos estos sistemas de control en cada máquina, teniendo un comportamiento similar, y consiguiendo estabilizar la señal alrededor de 60 s.

La Figura 4-13, muestra la respuesta del sistema de control en la excitatriz de la máquina sincrónica, así como la curva de voltaje terminal y su respuesta ante la falla.

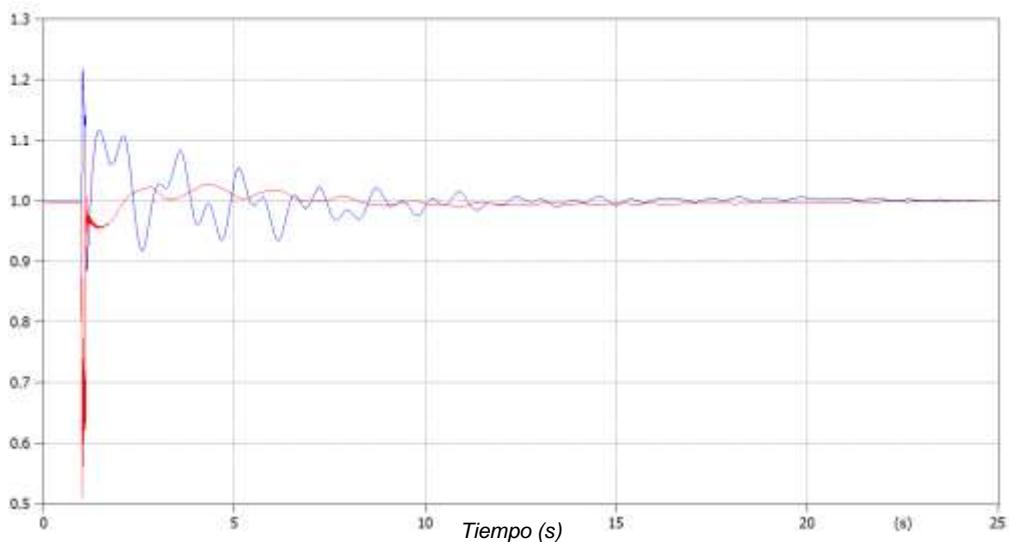


Figura 4-13 Respuesta de sistema de control en excitatriz (señal azul) y voltaje en terminal de máquina (señal roja) en Gen 4 ante falla trifásica

La operación del sistema de control encargado de actuar directamente sobre la máquina modificando su excitatriz se muestra en la Figura 4-13. Se aprecia que ante una caída de voltaje terminal (pu) en la máquina 4, el sistema de control responde mediante un pulso inverso (pu) a dicha caída de voltaje y, durante el tiempo de oscilación, se observa que la curva de control por excitatriz y el voltaje terminal muestran comportamientos opuestos en su amplitud decreciente hasta conseguir estabilizar nuevamente el voltaje alrededor de los 25 s.

En la Figura 4-14, se muestra la respuesta del PSS (pu) ante el cambio de potencia (MW) en el Gen 4.

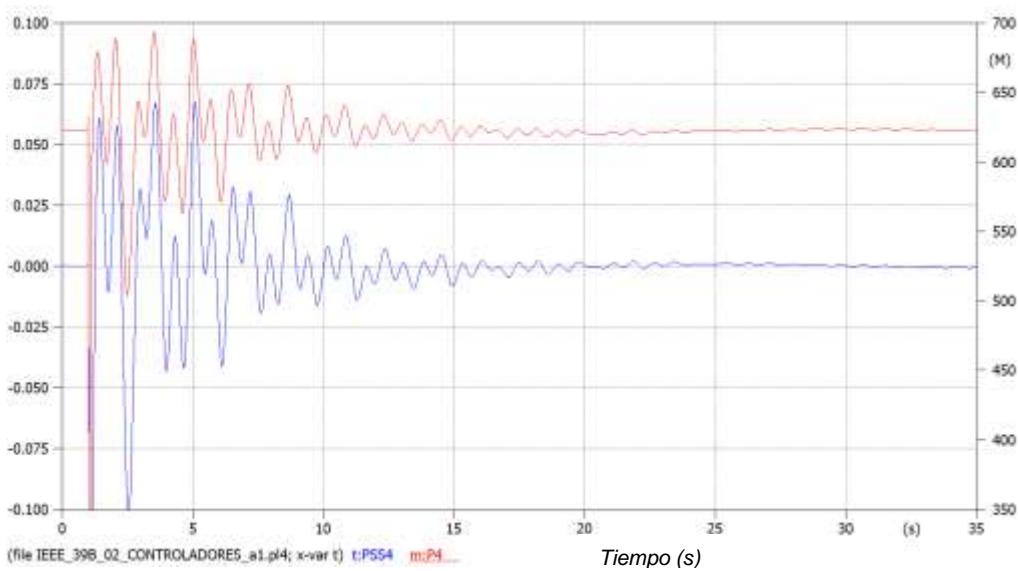


Figura 4-14 Respuesta del PSS (señal azul) ante el cambio de potencia (señal roja) en Gen 4

La Figura 4-15 presenta la respuesta del GOV de la unidad de generación 4 ante la variación de su velocidad angular.

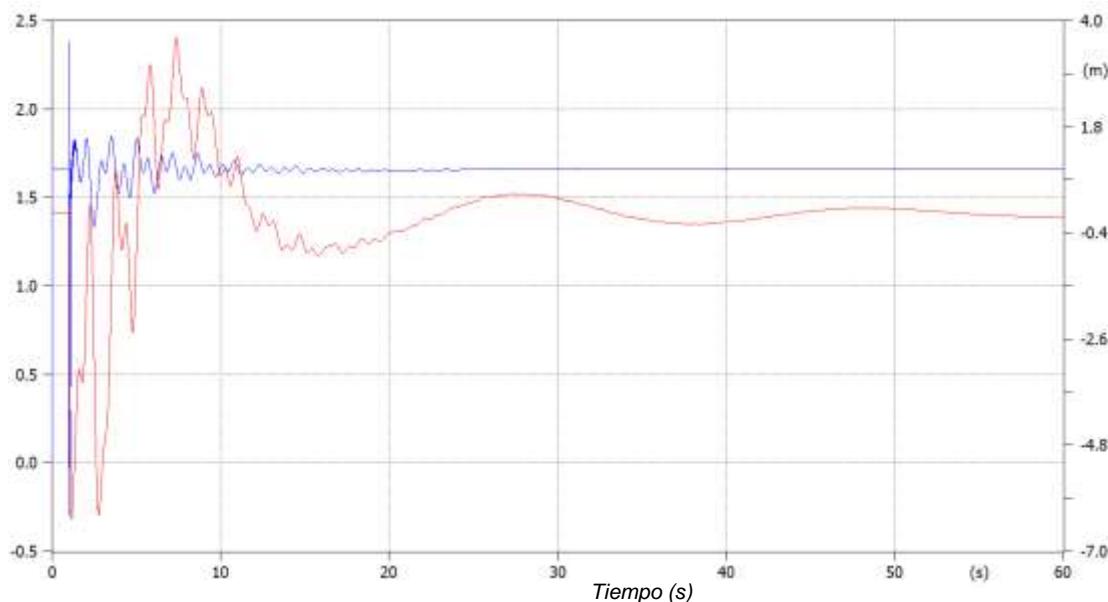


Figura 4-15 Respuesta del GOV (señal azul) y cambio de velocidad angular (señal roja) en Gen 4 ante falla trifásica

Los comportamientos de los sistemas de control varían dependiendo de la capacidad de la máquina, cargas que abastecen, tipo de falla ocurrida en el SEP, tiempo de despeje y adecuada calibración. La respuesta de todos los sistemas de control a excitatriz se muestra en el Anexo E, Figura 8-2.

#### 4.3.2 Caso 2: Ingreso de carga en barra B39

Con el sistema en estado estable, se tiene ingreso de una carga de 100 MW a los 10 s en la barra B39.

Se plantea dicha condición en esta barra, ya que al ser de mayor capacidad simula una porción del sistema.

La Figura 4-16, muestra las curvas de potencia activa y reactiva en el generador 1 resultado del ingreso de la carga en la barra B39.

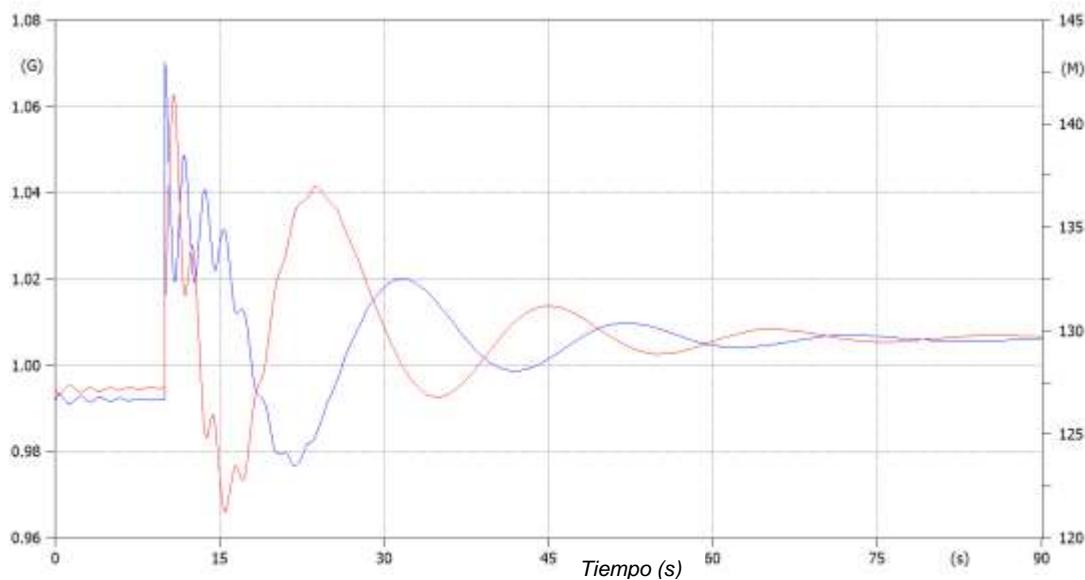


Figura 4-16 Cambio en potencia activa (señal azul) y potencia reactiva (señal roja) ante ingreso de carga

Al considerar el ingreso de 100 MW (potencia activa), el sistema muestra un pico creciente tanto en potencia activa como reactiva al momento de darse dicho ingreso.

En este escenario, los sistemas de control estabilizan las oscilaciones de potencia alrededor de los 90 s, como se aprecia en la Figura 4-16.

La Figura 4-17, muestra la respuesta en frecuencia (Hz) en el generador 1 ante el ingreso de carga en la barra B39.

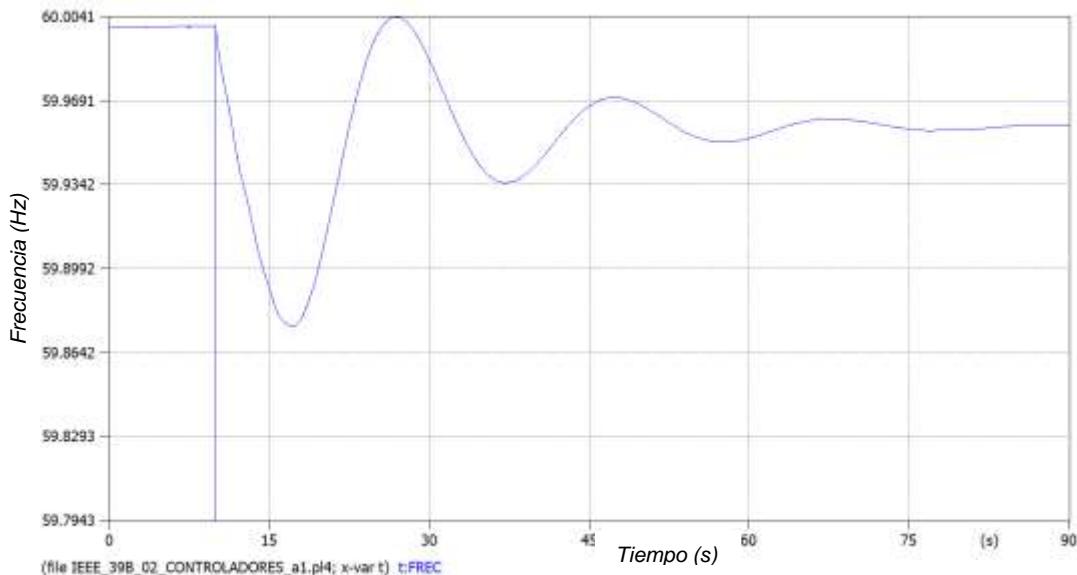


Figura 4-17 Frecuencia (Hz) en Gen 1 ante ingreso de 100 MW en barra B39

Debido al repentino ingreso de carga, la frecuencia en la unidad de generación 1 muestra una reducción en la misma, llegando a un valor de 59.87 Hz en su límite inferior, para posteriormente oscilar y estabilizarse nuevamente en 60 Hz, luego de 90 s.

