



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA



**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA**

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A:

**UBALDO MAXINEZ MIRANDA**

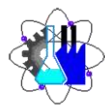
ASESOR INTERNO: Dr. Luis Cisneros Villalobos.

ASESOR EXTERNO: Dr. Jorge Guillermo Calderón Guízar.

CUERNAVACA, MORELOS

FEBRERO, 2021





Facultad de Ciencias  
Químicas

FORMATO 4

**NOMBRAMIENTO COMITÉ REVISOR**

**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS  
DR. JORGE GUILLERMO CALDERÓN GUIZAR  
DR. MARIO LIMÓN MENDOZA  
DR. JOSÉ GERARDO VERA DIMAS  
ING. PEDRO FLORES SANCHEZ**

**P R E S E N T E**

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de:

**TESIS**

Titulado:

**“Análisis del Comportamiento Dinámico del Sistema Eléctrico de Potencia considerando Almacenamiento de Energía”**

Que presenta (el) o (la) **C. MAXINEZ MIRANDA UBALDO**

Del programa educativo de: **INGENIERÍA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA**

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

**DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ  
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQel**

**FIRMA ELECTRÓNICA**

**D I C T A M E N**

**DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ  
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCION DE LA FCQel**

**P R E S E N T E**

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

<b>VOTO</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>FIRMA</b>
	<b>DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS</b>	
	<b>DR. JORGE GUILLERMO CALDERÓN GUIZAR</b>	
	<b>DR. MARIO LIMÓN MENDOZA</b>	
	<b>DR. JOSÉ GERARDO VERA DIMAS</b>	
	<b>ING. PEDRO FLORES SANCHEZ</b>	

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

### Sello electrónico

**VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ** | Fecha:2021-03-18 17:40:04 | Firmante

QbR+sXPR7xXAPI7/lbMK+vn2KYtZyjtYBoUuUP34zxOuogbeXCIWCUUikcCVTW9bSLNhxhpug2DIOOZG7ylebiXHrEtkdT77IgjLVtdlnjclF+KmN3KMi1SxeDMscAF4QJ+E56jZVUKPdzJEFIB4bboxL/T/zSF6oeT4wuMfqaYfw0DwRKzOFQa17oEynL/QMp6Qs8NwnTFhW1A/RGgUs5xwHhtlXtTgknfvvROUZxipBII0fThlz+2C63NTxiz4O9bU8d8mmfnGk/gTAfEn6I6Ls55Yg+xupHPcSCugJplJpw5Nlgq+c0IBM4jm3zpVgCSDJSsf2pzv91bv7oicyjg==

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



[FSjlS](#)

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/GeuivzWIEQwq3kDxtORyEVSHsNrW6DjJ>



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL  
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

### Sello electrónico

**JORGE GUILLERMO CALDERÓN GUIZAR | Fecha:2021-06-16 14:04:02 | Firmante**

hFkVo/OzU+ZKkzEQ8aEG14dUb4BHSviM7RzvtTBweH1W/KDVdejN0shhDvBzHZouTJH+OYaTIUQPJZ8iv/LZ4xJcha61YTEk7uJ0dN2qy/bhEEg8XLUUpG8X3qDmX63rOJfCvD  
ueBzfgXD+W0yCfA6hb3qotyKPNwmonTpn/LZVXYvmjLxZnRbc5L7bvCUHS719Ak88N1rT/H8cRuoWYb3wdX2AjNwInTUrgNAd8B9nT2VeZ4cfMHFmfwf1CG3XUzVq5Zn1R0K4  
2VZDkienu2BLci3y2d09GuirdYKWz/+w2/VkvY36LePSyT4HZChlS3kEnBsbB/cxdLxvJqQ==

**LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2021-06-16 15:07:59 | Firmante**

lwlzn8180Sk7e9WefhFKF6yfrkh2rNu8Eiytp0eE37R17UpysLpt+J4lcKyTDM7ubIP4QundU/cByWsuMQODzlp/Z37LQopSjkpgY2CVwIMg5c/KM3eK3/il20dATGAJVJTOJvGh7s  
8tbsxfHdHAT5B+howbWIEBEUQKRPNK7/3T4brS7q1qzBv+Lz8qdd8VwekrhBtD6dEzV/RQjn5DthfifFobjgrdguThDCrZeS+raQuc+NqzwtQX3+CHOSi5eSLU4uKGcyUFDwiyw2CH  
aDi4VLM1MkNzZoYMaHjG1kGvR9W/iwzEU07KY5WvjsfN1gnvh3m8jTYhz7WWQ==

**JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2021-06-16 15:14:34 | Firmante**

W98AgQvpBtRfrV0hAsLiZOVaiU3Z81pt6mrXe57/FE5y6Lyd8vEXESf8x7Ad4OUChxkp7HVD6vQUI+FSekhFB/h3MTb8WmWMTqnZfQs1cqPaskDw7npzECXF4sqopZgyy4Z/x  
Z1mfhCJ6S2JymgkvHjAQiwGqIrnqDyF50wqj81U9q+b0YYQESoceWKdJllkrk7W0IillbSLizNJXj0sWS08pjGrP4KQPRKAFJlJ75babumMhpnn9oMSr7+CclFyeb3YTxlgplBOpl  
9QNwTO1YdDIS7jhMjYnT/yD1LoznMJ1/LNL+SBMJZ4Rqcu5EReXQSNwftP3Ayu9JMA==

**MARIO LIMON MENDOZA | Fecha:2021-06-16 18:57:58 | Firmante**

l0x0+e2xcPRLvzvUq9rabPqS2V8MEXTyRabUzYa3WPrljFLdBAsoLlipia9UHOXDPxYQTdHI1WSQ5ZTtAxlfSPOHGccvhGh+9dzaqYZT9Fef1QfbyTy9AogqJUdqC1/dRAIiH0I9h  
XqB3/1bmc4Hi/DmA+/LnOpa28wuo36K+NP2Hg86kz7fuuZ0CZTCIGHLCu+nmwYNQRslDvi2unpcqh6O2vTTjaS8u5JS0/+RQOk4qDGulF8Uz0xxK3HPVm2Ed4UtQ8aut60Aal8i  
6sNHB2FY6m96v97Pr21cWOZLij7p0Qzie0AcvXWF4lcBX15L3ZVs1bBdlLX7JU9c8VVA==

**PEDRO FLORES SANCHEZ | Fecha:2021-06-16 22:29:38 | Firmante**

RrFKxQu4E1/CAYnyrVGmCXSpYUJ3c6CTLnRC/rV6fUv3kwiooFM+ivXmJwYyWcDetFy9N8h9uru2t5czvkVF5OUwdyV8hUSGJo9icPp71CKYVn6q6MUnSR8HzzKPSvmEFhrY  
W3YDgfuwSAXZf7Em3tJujh8psTXY3okTIBx6ZYzSrrCiYvG2V5ueZ+46FLOS/BAW6oXvGZ+/lwhSt0ELdqZx8z/atD9ZlhDcTzlp5T9uZjnpb2FLLWpZEWKwnwa/8o7t7jp1DrHPuOT  
oCUOEIn+1s+oZFGUbteweOKQ+iG351X6tudRicyzUy1vy6ilxviAs2Vc3hSHNOeFCG0Q==

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



ZmenIO

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/9wxcLmy8LR5er5lvA0UkaWdsCxDJihZg>





## RESUMEN

La energía eléctrica ha sido y continúa siendo el principal motor del crecimiento de una región/país siendo de gran utilidad en el desarrollo tanto económico como social. Como sabemos los sistemas de energía eléctrica son responsables del transporte y la distribución de esta y están sujetos a situaciones que generen un impacto negativo en los dispositivos conectados a la red, algunas situaciones de inseguridad afectan la confiabilidad en dicho sistema de potencia. Estas situaciones son resultado de contingencias y/o perturbaciones las cuales provoca variaciones en la frecuencia, la carga y generación, entre otras variables del sistema, ocasionando que la calidad de la energía sea deficiente.

La generación y el consumo han ido en aumento de manera constante en todo el mundo esto debido al crecimiento en la población junto con las regiones industriales. Las políticas de protección ambientales y la disminución de los recursos energéticos de combustibles fósiles tradicionales están obligando a los países a la reducción de la quema de combustible fósiles, por lo cual se está utilizando o incorporando la utilización de energía de fuentes renovables variables para poder cubrir las crecientes demandas de energías que se está dando. La introducción de esta nueva generación de energía eléctrica no es fácil ya que se debe plantear factores tanto económicos, sociales y técnicos, esto ha llevado a los ingenieros e investigadores a buscar una forma eficiente y económica para poder modelar y simular el comportamiento de este tipo de fuentes de energía, con herramientas computacionales y hacer más eficiente su análisis.

Como ayuda para el análisis de contingencia o perturbaciones en el sistema con el propósito de mejorar la confiabilidad del suministro de energía a los usuarios se ha venido implementando el uso de los sistemas de almacenamiento de energía siendo de una manera muy eficaz. El almacenamiento basado en banco de baterías es la alternativa que se analizará en este trabajo de tesis. Esta alternativa ofrece varias ventajas cuando se incorpora a una red, como puede ser en lo económico, en la calidad de la energía, un aumento en la seguridad y confiabilidad de la red al igual que una gran eficiencia y con gran respuesta durante las variaciones de la demanda, igualmente se usa para incorporar las energías renovables que ya veníamos hablando de ellas.

En este trabajo el objetivo general es el analizar los beneficios técnicos que el almacenamiento de energía puede tener en la operación de un SEP ante alguna ocurrencia de disturbios que ocurren en la operación diaria de los

sistemas, particularmente considerando el sistema de almacenamiento basado en banco de baterías.



## ABSTRACT

The electric power has been and continues to be the main engine of growth in a region / being useful in an economic and social development. The electric power systems are responsible for the transport and distribution of this and are subject to situations that generate a negative impact on the devices connected to the same net, some situations of insecurity we know affects in the reliability of the power system. These situations are the result of contingencies and / or disturbances, which cause variations in frequency, load and generation, among other variables of the system, causing the quality of energy to be deficient.

The generation and consumption has been constantly increasing around the world this due for the constant growth in population and in the industrial regions. Environmental protection policies and the reduction of traditional fossil fuel energy resources are forcing countries to reduce the burning of fossil fuels, whereby the use of energy from variable renewable sources is being used or incorporated to cover the continuously increasing demands of energies. The introduction of this new generation of electrical energy is not easy at all, because it affects in such different aspects such as economic, social and technical factors. This problem has led engineers and researchers to seek an efficient and economical way to be able to model, simulate these types of behavior from energy sources, with computational tools, and make their analysis more efficient.

As an aid for the analysis of contingency or disturbances in the system, in order to improve the reliability of the energy supply to users the use of energy storage systems has been implementing in a good and efficient way. Battery bank-based storage is the alternative analyzed in this thesis work. This alternative offers several advantages when it's incorporated into a network, such as in economic aspects, energy quality, an in the increase in the security and reliability of the network, as well as high efficiency and a great response during variations in power demand, also used to incorporate renewable energies that we have already been talking about.

In this work, the general objective is to analyze the technical benefits that energy storage can have in the operation of an EPS (Electric power system) in the event of any occurrence of disturbances that may occur in the daily operation of the systems, particularly considering the storage system based on a bank of batteries.

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis señores padres, como símbolo de un gran esfuerzo realizado, por todos los días de alegrías y angustias, por sus consejos, dedicación y todos los años de estudio.

A mis hermanos por ser una fuente de inspiración en el día a día, por sus alegrías, el apoyo incondicional y por tantos momentos juntos, gracias.

A Sofia por estar siempre motivándome, apoyándome desde el inicio de este trabajo y por su comprensión.

A mis amigos por brindarme su sincera amistad, sus consejos, su tiempo a lo largo de mis estudios.

Al pueblo de México por brindarme la mejor educación pública, laica y gratuita desde el jardín de niños hasta la licenciatura, al día de hoy.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente por nunca dejarnos y brindarnos salud en estos tiempos tan difíciles de pandemia provocada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

A mi director de tesis el Dr. Jorge Guillermo Calderón Guízar por siempre estar apoyándome y brindando la atención durante este proyecto.

Al Doctor Luis Cisneros Villalobos por su apoyo y colaboración.

Al jefe de carrera el ingeniero Luis Mardonio Rodríguez López por siempre apoyar e impulsarme a ser mejor y por todo el apoyo en esta carrera universitaria.

A todos mis profesores que, durante todo el camino de estudio, me han educado y ayudado a formarme como un verdadero profesional, a todos mis sinceros respetos y agradecimientos.

A los miembros del jurado muchas gracias por su tiempo y la atención brindada.

A la Universidad Autónoma del Estado de Morelos por facilitar los medios para poder acceder a la educación.

Al INEEL por dejarme realizar este trabajo de tesis que hoy concluye, muchas gracias a todos los involucrados durante este proyecto.

Al CONACYT por el apoyo económico y su excelente gestión.

A todos:

Muchas gracias por creer en mí.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	I
<b>ABSTRACT</b> .....	III
<b>DEDICATORIA</b> .....	V
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	VI
<b>Capítulo 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1    El Problema de Estabilidad en Sistemas de Potencia .....	1
1.1.1    Estabilidad .....	1
1.1.2    Problemas causados por la inestabilidad.....	10
1.1.3    Alteraciones del sistema que pueden causar una inestabilidad .....	11
1.2    Tecnologías de Almacenamiento de Energía Existentes .....	11
1.2.1    Almacenamientos de Energías .....	11
1.3    Aplicaciones de Sistemas de Almacenamiento en Sistema Eléctrico de Potencia.....	23
1.4    Estructura de la Tesis.....	26
<b>Capítulo 2: Modelo Matemático del Sistema de Potencia para Estudios de Estabilidad</b> .....	27
2.1    Líneas de Transmisión .....	29
2.2    Transformadores .....	34
2.2.1    Transformador monofásico.....	35
2.2.2    Transformador trifásico.....	36
2.2.3    Transformadores de tres devanados .....	38
2.2.4    Transformador regulador .....	39
2.3    Cargas.....	40
2.4    Elementos de Compensación .....	43
2.4.1    Compensación de carga .....	44
2.4.2    Compensación de línea.....	44
2.4.3    Compensación de derivación .....	45
2.4.4    Compensadores estáticos .....	45
2.5    Generador Síncrono .....	45
2.5.1    Generador síncrono de rotor redondo .....	49
2.5.2    Generador síncrono de rotor de polo saliente .....	50
2.6    Sistema de Excitación .....	52
2.6.1    Sistemas de excitación de CC .....	52

2.6.2	Sistemas de excitación de CA.....	53
2.6.3	Sistema de excitación estática.....	53
2.7	Sistema Gobernador de Velocidad – Turbina.....	54
<b>Capítulo 3: Técnicas de Solución al Problema de Estabilidad Transitoria....</b>		<b>61</b>
3.1	Integración Numérica.....	61
3.1.1	Método de Euler .....	62
3.1.2	Método de Runge-Kutta (RK).....	63
3.2	Métodos Directos .....	65
3.2.2	Áreas Iguales .....	65
<b>Capítulo 4: Caso de Estudio.....</b>		<b>70</b>
4.1	Características de Sistema Eléctrico de Potencia bajo Estudio. ....	70
4.2	Condición de Operación.....	71
4.3	Descripción de las Simulaciones Reportadas .....	72
4.3.1	Escenario A.....	72
4.3.2	Escenario B.....	72
4.3.3	Escenario C.....	72
	Simulación 1-A.....	73
	Simulación 2-B.....	73
	Simulación 3-C. ....	73
	Simulación 4-C. ....	73
	Simulación 5-A.....	73
	Simulación 6-B.....	74
	Simulación 7-C. ....	74
	Simulación 8-C. ....	74
<b>Capítulo 5: Análisis de Resultados.....</b>		<b>75</b>
	Resultados simulación 1-A. ....	75
	Resultados simulación 2-B. ....	77
	Resultados simulación 3-C.....	80
	Resultados simulación 4-C.....	82
	Resultados simulación 5-A. ....	85
	Resultados simulación 6-B. ....	88
	Resultados simulación 8-D.....	95
<b>Capítulo 6: Discusión de Resultados .....</b>		<b>99</b>
4.1	Resultados Simulación I.....	99

4.2	Resultados Simulación II.....	101
4.3	Resultados simulación III .....	103
4.4	Resultado simulación IV .....	105
4.5	Resultado simulación V.....	107
4.6	Resultado de simulación VI .....	110
4.7	Resultado de simulación VII .....	113
4.8	Resultado de simulación VIII .....	116
	<b>Conclusiones</b> .....	119
	<b>Referencias</b> .....	121
	<b>Apéndice A</b> .....	123
	<b>Apéndice B</b> .....	124
	<b>Apéndice C</b> .....	125
	<b>Apéndice D</b> .....	126