La Figura 4-18, muestra el comportamiento de la potencia activa ante el ingreso de carga

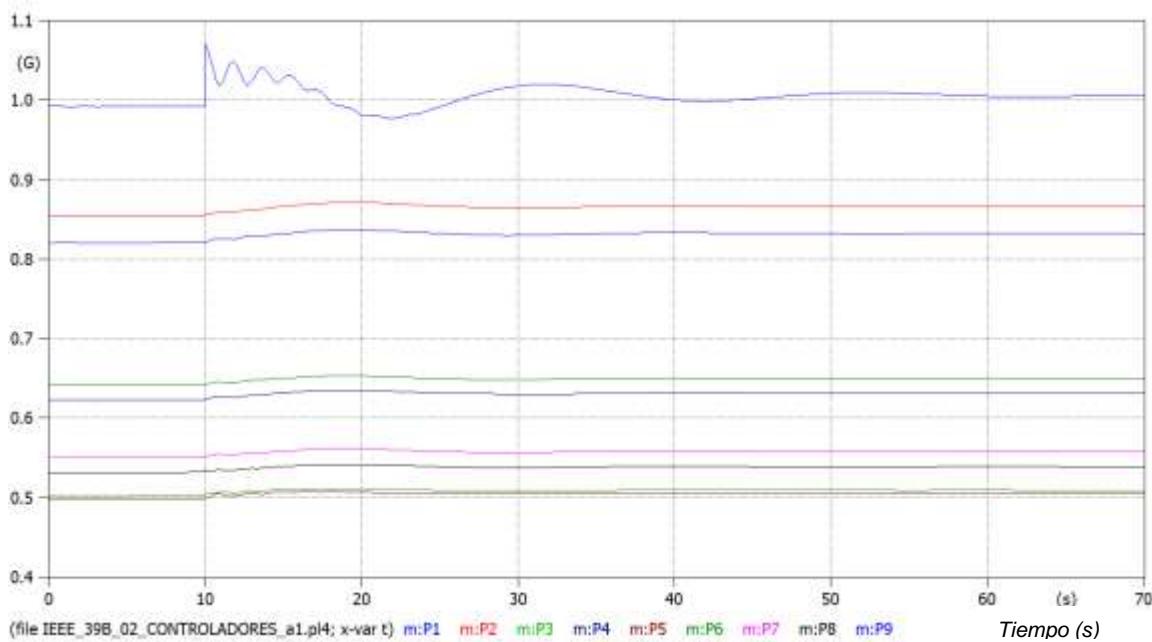


Figura 4-18 Oscilación de potencia activa de las SM ante el ingreso de carga en B39

La variación de potencia activa se ve absorbida casi en su totalidad por el generador 1 debido a que dicho generador simula una porción de red y, al ser de gran capacidad (10000MVA), es capaz de soportar este cambio de potencia. Para los diferentes generadores, el ingreso de carga desplaza mínimamente su curva de potencia sin llegar a provocar oscilaciones, como se evidencia en la Figura 4-18.

La Figura 4-19, muestra la velocidad angular de las máquinas ante el ingreso de carga

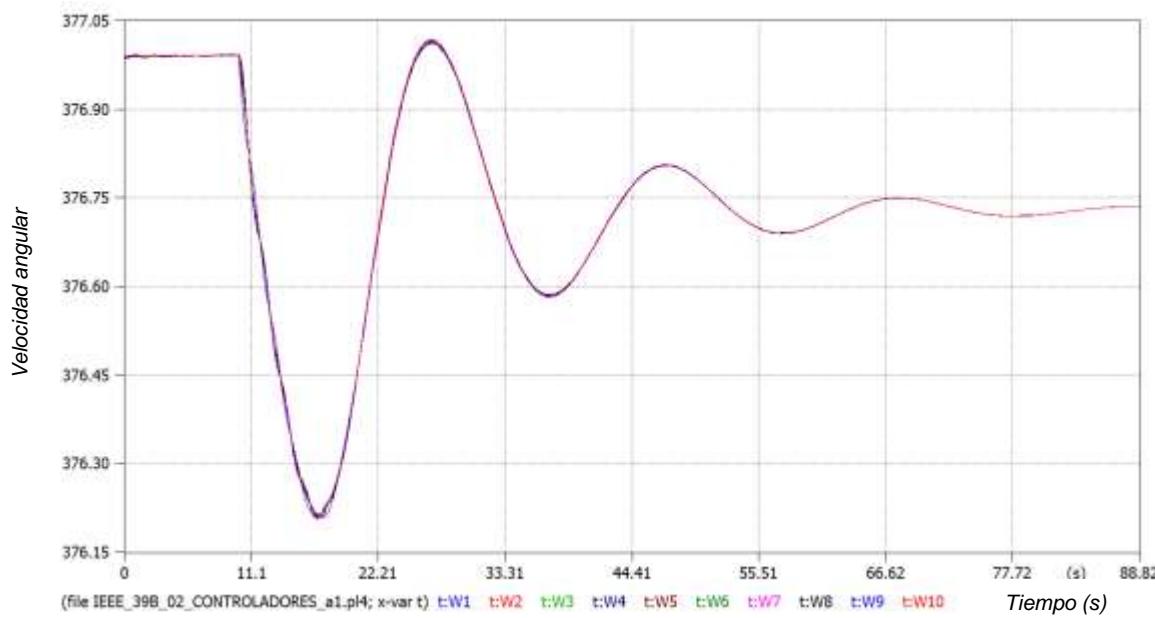


Figura 4-19 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante ingreso de carga

El ingreso de carga provoca una disminución en la velocidad angular de todas las máquinas que se comportan como un grupo coherente oscilando de manera similar y estabilizándose a los 89 s, como se visualiza en la Figura 4-19.

La Figura 4-20 muestra el comportamiento del torque electromagnético ante el ingreso de 100 MW de carga.

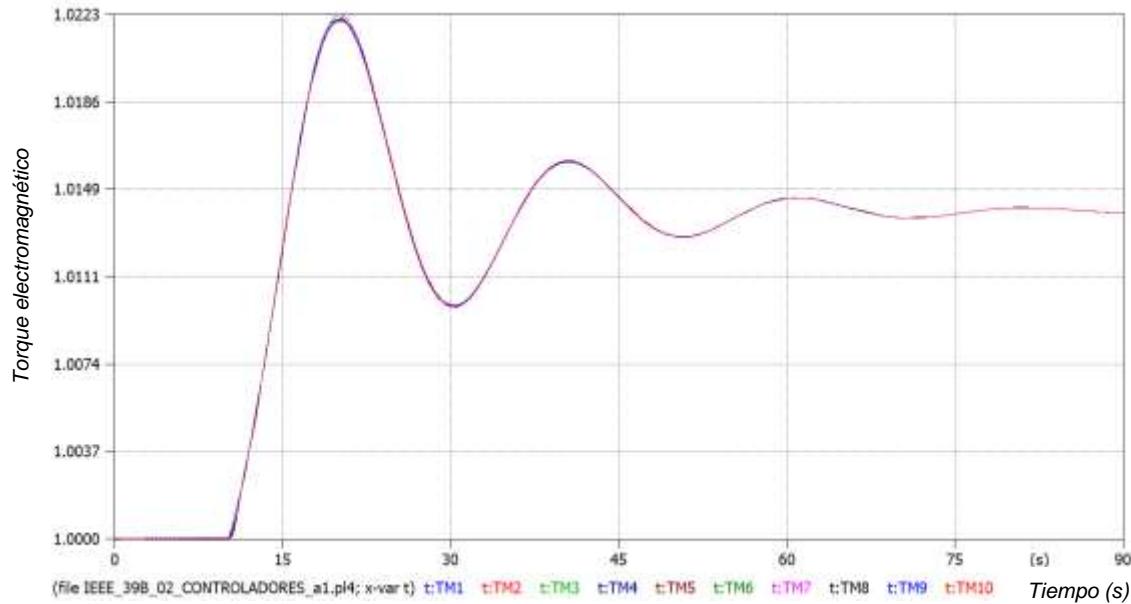


Figura 4-20 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante ingreso de carga

En respuesta al cambio de velocidad angular, las máquinas generadoras aumentan su torque electromagnético.

La Figura 4-21, muestra el voltaje terminal y la respuesta de los sistemas de control hacia la excitatriz de la máquina.

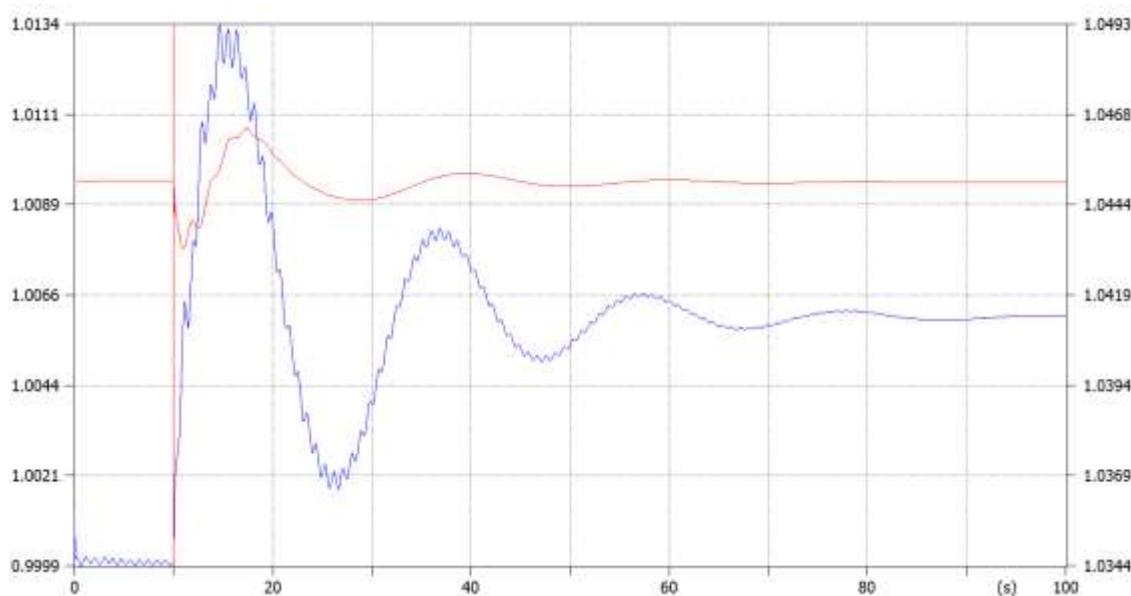


Figura 4-21 Respuesta de sistema de control en excitatriz (señal azul) y voltaje en terminal de máquina (señal roja) en Gen 10 ante ingreso de carga

Considerando un voltaje terminal de 1 pu en estado estable, el ingreso de carga a los 10 s provoca la disminución de este voltaje levemente, implicando así que los sistemas de control respondan con un pulso contrario al causado por este ingreso; la señal de control y de voltaje terminal oscilan hasta estabilizarse alrededor de los 90 s, como se indica en la Figura 4-21.

La Figura 4-22, muestra la respuesta del GOV ante el ingreso de carga la barra B39.

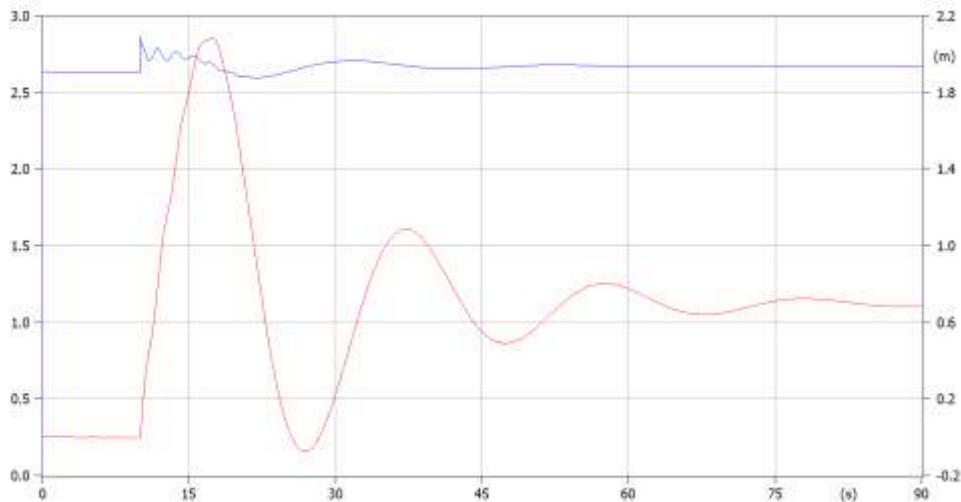


Figura 4-22 Respuesta del GOV (señal azul) y cambio de velocidad angular (señal roja) en Gen 1 ante ingreso de carga

La respuesta del gobernador de velocidad indicada en la Figura 4-22 está acorde al evento de ingreso de carga en la barra próxima al generador 1.

#### 4.3.3 Caso 3: Salida repentina de una unidad de generación

Durante una operación estable, ocurre un evento de salida de la unidad de generación 10 a los 4 s.

La Figura 4-23 muestra la oscilación de potencia activa y reactiva

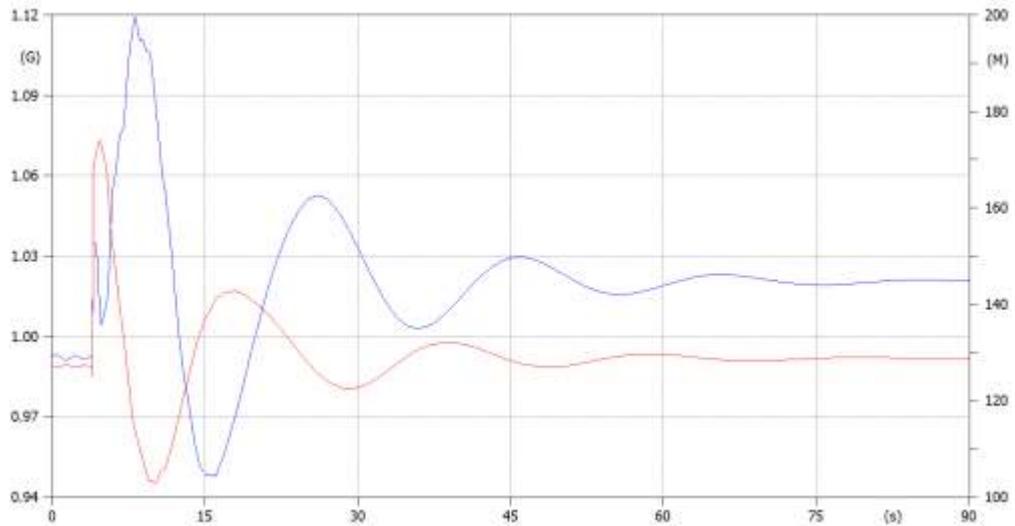


Figura 4-23 Cambio en potencia activa (señal azul) y potencia reactiva (señal roja) ante salida de generador 10

La Figura 4-24, muestra la respuesta en frecuencia ante el evento de salida de la unidad generadora 10.

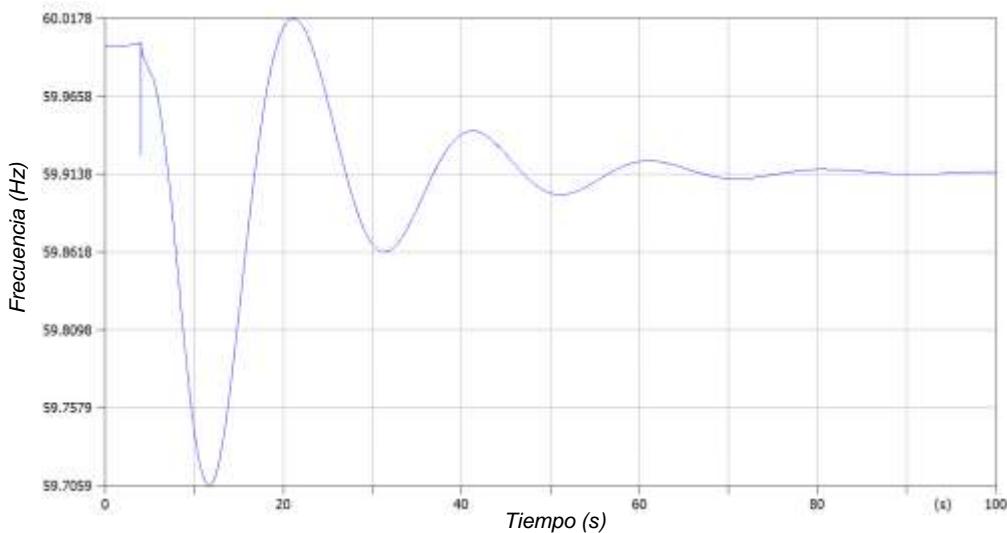


Figura 4-24 Frecuencia (Hz) en Gen 1 ante salida de generador 10

La unidad de generación 10 se encuentra próxima al generador 1 por lo que, ante la salida de esta unidad, el valor de frecuencia (Hz) disminuye y, debido a la acción de los sistemas de control, oscila hasta estabilizarse. Antes de la salida del generador, la frecuencia se establece en 60 Hz; sin embargo, luego del evento de salida, la frecuencia se establece en un valor de 59.91 Hz como se observa en la Figura 4-24.

La Figura 4-25, muestra las curvas de potencia activa de las máquinas sincrónicas

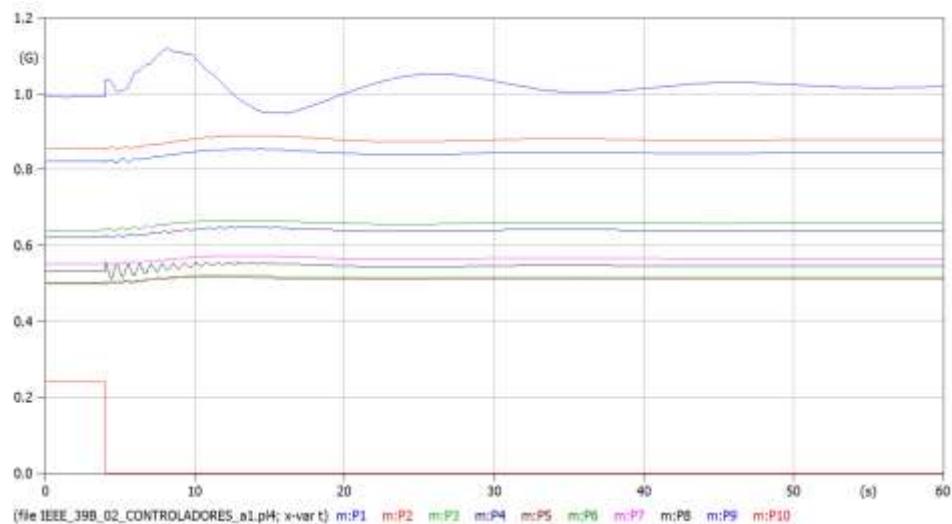


Figura 4-25 Oscilación de potencia activa de las SM ante la salida del generador 10

La unidad de generación 1 es la que mayor respuesta presenta, con el fin de suplir la potencia no abastecida por salida de la unidad 10, Figura 4-25. Las unidades SM 2 a 9 responden ante esta salida modificando sus curvas de potencia y absorbiendo parte de la carga; sin embargo, aquella que más aporta en este evento es la SM 1. La Tabla 4-2 muestra los valores de potencia activa antes y después de la salida del generador 10.

Tabla 4-2 Potencia de las unidades generadoras antes y después de la salida del generador 10

Generador	Potencia inicial (MW)	Potencia final (MW)
1	991.6	1020.1
2	856.12	878.54
3	501.29	516.48
4	621.3	640.24
5	497.36	512.44
6	639.42	658.96
7	549.45	566.05
8	530.46	546.41
9	818.68	843.84
10	241.5	0

La Figura 4-26, muestra la velocidad angular de las máquinas ante el evento de salida de generación.

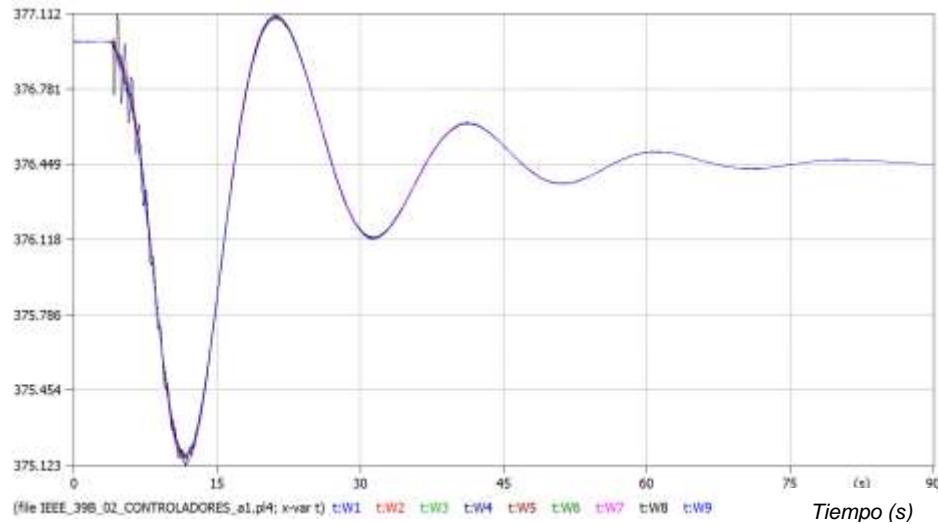


Figura 4-26 Velocidad angular de las máquinas sincrónicas ante la salida de generador 10

En la Figura 4-27, se presenta la respuesta del torque electromagnético de las máquinas sincrónicas ante el evento de salida de generación.

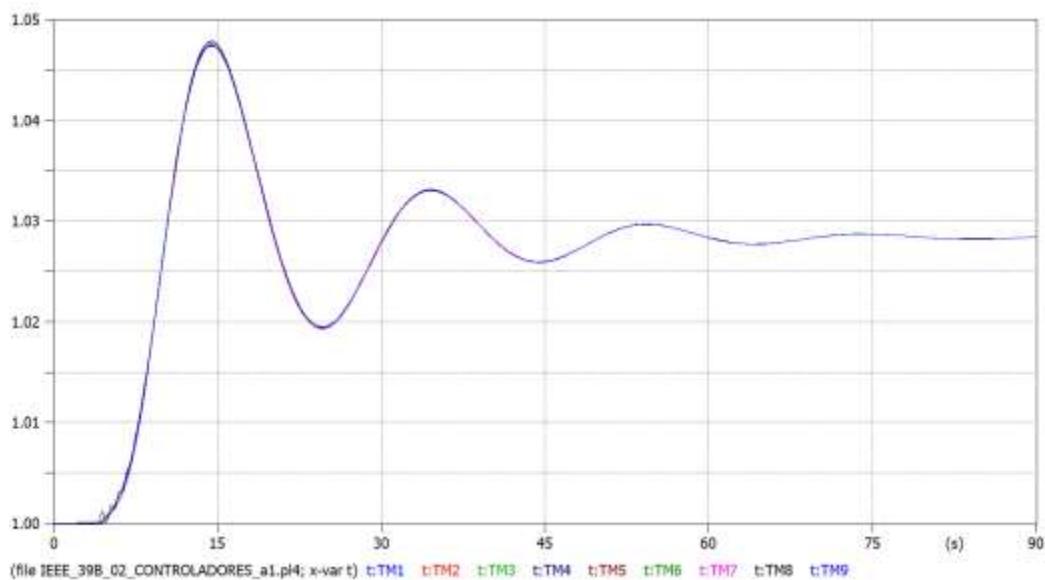


Figura 4-27 Torque electromagnético de la máquina sincrónica ante la salida del generador 10

La respuesta oscilatoria y posterior estabilización, Figura 4-26 y Figura 4-27, muestran un comportamiento acorde a la respuesta del GOV ante la variación de velocidad angular de la máquina sincrónica.

La Figura 4-28, muestra la respuesta de los sistemas de control en excitatriz de la maquina sincrónica ante a la salida de la unidad de generación 10.

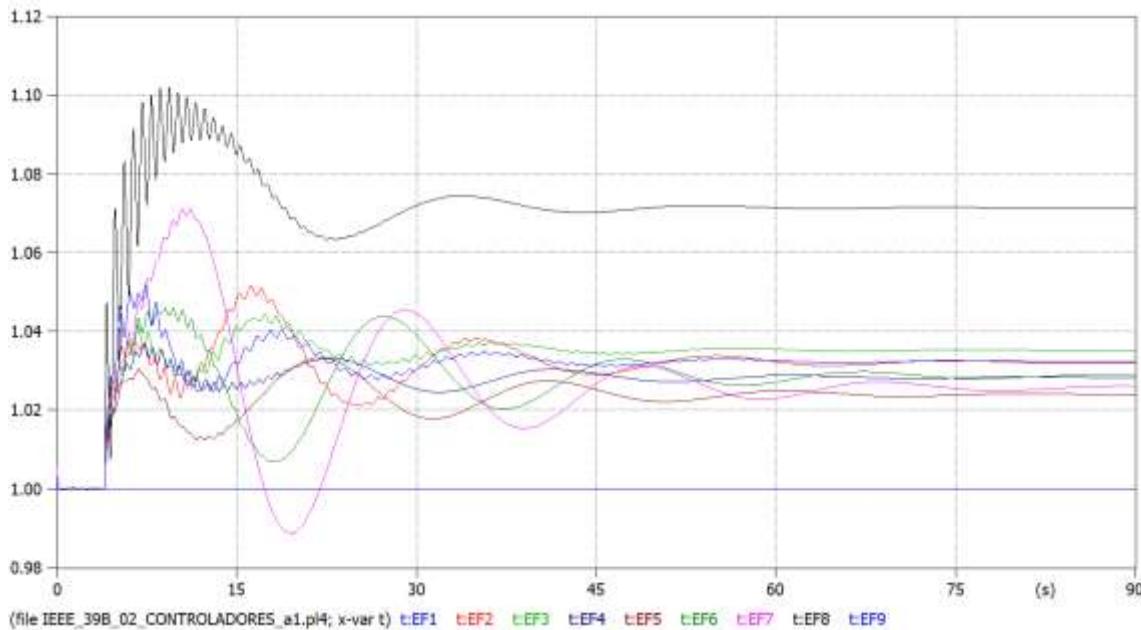


Figura 4-28 Respuesta de los sistemas de control en excitatriz de cada máquina ante salida de generación

La Figura 4-29, muestra la respuesta de los PSS de las máquinas sincrónicas ante el evento de salida de generación.