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Clasificación de los distintos tipos de SAE. ....	12
Figura 2.1 Principio del funcionamiento de un transformador [14]. ....	35
Figura 2.2 Circuito de transformador regulador de voltaje-magnitud .....	39
Figura 2.3. Transformador regulador de ángulo de fase .....	40
Figura 2.4 Rotor de polo redondo y de polo saliente .....	48
Figura 2.5 Flujo de potencia.....	49
Figura 2.6 Máquina de rotor de polos saliente.....	51
Figura 2.7 Diagrama de bloques del gobernador centrífugo .....	58
Figura 2.8 Diagrama de bloques del gobernador isócrono.....	59
Figura 2.9 Diagrama de bloques del gobernador con regulación.....	59
Figura 2.10 Diagrama de bloques del gobernador compensado .....	60
Figura 3.1 del método de Euler.....	62
Figura 3.2 Curva P- $\delta$ del sistema de maquina.....	66
Figura 4.1 Diagrama Unifilar del Sistema de Prueba .....	70
Figura 5.1 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	75
Figura 5.2 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	76
Figura 5.3 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	76
Figura 5.4 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	77
Figura 5.5 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	78
Figura 5.6 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	78
Figura 5.7 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	79
Figura 5.8 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	79
Figura 5.9 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	80
Figura 5.10 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	81
Figura 5.11 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	81
Figura 5.12 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	82
Figura 5.13 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	83
Figura 5.14 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	83
Figura 5.15 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	84
Figura 5.16 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	84



Figura 5.17 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	85
Figura 5.18 Comportamiento de la frecuencia en los buses del.....	86
Figura 5.19 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	86
Figura 5.20 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	87
Figura 5.21 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga .....	87
Figura 5.22 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	88
Figura 5.23 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	89
Figura 5.24 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	89
Figura 5.25 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	90
Figura 5.26 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	90
Figura 5.27 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga .....	91
Figura 5.28 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	91
Figura 5.29 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	92
Figura 5.30 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	93
Figura 5.31 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	93
Figura 5.32 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	94
Figura 5.33 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga .....	94
Figura 5.34 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	95
Figura 5.35 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema .....	96
Figura 5.36 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema .....	96
Figura 5.37 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema .....	97
Figura 5.38 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	97
Figura 5.39 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga .....	98
Figura 5.40 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga.....	98

## Abreviaturas y simbología

P: Potencia Real

VAR Q: Potencia Reactiva

I: Corriente

E: Voltaje interno del generador

V,  $\delta$ : Magnitud de fase y ángulo nodales

CC: Corriente continua

CA: Corriente alterna

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

SAE: Sistema de Almacenamiento Eléctrico

kW: kilo Watts

kWh: kilo Watts hora

MW: Mega Watts

MWh: Mega Watts hora

$S_p$ : Potencia del transformador Primario

$S_s$ : Potencia del transformador Secundario

$N_p$ : Numero de vueltas de los devanados primarios

$N_s$ : Numeero de Vueltas de los devanados secundarios

$P_m$ : Potencia mecánica

$P_e$ : Potencia Eléctrica

n: Número de nodos

S: Potencia aparente

## **Capítulo 1: INTRODUCCIÓN**

Este capítulo comienza con una introducción a los diferentes conceptos siendo estos los principales para poder comprender el contenido y el análisis de la presente tesis, comenzando con lo que es la estabilidad y sus diferentes tipos para poder comprender lo que este genera al momento de que un sistema de potencia pierde estabilidad ante una perturbación y su recuperación en tiempo, hablando de las perturbaciones más comunes que producen la inestabilidad. Posteriormente se describen lo que es el almacenamiento de energía el cual es una tecnología que es capaz de transformar un tipo de energía en este caso la eléctrica en un tipo de energía almacenable, para utilizarla después en el momento que más se necesite como en el caso de algún disturbio o alguna sobrecarga como sucede en las horas pico de las ciudades.

### **1.1 El Problema de Estabilidad en Sistemas de Potencia**

#### **1.1.1 Estabilidad**

La estabilidad es una propiedad de un sistema de potencia en el que operan dos o más máquinas síncronas, es mejor conocida como la habilidad que tiene un sistema de energía para desarrollar fuerzas restauradoras iguales o mayores a las fuerzas perturbadoras. Esta propiedad se refiere a la capacidad del sistema de poder moverse de un punto de operación en estado estacionario después de una perturbación a otro punto de operación en estado estacionario, sin que los generadores pierdan sincronismo y mantenga tanto la frecuencia y las magnitudes de voltaje en sus buses dentro de valores aceptables [1]. Cuando una máquina pierde sincronismo con respecto a otras máquinas del sistema, el ángulo de su rotor experimentará grandes variaciones con respecto al ángulo de las otras máquinas, el voltaje y la frecuencia del sistema pueden desviarse significativamente de los valores normales y el sistema de protección aísla a la máquina inestable del sistema [1].

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas [6], por lo que la inestabilidad se da cuando la perturbación conduce a un desbalance sostenido de estas. Las fuerzas restauradoras son fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar a una o más máquinas con respecto a otras máquinas, esto ayuda a que las máquinas síncronas interconectadas mantengan el sincronismo las unas a las otras.

Las perturbaciones pueden ser grandes o pequeñas, las grandes o severas son causadas por corto circuitos, salida intempestivas de grandes bloques de generación o carga, etc. Mientras que las perturbaciones pequeñas suelen ocurrir a cada momento causadas principalmente por las variaciones en la demanda del sistema, por lo cual el sistema está ajustándose a cada momento para cumplir con los requerimientos solicitados.

Luego de una perturbación, si el sistema es estable alcanzará un nuevo equilibrio, no necesariamente el mismo anterior. Si el sistema llegara a ser inestable se producirá la desconexión de algunos generadores o cargas, así como grandes variaciones en la magnitud de voltaje de los buses. En algunos casos, la salida o pérdida en cascada de los elementos mencionados puede conducir a un apagón parcial o total del sistema (blackout).

El problema de estabilidad se ha relacionado con mantener la operación de las máquinas en sincronismo, esto se debe a que el generador síncrono sigue siendo aun la principal fuente de generación en la mayoría de los sistemas de potencia actuales.

En el momento en que una máquina llega a perder el sincronismo su rotor gira a una velocidad más alta o baja que la requerida para generar voltaje a la frecuencia del sistema, el desplazamiento que ocurre entre el campo rotatorio del estator y el campo del rotor el cual ocasione grandes oscilaciones de la potencia de salida de la máquina, lo cual causa que el sistema de protecciones aislé la máquina inestable de todo el sistema, la

pérdida del sincronismo puede ocurrir tanto entre una máquina y el resto del sistema o igual entre grupos de máquinas.

Puesto que la estabilidad de un sistema de potencia es la capacidad de poder operar en un estado de equilibrio bajo condiciones de operación normales, y también poder alcanzar un estado de equilibrio aceptable aun después de haber pasado por alguna perturbación, el sistema tiene una forma natural para restaurar su sincronismo y esta es mediante la transferencia de cargas entre las maquinas modificando la separación angular entre los rotores de las mismas. Sin embargo, como el sistema es no lineal, cuando la separación angular excede un cierto límite, esta solo crecerá sin una fuerza que la pueda detener, llegando así a la condición de inestabilidad. Cuando esto ocurre y la máquina síncrona pierde sincronismo respecto al resto del sistema, el deslizamiento entre el campo rotatorio del estator (que se corresponde con la frecuencia del sistema) y el campo del rotor resultan en grandes fluctuaciones en la potencia, corriente y tensión de la máquina, provocando así que el sistema de protección aislé la máquina que esta inestable del resto del sistema [5].

En los estudios de estabilidad se analiza que las oscilaciones de los rotores de las máquinas se amortigüen dentro de un nivel aceptable (en los 6 segundos siguientes a una perturbación importante) [2]. Pero no se debe descuidar en estos estudios que un sistema estable puede tener problemas de estabilidad cuando las oscilaciones tardan demasiado en decaer a cero.

El estudio de la estabilidad involucra el estudio de comportamiento de la respuesta de ciertas variables eléctricas frente a una perturbación, estas variables comúnmente son: excursiones angulares de los rotores de los generadores síncronos conectados al sistema, voltaje en las barras y frecuencia del SEP [6].

Los estudios de estabilidad del sistema de potencia se pueden clasificar en tres tipos: Estado permanente, transitorio y dinámico [1].

#### 1.1.1.1 *Estabilidad en estado permanente o estacionario:*

En esta condición se involucran cambios en los puntos de operaciones lentos o graduales[1], de carga y se evalúa el comportamiento del sistema durante la nueva condición de operación esto es, con la perturbación presente.

Esto consiste en un par de máquinas síncronas, una que actúa como generador y la otra como una carga, conectadas entre sí a través de una reactancia. El estado estable estacionario tiene un límite y cualquier intento de transmitir más potencia hará que las dos máquinas pierdan sincronismo entre sí y se salgan de su paso. Cuanto mayor sea el voltaje interno y menos la reactancia del sistema y la máquina, mayor será la potencia que se le puede transmitir en condiciones de estado estacionario o permanente [2].

En estado estacionario, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada máquina, por lo que la velocidad se mantiene constante [5]. Si el sistema llega a ser perturbado, este equilibrio se pierde, teniendo como resultado una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo que rota.

El análisis de estabilidad en estado estacionario de un sistema de energía implica determinar su condición operativa crítica, la naturaleza del proceso transitorio y su calidad para el regulador de voltaje automático dado, y elegir el tipo de regulador de voltaje automático y sus parámetros para el funcionamiento estable del sistema [1].

Las características eléctricas que afectan la estabilidad en un sistema eléctrico son:

- a) Tensión interna de los generadores
- b) Reactancia de las máquinas y sistemas de transmisión
- c) Tensión interna de los motores, si es que cuenta con estos.

Los estudios de estabilidad en estado permanente se efectúan casi siempre mediante algún programa de flujo de potencia, ya que estos garantizan los ángulos de fase a través de las líneas de transmisión no sean demasiados grandes, que los voltajes de nodo estén cerca de los valores nominales y que los generadores, líneas de transmisión, transformadores y otros equipos no estén sobrecargados [1].

#### *1.1.1.2 Estabilidad Dinámica*

La estabilidad dinámica involucra un tiempo muy largo, casi siempre de varios minutos.

Los controles pueden afectar la estabilidad dinámica aun cuando se conserve la estabilidad transitoria. Las acciones de los gobernadores de turbina, sistemas de excitación, transformadores con cambiador de derivaciones y controles provenientes de un centro de despacho de los sistemas de potencia pueden interactuar para estabilizar o desestabilizar un sistema de potencia varios minutos después de que ocurrió una perturbación, para una perturbación dada el sistema es transitoriamente estable o inestable [1].

#### *1.1.1.3 Estabilidad Transitoria*

Se define como estabilidad transitoria a la capacidad de un sistema de potencia de mantener sus generadores operando en sincronismo aun cuando ocurra una perturbación severa como fallas en el sistema de transmisión y pérdida de grandes zonas de generación o consumo.

Este tipo de estabilidad indica la capacidad de un sistema de energía para experimentar un cambio repentino en la generación, en el funcionamiento, carga o sistema sin alguna pérdida de sincronismo, la definición está estrechamente vinculada a la capacidad de un sistema para permanecer en sincronismo aun después de una perturbación [2]. Esta se determina

considerando solo la mecánica inherente y las características electromagnéticas de las máquinas síncronas y la impedancia de los circuitos al que se conectan [2]. El problema de la estabilidad transitoria de un sistema actual siempre afecta la transmisión de la energía de un grupo de máquinas síncronas a otro [1].

El problema de estabilidad transitoria estudia el comportamiento del sistema ante varias perturbaciones tales como perdidas de generación, operación de cambio de fila, falla y cambios repentinos de carga, después de estas perturbaciones las frecuencias síncronas de las máquinas suelen experimentar desviaciones transitorias de su frecuencia síncrona y ángulos de potencia de la máquina llegan a cambiar [1].

El estudio de estabilidad transitoria permite determinar la frecuencia síncrona con nuevos ángulos de potencia en el nuevo estado estacionario. Al igual que saber los cambios en los flujos de energía y el voltaje de los buses porque estos también son motivo de interés, estos estudios son llevados a cabo principalmente cuando se planea una instalación nueva ya sea de generación o transmisión.

Estos estudios son de gran ayuda para la selección en el sistema de protecciones y relés que sean necesarios, para así tener en cuenta los tiempos críticos de la eliminación de falla de los interruptores automáticos y la capacidad para transferir energía en el sistema.

Los estudios de estabilidad se resuelven utilizando una simulación del tiempo para una perturbación específica que en cada punto de tiempo implica una solución de ecuaciones diferenciales que representan al generador y a veces a la dinámica de la carga.

En la mayoría de los casos de estabilidad transitoria se determinan durante la primera oscilación la cual dura alrededor de un segundo, se supone y a menudo, que la potencia mecánica entregada y voltaje interno del generador son constantes. Se realizan los cálculos de antes del disturbio, durante el disturbio y después del disturbio [1].



#### 1.1.1.4 Estabilidad de Voltaje

Es la capacidad de un SEP de mantener el voltaje de todas las barras del sistema dentro de un rango de operación normal tanto en régimen permanente como después de ocurrir una perturbación [6].

Este tipo de inestabilidad es un fenómeno de forma local ya que la inestabilidad de voltaje se manifiesta cuando existe una disminución descontrolada de la tensión en una o más barras de sistemas, en este tipo de estabilidad existen dos categorías que son: *estabilidad de voltaje en pequeñas perturbaciones* y en *grandes perturbaciones*, las cuales se analizan de la misma forma para su estudio.

Estos son algunos de los factores críticos que pueden provocar la inestabilidad de voltaje en un SEP son:

- **Balance de potencia reactiva:** Se produce inestabilidad de voltaje cuando el SEP es incapaz de generar la potencia reactiva demandada por el mismo [6].
- **Sistema de transmisión:** Hay un potencial peligro para la estabilidad de voltaje cuando el sistema de transmisión no es capaz de transportar la potencia reactiva a donde se necesita [6].
- **Característica de la carga:** Las cargas inductivas requieren una gran cantidad de potencia reactiva durante una falla para recuperar su campo magnético. De esta forma, la estabilidad de voltaje peligra en un SEP compuesto mayoritariamente por cargas inductivas [6].

#### 1.1.1.5 Estabilidad de Frecuencia

Corresponde a la capacidad del sistema de mantener el balance de potencia activa entre la generación y la demanda, con el fin de mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal [6].

#### 1.1.1.6 *Respuesta Inercial*

Esta corresponde al periodo transitorio post-contingencia en donde se produce un descenso brusco de la frecuencia, esto debido a que existe una mayor demanda que la generación de potencia activa. Debido a la insuficiencia de energía en el sistema este se compensa con la energía almacenada de los rotores de los generadores convencionales, lo cual ocasiona la disminución de velocidad y por consecuencia también la frecuencia del sistema, a este periodo se le denomina como respuesta inercial, debido a que la inercia del sistema de potencia es la variable que limita la tasa de decaimiento de la frecuencia del sistema durante los primeros segundos [6].

#### 1.1.1.7 *Estabilidad de ángulo de rotor*

La estabilidad de ángulo de rotor es la habilidad de las maquinas síncronas interconectadas de mantener el sincronismo en un sistema de potencia frente a una perturbación, el problema de estabilidad involucra el estudio de oscilaciones electromagnéticas inherente a los sistemas de potencia [5], [6].

Esto ocurre cuando se produce una aceleración desenfrenada de las máquinas ocasionando así un desbalance entre el torque electromagnético y el torque mecánico a la turbina conectada al generador.

La siguiente ecuación describe el movimiento del rotor de un generador donde se observa la relación entre la velocidad angular y el balance de los torques mecánicos y eléctricos, donde  $H$  representa la inercia de la máquina [6].

$$2H \frac{dw}{dt} = T_m - T_e \quad (1.1)$$

Para un mejor estudio en el análisis del ángulo de rotor se divide en dos categorías que a continuación se describe:

- *La estabilidad de ángulo* en pequeñas perturbaciones es la habilidad del sistema de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones [6]. Estas perturbaciones son muy comunes ya que en el sistema constantemente existen pequeñas variaciones tanto en carga como en generación. La estabilidad se pierde cuando existe un continuo aumento en el ángulo rotorico por la carencia de torque o igual debido al incremento en la amplitud de las oscilaciones del rotor provocado por la insuficiencia de torque de amortiguamiento [6].

La naturaleza de la respuesta del sistema a pequeñas perturbaciones depende de un número de factores incluyendo la condición operativa inicial, la fortaleza del sistema de transmisión, y el tipo de controles de excitación del generador [6].