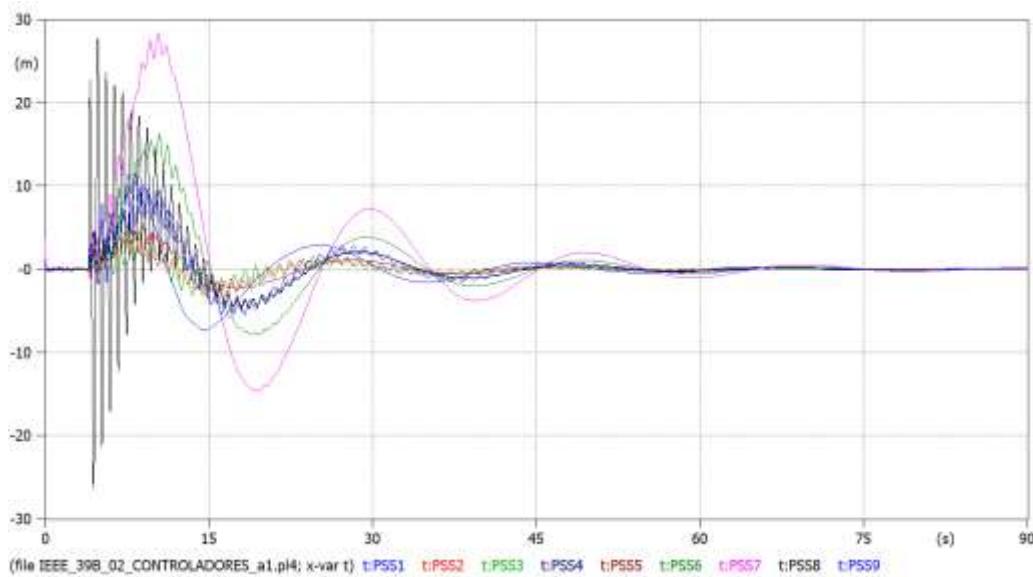


Figura 4-29 Respuesta de los sistemas de control PSS ante oscilaciones de potencia por salida del generador 10

La Figura 4-26, Figura 4-28 y Figura 4-29 permiten establecer que una de las máquinas que más periodos oscilatorios presenta ante la salida del generador 10 es la SM 8, ya que esta unidad se encuentra cercana a la barra B2 que es donde se conecta la SM 10.

#### 4.3.4 Sistemas de generación fotovoltaica conectada a sistema IEEE 39 barras

Se considera la adición de 152 MW de potencia activa mediante un parque fotovoltaico conformado por 2 bloques de generación con 76 MW de capacidad cada uno, conectados a la barra B2. Se plantea adicionar generación distribuida al SEP mediante la barra 2 y analizar los efectos en diferentes casos de operación y funcionamiento. La Figura 4-30, muestra la potencia del parque fotovoltaico disponible.

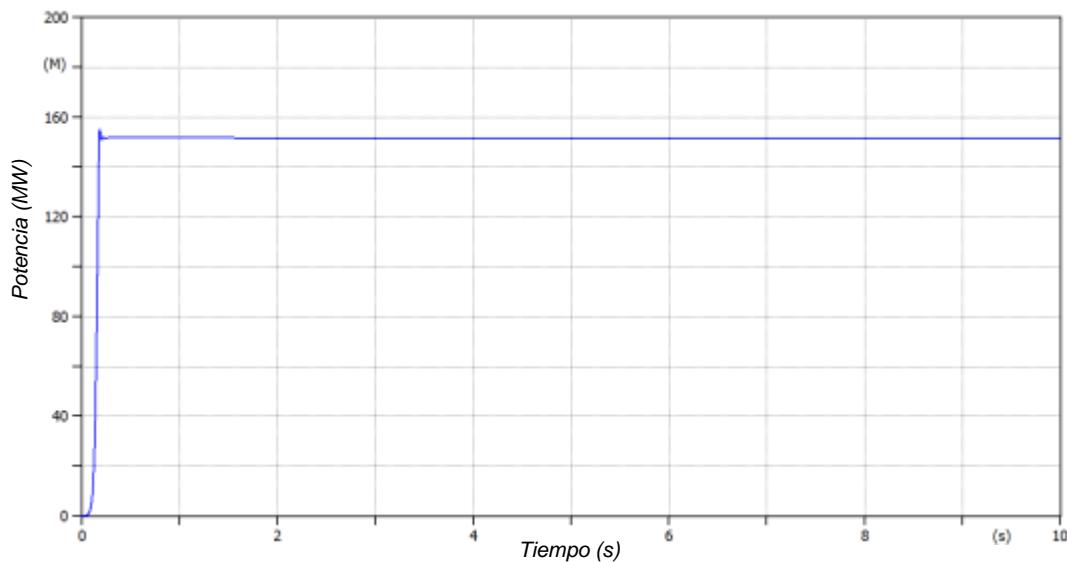


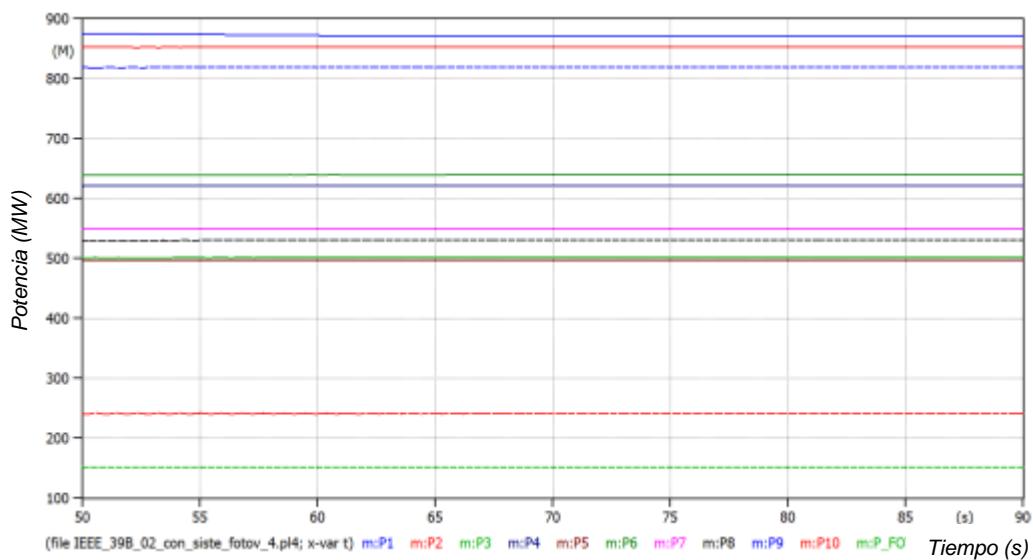
Figura 4-30 Potencia de arreglo fotovoltaico a ser considerado

En un escenario inicial, el generador 10 aporta potencia al sistema mediante la barra 2. Los resultados se muestran en la Tabla 4-3, la cual muestra los valores de potencia activa antes y después de la integración de generación distribuida en las máquinas sincrónicas que aportarán al sistema.

Tabla 4-3 Potencia activa antes y después del ingreso del sistema fotovoltaico

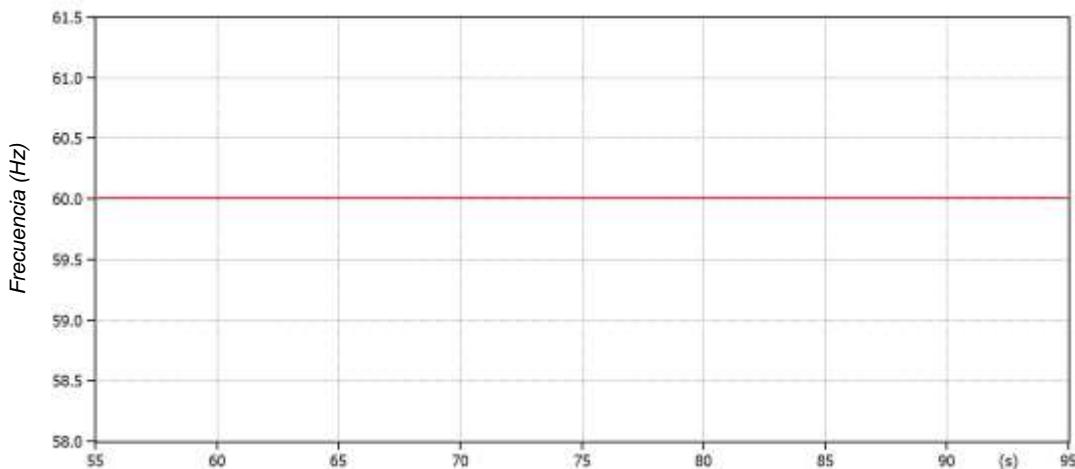
Generador	Potencia antes de PV (MW)	Potencia después de PV (MW)
1	991.6	871.19
2	856.12	852.91
3	501.29	501.38
4	621.3	621.53
5	497.36	497.45
6	639.42	586.81
7	549.45	549.4
8	530.46	530.4
9	818.68	819.23
10	241.54	241.11

La Figura 4-31, muestra el despacho de potencia de las máquinas sincrónicas y la potencia del parque fotovoltaico en estado estable.



*Figura 4-31 Potencia activa de las máquinas sincrónicas considerando ingreso de sistemas fotovoltaicos en estado estable*

El ingreso de generación mediante un arreglo fotovoltaico, y considerando un escenario estable, permite establecer que la potencia mantiene rangos de despacho que permiten incrementar la confiabilidad del sistema; sin embargo, al no tener características inerciales, los sistemas de generación distribuida requieren considerar un control secundario de frecuencia.



*Figura 4-32 Frecuencia del sistema fotovoltaico y frecuencia en el generador 1 en estado estable.*

De acuerdo con lo expresado en (IEEE Power and Energy Society, 2022), bajo condiciones de generación renovable, la frecuencia muestra estos valores permisibles en operación estable:

- $\pm 0.010\text{Hz}$
- 0.80 pu a 1.1 pu

Cuando se presenta un evento de falla o variación de operación normal (desconexión de un generador / disparo de carga), se considera la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), que permite determinar la robustez de la red eléctrica después de un evento o desequilibrio de potencia en el SEP previo a la acción de los sistemas de control. Este caso considera el control primario y secundario de frecuencia.

#### **4.3.4.1 Pérdida de un bloque de generación fotovoltaica**

Se considera un escenario de falla en el cual ocurre una salida súbita de 1 bloque de generación fotovoltaica, disminuyendo su capacidad de suministro a 76 MW en barra 2; la respuesta en términos de potencia activa de las máquinas, así como del sistema fotovoltaico se muestran en la Figura 4-33.

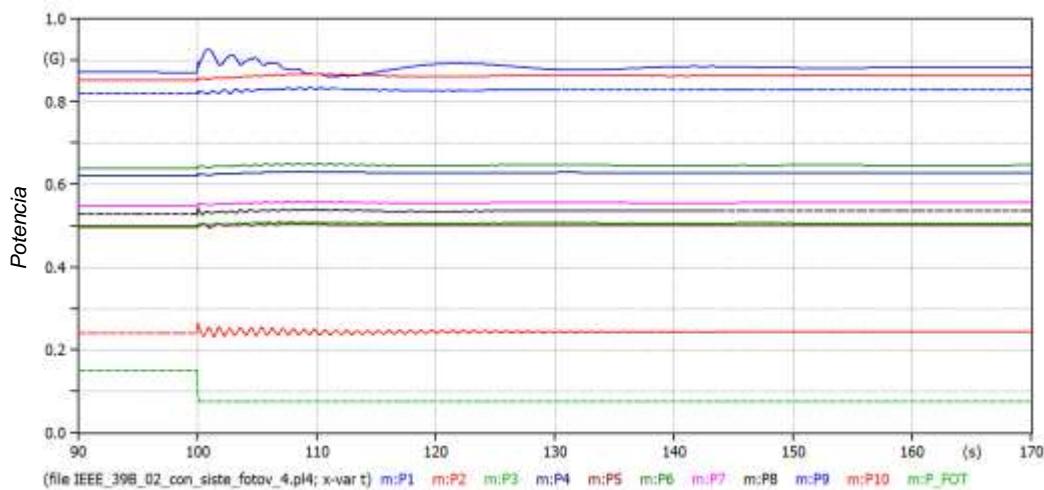


Figura 4-33 Curvas de potencia activa ante salida de un bloque de generación fotovoltaica

Al momento del evento de salida de 76 MW, el sistema responde modificando la potencia de despacho de las unidades de generación. Con base en los resultados indicados en la Figura 4-33, la máquina 1 es la que mayor potencia varía y presenta oscilaciones para finalmente

estabilizarse. De igual manera, las máquinas sincrónicas restantes, varían su potencia sin llegar a oscilar con gran amplitud y requiriendo menor tiempo de estabilización.

La Figura 4-34, muestra la respuesta en frecuencia ante la salida de 76 MW de potencia activa.

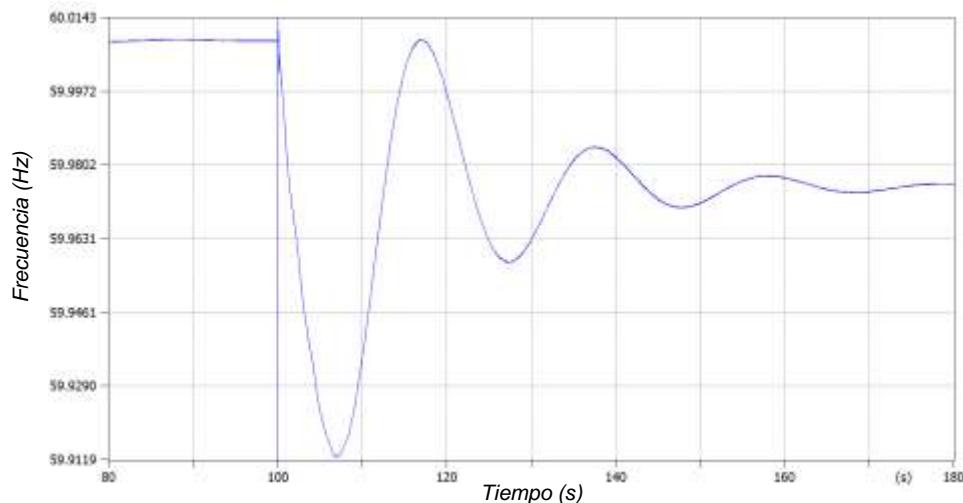


Figura 4-34 Curva de respuesta en frecuencia ante salida de un bloque de generación fotovoltaica

La frecuencia en estado estable muestra un valor de 60.008 Hz. Al momento de salida de 76 MW y luego de un periodo de oscilaciones y estabilización se fija en 59.97 Hz, considerando que la acción de corrección implicará el ajuste por parte de las máquinas sincrónicas debido a sus características inerciales.