- *La Estabilidad Transitoria* es la habilidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando es sujeto a una perturbación transitoria severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida repentina de una cantidad importante de carga [6].

Esta estabilidad depende del estado inicial operativo del sistema y de la perturbación, una perturbación de gran tamaño puede afectar al sistema. El sistema se diseña para que durante su operación sea estable ante cualquier cortocircuito sea monofásico, bifásico, bifásico a tierra y trifásico, usualmente estos se conocen que ocurren en las líneas de transmisión, aunque durante su diseño debe tomarse en cuenta que pueden suceder estas fallas en las barras y transformadores.

Se asume que la falla es despejada por la operación apropiada de los interruptores para aislar el elemento fallado, inicialmente el sistema está operando en un punto de equilibrio estable; al ocurrir la falla, el equilibrio entre la potencia generada y consumida se altera, por tanto las máquinas sincrónicas se aceleran y el sistema de potencia gana energía cinética y potencial durante el período que dure la falla, consecuentemente el sistema

se aleja del punto de equilibrio, una vez aclarada la falla, la energía cinética es transformada en energía potencial [6].

Estos estudios de estabilidad transitoria se realizan con la finalidad de poder analizar el comportamiento del sistema de potencia ante cualquier posible contingencia, perturbación o evento transitorio, con la información obtenida de estos estudios se pueden tomar acciones para poder permitir al sistema afrontar dichos eventos y así poder mantener su operación con las desviaciones menores posibles respecto de la condición de operación en estado estable.

Los estudios de estabilidad más comunes son los de estabilidad transitoria, donde se analiza la capacidad del generador de mantenerse en sincronismo después de un corto circuito [7].

Los fenómenos que determinan si un sistema es estable se desarrollan en un periodo de entre 3 y 7 segundos, es debido a la rapidez con que estos eventos pueden provocar una condición inestable, que el sistema eléctrico debe ser diseñado para mantenerse en condiciones seguras de operación sin requerir la intervención manual de un operador [7].

Las simulaciones dinámicas de sistemas eléctricos en periodos largos es una herramienta que ha demostrado una gran utilidad en el estudio de estrategias de control y esquemas de protección [7].

#### 1.1.2 Problemas causados por la inestabilidad.

Los riesgos inmediatos en la operación asíncrona de un sistema de energía se manifiestan en la elevación del valor del par mecánico y las corrientes que generalmente ocurren, para poder evitar que estas transitorios causen daños mecánicos, los generadores síncronos están equipados universalmente con una protección contra pérdida de sincronismo (out of step) [2].

### 1.1.3 Alteraciones del sistema que pueden causar una inestabilidad [2].

Algunas perturbaciones más comunes que producen la inestabilidad en los sistemas de energía industrial son:

- a) Pérdida de un circuito de conexión a un servicio público.
- b) Arrancar un motor de gran capacidad en relación con la capacidad de generación de un sistema.
- c) Impacto de carga en motores.
- d) Cortocircuitos.
- e) Disminución brusca de la descarga eléctrica en los generadores.
- f) Pérdida de una parte de la generación en el sitio.
- g) Operación de conmutación.

## 1.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Existentes

### 1.2.1 Almacenamientos de Energías

Los sistemas de almacenamiento de energía son tecnologías capaces de transformar un tipo de energía como la eléctrica en otro tipo de energía almacenable, para utilizarla posteriormente, entre las formas de energía capaces de ser almacenadas que se utilizan el día de hoy se encuentra la química en las baterías, la cinética en tecnologías como los volantes de inercia o la potencial mecánica como se hace en centrales hidráulicas de bombeo [5]. Los sistemas de almacenamientos de energía son un elemento de red auxiliar que tiene características únicas en rendimiento, eficiencia y versatilidad, especialmente las baterías de ion-litio ya que estas cuentan con tecnología mucho más moderna.

Lo sistemas de almacenamiento tienen la capacidad de mejorar el desempeño y la confiabilidad de los sistemas eléctricos mediante el manejo de demanda de punta, la integración y manejo de energía renovable de naturaleza variable, la capacidad de proveer servicios auxiliares como

seguimiento de carga, aporte al descongestionamiento de líneas de transmisión, postergación de proyectos de transmisión y distribución entre algunas otras aplicaciones [5].

Conforme va aumentando la generación de energía con fuentes renovables en las redes eléctricas también debe ir en aumento los recursos de almacenamiento y esto lleva a un aumento en la preocupación sobre la estabilidad futura de la red eléctrica, donde esta puede generar problemas en el suministro de energía, para ayudar a resolver estos problemas se integran los sistemas de almacenamiento de energía como tal es el caso de las baterías en donde existe diversidad de tecnologías siendo las de ion-litio las que más se han utilizado e investigado en la última década.

La clasificación de los distintos tipos de Sistema de Almacenamiento de Energía se basa generalmente en el tipo de energía que es la que almacena, de manera que existen almacenamientos mecánicos, electroquímico, químicos, eléctricos y térmicos, como se muestra en la figura 1.1.

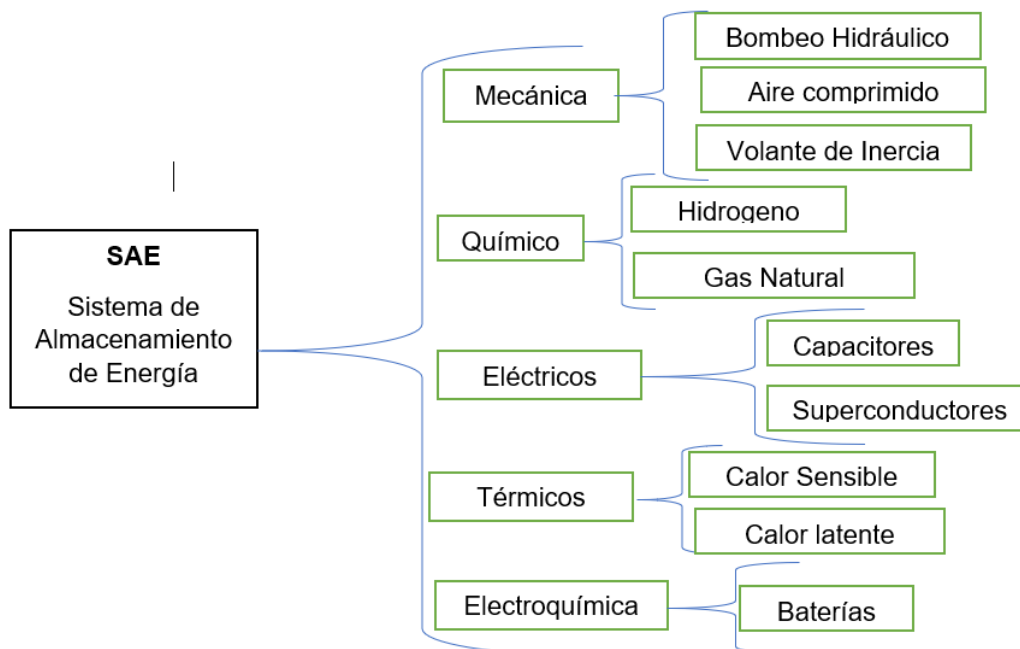


Figura 1.1 Clasificación de los distintos tipos de SAE.

En seguida se describen cada uno de estos tipos:

### 1.2.1.1 *Sistemas mecánicos de almacenamiento*

- **Almacenamiento por bombeo hidráulico (PHS)**

Este tipo de tecnología de almacenamiento consiste en dos instalaciones para poder almacenar agua a diferentes niveles de altura y crear así una diferencia de potencial gravitatorio de las masas de agua [5].

Cuando se desea almacenar energía, se bombea el agua desde el reservorio inferior al superior y cuando se desea generar energía, se turbinará el agua acumulada de la misma manera que una central hidráulica. La construcción de este sistema de almacenamiento se puede realizar de diferentes maneras, por ejemplo, utilizando embalses como el reservorio de alto nivel y pozos, agua subterránea o incluso el océano puede ser utilizado como reservorio inferior. Esta es una tecnología ampliamente utilizada y estudiada por la humanidad, entre sus características resalta que tienen largos tiempos de descarga desde horas a días, la eficiencia está registrada entre un 70 y 82% [5]. La gran ventaja que tiene es que tiene un tiempo de vida útil extenso a más de 50 años y una de las principales desventajas es la restricción de su instalación por la topología del terreno y su gran superficie necesaria para su instalación, grandes inversiones y con una baja densidad de potencia y energía [5]. Dada a estas características sus aplicaciones son la reubicación en el tiempo del consumo y la generación, así como el recorte de demanda punta.

- **Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)**

En este tipo de almacenamiento mecánico se utilizan máquinas eléctricas compresoras para acumular la presión de aire en cavidades subterráneas o instalaciones superficiales. Por lo principal se utiliza el aire ya que se tiene una facilidad de conseguir y una gran disponibilidad. La funcionalidad consiste en que una vez que se requiera extraer energía, el aire se tiene que mezclar con gas natural y así producir una combustión a través de las turbinas de gas [5].

Entre las ventajas más notorias de esta tecnología está la madurez de su uso y prueba, junto con la gran capacidad que puede alcanzar, para las desventajas esta su limitación geográfica en cuanto a la ubicación y el bajo rendimiento que proporciona de carga-descarga el cual ronda entre el 50% [5].

- **Almacenamiento con volante de inercia (FES)**

Un volante de inercia es un dispositivo mecánico el cual almacena energía en forma cinética rotacional, su componente principal de un FES es un rotor cilíndrico de gran masa (por lo cual de gran inercia) sostenido por rodamientos dentro de un estator. La máquina completa actuara entonces como un rotor o generador dependiendo de la operación y la necesidad, tal es el caso de cuando se desea almacenar energía la máquina opera como un motor, acelerando el giro del rotor, en cambio cuando se busca recuperar energía opera la máquina como un generador, reduciendo la velocidad del rotor.

Los primeros volantes de inercia utilizaban rodamientos mecánicos y un rotor de acero, mientras que los desarrollos más modernos utilizan un rotor de fibra de carbono suspendido con rodamientos magnéticos y encapsulados en una cámara de vacío [5].

Como principal característica es que son dispositivos mecánicos simples, por lo cual tiene vidas útiles largas y requieren muy poco mantenimiento, además de su alta densidad de potencia. Como una gran desventaja es que tiene altas pérdidas de auto descarga, producto del roce con el aire y los rodamientos [5].

#### *1.2.1.2 Sistemas de almacenamiento químico*

En este tipo de almacenamiento su función se basa en el uso de energía eléctrica para la obtención de un producto químico como hidrógeno,



obteniendo a partir de la hidrólisis del agua, o gas natural sintético producto de la reacción química entre el hidrógeno y el dióxido de carbono [5].

La eficiencia de este tipo de almacenamiento es baja si se compara con otras tecnologías como baterías electroquímicas o con centrales de bombeo, pero posee una gran ventaja que es la de poder almacenar grandes cantidades de energía (del orden de los TWh), por largos periodos de tiempo. Por otro lado, tiene la ventaja de ser flexible con el uso de la energía, pudiendo transformar su energía en electricidad, pero igual como combustible en el transporte, calefacción en industria química [5].

- **Hidrógeno ( $H_2$ )**

Como se mencionó anteriormente sobre la hidrólisis, que es el hidrógeno obtenido mediante el uso de energía eléctrica en el agua para producir  $H_2$  y Oxígeno. El oxígeno es liberado a la atmósfera, mientras que el hidrógeno se almacena para su posterior uso, la manera de producir electricidad con  $H_2$  es mediante el uso de celdas electroquímicas de hidrógeno en las que se induce el proceso opuesto a la electrolisis, haciendo reaccionar  $H_2$  con oxígeno a través de una membrana que se opone al paso de electrones [5]. De esta manera es como se obtiene el flujo de corriente y como residuo de todo el proceso nos queda el agua.

La problemática de esta tecnología es el almacenamiento del hidrógeno, debido a que es una molécula pequeña es muy difícil de contener. Para esto lo han estado almacenando como gas utilizando estanques bajo altas presiones, como líquido a bajas temperaturas o enlaces químicos con otros elementos, siendo la primera de las alternativas la más extensamente usada [5].

- **Gas natural sintético (SNG)**

Posteriormente a la obtención de hidrógeno, es posible realizar la síntesis de gas natural (metano) haciéndolo reaccionar con dióxido de carbono, lo que es presentado como una alternativa atractiva cerca de centrales que

funcionan con combustible fósil o productos de biogás, sin embargo, este proceso aún está en estudios principalmente en lugares como Alemania en donde se está construyendo una planta piloto [5].

Una de las ventajas de producir el gas natural es que permite la utilización de infraestructura ya existente como gaseoducto, por otro lado, el gas metano es más denso, lo que disminuye la energía necesaria para poder transportarlo y además es más denso energéticamente que el hidrogeno puro. La principal desventaja son sus múltiples procesos para su obtención, lo que ocasiona que la eficiencia sea demasiado baja (en torno al 35%) [5].

#### 1.2.1.3 *Sistemas de almacenamiento eléctrico*

- **Capacitores de doble capa (DLC)**

Estos dispositivos también son llamados supercapacitores, pero se diferencian de los condensadores convencionales ya que cuentan con una elevada capacitancia como parámetro eléctrico, que es del orden de los miles de faradios.

Esta tecnología se caracteriza por tener una rápida respuesta de carga y descarga en el orden de los segundos y minutos, entre sus ventajas esta que presenta una extensa durabilidad y bajo mantenimiento, con una larga vida útil que esta entre un millón de ciclos o 10 años, una vez dados de baja son fáciles de reciclar y cuenta con una eficiencia del orden del 90 al 95% [5].

Entre las desventajas esta que estos supercapacitores no pueden almacenar energía durante largos periodos de tiempo y tienen unos costos de inversión altos.

- **Almacenamiento de energía magnética con superconductores (SMES)**

En este tipo de tecnología la energía se almacena en forma de campo magnético producido con una bobina superconductora. Para que un material sea superconductor depende de que su temperatura se mantenga por debajo de su nivel crítico de superconducción, en laboratorios se ha logrado investigar que esta temperatura esta alrededor de los 100 grados Kelvin para algunos materiales [5].

Esta tecnología es capaz de entregar su energía de manera prácticamente instantánea, con eficiencias de ciclo de carga-descarga de entre el 90 y el 95% con capacidad de almacenar la energía de manera indefinida en la medida en que la superconducción se mantenga [5].

#### 1.2.1.4 *Sistemas de almacenamiento térmico*

En este caso la energía es almacenada en forma de calor como su nombre lo específica, dividiéndose en dos tipos distintos: calor sensible y calor latente [5].

- **Almacenamiento de calor sensible**

En este caso la energía se almacena en el cambio de temperatura de un material el cual puede ser agua, un aceite térmico o algún solido que después es depositado en un contenedor aislante térmico. El material que es el que almacena la temperatura debe tener un calor especifico alto con una capacidad de una de almacenamiento el cual vendrá dado por la masa del cuerpo que almacena [5].

- **Almacenamiento de calor latente**

Aquí la energía se almacena en el cambio de fase de un material, el cual recibe el nombre de calor “oculto”, gracias a que el material no aumenta su temperatura al acumular la energía, como materiales se puede usar

parafinas y elementos salinos hidratado, siendo estos de las más comunes (sales fundidas), pues estos al almacenar calor pasan de fase sólida a líquida [6]. Como ejemplo más cotidiano se tiene los cubos de hielo del refrigerador, los cuales hacen un cambio de fase que almacena energía que va de líquido a sólido.

Esto permite almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes muy pequeños y con cambios de temperatura moderado, lo cual hace que la transferencia de calor sea eficiente.

Esta tecnología es de las más utilizadas hoy en día principalmente en la generación solar por concentración, donde la sal fundida se calienta con la radiación solar para ser transportada a un tanque de almacenamiento, en el momento en que se desea extraer la energía, la sal fundida traspasa su energía a través de un intercambiador de calor para producir vapor que fluirá a una turbina de vapor, la sal es entonces almacenada en un segundo contenedor a la espera de ser calentada nuevamente [5].

#### *1.2.1.5 Sistemas de almacenamiento electroquímico (baterías)*

Las baterías son llamadas, así como sistemas de almacenamiento electroquímico debido a que su principio de funcionamiento es un proceso reversible de reducción-oxidación, en el cual un elemento se oxida (pierde electrones), mientras que otro se reduce (gana electrones) produciendo así una diferencia de potencial.

Los sistemas de almacenamiento de energía mejor conocido como la batería, está siendo considerado y presentado en muchas formas y con diferentes tecnologías ofreciendo el medio para almacenar la energía que es producida principalmente por energías renovables, como ejemplo en la generación eólica su función es durante las horas de menor actividad que por lo regular son en la noche y la reutilización de energía durante los picos de la demanda.