La Figura 4-35 muestra la variación de potencia de la máquina 2 y la actuación del PSS de dicha máquina a fin de estabilizar el sistema.

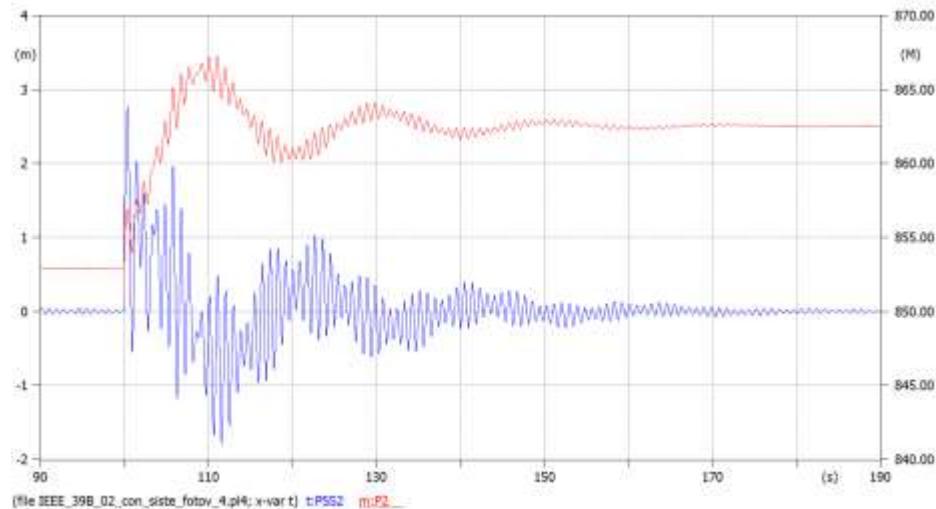


Figura 4-35 Respuesta en frecuencia ante salida de gran bloque de generación fotovoltaica

#### 4.3.4.2 Pérdida del parque fotovoltaico

Se considera un escenario crítico que corresponde a un evento de salida súbita de toda la generación fotovoltaica disponible en la barra 2. La Figura 4-36 presenta el comportamiento de las máquinas sincrónicas en términos de potencia activa.

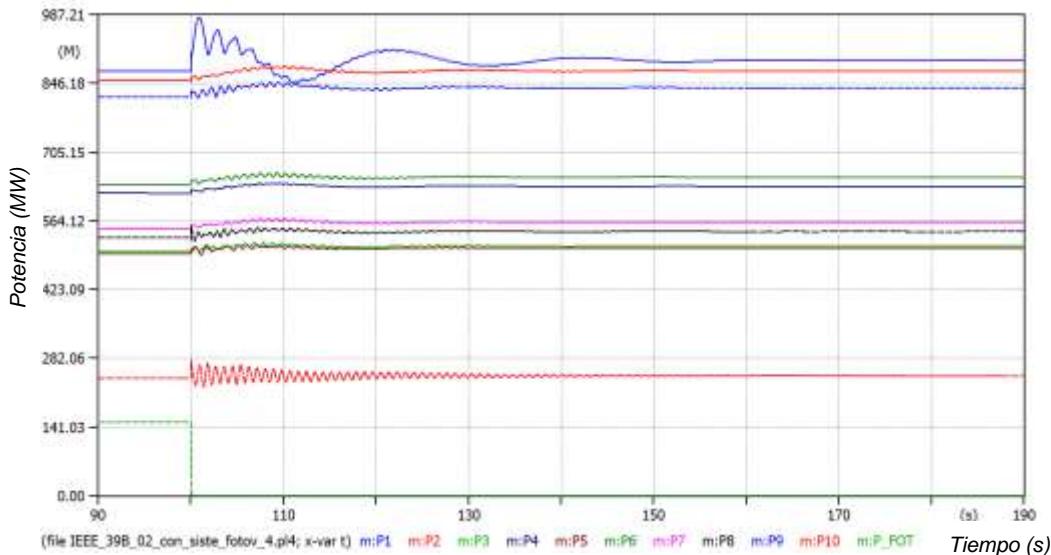


Figura 4-36 Curvas de potencia activa ante evento de salida de toda la generación fotovoltaica

La Figura 4-37, muestra la gráfica de potencia activa y reactiva de la máquina 10 al ocurrir la salida de generación fotovoltaica.

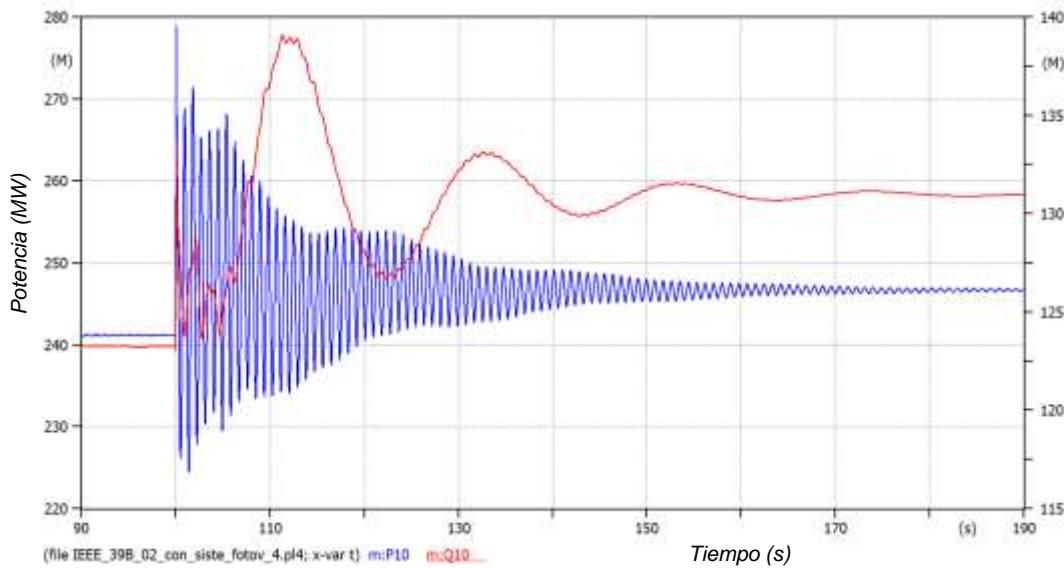


Figura 4-37 Potencia activa y reactiva - máquina 10 ante salida de parque fotovoltaico

La Figura 4-38, muestra la variación en frecuencia (Hz) del sistema.

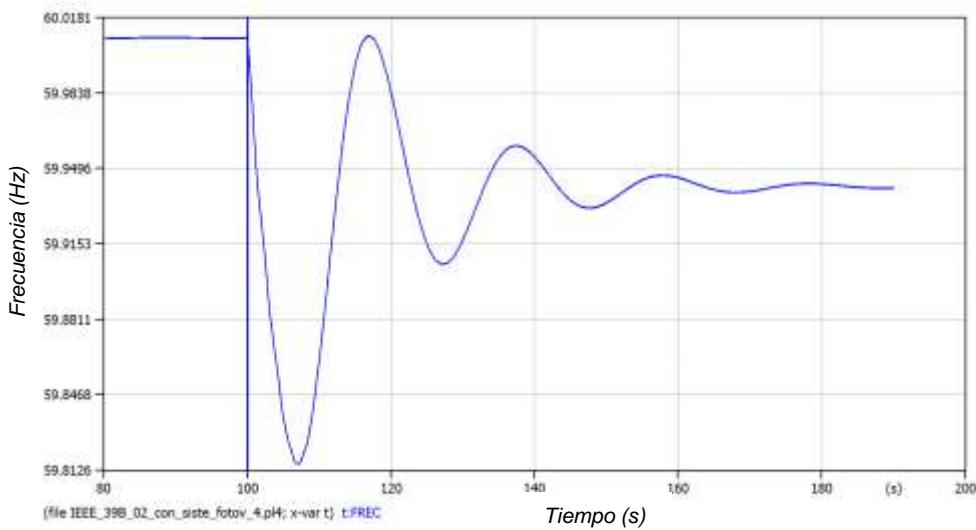
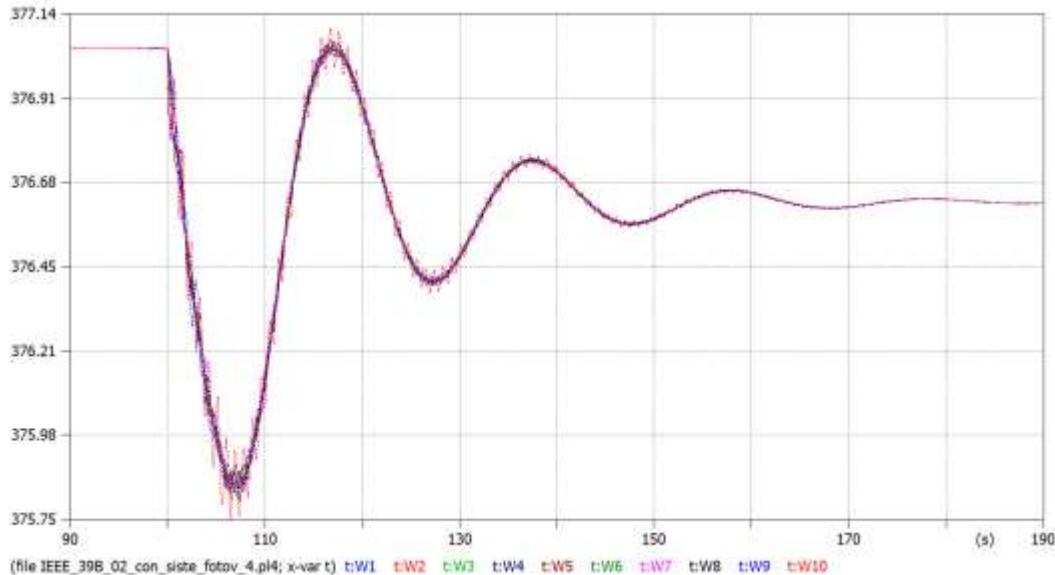


Figura 4-38 Curva de respuesta en frecuencia ante salida del parque fotovoltaico

En operación estable, el sistema mantiene una frecuencia de 60.008 Hz. La salida de generación fotovoltaica, ocasiona oscilaciones de frecuencia, que se estabiliza en 59.93 Hz. Al igual que el caso anterior, la restitución de la frecuencia dependerá de las máquinas sincrónicas capaces de realizar esta acción correctiva.

La Figura 4-39, muestra la velocidad angular de todas las máquinas.



La Figura 4-40 muestra las curvas de actuación de los sistemas de control PSS.

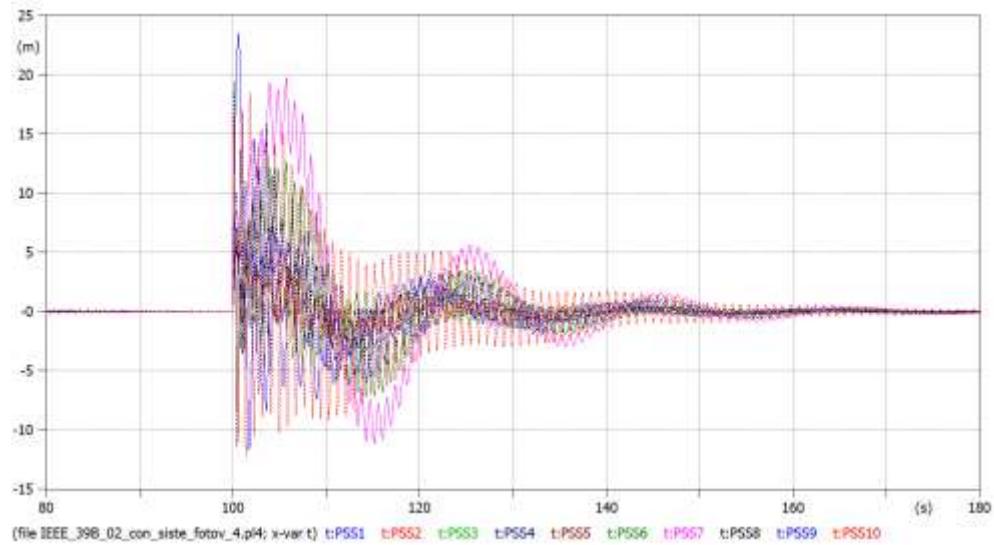


Figura 4-40 Respuesta de los PSS de las máquinas sincrónicas ante la salida eventual de generación fotovoltaica

La Figura 4-41 muestra la respuesta del sistema de control a la excitatriz de las máquinas sincrónicas.

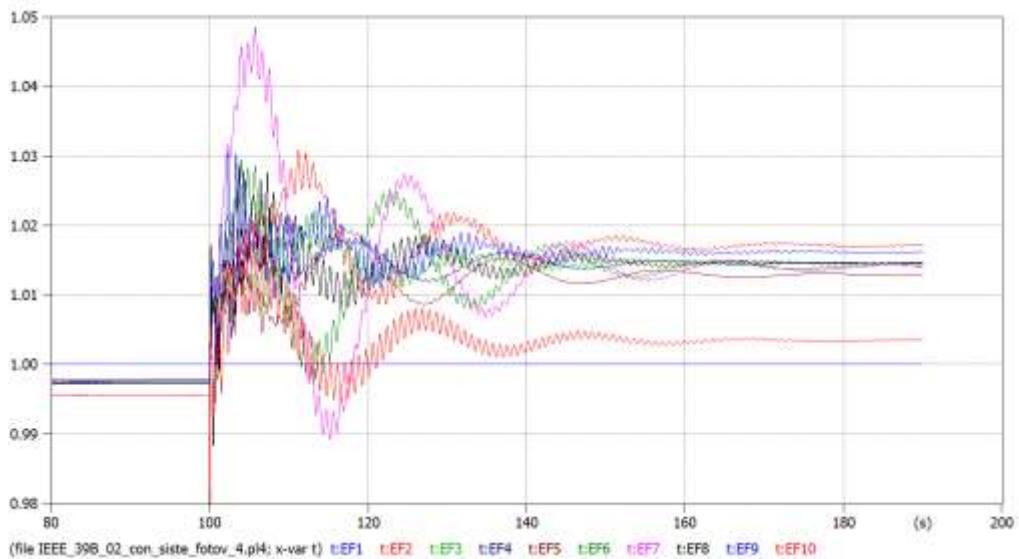


Figura 4-41 Respuesta del sistema de control hacia la excitatriz de la SM ante la salida de generación fotovoltaica

Cabe mencionar que la generación de sistemas fotovoltaicos no disminuye bruscamente. En este escenario se analiza una de las posibles contingencias catalogadas como graves, en el caso de ocurrir la salida completa del sistema de generación fotovoltaica.

#### 4.3.4.3 Ingreso de un gran bloque fotovoltaico

Bajo un estado de operación normal, y contando con 669 MW de potencia activa en generación fotovoltaica en la barra B2, ocurre una falla trifásica. La Figura 4-42 muestra la respuesta en frecuencia del sistema.

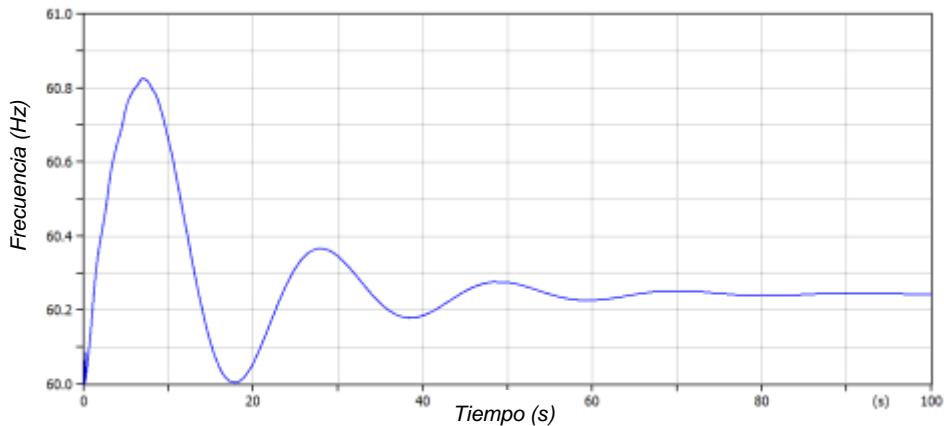


Figura 4-42 Frecuencia del sistema considerando 669 MW de generación fotovoltaica y falla trifásica en B2

Con base en lo indicado en la Figura 4-42, el sistema en estado estable, y considerando el uso de máquinas sincrónicas, muestra una frecuencia de 60 Hz. Al momento de ingreso del parque fotovoltaico de 669 MW, se presentan oscilaciones del sistema; la regulación primaria y secundaria de frecuencia permite que la frecuencia cambie de valor a 60.24 Hz.

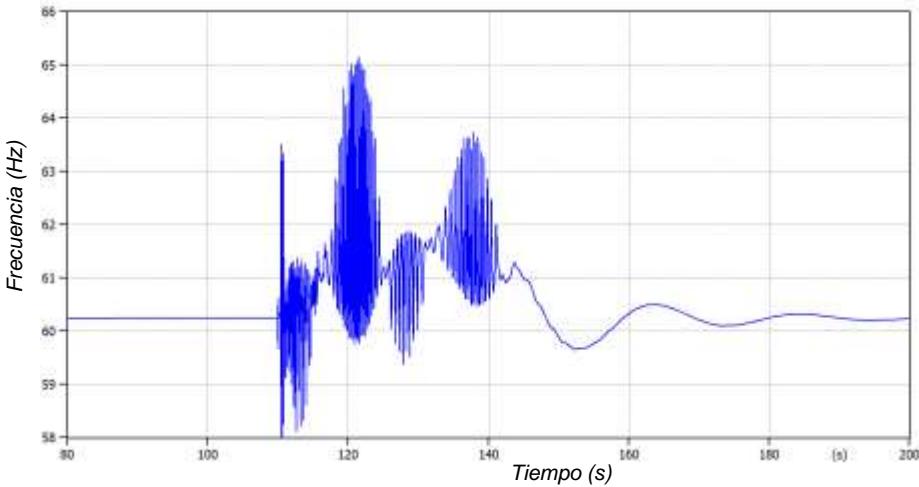


Figura 4-43 Frecuencia del sistema considerando 669 MW de generación fotovoltaica y falla trifásica en B2

Al disponer de un gran bloque de generación fotovoltaica y sin regulación terciaria de frecuencia, el sistema en estado estable muestra un valor de 60.24 Hz. Esto responde principalmente al ingreso de este gran bloque de generación fotovoltaico. Cuando tiene lugar una falla trifásica con despeje a los 0.4 s, la frecuencia oscila para estabilizarse en 60.20 Hz, como se aprecia en la

Figura 4-43; sin embargo, el evento es tan fuerte que las oscilaciones no pueden ser amortiguadas inmediatamente.

Al ingresar un gran bloque de generación fotovoltaica, las potencias del sistema oscilan como se indica en la Figura 4-44.

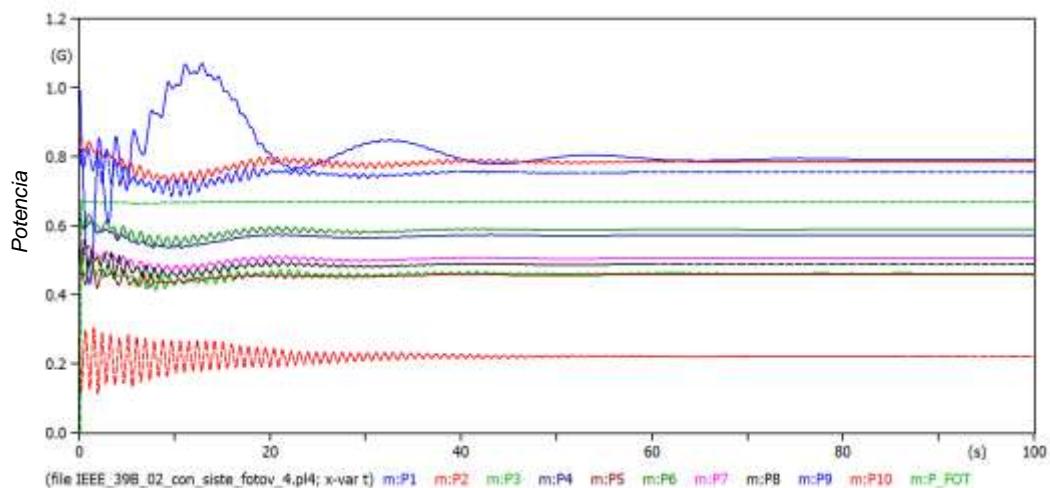


Figura 4-44 Curvas de potencia activa ante ingreso de generación fotovoltaica

Se evidencia la regulación de potencia por parte de las unidades de generación sincrónica, estabilizándose acorde al nuevo ingreso de generación fotovoltaica.

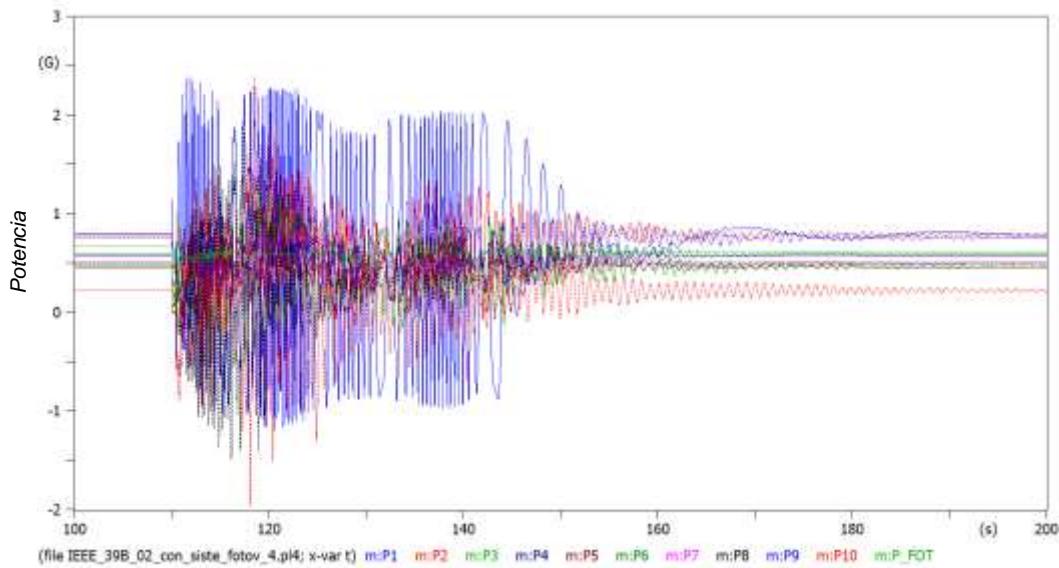


Figura 4-45 Potencia activa de los generadores y sistema fotovoltaico ante una falla trifásica

En la Figura 4-45, se indican los cambios de potencia de las unidades de generación ante este evento y como las oscilaciones en potencia activa disminuyen conforme se estabiliza; aun así,

se evidencia el requerimiento de regulación terciaria de frecuencia para controlar en el menor tiempo posible la potencia activa.

La Figura 4-46, muestra la variación del voltaje terminal de la máquina sincrónica ante el evento de falla. Los sistemas de control actúan rápidamente en regulación secundaria permitiendo reducir las oscilaciones y fijando nuevamente el voltaje a valores adecuados iniciales.

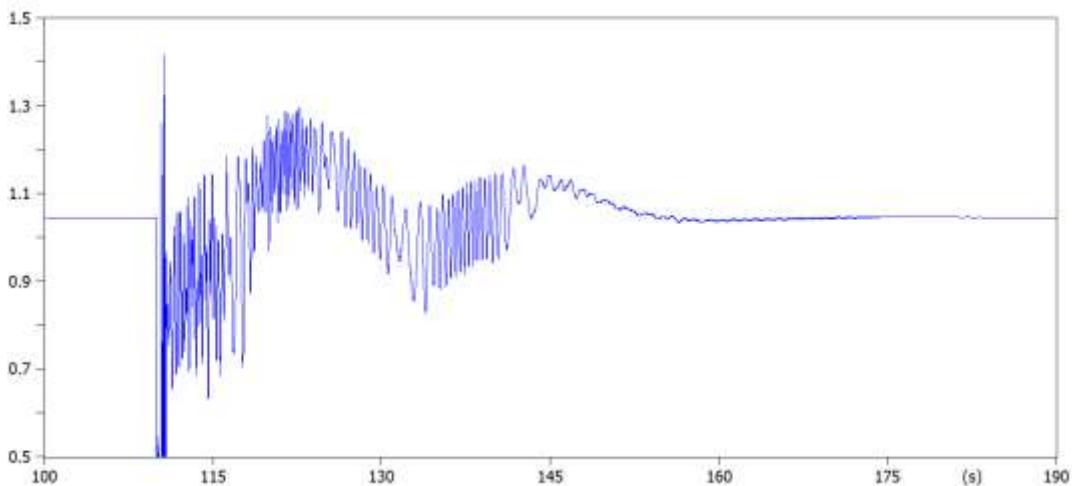


Figura 4-46 Voltaje terminal de la máquina 10 (pu) ante una falla trifásica y con 669 MW de potencia fotovoltaica

## 5 DISCUSIÓN

La incorporación de sistemas de control de máquinas sincrónicas justifica el uso de modelos detallados para una adecuada calibración con el objeto de llevar a cabo estudios de estabilidad de SEP ante cualquier tipo de evento.

El ajuste de los dispositivos de control requiere que la acción de uno no repercuta sobre el efecto del otro, consiguiendo así estabilizar el sistema ante eventos que alteren su normal funcionamiento.