En el mundo existe una gran variedad de tipos de baterías depende mucho de su composición química, pero en grandes rasgos se puede clasificar en primarias y secundarias [5].

Las baterías primarias son las de un solo uso y vienen siendo las que utilizamos en aparatos domésticos o juguetes, por otro lado, las baterías secundarias son las que forzando una corriente inversa al flujo de la reacción química esta se puede recargar y así poder ser utilizada nuevamente. Estas baterías secundarias son las que están utilizando e investigando para los sistemas eléctricos de potencia y se pueden clasificar entre sí como baterías secundarias convencionales y baterías secundarias de flujo [5].

Las baterías secundarias convencionales se caracterizan por que la energía se almacena en las sustancias que componen los electrodos, mientras que en la batería de flujo la energía se almacena en fluidos los cuales se acumulan en estanques externos a la batería y se bombean a la celda electroquímica cuando se desea recuperar su energía. Dentro de estas están las de flujo redox (RFB) y las de flujo híbrido (HFB) [5].

- **Baterías plomo-acido (LA)**

Estas baterías forman parte de las tecnologías que más se utilizan en el mundo, entrando en el comercio desde los años 90. Su aplicación varia en diferentes áreas como sistema de emergencia de corte energético en diferentes rubros, sistemas fotovoltaicos independientes de la red eléctrica, sistemas de mitigación de ecuaciones de energías renovables, energizador de motores de arranque en vehículos convencionales, entre otros [5].

Entre sus características están que estas baterías poseen alrededor de 1500 ciclos de vida con un 80% de profundidad de descarga, lo cual da entre 6 y 15 años de vida útil, con una eficiencia de carga-descarga entre el 80 y 90%, manteniendo un compromiso costo-rendimiento [5].

Una de las desventajas de esta batería es su pérdida de capacidad al extraerle la energía almacenada rápidamente, un ejemplo es si la batería se encuentra cargada y desea descargar en una hora, solamente estará disponible entre un 50% y un 70% de su capacidad nominal [5], al igual que se tiene una baja densidad energética y al utilizar el plomo como material trae problemas ambientales.

- **Baterías níquel-cadmio y níquel-metal hidruro ( NiCd, NiMH)**

Las baterías basadas en níquel presentan una ligera mejora en términos de densidad energética y un mejor desempeño en términos de densidad de potencia y los ciclos de vida, si es comparada con las baterías de plomo-acido. Después de las baterías NiCd se desarrolló la tecnología NiMH para reemplazar a las primeras, las cuales comparten todas las características positivas de las NiCd salvo su máxima capacidad nominal que es diez veces menor. Pero en comparación las NiMH tiene una densidad energética mucho mayor [5].

- **Baterías de Ion-Litio (Li-ion)**

La tecnología que más se está utilizando es la batería de estado sólido de iones de litio (Li-ion), en este tipo de batería los iones se mueven en una dirección cuando la batería se está cargando, esto quiere decir cuando absorbe energía proporcionada por una fuente externa y se mueve en sentido contrario cuando la batería se está descargando, que este proceso ocurre cuando la batería está suministrando energía a algún equipo determinado o inyectando al sistema. Es una tecnología que almacena energía en forma de energía química, su estructura se trata básicamente de un ánodo y un cátodo, junto con un electrolito, que es el que se encarga de conectar ambas terminales.

Existen muchos tipos de baterías de iones de litio, con diferentes componentes químicos y dando distintos resultados, estas baterías tienen una relación de ciclo de vida útil prolongado y tasa de auto descarga mínima como la mayoría de las baterías de ion-litio que se descargan a una

velocidad de entre 1 y 2% mensual si se deja y se desconecta [4]. Estas presentan respuestas rápidas entre el orden de Milisegundos y la temperatura va cambiando durante la carga y descarga por lo que los ciclos se deben controlar por el efecto negativo que da en su vida útil.

Estas baterías son las más utilizadas actualmente por que se pueden colocar en cualquier lugar y su instalación es rápida y un tanto sencilla, presentando altas eficiencia, las que se encuentran entre el 60 y 80% [3].

Estas baterías prestan importantes ventajas si se compara con el resto de las tecnologías de almacenamiento. Presenta una gran densidad energética, eficiencias del 95 % al 98%, vida útil en torno a los 500 ciclos y tiempos de descarga muy flexibles de segundos a semana. Las baterías de ion litio presentan algunas ventajas en comparación de las baterías de plomo-acido usadas tradicionalmente ya que son muchos más livianas y por lo tanto tienen una densidad de potencia significativamente mayor y producen normalmente voltajes más altos [4].

Presentan desventajas como sus altos costos que superan los 600 USD/kWh y problemas de seguridad térmica debido a que sus electrodos comienzan a descomponerse a altas temperaturas liberando oxígeno y dejando por ende la batería inutilizable, por este motivo se integran equipos de monitoreo de tensión y temperatura para evitar sobre cargas [5].

- **Baterías Metal-aire (Me-air)**

Esta tecnología todavía se encuentra en estado de investigación, pero presenta características muy prometedoras, como su diseño pone como ánodo un material metálico y como cátodo el oxígeno del aire para que se produzca así la reacción de oxidación. Entre los distintos diseños, el uso de litio como metal es el más atractivo ya que teóricamente podría llegar a una densidad energética de 11.4 kWh/kg, lo que es 100 veces mayor a otras baterías e incluso superior que la gasolina [5].

- **Batería Sulfuro de sodio (NaS)**

Esta batería se construye a partir de azufre y sodio derretidos como electrodos positivo y negativo respectivamente, por lo cual se deben mantener entre 300°C y 350°C para mantener los compuestos en líquido. Cuenta con alrededor de 4500 ciclos de vida, con un tiempo de descarga de entre 6 y 7.2 horas, con eficiencia alrededor del 75% y alta densidad energética [5]. Estas características logran que este tipo de baterías sean utilizadas en el mejoramiento de la calidad de la energía y en el desplazamiento en el tiempo de la generación y demanda. Se han utilizado en Japón, Alemania, Francia y USA, principalmente en la reducción de la demanda punta, comercializada desde 1 MW de potencia y con capacidades entre los 6 y 7.2 MWh. Una de las grandes desventajas de esta tecnología es su temperatura de operación ya que exige el uso de un calefactor que utiliza la energía almacenada en la misma batería, empeorando así su desempeño [5].

- **Baterías Sodio-Cloruro de níquel (NaNiCl)**

Estas baterías son de muy altas temperaturas operando en torno a los 270°C. Su principal característica es la capacidad que tiene para poder soportar sobrecargas y descargas profundas y el comportamiento ante fallas. Esto último se debe a que en esta batería al ocurrir una contingencia se comprometen todas las celdas en grupo [5].

En la actualidad se han aplicado en los vehículos eléctricos, pero todavía se encuentra en desarrollo e investigación para poder lograr un mayor nivel de eficiencia y densidad energética, lo cual ayudara en aplicaciones industriales de nivelamiento de carga (peak shaving) [5].

- **Batería de flujo redox (RFB)**

En esta tecnología se utilizan los iones metálicos disueltos conectados a los electrodos positivo y negativo, llamados catódico y anódico respectivamente, los cuales fluyen a través de una membrana que permite



el paso de protones solamente, dando un camino externo para el flujo de electrones [5].

- **Baterías de flujo híbrido (HFB)**

Estas baterías tienen el nombre de flujo híbrido debido a que solo uno de los reactivos se encuentra en estado líquido y almacenado en un estanque, mientras que el otro permanece en la celda electroquímica. Actualmente algunas compañías trabajan en la comercialización de las baterías híbridas de zinc y bromo, en la que el anolito se compone de iones  $Zn^{2+}$ , se sigue investigando esta tecnología para aplicaciones de servicios complementarios en Sistemas Eléctricos de Potencia con órdenes de 1 MW/3MWh y para almacenamiento para comunidades o micro-redes con capacidades de 5 kW / 20 kWh [5].

### 1.3 Aplicaciones de Sistemas de Almacenamiento en Sistema Eléctrico de Potencia

Las tecnologías de almacenamiento de energía ofrecen muchos otros beneficios potenciales, el cual ayudan a reducir la variabilidad de la potencia de salida de energía variable de la fuente de energía, así como la capacidad de controlar el voltaje y la regulación de frecuencia [4]. Estos sistemas de almacenamiento pueden equilibrar el flujo en el suministro y así poder satisfacer la demanda necesaria de energía, para una corta duración puede llegar a tener control de la frecuencia.

Esta tecnología cuenta con un potencial para hacer frente a las contingencias y las perturbaciones que se llegaran a generar en los sistemas de almacenamiento de subestaciones destinados a fin de que permitan almacenar la energía que se produce por fuentes no convencionales de energía, que proporcionarán servicios a la red, como la

regulación de voltaje, regulación de frecuencia, generación distribuida y absorción o entrega de potencia eléctrica con respuesta rápida.

A continuación, se describe más en concreto algunas de sus aplicaciones más importantes en los sistemas de potencia que brindan estas tecnologías de almacenamiento.

- **Calidad del suministro**

Esto tiene que ver con mantener los valores de las variables eléctricas dentro de los rangos aceptables de operación de los sistemas eléctricos de potencia, con la eliminación de contenido armónico en las ondas sinusoidales de tensión y corriente al igual que con el mantenimiento de factores de potencia cercanos a la unidad [5].

Esto es de suma importancia para algunos consumidores tanto comerciales como industriales, debido a que cuentan con aparatos muy delicados, por lo cual es de gran importancia el uso de dispositivos para el mejoramiento de la calidad en el suministro como los son los sistemas de almacenamientos.

- **Desplazamiento en el tiempo de la energía**

Esta aplicación está relacionada con la necesidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia para hacer coincidir la generación con la demanda en todo momento durante su operación normal con el sistema [5]. Normalmente un sistema eléctrico de potencia tiene un comportamiento donde se puede distinguir dos zonas características, una de estas zonas corresponde a las horas de baja demanda que por lo regular están presentes durante la noche, mientras que la otra zona corresponde a la demanda punta que esta se conoce igual como horas pico donde la gente utiliza mucho más la energía.

Durante las horas de baja demanda se inyecta al sistema la denominada generación base (tecnologías de generación de menores costos incrementales), mientras que durante las horas punta o pico, debido a las

altas demandas se debe abastecer la entrada de operación de tecnologías punta, las que tienen costos elevados de operación siendo más caros (fuel-oil, diésel y gas) ocasionando así que la operación completa del sistema sea de un costo elevado [5].

Siendo así una gran oportunidad para los sistemas de almacenamiento de energía para poder ocupar el puesto de las tecnologías punta en los sistemas eléctricos, ya que pueden cargarse durante las horas de baja demanda, y retornar la energía ya almacenada en las horas punta, lo que se conoce como energy arbitrage. Esta operación es rentable en la medida en que se compra la energía más barata (costos incrementales en operación base) y se venden al sistema a un mayor precio (costos incrementales en operación punta) [5].

- **Reservas de Potencia**

Para que el sistema eléctrico tenga una operación confiable debe contar con una reserva potencia activa la cual le permite responder a las distintas situaciones de desbalance que se llegaran a presentar. Estas reservas le otorgan al sistema la capacidad de hacer coincidir la generación y el consumo minuto a minuto hasta responder a contingencias severas como la desconexión imprevista de alguna unidad generadora [5].

- **Postergación de la expansión**

Los sistemas de almacenamiento ayudan a cumplir o realizar varias funciones en el sistema que solo se podrían cumplir o llevar a cabo mediante una expansión del sistema eléctrico o al construir nuevas líneas de transmisión, subestaciones, plantas de generación, etc.

Así los sistemas de almacenamiento ayudan a postergar los proyectos que se tengan de una expansión de generación o transmisión, como un ejemplo de esto tenemos una línea que se encuentra saturada por lo cual sufre congestión, el sistema de almacenamiento se ubica en el extremo receptor

ayudando así en ciertos horarios que la línea se encuentre saturada a liberarla, mientras en los periodos de operación normal de la línea este se carga, para posteriormente en horarios de saturación ayudar a la línea a liberarse creando así un ciclo de carga y descarga en la línea congestionada mantenimiento los flujos de potencia programados.

#### 1.4 Estructura de la Tesis

**En el primer capítulo:** Se presenta una descripción de los conceptos y definiciones básicas que están relacionadas con los Sistemas Eléctricos de Potencia en conjunto de la estabilidad y acerca del almacenamiento con sus tipos y aplicaciones que dan al sistema de potencia.

**En el segundo capítulo:** En este capítulo se muestran los conceptos sobre el modelo matemático del Sistema de Potencia, detallando el modelado y sus partes que lo componen

**En el tercer capítulo:** Se comentan las técnicas de la solución para el problema de estabilidad, enfocándose en integración numérica y los métodos directos

**En el cuarto capítulo:** Se describen las características del Sistema de Prueba, la condición de operación, las diferentes simulaciones realizadas y los resultados obtenidos a partir de las mismas.

**En el quinto capítulo:** Se presenta el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones.

**En el sexto capítulo:** Se presentan las conclusiones a partir del análisis de los resultados reportado en el capítulo anterior junto con las dificultades y conocimientos obtenidos durante la realización de este trabajo de tesis.

## **Capítulo 2: Modelo Matemático del Sistema de Potencia para Estudios de Estabilidad**

### **Introducción**

En el siguiente capítulo se comienza hablando sobre el modelado matemático de un sistema de potencia el cual facilita hoy en día la interpretación y el modelado del estudio de estabilidad en un sistema de potencia, la tecnología como la computadora vino para facilitar este proceso ya que gracias a esta innovación existen diferentes programas que resuelven este análisis.

En la actualidad hay una inmensa variedad de programas para el estudio de problemas en el campo eléctrico, estos programas generalmente se configuran para resolver los problemas en forma numérica en lugar de configuraciones analógicas, lo que obliga al analista del sistema de energía a modelar el sistema cuantitativamente [2].

Par poder comprender un modelado matemático primero debemos conocer los elementos que lo contienen, que en este capítulo serán analizando como primer tema se encuentra lo que son las líneas de transmisión que son el medio físico por el cual ocurre la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Posteriormente se habla sobre los transformadores y sus diferentes tipos que son utilizados en las redes, los cuales son los encargados de transferir la energía de un circuito eléctrico a otro sin cambiar su frecuencia, al igual que es una ayuda para poder elevar, reducir o regular el voltaje en la red, siguiendo con las cargas que son lo que los dispositivos consumen esto quiere decir la demanda en el sistema, en donde se puede clasificar en particulares y globales las cuales se describen a partir del punto 2.3.

En el punto 2.4 se analiza los elementos de compensación los cuales ayudan a que se cumplan los requisitos de calidad y seguridad durante el proceso de la transmisión de energía, ya que en la actualidad la demanda

crece de manera continua con un ritmo acelerado mientras que la generación crece de forma más lenta y paulatinamente.

A partir del punto 2.5 se comienza a tratar los temas de máquinas iniciando con el generador síncrono que es una maquina rotatoria con la capacidad de convertir una energía mecánica en energía eléctrica, discutiendo que la máquina síncrona puede presentar dos formas diferentes que son de polo redondo y de polo saliente describiendo cada una y en la forma que son utilizadas, el generador síncrono cuenta con un sistema de excitación que el propósito de este es alimentar el devanado de campo de dicha maquina en el 2.6 se habla sobre los diferentes tipos de excitación y algunas de sus funciones.

Para finalizar este segundo capítulo se tiene el sistema de gobernador de velocidad el cual ayuda a mantener al generador siempre girando a la velocidad adecuada y así mantener la tensión y frecuencia estable sin ninguna variación.

El modelado a escala de los sistemas de energía como medio para analizar el desempeño es poco práctico, existe un numero infinito de posibles configuraciones y una gran variedad para los diferente tipos de estudio, los modelos a escala con ciertos componentes mecánicos de los sistemas de energía suelen utilizarse para poder evaluar sus características, como por ejemplo en el caso de las secciones hidráulicas de las platas generadoras hidroeléctricas, en su rotor de turbina, espirales, compuertas, etc. Pero lo cual se vuelve complicado y requiere de mucha experiencia para poder establecer los factores de escala y normalización, para así construir el modelo y recopilar datos significativos mediante su medición e interpretación y extrapolación de los resultados [2].

## 2.1 Líneas de Transmisión

Una línea es el conductor o el medio por el cual se conecta una fuente a una carga, es básicamente el medio físico por el cual ocurre la transmisión y distribución de la energía eléctrica, el rendimiento de este es afectado por cuatro parámetros que son: resistencia en serie, inductancia en serie, capacitancia en derivación y conductancia en derivación. Es común utilizar la palabra línea para representar tanto cables como líneas aéreas ya que para poder determinar los parámetros se realizan el mismo procedimiento de cálculo, y estos parámetros afectan tanto a las líneas aéreas como a cables.