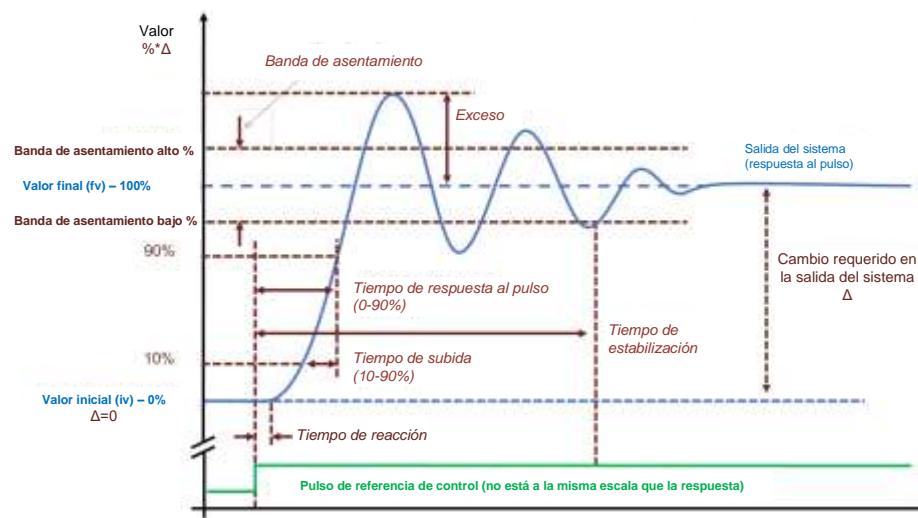


Figura 5-1 Respuesta dinámica de un sistema de control ante un cambio en una de las referencias (frecuencia, corriente, fallas) (IEEE Power and Energy Society, 2022)

La Figura 5-1 de (IEEE Power and Energy Society, 2022) muestra el comportamiento adecuado de un sistema de control ante un evento que modifique parámetros estables, ya sea corriente, frecuencia u otro tipo de falla en el sistema.

La inclusión de grandes bloques de generación distribuida como reemplazo de generación síncrona muestra escenarios de tasa de cambio de frecuencia -ROCOF- altos debido a la baja inercia del SEP, causada por sistemas de generación basados en inversores que no poseen dicha característica inercial.

Los valores elevados de ROCOF pueden afectar considerablemente la operación segura del SEP debido a que las máquinas sincrónicas individuales poseen limitaciones mecánicas (capacidad inherente), así como la posible activación de sistemas de control o protección, al trabajar en valores umbral de ROCOF, relacionando directamente los tiempos de desconexión de carga.

El ingreso de generación fotovoltaica modifica los límites aceptables de oscilación en frecuencia. Esto implica una reducción en la calidad de energía y posible activación de dispositivos de control y protección a fin de reestablecer la frecuencia a valores aceptables.

El hecho de modificar la frecuencia fuera de sus límites demuestra la necesidad de realizar control de frecuencia primario, secundario y, de ser el caso, terciario; al considerar la adición de generación distribuida a un sistema eléctrico de potencia basado principalmente en máquinas sincrónicas, debido a la característica no inercial de esta generación, que requiere el uso de tecnologías que suplan la carencia de esta.

## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El benchmark IEEE 39 barras es un sistema robusto, que permite modelar y analizar contingencias tales como fallas, salidas de potencia, ingreso de generación distribuida y otros estudios aplicables a dicho SEP de prueba.

El uso de software especializado demuestra complejidad al momento de desarrollar el sistema eléctrico de potencia, ya que la cantidad de datos a ingresar supone un gran reto y gran uso de recursos computacionales.

El modelamiento de sistemas eléctricos de potencia para estudios EMT en software como ATP, requiere disponer de datos validados y detallados de los diferentes elementos que conforman dicho sistema; en este sentido, la simulación resulta de gran complejidad al requerir inicializar valores en estado estable para tener referencias de operación base sobre las cuales se efectuaron los eventos considerados en el estudio.

Los sistemas fotovoltaicos permiten tener un respaldo de energía capaz de suplir la demanda bajo condiciones adecuadas; sin embargo, su mayor inconveniente se evidencia al momento de simular fallas o contingencias, ya que al no tener características inerciales no permite soportar la frecuencia durante los instantes siguientes a dicho evento, dependiendo así de la adición de más elementos a dicho sistema (compensadores).

La inclusión de generación distribuida en los sistemas eléctricos de potencia requiere llevar a cabo estudios del comportamiento inicial de la red y su comportamiento final, adicionando generación distribuida con el fin de verificar valores de calibración y ajuste de protecciones, despacho de generación, generación de reserva, cargas a ser desconectadas; con el objeto de mejorar la robustez y capacidad del SEP.

La operación confiable de un sistema eléctrico de potencia involucra el análisis de diversas variables, siendo una de las principales y de mayor atención la respuesta en frecuencia, ya que su estudio permite llevar a cabo la planificación de la expansión de la red mediante la asignación de recursos que permitan mejorar la confiabilidad del SEP.

En el presente trabajo se considera el análisis de frecuencia y se realiza control primario en casos de análisis sin generación distribuida. Las simulaciones realizadas adicionando el sistema fotovoltaico permiten establecer que la potencia adicional varía el punto de referencia de la frecuencia (60 Hz) desde un estado estable, lo cual requiere realizar control secundario de

frecuencia con el fin de garantizar valores adecuados iniciales, debido a la condición no inercial de dicho sistema de generación distribuida.

El presente trabajo se basa en el modelo IEEE 39 barras, incorporando modelos detallados que permitan llevar a cabo estudios de contingencias y fallas, al considerar generación distribuida y su impacto en el sistema.

## 7 Referencias

- Athay, T., Podmore, R., & Virmani, S. (1979). A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98*(2), 573–584. [Https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407](https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407)
- Awad, E. A., & Badran, E. A. (2020). Mitigation of transient overvoltages in microgrid including PV arrays. *IET Generation, Transmission and Distribution, 14*(15), 2959–2967. [Https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1035](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1035)
- Awad, E., & Badran, E. (2018). A Proposed ATP/TACS-Based PV Generator Model. *Twentieth International Middle East Power Systems Conference*, 174–178.
- Bartolí, F. (2019). *SIMULACIÓ DE PANELS FOTOVOLTAICS AMB ATP*.
- Caetano, L., Caaixeta, G., Lima, T., Oliveira, J., Ramos, R., & Rodrigo, A. (2019). Modelling of a Multipurpose Photovoltaic Generator Block Using ATP-EMTP. *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, 17*(2), 203–209.
- Das, J. C. (2010). *Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation*. McGraw-Hill.
- Daud, S., Kadir, A. F. A., & Gan, C. K. (2015). The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses. *2015 IEEE Student Conference on Research and Development, scored 2015*, 11–15. [Https://doi.org/10.1109/SCORED.2015.7449305](https://doi.org/10.1109/SCORED.2015.7449305)
- Dharamjit, & Tanti, D. K. (2012). Load Flow Analysis on IEEE 30 bus System. *International Journal of Scientific and Research Publications, 2*(11). [Www.ijrsp.org](http://www.ijrsp.org)
- Dos Santos, C. B., de Almeida, J. R. C., Davi, M. J. B. B., Moura, F. A. M., & Camacho, J. R. (2015). A contribution of a computer tool using ATP-EMTP TACS to the modeling of a photovoltaic (PV) module. *Renewable Energy and Power Quality Journal, 1*(13), 300–304. [Https://doi.org/10.24084/repqj13.310](https://doi.org/10.24084/repqj13.310)
- Dudgeon, G. J. W., Leithead, W. E., Dyško, A., O'Reilly, J., & mcdonald, J. R. (2007). The effective role of AVR and PSS in power systems: Frequency response analysis. *IEEE Transactions on Power Systems, 22*(4), 1986–1994. [Https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908404](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908404)
- EPRI. (2009). *EPRI Power System Dynamics Tutorial*. [Www.epri.com](http://www.epri.com)
- Gaudereto De Freitas, R. L., Calili, R. F., Louzada, D. R., & Braga, S. L. (2020). Photovoltaic Distributed Generation Use to Reduce Technical Losses in Areas with Overloaded Feeders. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2020-June*, 2270–2273. [Https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300592](https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300592)

- Gérin-Lajoie, L., Saad, O., & Mahseredjian, J. (2015). *IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the EMTP-RV 39-bus system (New England Reduced Model)*.
- Grijalva, S. (2006). *Computer Methods for Real-Time Power System Operation and Control, Module I: Power Flow and Contingency Analysis* (Vol. 1).
- Gusnanda, A., Sarjiya, & Putranto, L. (2019). Effect of Distributed Photovoltaic Generation Installation on Voltage Profile: A Case Study of Rural Distribution System in Yogyakarta Indonesia. *International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)*, 750–755.
- Guzmán, C. (2015). *Modelamiento de los reguladores de velocidad, tensión y PSS para las plantas de generación eléctrica con turbina Francis*.
- Haddadi, A., & Mahseredjian, J. (2018). Power system test cases for EMT-type simulation studies. *Cigre*.
- IEEE 39-Bus System.
- IEEE Power & Energy Society. (2011). *IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units* IEEE Power & Energy Society. <Http://standards.ieee.org>
- IEEE Power and Energy Society. (2013). *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*.
- IEEE Power and Energy Society. (2016a). *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE.
- IEEE Power and Energy Society. (2016b). *IEEE Std C57.159-2016: IEEE Guide on Transformers for Application in Distributed Photovoltaic (DPV) Power Generation Systems*. IEEE.
- IEEE Power and Energy Society. (2022). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter Based Resources (ibrs) Interconnecting with Associated transmission Electric Power Systems*. IEEE.
- IEEE Power Engineering Society. (2006). *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*.
- Jaleel, J. A., & Shabna, S. S. (2013). Load Flow Analysis and Reliability Evaluation of 220kv Kerala Power system. *International Journal of Engineering and Innovative Technology*, 3(2), 558–563.
- Kamal, N., Azar, A., Elbasuony, G., Almustafa, K., & Almakhles, D. (2020). *PSO-Based Adaptive Perturb and Observe MPPT Technique for Photovoltaic Systems* (A. E.

- Hassanien, K. Shaalan, & M. F. Tolba, Eds.; Vol. 1058). Springer International Publishing. <Https://doi.org/10.1007/978-3-030-31129-2>
- Ledesma, P. (2008). *Estabilidad transitoria*. 1–30.
- Mayouf, F., Djahli, F., Mayouf, A., & Devers, T. (2013). Multi-machine fuzzy logic excitation and governor stabilizers design using genetic algorithms. *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2013 - Conference Proceedings*, 336–341. <Https://doi.org/10.1109/EEEIC-2.2013.6737932>
- Milano, F., & Ortega Manjavacas, A. (2020). *Frequency variations in power systems: modeling, state estimation and control*.
- Prabha, K. (1993). *Power System Stability and Control* (Vol. 1). McGraw-Hill, Inc.
- Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red, 140 (2003).
- Tamayo, F., & Barrera, C. (2021). Steady state stability in electrical power systems considering operation limits in generators, transformers and transmission lines. *Revista ITECKNE*, 18(2), 2021–2141. <Https://doi.org/10.15332/iteckne>
- Toscano, P. (2018). *Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Redes de Distribución y Posibilidad de Operación en Isla*.
- Ye, L., Sun, H. B., Song, X. R., & Li, L. C. (2012). Dynamic modeling of a hybrid wind/solar/hydro microgrid in EMTP/ATP. *Renewable Energy*, 39(1), 96–106. <Https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.07.018>

## 8 Anexos

### Anexo A

Parámetros de los 5 modelos de líneas considerados para el sistema IEEE 39 barras de (Haddadi & Mahseredjian, 2018).

*Tabla 8-1 Modelo de línea 1, Conductor simple ACSR 45/7*

Conductor	Número de fase	Resistencia en dc ( $\Omega/\text{km}$ )	Diámetro exterior (cm)	Distancia horizontal (m)	Altura vertical en torre (m)	Altura vertical en centro del vano (m)
1	0	0,136	0,98	-6,55	28,8	28,8
2	0	0,136	0,98	6,55	28,8	28,8
3	1	0,06	2,96	-9,75	23,77	23,77
4	2	0,06	2,96	0	23,77	23,77
5	3	0,06	2,96	9,75	23,77	23,77

*Tabla 8-2 Modelo de línea 2, Conductor simple ACSR 84/19*

Conductor	Número de fase	Resistencia en dc ( $\Omega/\text{km}$ )	Diámetro exterior (cm)	Distancia horizontal (m)	Altura vertical en torre (m)	Altura vertical en centro del vano (m)
1	0	0,854	1,23	-5,03	26,67	26,67
2	0	0,854	1,23	5,03	26,67	26,67
3	1	0,027	4,48	-7,47	21,34	21,34
4	2	0,027	4,48	0	21,34	21,34
5	3	0,027	4,48	7,47	21,34	21,34

*Tabla 8-3 Modelo de línea 3, Conductor simple ACSR 26/7*

Conductor	Número de fase	Resistencia en dc ( $\Omega/\text{km}$ )	Diámetro exterior (cm)	Distancia horizontal (m)	Altura vertical en torre (m)	Altura vertical en centro del vano (m)
1	0	1,6216	0,9844	-4,88	26,67	26,67
2	0	1,6216	0,9844	4,88	26,67	26,67
3	1	0,0733	2,54	-7,239	22,098	22,098
4	2	0,0733	2,54	0	22,098	22,098
5	3	0,0733	2,54	7,239	22,098	22,098

*Tabla 8-4 Modelo de línea 4, Conductor doble ACSR 48/7*

Conductor	Número de fase	Resistencia en dc ( $\Omega/\text{km}$ )	Diámetro exterior (cm)	Distancia horizontal (m)	Altura vertical en torre (m)	Altura vertical en centro del vano (m)
1	0	0,136	0,98	-5,18	41,29	41,29
2	0	0,136	0,98	5,18	41,29	41,29
3	1	0,036	2,98	-4,34	38,55	38,55
4	1	0,036	2,98	4,34	38,55	38,55
5	2	0,036	2,98	-6,48	30,78	30,78
6	2	0,036	2,98	6,48	30,78	30,78
7	3	0,036	2,98	-4,34	23,16	23,16
8	3	0,036	2,98	4,34	23,16	23,16