La selección de los cables se debe considerar la intensidad máxima de corriente que puede transmitir y por lo tanto determinará la capacidad de transmisión de la línea, a una mayor intensidad, mayores son las pérdidas en línea debido al efecto Joule.

En el principio de la transmisión de potencia eléctrica, los conductores principales eran de cobre, los cuales se han ido reemplazando por conductores de aluminio para líneas aéreas debido a su menor costo respecto a los de cobre para un mismo valor de resistencia.

Para poder reducir la llamada descarga de corona (ruptura de la capacidad de aislamiento del aire alrededor de los cables debido a campos eléctricos elevados, que ocasionan pérdida de línea y perturbaciones electromagnéticas que pueden causar interferencia en los sistemas de comunicaciones) cada fase de la línea se divide generalmente en dos, tres o más cables, dando lugar a cables dúplex o tríplex [8], también al ocupar hoy en día los conductores de aluminio (los cuales tienen un mayor diámetro que los de cobre con la misma resistencia) con un diámetro mayor, las líneas de flujo eléctrico que se originan en el conductor se encuentran más separadas en su superficie para el mismo voltaje, lo cual significa que hay un menor gradiente de voltaje en la superficie del conductor y una menor tendencia a ionizar el aire que rodea al conductor [13].

Los símbolos que identifican los diferentes tipos de conductores de aluminio son los siguientes [13]:

- AAC            todos los conductores de aluminio.
- AAAC        todos los conductores de aleación de aluminio.
- ACSR        conductores de aluminio con alma de acero.
- ACAR        conductores de aluminio con alma de aleación .

Uno de los parámetros más importantes de la línea es la inductancia, la cual depende de gran medida en la posición geométrica relativa de las tres fases en la torre.

Las líneas presentan también un efecto capacitivo con la tierra, el cual determina el valor de su capacitancia en derivación o a tierra [8].

La línea de transmisión consiste en cables de aluminio con un núcleo de acero que descansan sobre torres, su diseño está basado en consideraciones tanto mecánicas como eléctricas, estas torres deben tener la suficiente resistencia para poder soportar el peso de los cables al igual que la tensión en los cables manteniendo el mínimo de la distancia de seguridad entre los cables, entre cables-torres, y entre los cables-suelo [8].

Las líneas de transmisión pueden ser consideradas como la columna vertebral del sistema de energía, ya que es el medio por el cual se transporta la energía con seguridad, los parámetros eléctricos antes mencionados son los que determinan la capacidad de transmisión de esta energía, por lo cual la determinación de estos parámetros es primordial y de gran importancia para la seguridad, transmisión y distribución de la energía.

A continuación, se describen los cuatro parámetros fundamentales de una línea de transmisión.

- Impedancia de línea  $L$  en H/km
- Resistencia de línea  $R$  en K/km
- Capacitancia de línea  $C$  en F/km



- Conductancia de línea G en S/km

### Resistencia de línea R

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas, el término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva [13]. Donde la resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{perdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \Omega \quad (2.1)$$

Donde la potencia está en watts e  $I$  es la corriente rms en el conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de cd del conductor solo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme [13].

La resistencia de cd de un conductor a una temperatura especificada T es

$$R_{cd,T} = \frac{\rho_T l}{A} \Omega \quad (2.2)$$

Donde  $\rho_T$  = resistividad del conductor a la temperatura T

$l$  = longitud del conductor

$A$  = área de la sección transversal del conductor

La resistividad depende del metal del conductor, el cobre recocido es el estándar internacional para medir la resistividad  $\rho$  (o la conductividad  $\sigma$ , en donde  $\sigma = 1/\rho$ ) [1].

La resistencia de los conductores depende de los factores siguientes:

1. La disposición en espiral [1].
2. Temperatura [1].
3. Frecuencia (“efecto piel”) [1].
4. Magnitud de la corriente; conductores magnéticos [1].

## Conductancia de línea G

La conductancia explica la pérdida de potencial real entre conductores o entre los conductores y la tierra [1].

La línea de conductancia  $G$  no se puede especificar de forma analítica, este depende de las propiedades del conductor [8], para las líneas aéreas, esta pérdida de potencia se debe a las corrientes de fuga en los aisladores y corona, la corriente de fuga el aislador depende de la cantidad de suciedad, sal y otros contaminantes que se hayan acumulado sobre los aisladores, así como de factores meteorológicos, en particular la presencia de humedad [1].

La pérdida de corona de una línea aérea trifásica está dada por [8]:

$$P_{co} = U_B^2 \cdot G \quad (2.3)$$

El efecto corona ocurre cuando un valor elevado de la intensidad del campo eléctrico en la superficie de un conductor hace que el aire se ionice eléctricamente y se vuelva conductor, este ocasiona un efecto en la pérdida de potencia real la cual se llama pérdida por efecto corona, la cual depende de las condiciones meteorológicas, particularmente de la lluvia, y de las irregularidades en la superficie del conductor [1].

## Inductancia de línea L

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere, si la permeabilidad  $\mu$  es constante, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente [13].

Dicho lo anterior, los enlaces de flujo resultante se pueden expresar como el fasor  $\lambda$  por lo tanto:

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad (2.4)$$

La inductancia de línea  $L$  viene dado por el campo magnético de la línea aérea esta se puede dividir en la autoinductancia  $L$  de cada conductor y la

inductancia mutua  $M$  entre dos conductores arbitrarios [8], si el valor instantáneo de la corriente,  $i$ , se sustituye por e fasor  $I$  en la ecuación anterior, este  $\lambda$  debe ser el valor de los enlaces de flujo instantáneo producido por  $i$  [13].

### Capacitancia de línea C

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de las diferencias de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas, la capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial [13].

La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte, la base para el análisis de la capacitancia es la ley de Gauss para campos eléctricos, esta ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie [13].

La capacitancia de línea C se origina en el campo eléctrico de la línea y este dado por

$$C = \frac{\pi \cdot \epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{R} \frac{2H}{D_1}\right)} \quad (2.5)$$

Donde  $R$  denota el radio,  $D$  la distancia entre conductores y  $H$  la altura del conductor sobre el suelo [8].

La capacitancia de una línea de dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos [13]. En una ecuación la capacitancia por unidad de longitud de la línea es:

$$C = \frac{q}{v} F/m \quad (2.6)$$

Donde  $q$  es la carga sobre la línea en coulombs por metro y  $v$  es la diferencia de potencial entre los conductores en volts [13].

La capacitancia entre conductores es [13]:

$$C_{ab} = \frac{q_a}{v_{ab}} = \frac{2\pi k}{\ln(D^2/r_a r_b)} F/m \quad (2.7)$$

El efecto de capacitancia puede ser pequeño y en ocasiones se desprecia en las líneas de potencia menores a los 80 km de largo, entre las líneas de alto voltaje sean más largas, más cree la importancia de la capacitancia [13].

## 2.2 Transformadores

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre líneas de diferentes voltajes [13].

Un transformador es una máquina eléctrica que se basa en los principios de la inducción electromagnética, el cual transfiere energía de un circuito eléctrico a otro sin cambiar su frecuencia, la transferencia se realiza gracias al cambio de voltaje y corriente ya que un transformador permite aumentar o disminuir la corriente alterna cuando esto se requiera.

El transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético, en un transformador de potencia, las bobinas se colocan sobre un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo de manera que el que enlace a una bobina también enlace a las demás [13].

Este es un elemento fundamental en las redes eléctricas ya que ayuda a elevar, reducir o regular el voltaje en una red. Algunos de los diferentes tipos de transformadores que se utilizan en las redes eléctricas, son:

### 2.2.1 Transformador monofásico

Este transformador consiste esencialmente en dos bobinas enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético [14], siendo ideal para responder los siguientes supuestos [8].

- La resistencia de los devanados es cero.
- El flujo magnético es totalmente confinado dentro del núcleo magnético, sin fugas de flujo.
- La resistencia magnética del núcleo es nula.
- No hay histéresis ni pérdidas por corrientes parásitas.

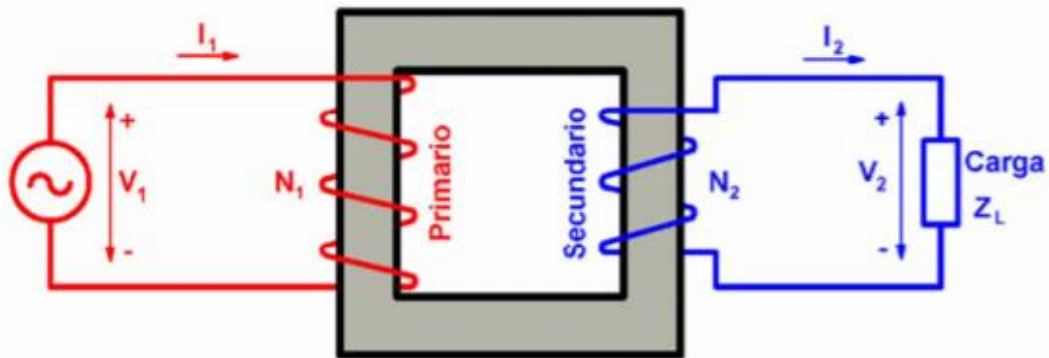


Figura 2.1 Principio del funcionamiento de un transformador [14].

En la figura 2.1 se representa el funcionamiento de un transformador en donde el devanado primario es por donde entra la energía del transformador y el devanado por donde sale la energía hacia las cargas que son alimentadas por el transformador se le denomina secundario [14].

En las condiciones ideales, la igualdad entre la potencia del transformador en el lado primario y el secundario son iguales, esto es  $S_p=S_s$ . Los voltajes y las corrientes entre ambos lados están relacionados mediante el número de vueltas de los devanados primario ( $N_p$ ) y secundario ( $N_s$ ).

Para poder determinar el modelo del transformador real, este debe someterse a dos tipos de pruebas:

## 1. Prueba de circuito abierto

Este se basa en alimentar uno de los devanados, por ejemplo, el primario con tensión nominal  $U_{p,nominal}$ , dejando al secundario abierto (conectado sin carga). El resultado que nos da es la existencia de una pequeña corriente  $I_0$ , llamada corriente magnetizante, con un claro carácter inductivo, una tensión secundaria  $U_{s,0}$  cerca de la tensión nominal, una pequeña potencia activa  $P_0$  y pequeña potencia reactiva  $Q_0$  de los valores medidos se pueden deducir los siguientes parámetros [8]:

$$\frac{U_{p,nominal}}{U_{s,0}} \approx \frac{N_p}{N_s}; R_{Fe} \approx \frac{U_{p,nominal}^2}{P_0}; X_m \approx \frac{U_{p,nominal}^2}{Q_0} \quad (2.8)$$

## 2. Prueba de cortocircuito

Se realiza cortando el secundario y la alimentación del primario con una tensión  $U_{p,sc}$  establecida de modo que la corriente nominal  $I_{p,nominal}$  circule por el devanado, los resultados que se obtienen de esta prueba es: una corriente secundaria  $I_{s,sc}$ , casi igual a la nominal  $\left(\frac{I_{p,nominal}}{I_{s,sc}} \approx \frac{1}{t}\right)$  y una potencia pequeña activa  $P_{sc}$  esta inferior a la potencia reactiva  $Q_{sc}$ , con los valores obtenidos en esta prueba, es posible calcular la llamada impedancia de cortocircuito [8]:

$$R_{sc} \approx \frac{P_{sc}}{I_{p,nominal}^2} \approx \frac{R_p \cdot I_{p,nominal}^2 + R_s \cdot I_{s,sc}^2}{I_{p,nominal}^2} \approx R_p + t^2 \cdot R_s \quad (2.9)$$

$$X_{sc} \approx \frac{Q_{sc}}{I_{p,nominal}^2} \approx \frac{X_p \cdot I_{p,nominal}^2 + X_s \cdot I_{s,sc}^2}{I_{p,nominal}^2} \approx X_p + t^2 \cdot X_s \quad (2.10)$$

### 2.2.2 Transformador trifásico

Estos transformadores son una extensión del transformador monofásico, ya que tres transformadores monofásicos idénticos de dos devanados se conectan y así crean un banco trifásico [1], el cual aumenta en el número de devanados que se le pueden conectar de diferentes formas como por ejemplo en delta y estrella.

Sobre la base del tipo de núcleo ferromagnético se puede clasificar al transformador trifásico de las siguientes maneras:

- Banco de transformadores monofásicos, compuesto por tres transformadores fase y también llamado banco trifásico.
- Transformador de tres ramales en el que solo se utiliza un núcleo con un ramal para cada fase.
- Transformador de cinco patas cuyo núcleo tiene cinco patas; tres para cada una de las fases y dos patas adicionales en sus extremos.

Sobre la base del número de devanados por rama del núcleo, identificamos los siguientes transformadores:

- Transformadores con dos devanados separados (primario-secundario).
- Transformadores con tres devanados separados (primario-secundario-terciario).
- Transformadores con embobinado continuo.

Estos transformadores también se pueden clasificar por sus conexiones de embobinado en delta o estrella, dando como resultado diferentes configuraciones de transformador como: delta-estrella, estrella-estrella o delta-delta, la forma en que se conectan los devanados primarios y secundarios (delta o estrella) da lugar a un desplazamiento angular entre los correspondientes voltajes primarios y secundarios, también resulta una diferencia de voltaje en la transformación [8].

Una de las grandes diferencias entre los transformadores monofásicos y trifásicos es que en este último existe una la relación de los devanados (primario-secundario-terciario) tanto en magnitud como en ángulo.

### 2.2.3 Transformadores de tres devanados

Como su nombre lo indican cuentan con tres devanados en cada una de las fases, su modelo es monofásico equivalente que cuenta con tres acoplamientos magnéticos.

La impedancia del transformador de tres devanados generalmente se define a partir de las siguientes pruebas:

- Prueba de cortocircuito (sc) realizada con el secundario cortocircuitado y el terciario abierto, de tal manera que conectando el primario a una tensión  $U_{p,sc}$  la corriente nominal  $I_{s,nominal}$  circule por el secundario. Con estas condiciones una impedancia  $Z_{ps,\%}$  se calcula como una relación entre la tensión  $U_{p,sc}$  y la tensión nominal  $U_{p,nominal}$ , multiplicada por 100 (en porcentaje). Desde la relación de transformación de los devanados se demostró que la impedancia por unidad obtenida así  $Z_{ps,\%} = Z_{ps,\%}/100$  es igual a la impedancia expresada en por unidad cuando los voltajes base son los voltajes nominales ( $U_{p,nominal}$  y  $U_{s,nominal}$ ) y la potencia base corresponde a la del devanado secundario  $S_{s,nominal}$  normalmente este devanado en cortocircuito [8].
- Prueba de cortocircuito (sc) realizado con el terciario cortocircuitado y el secundario abierto, de tal forma que la corriente nominal circula por el terciario. De esta prueba la unidad  $Z_{pt,pu}$  obtenido se refiere a las tensiones nominales de bases ( $U_{p,nominal}$  y  $U_{t,nominal}$ ) y una potencia base igual al terciaria nominal  $S_{t,nominal}$  [8].
- Prueba de cortocircuito (sc) realizada con el terciario cortocircuito y el primario abierto, alimentado por el secundario donde se obtiene la impedancia  $Z_{st,pu}$ . Esta impedancia será expresada, en este caso en la base de tensión nominal ( $U_{s,nominal}$  y  $U_{t,nominal}$ ) y en la base terciaria la potencia de  $S_{t,nominal}$  [8].



## 2.2.4 Transformador regulador

Estos transformadores son componentes importantes en los sistemas de potencia gracias a que proveen pequeños ajustes tanto en la magnitud del voltaje como en el cambio de ángulo de fase de voltaje de las líneas (generalmente en el rango de  $\pm 10\%$ ) [13].

Este tipo de transformador es de especial interés en el funcionamiento de la red eléctrica, dependiendo de la variable que se quiera controlar este transformador se puede dividir en dos tipos como antes ya se mencionó:

1. Transformador regulador de voltaje-magnitud
2. Transformador regulador de ángulo de fase

A continuación, se hablará del comportamiento de cada uno.

### 2.2.4.1 Transformadores reguladores de voltaje-magnitud

El esquema más simple de este transformador consiste en que uno de sus devanados cuenta con diferentes tomas de cambios (taps) los cuales corresponden a diferentes números de vueltas, de esta manera el transformador puede modificar la magnitud de la tensión  $U_s$  y la supuesta constante  $U_p$  cambiando el número de vueltas de  $N_p$  (lado de alta tensión) y por lo tanto se cambia la relación de vueltas de  $N_p/N_s$  [8]. Con esto se obtiene un transformador regulador de cambio de tomas (taps), el cual está representado en el circuito de la figura siguiente.

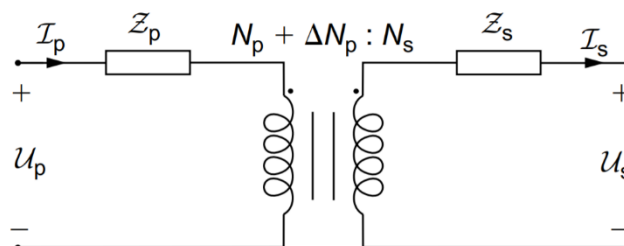


Figura 2.2 Circuito de transformador regulador de voltaje-magnitud [8].

Los taps normalmente se encuentran en los devanados de alto voltaje, lo cuales ayudan a proporcionar una relación de voltaje más adecuada para el sistema de energía, estos taps se pueden cambiar automáticamente bajo carga o fijo que es cambiarlo manualmente cuando ya está sin energía.

#### 2.2.4.2 Transformador regulador de ángulo de fase

Es muy similar al transformador regulador de magnitud, pero este es un transformador que regula el desplazamiento del ángulo de fase entre los dos extremos [8].

La siguiente figura muestra el esquema para este transformador.

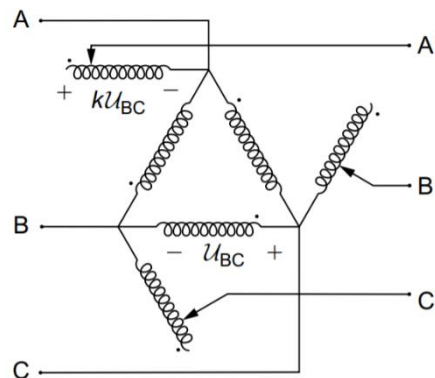


Figura 2.3. Transformador regulador de ángulo de fase [8].

Casi todos los transformadores tienen derivaciones en los devanados para ajustar la relación de transformación, y la cambian cuando el transformador este desenergizado, a estos transformadores se les conoce como transformadores de cambio de derivación con carga (TCC) o transformadores cambiadores de derivación bajo carga (TBC) [13].

### 2.3 Cargas

Por lo general las cargas del sistema de potencia se puede clasificar en cargas estáticas y rotativa, pero existe una diversidad de dispositivos que

consumen energía eléctrica que no corresponden exactamente a los modelos ya mencionados, también se conoce que la mayoría de los estudios que tratan sobre los estudios de redes eléctricas consideran cargas que combinan y se agrupan con diferentes dispositivos consumidores, como tal es el caso de una subestación la cual alimenta un área en particular de una ciudad donde existen cargas industriales, de tiendas y residenciales.

Las cargas también se pueden clasificar en **particulares y globales**, las *cargas particulares* constan de un solo dispositivo consumidor por lo cual es un modelo específico (como un motor, lámpara, rectificador, horno, etc.) y las *cargas globales* constan de varios dispositivos consumidores que cuentan con diferentes características o diferentes condiciones del funcionamiento como por ejemplo en un patio de maniobras eléctricas, una subestación, un cuarto de máquinas, etc., el modelo de una carga como fuente de energía “negativa” se ha utilizado tradicionalmente para representar los grandes consumos de las subestaciones eléctricas [8]. A este tipo de cargas se le conoce como modelos agregados.

Las cargas eléctricas suelen ser representadas conforme a:

- Su comportamiento matemático: lineal y no lineal [8].
- El tipo de variables a considerar: eléctrica, electromecánica, termo eléctrica, ambiental, temporal, etc. [8].
- Su naturaleza : determinista y aleatorio [8].

Los modelos que definen una carga como impedancia son útiles para poder representar los consumos agregados en media y baja tensión, muy pocas veces es utilizado en el análisis de redes de transmisión, a excepción de los casos donde las ecuaciones nodales están linealizadas, es utilizado para algunas cargas específicas como lámparas incandescentes, calentadores eléctricos, etc.

Los modelos de fuentes de tensión o corriente son menos frecuentes en las cargas agregadas y su uso principal es en el análisis armónico de redes

eléctricas, con el objetivo de realizar un proceso de cálculo interactivo, por esta razón este modelo no es comúnmente utilizado en la práctica, pero aun así hay algunos dispositivos que responden a este modelo, como es el caso de los rectificadores electrónicos controlados [8].

En la mayoría de los casos las características de las cargas no se pueden simular utilizando solo un tipo de modelo, por lo que es recomendable y más conveniente utilizar una combinación de modelos ya que el uso eléctrico no solo se centra en una actividad si no que está presente en casi todas las actividades sociales como en iluminación, espectáculos, servicios, etc. Lo cual genera singularidades que hacen que las predicciones de carga sean un problema de difícil solución, como la aleatoriedad en el consumo eléctrico que es conocida por ser incontrolable y su dependencia de variables externas a las redes eléctricas.

Estas características junto con el extenso consumo eléctrico hacen la caracterización de la demanda se torne en un problema complejo, pero es posible apreciar ciertos comportamientos en la demanda los cuales pueden ayudar a comprenderlos y caracterizarlo como son los siguientes:

- **Demanda según la hora del día:** Esto se puede apreciar desde cualquier curva diaria, observando que existe una variación en el consumo del día, sabiendo que las horas de menor consumo son las nocturnas debido a la menor actividad social y por el contrario las de mayor consumo son durante el día [8].
- **Demanda según tipo del día:** Existe la relación entre consumo y actividades económicos, lo cual provoca diferentes niveles de consumos estos sujetos al tipo de día, sea laboral o festivo [8].
- **Demanda según el tipo de sociedad o zona determinada:** Para un mismo tipo de día las curvas de consumo diaria son diferentes, están relacionadas con la actividad presentada en la zona, como, por ejemplo, el consumo de un área industrial es claramente muy diferente a una zona residencial, una zona agrícola o de servicios públicos [8].

- **Demanda en función de las condiciones meteorológicas:** Hablando de la misma zona y el mismo día, los consumos de energía están influenciados por el clima como por ejemplo temperatura, vientos, nubes, humedad, etc. [8].

Los estudios desarrollados para poder obtener los modelos predictivos de demanda se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- **Modelos basados en serie de tiempo:** son donde el consumo se define según datos históricos, estos métodos de series de tiempo se basan en el hecho de que existen cierta periodicidad en los datos (estacionales, diarios, semanales o por hora) [8].
- **Causales o modelos funcionales:** es donde la carga se modela según los factores o variables particulares fuera de la red, como el clima o el área social. Estos intentan establecer una relación entre la demanda eléctrica y las condiciones climáticas, donde se admiten las clasificaciones previas a la demanda con respecto al componente tiempo para eliminar sus defectos en el modelo [8].
- Modelos más recientes basados sobre técnicas de inteligencia artificial y redes neuronales.

Los modelos de tiempo y funcionales son utilizados ampliamente en los cálculos para estadísticas teniendo buen éxito, los modelos funcionales cuentan con la gran ventaja de que pueden comprender el comportamiento de la demanda, el último modelo que es basado en técnicas de inteligencia artificial y redes neuronales son más recientes y apenas se encuentran en estudio.

## 2.4 Elementos de Compensación

En la actualidad la demanda de la energía crece de manera continua y a un ritmo acelerado y la generación por lo general no crece al mismo ritmo que la demanda y tampoco en lugares cercanos a los centros de consumo, por lo cual se hace necesario la transmisión de grandes volúmenes de potencia a través de grandes distancias y con el propósito de reducir las

pérdidas de transmisión, se hace necesario el incorporar elementos de compensación de los sistemas de energía para cumplir con los requisitos de calidad y seguridad en el proceso de la transmisión de energía.

#### 2.4.1 Compensación de carga

Se le denomina compensación de carga a la utilización de potencia reactiva para mejorar el perfil de voltaje y el factor de potencia.

Se usan capacitores en derivación para entregar la potencia reactiva e incrementar las tensiones de transmisión bajo condiciones de carga pesada [1].

La compensación de carga se refiere a la mejora de la calidad de la energía, la potencia reactiva se puede inyectar instalando varias fuentes, como reactores y condensadores en derivación o en serie con el sistema en los lugares apropiados. Otro aspecto para considerar es que, en la medida de lo posible, se deben evitar las corrientes de secuencia negativa para reducir la pérdida de potencia. Esto se logra operando el sistema en condiciones equilibradas [9].

#### 2.4.2 Compensación de línea.

La carga de impedancia característica de una línea es la potencia entregada por una línea a una carga puramente resistiva igual a su impedancia característica [9].

Se usan inductores y capacitores en líneas de transmisión de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener las tensiones cerca de los valores nominales [1].

La compensación de línea da como resultado:

- Minimización del efecto ferranti [9].
- La eliminación de la necesidad de un funcionamiento subexcitado de los generadores [9].
- La capacidad mejorada de transferencia de energía [9].

#### 2.4.3 Compensación de derivación

Esta compensación es muy similar a la compensación de carga, los condensadores conectados en derivación mejoran el factor de potencia, inyectan potencia reactiva y así aumentan la transmisión de potencia real [9].

#### 2.4.4 Compensadores estáticos

El término de compensador estático de VARs se aplica a una serie de dispositivos de compensaciones de VAR estática para uso en el control reactivo en derivación, estos dispositivos constan de un elemento reactivo estático conectado en derivación (reactores y condensadores lineales o no lineales) configurados en un sistema de compensación de VAR [9].

Los bancos de condensadores a menudo incluyen filtros armónicos los cuales evitan que fluya corrientes armónicas en el transformador y en el sistema de alta tensión, estos bancos de condensadores se subdividen y se conectan a la barra de distribución de la subestación a través de un disyuntor por subbanco.

### 2.5 Generador Síncrono

Un generador síncrono se define como una máquina rotatoria que es capaz de convertir una energía mecánica en energía eléctrica, esta máquina síncrona consta de núcleos cilíndricos ferromagnético: uno está fijo y es llamado estator, mientras que el otro se encuentra en movimiento y se le

conoce como rotor, los devanados de la máquina se encuentran ubicados en ambos cilindros.

La máquina síncrona es un dispositivo reversible, lo cual quiere decir que puede funcionar como un generador o como un motor, la única diferencia entre estos dos funcionamientos se da a partir del signo de la potencia mecánica, y que convierte la energía eléctrica en mecánica [13].

En cualquiera de las dos condiciones que se trabaje, su potencia reactiva puede ser consumida o suministrada por la máquina de tal manera que [8]:

$$E \cdot \cos \delta > U \rightarrow Q_g > 0 \quad (2.11)$$

$$E \cdot \cos \delta < U \rightarrow Q_g < 0 \quad (2.12)$$

Los generadores síncronos representan casi toda la producción de energía eléctrica de la red, estos generadores son dispositivos básicos que mantienen la frecuencia de la red y en gran medida a los voltajes de los nodos en condiciones estables para su funcionamiento, gracias a que cuentan con controles de frecuencia o reguladores y ayudan a controlar la magnitud del voltaje en el generador.

La salida de la potencia reactiva de las máquinas síncronas se puede ajustar, para un nivel de potencia activado dado dentro de los límites de la curva de capacidad por el sistema de excitación. Esto ofrece una muy eficiente y forma rápida de poder controlar el voltaje terminal de la máquina, que es la forma más importante de controlar el voltaje en la mayoría de los sistemas de energía [8].

El generador síncrono al ser un dispositivo electrónico presenta restricciones tecnológicas y económicas en su funcionamiento, a continuación, se citan algunas:

- **Límites de potencia mecánica:**  $P_{m,max}$ , que se establece por la potencia máxima que puede extraer de la turbina y  $P_{m,min}$ , que es la potencia mínima que la turbina puede entregar por razones económicas o tecnológicas [8].



- **Límite térmico del estator:**  $I_{max}$ , es la corriente máxima que puede circular por el estator bobinado. Considerando un voltaje constante en las terminales de la máquina, el límite térmico puede ser establecido como una potencia aparente máxima  $S_{max}$  [8].
- **Límite máximo de tensión interna:**  $E_{max}$ , se define por la corriente de excitación máxima que puede circular a través de los devanados del rotor o por la tensión máxima de aislamiento [8].
- **Límite de estabilidad:**  $\delta_{max}$ , se establece a partir de consideraciones de estabilidad de la máquina, sin embargo, en ausencia de otros criterios, el valor superior para este límite se puede establecer en  $90^\circ$ , correspondiente a la potencia activa máxima del generador que puede entregar a la red [8].

Las funciones del generador se describen en seguida:

- El *excitador* suministra corriente continua al devanado de campo y, por tanto, comprende la parte del sistema de excitación.
- El *controlador* trata y amplifica las señales de entrada a un nivel y forma adecuados para el control del excitador. Las señales de entrada son señales de control puras, así como funciones para estabilizar el sistema excitador.
- La *unidad de medición de voltaje y compensación de carga* mide el voltaje terminal del generador, lo rectifica y filtra. La compensación de carga se puede implementar si el voltaje en un punto alejado de las terminales del generador, como en un punto ficticio dentro del generador transformador, debe mantenerse constante [8].
- El *estabilizador del sistema de potencia (PSS)* da una señal que aumenta la amortiguación al controlador. Las señales que entran habitualmente son desviaciones en la velocidad del rotor, potencia de aceleración o frecuencia de voltaje.
- El *limitador y la protección* pueden contener un gran número de funciones que garantizan que no se superen los diferentes límites físicos y térmicos del generador y del excitador. Las funciones

habituales son limitadores de corriente, protección contra sobreexcitación y protección contra sub-excitación. Muchos de ellos aseguran que la máquina síncrona no produzca ni absorba potencia reactiva fuera de los límites para los que está diseñada [8].

En el caso de la máquina síncrona, el rotor puede presentar dos formas geométricas distintas como lo son: el polo redondo (o cilíndrico) y el polo saliente.

En seguida se presenta una imagen de los dos casos en los que se puede presentar el rotor:

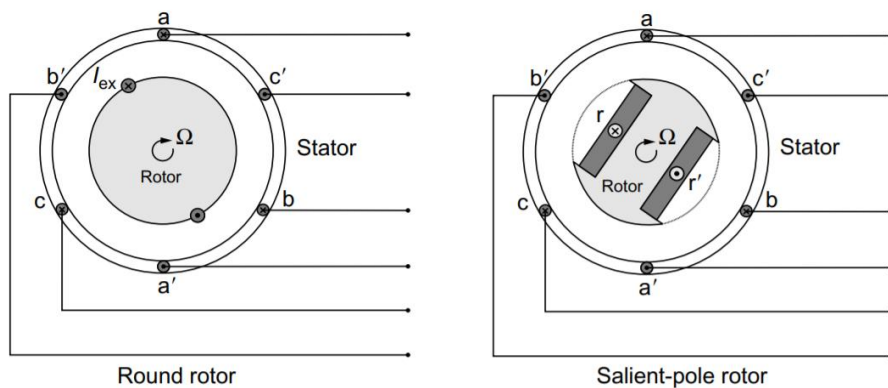


Figura 2.4 Rotor de polo redondo y de polo saliente [8].

La imagen de la izquierda es la de rotor redondo o cilíndrico que es utilizada en máquinas que giran a muy altas velocidades (turbo-generadores), las unidades hidráulicas funcionan a baja velocidad y tienen los rotores de polos salientes el que está representado de lado derecho de la figura.

### 2.5.1 Generador síncrono de rotor redondo

Esta máquina cuenta con pocos polos (2 o 4 polos) y es de alta velocidad, en este tipo de máquinas tanto el estator como el rotor son cilíndricos, por lo que su entre hierro es uniforme [15].

En la máquina síncrona el devanado del rotor se alimenta mediante una corriente continua, aunque también existen máquinas con rotor de imanes permanentes, de la manera que se crea un flujo magnético simétrico el cual rodea al estator. Debido a la rotación del rotor, se inducen tensiones en los devanados del estator, que se puede utilizar para poder alimentar cargas eléctricas y así obtener una generación de tensión trifásica equilibrada en los devanados del estator los cuales se distribuyen geométricamente cada  $120^\circ$  [8].

Una máquina síncrona sin carga se puede modelar utilizando un sistema trifásico equilibrado de voltajes instantáneos  $e_a, e_b, \text{ and } e_c$  y los fasores asociados  $\varepsilon_a, \varepsilon_b, \text{ and } \varepsilon_c$  con las siguientes ecuaciones [8]:

$$e_a = \sqrt{2E} \cdot \sin(\omega t) \quad (2.13)$$

$$e_b = \sqrt{2E} \cdot \sin(\omega t - 120^\circ) \quad (2.14)$$

$$e_c = \sqrt{2E} \cdot \sin(\omega t - 240^\circ) \quad (2.15)$$

El rotor de la máquina se logra mover gracias a la energía (potencia) que inyecta el motor principal (turbina), designando el nombre de  $P_m$  a la potencia que entrega el motor primario, en la siguiente figura se puede apreciar el flujo que ocurre:

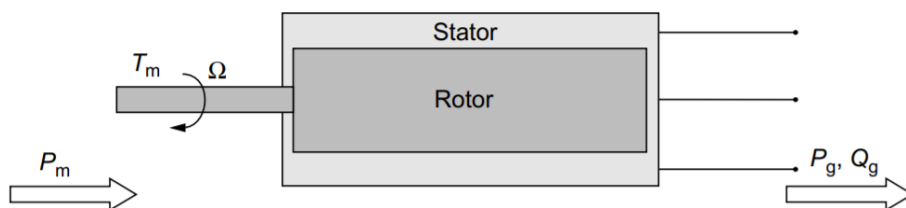


Figura 2.5 Flujo de potencia [8].