Tabla 8-5 Modelo de línea 5

Conductor	Número de fase	Resistencia en dc ( $\Omega/\text{km}$ )	Diámetro exterior (cm)	Distancia horizontal (m)	Altura vertical en torre (m)	Altura vertical en centro del vano (m)
1	1	0,0455	3,505	-9,75	39,27	39,27
2	2	0,0455	3,505	0	39,27	39,27
3	3	0	3,505	9,75	39,27	39,27
4	0	0,137	2,29	-6,55	42,37	42,37
5	0	0,137	2,29	6,55	42,37	42,37

## Anexo B

Tabla 8-6 Datos de la línea de transmisión del sistema IEEE-39

Desde barra	Hasta barra	Longitud (km)	$R'_1$ ( $\Omega/km$ )	$X'_1$ ( $\Omega/km$ )	$B'_1$ ( $\mu S/km$ )	$R'_0$ ( $\Omega/km$ )	$X'_0$ ( $\Omega/km$ )	$B'_0$ ( $\mu S/km$ )	Modelo de línea
1	2	134,8	0,0386	0,3683	4,4932	0,4254	1,107	2,7367	1
1	39	109	0,0289	0,3378	4,7481	2,5645	0,673	2,8399	2
2	3	49,6	0,0315	0,3757	4,303	2,1268	0,7773	2,8045	1
2	25	28,2	0,0386	0,3683	4,4932	0,4254	1,107	2,7367	3
3	4	54,6	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
3	18	42,4	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8046	1
4	5	33	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
4	14	33,6	0,0478	0,4853	3,2788	0,1462	0,821	2,2899	5
5	6	8,5	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8046	1
5	8	32,4	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
6	7	25,7	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
6	11	26,9	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7773	2,8045	1
7	8	15,1	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8045	1
8	9	93,5	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
9	39	137,8	0,0098	0,1916	8,6124	0,1037	0,6412	3,7309	4
10	11	14,1	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8045	1
10	13	14,1	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8045	1
13	14	33,2	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8045	1
14	15	70,9	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8046	1
15	16	31,9	0,0386	0,3683	4,4932	0,4254	1,107	2,7367	3
16	17	27,5	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7773	2,8045	1
16	19	61,3	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7773	2,8045	1
16	21	46,7	0,0152	0,3405	4,7481	0,3484	0,9129	2,8399	2
16	24	15,9	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
17	18	26,2	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8046	1
17	27	59,4	0,0152	0,3405	4,7481	0,3484	0,9129	2,8399	2
21	22	47,7	0,0152	0,3405	4,7481	0,3484	0,9129	2,8399	2
22	23	33,5	0,0152	0,3405	4,7481	0,3484	0,9129	2,8399	2
23	24	89,4	0,0478	0,4853	3,2787	0,1462	0,821	2,29	5
25	26	102,4	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7773	2,8045	1
26	27	47,2	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7773	2,8045	1
26	28	153	0,0315	0,3757	4,303	0,0315	0,3757	4,303	1
26	29	201,8	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8045	1
28	29	48,8	0,0315	0,3757	4,303	0,1268	0,7774	2,8046	1

**Anexo C**

## Parámetros de los sistemas de control

*Tabla 8-7 Datos de la excitatriz de la maquina (ST1A)*

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo TB	10	s
Constante de tiempo TC	1	s
Ganancia KF	0	pu
Constante de tiempo TF	1	s
Ganancia KA	200	pu
Constante de tiempo TA	0,015	s
Factor de carga del rectificador KC	0	pu
Ingreso máximo del regulador VIMAX	0,1	pu
Ingreso mínimo del regulador VIMIN	-0,1	pu
Salida máxima del regulador VOMAX	5	pu
Salida mínima del regulador VOMIN	-5	pu

*Tabla 8-8 Datos del gobernador de la máquina (IEEEG1) - GOV*

Variable	Valor	Unidad
Ganancia K	20	pu
Constante de retardo de tiempo T1	0	s
Constante de adelanto de tiempo T2	0	s
Constante de tiempo T3	0,075	s
Velocidad máxima de apertura Uo	0,6786	pu / s
Velocidad máxima de cierre Uc	-1	pu / s
Apertura máxima de la válvula Pmax	0,9	pu
Apertura mínima de válvula Pmin	0	pu

*Tabla 8-9 Datos del gobernador de la máquina (IEEEG1) - Turbina*

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T4	0,3	s
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0,6	s
Constante de tiempo T7	0	s
Fracción de potencia HP K1	0,2	pu
Fracción de potencia HP K3	0,4	pu
Fracción de potencia HP K5	0,4	pu
Fracción de potencia HP K7	0	pu
Fracción de potencia HP K2	0	pu
Fracción de potencia HP K4	0	pu
Fracción de potencia HP K6	0	pu

Tabla 8-10 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 30 (B30)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	1	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	1	s
Constante de tiempo de espera T3	3	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,05	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,5	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-11 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 31 (B31)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	0,5	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	5	s
Constante de tiempo de espera T3	1	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,4	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,1	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-12 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 32 (B32)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	0,5	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	3	s
Constante de tiempo de espera T3	2	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,2	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,2	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-13 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 33 (B33)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	2	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	1	s
Constante de tiempo de espera T3	1	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,1	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,3	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-14 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 34 (B34)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	1	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	1,5	s
Constante de tiempo de espera T3	1	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,2	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,1	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-15 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 35 (B35)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	4	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	0,5	s
Constante de tiempo de espera T3	0,5	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,1	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,05	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

Tabla 8-16 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 36 (B36)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	7,5	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	0,2	s
Constante de tiempo de espera T3	0,5	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,02	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,1	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMIN	-0,2	pu

Tabla 8-17 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 37 (B37)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	2	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	1	s
Constante de tiempo de espera T3	1	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,2	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,1	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMIN	-0,2	pu

Tabla 8-18 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 38 (B38)

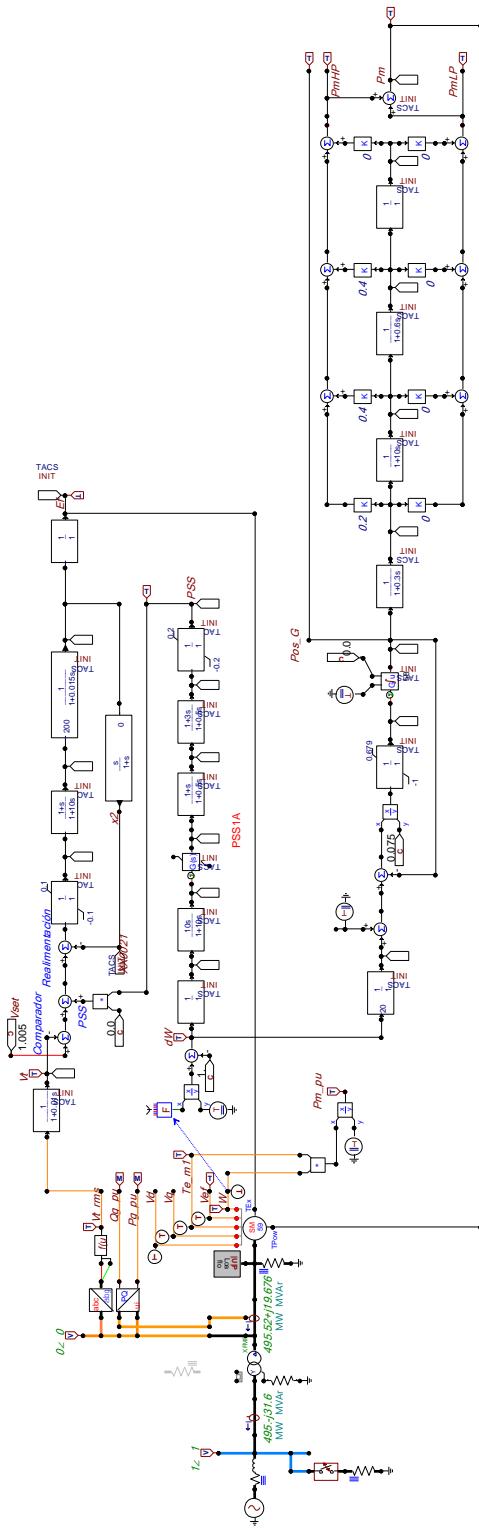
Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	2	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	1	s
Constante de tiempo de espera T3	2	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,5	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,1	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMIN	-0,2	pu

Tabla 8-19 Parámetros del sistema estabilizador de potencia PSS (PSS1A) - Generador en barra 39 (B39)

Variable	Valor	Unidad
Constante de tiempo T5	10	s
Constante de tiempo T6	0	s
Ganancia Ks	1	pu
Constante de filtro A1	0	s
Constante de filtro A2	0	s
Constante de tiempo de espera T1	5	s
Constante de tiempo de espera T3	3	s
Constante de tiempo de retardo T2	0,6	s
Constante de tiempo de retardo T4	0,5	s
Máximo voltaje de salida VSTMAX	0,2	pu
Mínimo voltaje de salida VSTMÍN	-0,2	pu

## Anexo D

## Sistema de prueba para validación de AVR y PSS



**Anexo E**

Respuesta en excitatriz de máquinas sincrónicas ante falla trifásica – Caso de estudio 1

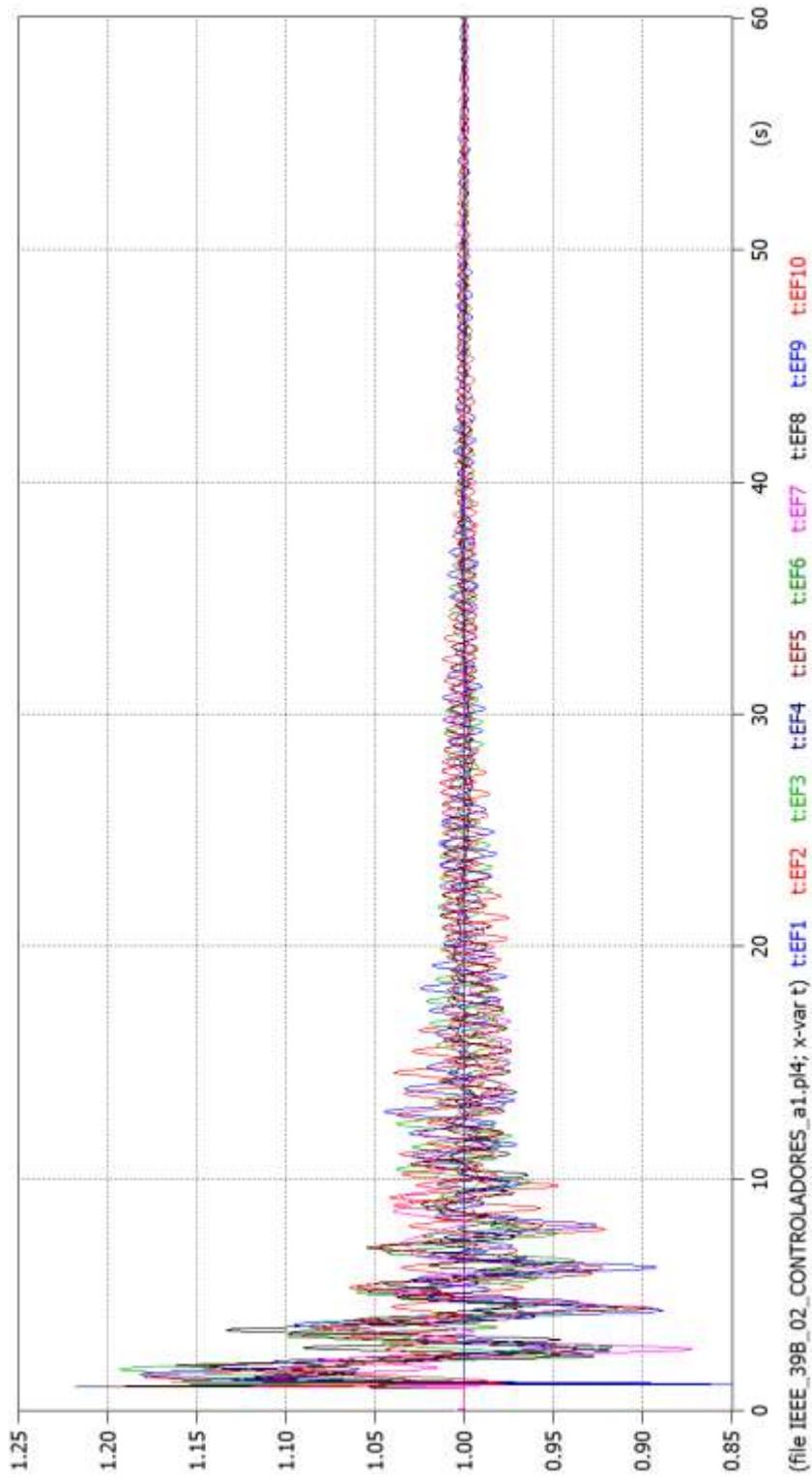


Figura 8-2 Respuesta de sistema de control en excitatriz - Caso de estudio 1

Anexo F

## Benchmark IEEE 39 barras considerando la adición de generación fotovoltaica