Aplicando el teorema de la conservación de la energía, se puede deducir que  $P_m = P_g + P_{pérdidas}$  donde  $P_{pérdidas}$  representan las pérdidas que son únicamente mecánicas si las resistencias eléctricas de los devanados no se consideran [8]. Estas expresiones también son válidas cuando la máquina funciona como motor, aquí sus condiciones de estado estable cambian porque ahora absorbe energía eléctrica y entrega energía mecánica, el funcionamiento lo hace de forma inversa.

### 2.5.2 Generador síncrono de rotor de polo saliente

Además de la máquina síncrona de rotor redondo que se describió anteriormente, existe otro tipo de máquina esta llamada rotor de polo saliente que a continuación se describirá a detalle.

Esta máquina cuenta con muchos polos (más de 4 polos) y es de baja velocidad en comparación a la máquina de rotor redondo su estator es cilíndrico y su rotor tiene los polos salientes [15].

En la figura mostrada a continuación se muestra una máquina de polos salientes, la cual representa los fasores de densidad de flujo del rotor y el estator con fasores magnetomotrices, que, a diferencia de los fasores de densidad de flujo, estos no dependen de la geometría del circuito magnético [8].

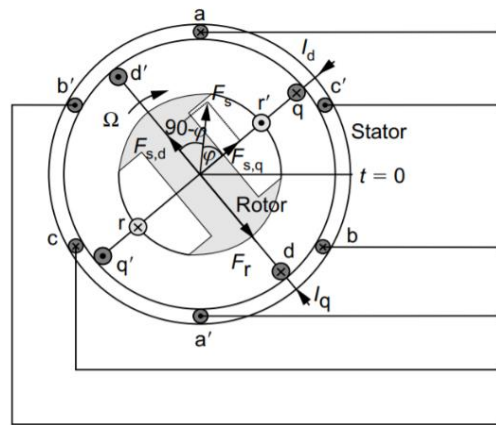


Figura 2.6 Máquina de rotor de polos saliente [8].

Con esta imagen de polo saliente se puede observar fácilmente que este no presenta una simetría completa como en el caso de la máquina de rotor redondo. Pero es posible definir en la máquina dos ejes de simetría en las direcciones longitudinales (eje directo) y transversal (eje de cuadratura) al eje del polo del rotor, que así permite el modelado de la máquina con parámetros constantes.

Son máquinas de gran diámetro así cabe un número elevado de polos y, comparativamente, de pequeña longitud axial, como el rotor está sometido a un campo magnético constante se puede fabricar de hierro macizo; aunque lo habitual es que, si bien el resto es de hierro macizo, los polos se construyen apilando chapas magnéticas [15].

En el punto de vista eléctrico y magnético la máquina de polos salientes puede ser representado por tres bobinas [8]:

1. La bobina del rotor ( $r-r'$ ) circulado por la corriente continua  $I_r$ , que genera  $F_r$  y el fasor  $B_r$ .
2. La bobina del estator ficticia ( $d-d'$ ) circulada por una corriente continua  $I_d$ , que origina  $F_{s,d}$  y  $B_{s,d}$ .
3. La bobina del estator ficticia ( $q-q'$ ) circulada por una corriente continua  $I_q$ , que origina  $F_{s,q}$  y  $B_{s,q}$ .

## 2.6 Sistema de Excitación

El propósito principal del sistema de excitación de una máquina síncrona es alimentar el devanado de campo de la máquina síncrona con corriente continua, de modo que se genera el flujo principal en el rotor, ya que su inductor es un devanado de corriente continua.

El sistema de excitación no solo debe proporcionar corriente continua al inductor de la máquina síncrona, sino que también debe ser capaz de regular dicha corriente [15].

Existen diferentes tipos de excitación, de los cuales a continuación se describe los principales:

- *Sistema de excitación de CC*, donde el excitador es un generador de CC, por lo regular en el mismo eje que el rotor de la máquina síncrona.
- *Sistema de excitación de CA*, donde el excitador es una máquina CA con rectificador.
- *Sistema de excitación estática*, donde la corriente de excitación se alimenta desde un rectificador controlado que su energía se da desde los terminales del generador o desde una planta de energía auxiliar, la cual contiene baterías.

En seguida se describirá cada sistema de excitación más completamente con algunas de sus funciones.

### 2.6.1 Sistemas de excitación de CC

En la actualidad, casi no se están instalando sistemas de excitación de CC, pero muchos de estos sistemas todavía están en funcionamiento. Generalmente, se puede decir que existe una gran cantidad de variantes de las diferentes excitaciones de sistemas, pero cada fabricante utiliza su propio diseño y exige que dependa de la aplicación, lo que a menudo

conduce a diferencias considerables en los modelos detallados de los dispositivos de cada grupo [8]. El excitador consta de una máquina de corriente continua que puede excitarse de forma independiente o excitarse en derivación.

### 2.6.2 Sistemas de excitación de CA

En estos sistemas de excitación, el excitador consta de una máquina síncrona más pequeña que alimenta el devanado del excitador a través de un rectificador, la tensión de salida del excitador en este caso está influenciada por la carga [8]. Para poder representar estos efectos, la corriente del excitador se utiliza como señal de entrada en el modelo.

La estructura del modelo es básicamente la misma que para el sistema de excitación de CC, pero con algunas funciones adicionales. El rectificador del excitador evita (en la mayoría de los excitadores) que la corriente del excitador sea negativa.

Estos dos sistemas de excitación (CC y CA) se les suele denominar excitadores giratorios ya que contienen máquinas, lo cual los distingue del sistema de excitación estática que se describe en seguida.

### 2.6.3 Sistema de excitación estática

En este tipo de excitación el devanado del excitador se alimenta a través de un transformador y un rectificador controlado.

La mayoría de los sistemas de excitación instalados en la actualidad son de ese tipo y existe una gran cantidad de variantes como por ejemplo la fuente de voltaje primaria puede ser un transformador de voltaje que está conectado a los terminales del generador, pero también se puede encontrar una combinación de transformadores de voltaje y corriente. Con este último ejemplo, se puede obtener una corriente de excitación incluso si el voltaje en los terminales del generador es bajo (por ejemplo, durante una falla a

tierra en o cerca de la planta de energía). A veces, es posible complementar estas fuentes de tensión utilizando la potencia auxiliar de la central eléctrica como fuente de tensión; esto hace posible arrancar el generador en una red sin energía.

Los sistemas de excitación estática a menudo pueden generar voltaje de campo negativo e incluso corriente de campo negativo. Sin embargo, la corriente máxima de campo negativo suele ser considerablemente más baja que la corriente máxima de campo positivo [8]. Dado que el sistema de excitación normalmente se alimenta directamente desde el buss del generador, el voltaje máximo del excitador depende del voltaje de salida del generador y posiblemente de su corriente.

Una ventaja muy importante de este tipo de excitación es que, cuando se requiere, el voltaje de campo se puede variar en un rango completo de valores positivos a negativos muy rápidamente, teniendo como beneficio final la regulación del voltaje del generador durante perturbaciones transitorias [9].

## 2.7 Sistema Gobernador de Velocidad – Turbina

Históricamente el desarrollo del gobernador de velocidad se remonta a 1700, lo cual despertó el interés de la comunidad científica una vez que James Watt lo utilizó en una turbina de vapor [10].

Los sistemas eléctricos de potencia comprenden los subsistemas de generación, transmisión, distribución y consumo (carga) este sistema debe contar con un sistema de control que está asociada con varios lazos de control que controlan diferentes cantidades del sistema.

Mantener la frecuencia constante en un sistema de energía es un requisito operativo básico, ya que muchas cargas (por ejemplo, relojes, equipos de control, etc.) pueden ser muy sensibles al comportamiento y las



desviaciones de la frecuencia. Además, se necesita un estricto control de frecuencia para mantener un estrecho equilibrio entre la energía real generada y consumida en un sistema de energía [8]. El control de la frecuencia se obtiene gracias al mecanismo regulador de velocidad el cual con ayuda de medios complementarios da un control preciso [9]. Los principales medios para poder mantener el equilibrio de la potencia real y los flujos en un sistema eléctrico son la entrada de la energía primaria del generador, en los generadores que se puedan controlar principalmente los generadores de vapor y agua en las turbinas impulsoras, y las demandas de carga que se pueda interrumpir (desconexión de carga).

La desconexión de carga solo se realiza en condiciones de emergencia para poder salvar el sistema ya que pueden existir cargas que supuestamente no participan en acciones de control de frecuencia secundaria o terciaria que estén asociadas con programas de gestión o con respuesta de demanda.

El generador es capaz de modificar de forma continua y controlada tanto potencia real como potencia reactiva que está suministrando a la red, la potencia real se puede modificar regulando la entrada de la energía primaria (agua, vapor, gas) a la turbina motriz, mientras que la potencia reactiva puede ser modificada mediante la corriente de campo y por lo tanto la tensión primaria inducida [9].

Los gobernadores ayudan a mantener al generador siempre girando a la velocidad que es adecuada esto mediante la carga del generador, ya que un sistema sin un gobernador solo haría que el generador trabaje más al momento de que una carga aumente al hacer algún cambio en el sistema, lo cual provocaría un sistema más lento por lo mismo reduciría la tensión y la frecuencia y de la misma manera cuando fuera al contrario, al sacar una carga por conmutación, este podría provocar que el generador se acelere elevando la tensión y la frecuencia.

Otra forma de influir en el equilibrio de potencia real en el sistema es mediante la redirección de los flujos a través de las líneas de transmisión mediante acciones de conmutación de línea, transformadores de ángulo de fase y controladores del sistema flexible de CA (con sus siglas en inglés FACTS), todos estos afectando en las pérdidas del sistema por consecuencia afectan el equilibrio de potencia real [8].

El control del sistema de energía se realiza en un esquema jerárquico para la frecuencia y para el voltaje, en estos se implementan tres pasos: primario (respuesta local de los generadores), secundario (en el nivel del área de control) y terciario (en el nivel del sistema). Existen interacciones entre estos pero cada uno tiene diferentes objetivos, tiempo de respuesta e implicaciones geográficas.

La *respuesta primaria* corresponde al control realizado localmente en el generador para poder estabilizar la frecuencia del sistema (velocidad del generador) después de una perturbación en el equilibrio de potencia, este control no es responsable de restaurar el valor de la referencia de la frecuencia del sistema [8].

Los tiempos de reacción de este control es de unos pocos segundos por lo regular entre 2 y 20 s es lo más típico.

*El control secundario* interactúa con los generadores del área de control que están diseñados para mantener el equilibrio de energía en esta área, al igual que ayudar a mantener la frecuencia del sistema.

Este control actúa en un rango de tiempo de unos pocos segundos a minutos que ronda entre los 20 segundos y 2 minutos [8].

El *nivel de control terciario* es responsable con un marco de tiempo de 15 minutos el modificar los puntos de ajustes de potencia activa en los generadores para lograr una estrategia operativa de sistema de energía global deseada, este considera tanto la frecuencia, los controles de potencia real y también los controles de voltaje y la potencia reactiva [8].

Este dispositivo mide la velocidad de rotación del eje del generador síncrono y lo transforma en movimiento lineal, el cual es comparado mecánicamente con una referencia de posición predefinida para dar un error de posición proporcional al error de velocidad, la señal de error por medio del servomotor es amplificada para poder mover las válvulas/compuertas de la turbina, el propósito es el de aumentar o disminuir según sea el caso de la potencia mecánica suministrada [10].

En seguida se describirá las componentes de un sistema de control de velocidad:

- **Controlador de velocidad:** El controlador de velocidad incluye solo aquellos componentes y elementos de control que son responsables de la velocidad y su referencia, suministrando una señal de entrada al mecanismo de control con el objetivo de controlar así la velocidad [10].
- **Cambiador de referencia de velocidad/carga:** Puede ser uno o varios dispositivos mediante el cual la referencia del sistema de control puede ser ajustada para poder cambiar la velocidad o la carga de una turbina aun cuando la turbina se encuentre en funcionamiento.
- **Mecanismo de control:** Este incluye todos los sistemas, dispositivo, y mecanismos entre un controlador y las válvulas de control [10].
- **Límite superior de velocidad (referencia carga/velocidad):** Es un dispositivo que limita el ajuste de la referencia de carga/velocidad aun límite inferior. Este dispositivo logra establecer el límite inferior del rango de la velocidad de sincronización [10].
- **Válvulas de control:** Son aquellas válvulas que están asociadas a un controlador a través del mecanismo de control y pueden controlar la energía de entrada hacia la turbina [10].
- **Límite de posición de válvula (límite de carga):** También conocido como un limitador de carga por que actúa en el sistema de control

carga/velocidad para prevenir que la válvula de control abra más allá del límite ya preestablecido [10].

A lo largo de los años se han desarrollado diferentes diseños de gobernadores cuyas características se fueron definiendo por la necesidad inicialmente de poder resolver un problema que al paso de los años cambió a la teoría de control en sistemas retroalimentados.

En seguida se mencionarán de forma breve alguno de los gobernadores:

- **Gobernador centrífugo:** Es representado mediante una ecuación de segundo orden, donde el interés principal se centra en la turbina, al aplicar la transformada de Laplace se obtiene una ecuación algebraica normalmente se utiliza en las simulaciones de SEP. Utilizando esta la medición de velocidad de la salida del eje, el cual se convierte en movimiento lineal por medio del péndulo centrífugo con el propósito de controlar la válvula, de esta forma la cantidad de vapor que impulsa al motor es controlada [10].

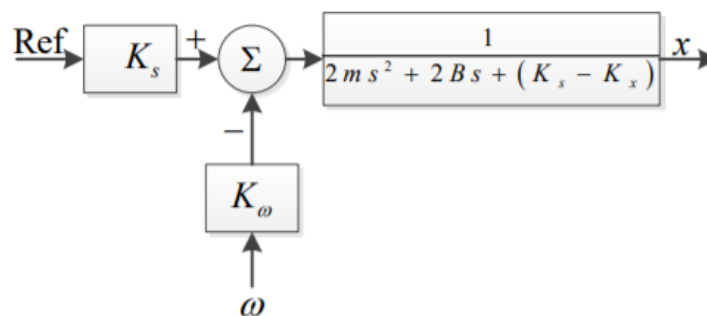


Figura 2.7 Diagrama de bloques del gobernador centrífugo [10].

- **Gobernador isócrono:** Este se representa con la misma ecuación que el anterior, pero con forma más simplificada, puede ser considerado casi el mismo que el gobernador centrífugo a excepción por que incluye un amplificador hidráulico o servomotor, el propósito

de esta adición es el amplificar la magnitud del movimiento para ejercer una fuerza suficiente para poder manipular la válvula de la turbina [10].

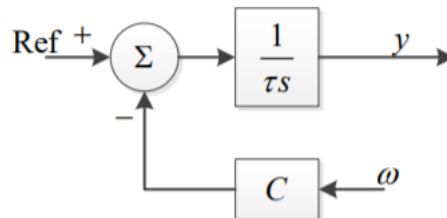


Figura 2.8 Diagrama de bloques del gobernador isócrono [10].

Este gobernador es también conocido como gobernador integral, por que busca integrar el error de velocidad hasta lograr que desvanezca.

- **Gobernador con regulación:** Este gobernador con regulación también es llamado como gobernador de caída de velocidad y se le considera como un mejor esquema de control adecuado en la simulación de sistemas de potencia, este usa un control proporcional que cambia así el integrador hidráulico por un amplificador que incrementa la fuerza y el movimiento de la posición de la barra de aceleración del gobernador [10].

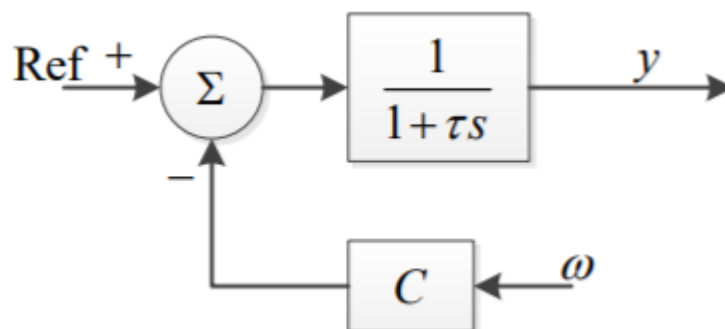


Figura 2.9 Diagrama de bloques del gobernador con regulación [10].

En este caso el gobernador con regulación no mantiene la frecuencia constantemente exacta, conforme la carga aumenta o disminuye se presenta un error normalmente pequeño en la frecuencia respecto a su valor nominal.

- **Gobernador compensado:** Es normalmente usado en el control de turbinas hidráulicas, su operación proporciona una ganancia transitoria ya establecida en respuesta a cambios rápidos de carga, la desviación de velocidad resultante es gradualmente removida corrigiendo lentamente la velocidad con un segundo valor de ganancia de estado estacionario [10].

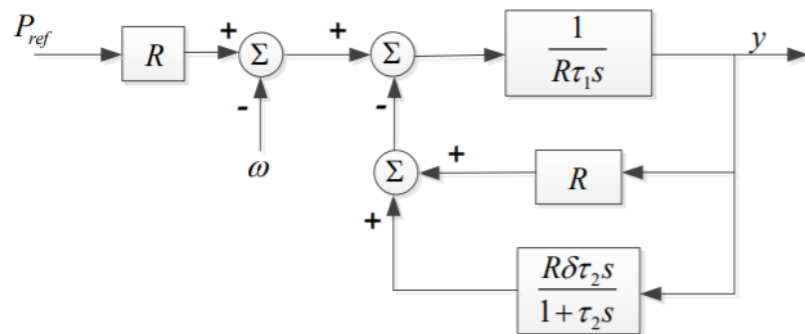


Figura 2.10 Diagrama de bloques del gobernador compensado [10].

- **Gobernador para turbina térmica:** Este cuenta con un transductor de velocidad, un relevador de velocidad, un servomotor hidráulico, válvulas controladas por el gobernador y además puede ser utilizado para representar sistemas mecánico-hidráulicos, electrohidráulicos y digital-electrohidráulico [10].

# Capítulo 3: Técnicas de Solución al Problema de Estabilidad Transitoria

## Introducción

Este capítulo discutirá y analizará las técnicas existentes para dar solución al problema de estabilidad transitoria comenzando con la integración numérica en los cuales se tiene el método de integración de Euler y el método de Runge-Kutta los cuales son métodos explícitos. Posteriormente se describe los métodos directos de los cuales está el de áreas iguales la cual nos permite conocer si un sistema será estable o no después de haber ocurrido un disturbio.

### 3.1 Integración Numérica

Las ecuaciones diferenciales para resolver en el análisis de estabilidad del sistema de potencia son ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales con valores iniciales conocidos:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (3.1)$$

Donde  $x$  es el vector de estado de  $n$  variables y  $t$  es la variable independiente (tiempo). El objetivo es resolver  $x$  en función de  $t$ , con los valores iniciales de  $x$  y  $t$  igual a  $x_0$  y  $t_0$  respectivamente [11].

Los métodos de integración de Euler y el método de Runge-Kutta (RK) se les conoce como métodos explícitos, ya que el valor de la variable  $x$  en cualquier valor de  $t$  se calcula a partir del conocimiento de los valores de  $x$  con los pasos de tiempo. Estos métodos se utilizan por su facilidad para solucionar un conjunto complejo de ecuaciones de estado del sistema. Una de las desventajas de este método es que no son numéricamente A-estables [11].

### 3.1.1 Método de Euler [11]

Considerando la ecuación diferencial de primer orden

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (3.2)$$

con  $x = x_0$  en  $t = t_0$ . La siguiente figura muestra el principio de la aplicación del método de Euler.

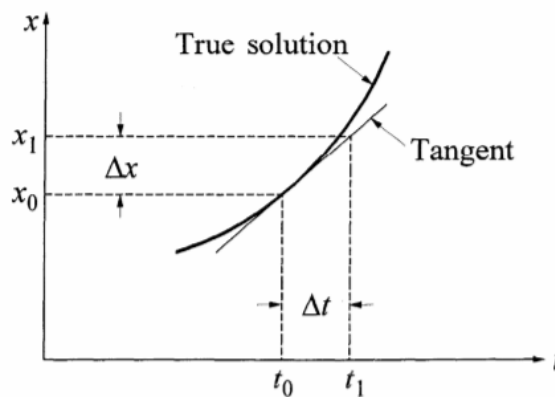


Figura 3.1 del método de Euler

En  $x = x_0$ ,  $t = t_0$  podemos aproximar la curva que representa la verdadera solución por su tangente que tiene una pendiente.

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} = f(x_0, t_0) \quad (3.3)$$

Por lo tanto

$$\Delta x = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t \quad (3.4)$$

El valor de  $x$  en  $t = t_1 = t_0 + \Delta t$  viene dado por

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} \cdot \Delta t \quad (3.5)$$

El método de Euler equivale a utilizar los dos primeros términos de la serie de Taylor expansión para  $x$  alrededor del punto  $(x_0, t_0)$ :



$$x_1 = x_0 + \Delta t(\dot{x}_0) + \frac{\Delta t^2}{2!}(\ddot{x}_0) + \frac{\Delta t^3}{3!}(\dddot{x}_0) + \dots \quad (3.6)$$

Después de usar la técnica de Euler para determinar  $x = x_1$  correspondiente a  $t = t_1$  podemos tomar otro paso de tiempo para  $\Delta t$  y determinar  $x_2$  correspondiente a  $t_2 = t_1 + \Delta t$  como lo siguiente:

$$x_2 = x_1 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_1} \cdot \Delta t \quad (3.7)$$

Aplicando la técnica sucesivamente, se puede determinar los valores de  $x$  correspondientes a diferentes valores de  $t$ .

A este método se le conoce como de primer orden porque solo considera la primera derivada de  $x$ , para que en cada paso tenga la precisión  $\Delta t$  debe ser muy pequeña, ya que esta aumenta los errores de redondeo y los esfuerzos computacionales requeridos son muy altos.

Al aplicar los métodos de integración numérica es importante el considera la propagación del error la cual puede causar errores pequeños que, aunque se cometan al principio del proceso se puede aplicar a pasos posteriores, de ella depende la estabilidad numérica.

### 3.1.2 Método de Runge-Kutta (RK)

Este método se aproxima a la solución de la serie de Taylor, pero a diferencia de su solución formal de la serie de Taylor, este método no requiere una evaluación explícita de derivadas superiores a las primeras, los efectos de derivados más altos los que incluyen en varias evaluaciones de la primera derivada. Dependiendo del número de términos efectivamente retenidos en la serie de Taylor, se tiene métodos de R-K de diferentes órdenes [11].

A continuación, se describe los métodos de RK de segundo y cuarto orden:

### 3.1.2.1 Método RK de segundo orden [11]

La fórmula RK de segundo orden para el valor de  $x$  en  $t = t_0 + \Delta t$  es:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \frac{k_1 + k_2}{2} \quad (3.8)$$

Donde

$$k_1 = f(x_0, t_0)\Delta t \quad (3.9)$$

$$k_2 = f(x_0 + k_1, t_0 + \Delta t)\Delta t \quad (3.10)$$

Este método es equivalente a considerar términos de la primera y segunda derivada en la serie de Taylor, el error es del orden de  $\Delta t^3$ .

Una formula general que da el valor de  $x$  para el paso  $(n + 1)^{st}$  es

$$x_{n+1} = x_n + \frac{k_1 + k_2}{2} \quad (3.11)$$

Donde

$$k_1 = f(x_n, t_n)\Delta t \quad (3.12)$$

$$k_2 = f(x_n + k_1, t_n + \Delta t)\Delta t \quad (3.13)$$

### 3.1.2.2 Método RK de cuarto orden [11].

La fórmula general que da el valor de  $x$  para el paso  $(n + 1)^{st}$  es

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.14)$$

Donde

$$k_1 = f(x_n, t_n)\Delta t \quad (3.15)$$

$$k_2 = f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right)\Delta t \quad (3.16)$$

$$k_3 = f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \quad (3.17)$$

$$k_4 = f(x_n + k_3, t_n + \Delta t) \Delta t \quad (3.18)$$

Esta es la interpretación física de la solución anterior:

$k_1$  = Pendiente al comienzo del intervalo de tiempo  $\Delta t$

$k_2$  = primera aproximación a la pendiente a medio paso  $\Delta t$

$k_3$  = segunda aproximación a la pendiente a medio paso  $\Delta t$

$k_4$  = pendiente al final del paso  $\Delta t$

$$\Delta x = \frac{1}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

$\Delta x$  es el valor incremental de  $x$  dado por el promedio ponderado de estimaciones basados en pendientes al principio, en el punto medio y al final del intervalo de tiempo.

Esta serie como su nombre lo dice considera hasta los términos de la cuarta derivada en la expansión de la serie de Taylor, que tiene un error en el orden de  $\Delta t^5$ .

## 3.2 Métodos Directos

### 3.2.2 Áreas Iguales [12]

El criterio de áreas iguales nos permite conocer si un sistema será estable o no después de un disturbio, sin que necesariamente se resuelva la ecuación de oscilación del generador, únicamente se requiere conocer cuál podría ser la máxima desviación del ángulo del rotor ( $\delta_l$ ) para determinar el margen de estabilidad en una gráfica como la siguiente:

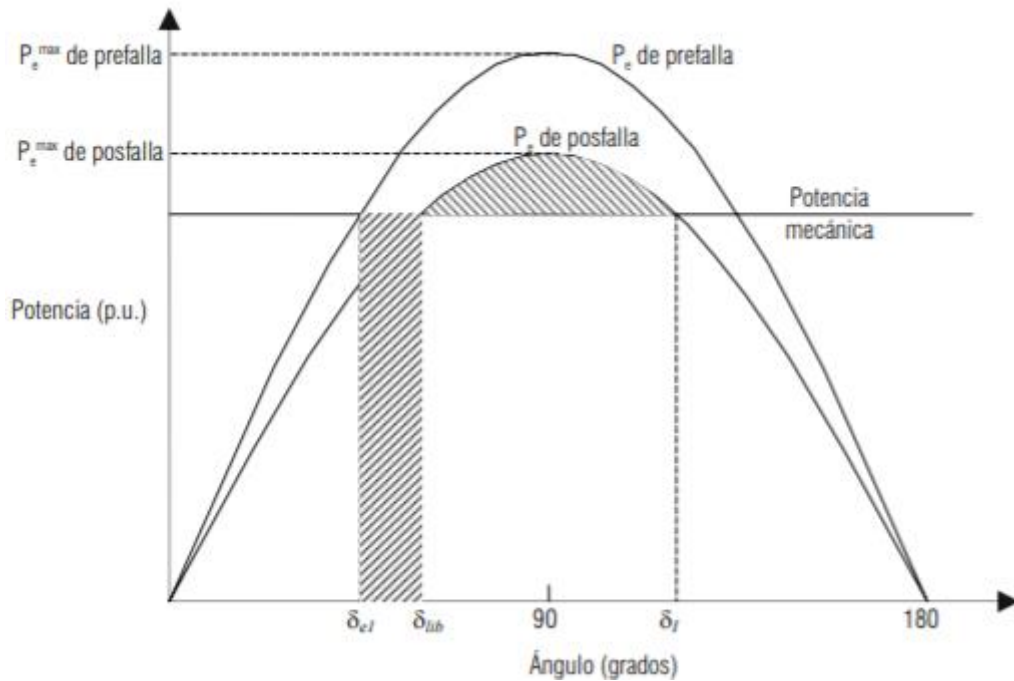


Figura 3.2 Curva P-  $\delta$  del sistema de máquina

La ecuación de oscilación de un generador está dada por:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e^{max} \sin(\delta) \quad (3.19)$$

De otra manera se tiene:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (3.20)$$

Puesto que  $P_e$  es una función no lineal de  $\delta$ , entonces para poder resolver la ecuación anterior, se tiene que:

$$M \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (3.21)$$

Al integrar la ecuación anterior se tiene:

$$\frac{1}{2} M \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int (P_m - P_e) d\delta \quad (3.22)$$

Para evaluar el término de la integral de la ecuación anterior, se debe tener en cuenta la variación de la velocidad  $\frac{d\delta}{dt}$  después de haber iniciado el disturbio la cual tendrá cero en el algún otro ángulo ( $\delta_I$ ), por lo tanto:

$$0 = \int_{\delta_{el}}^{\delta_I} (P_m - P_e) d\delta \quad (3.23)$$

Con la figura de la curva P-  $\delta$  del sistema de maquina se observa que la trayectoria se divide en dos tramos, entonces:

$$\underbrace{\int_{\delta_{el}}^{\delta_{lib}} (P_m - P_e) d\delta}_{\text{Área 1}} + \underbrace{\int_{\delta_{lib}}^{\delta_I} (P_m - P_e) d\delta}_{\text{Área 2}} = 0 \quad (3.24)$$

Siempre y cuando  $A_1$  sea igual a  $A_2$ , donde  $A_1$  corresponde a la energía cinética cuando el rotor cambia su posición original de  $\delta_{el}$  a una nueva en  $\delta_{lib}$ ,  $A_2$  hace referencia a la energía que se pierde al momento de que el rotor cambia de  $\delta_{lib}$  a  $\delta_{el}$ . De este análisis se llega a las siguientes conclusiones para la estabilidad de un sistema de máquina-bus infinito:

- Si  $A_1 > A_2$ , el sistema será inestable.
- Si  $A_1 < A_2$ , el sistema será estable.
- Si  $A_1 = A_2$ , el sistema será críticamente estable.

Básicamente el criterio de áreas iguales consiste en descomponer el sistema de multi-máquinas en dos grupos de máquinas, en agregar a cada grupo una máquina equivalente y, además, en reemplazar el equivalente de dos máquinas resultante por un bus infinito de una máquina, este criterio de áreas iguales se basa esencialmente en la identificación adecuada de las máquinas críticas [16].

Para la construcción de una máquina de bus infinito se debe tener identificadas las máquinas críticas, por ejemplo, las máquinas que son responsables de la separación del sistema y la pérdida de sincronismo [16].

Uno de los puntos esenciales que se deben tener en cuenta en el criterio de áreas iguales para su formulación es tener identificado correctamente las maquinas, para así poder concentrarse en la formulación del sistema de máquina-bus infinito resultante.

La formulación general del bus infinito de una maquina se resume en los siguientes cuatro pasos [16]:

1. Descomponga el sistema de  $n$ -máquinas en dos grupos: el “grupo de máquinas críticas( $s$ )”, llamado para abreviar “grupo crítico”, y el grupo de las maquinas restantes.

Sea:

$S(A)$  el conjunto de máquinas críticas (de todas las restantes).

$s(a)$  sea su maquina agregada equivalente

2. Transforme los dos grupos en dos máquinas equivalente, usando su marco correspondiente de centro de ángulo parcial.

$$M_s = \sum_{k \in S} M_k, M_a = \sum_{k \in A} M_k \quad (3.25)$$

Sus coeficientes de inercia equivalentes, donde  $M_k$  es el coeficiente de inercia de la maquina  $k$ , y

$$\delta_s \triangleq M_s^{-1} \sum_{k \in S} M_k \delta_k, \delta_a \triangleq M_a^{-1} \sum_{j \in A} M_j \delta_j \quad (3.26)$$

Su respectivo centro de ángulo.

3. Reducir este sistema de dos máquinas a un sistema de bus infinito de una maquina (OMIB), cuyo ángulo de rotor está definido por:

$$\delta \triangleq \delta_s - \delta_a \quad (3.27)$$

Y definir derivadas sucesivas de  $\delta$

4. Evaluar la estabilidad de un sistema de bus infinito de una maquina y derivar medidas de estabilidad transitoria como el margen de estabilidad y el tiempo de compensación crítico.

La forma de evaluar la estabilidad a través de un sistema de máquina-bus infinito depende de la versión del criterio de áreas iguales y del modelo del sistema de energía.

Definiendo la potencia mecánica del sistema de máquina de bus infinito dada por:

$$P_m = \frac{1}{M_a M_s} (M_a \sum_{k \in S} P_{mk} - M_s \sum_{j \in A} P_{mj}) \quad (3.28)$$

Y también la energía eléctrica por una expresión similar, obtenemos la formulación general del sistema de máquina de bus infinito como (Pavella y Murthy, 1994)

$$M \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad (3.29)$$

Donde  $P_{mk}$  (con respecto a  $P_{ek}$ ) es la potencia mecánica (eléctrica) de la  $k - th$  maquina y donde  $M = M_a M_s / (M_a + M_s)$  es el coeficiente de inercia del sistema de máquina de bus infinito.





## 4.2 Condición de Operación

La condición de operación seleccionada como “base”, se caracteriza por el hecho de que la demanda de los tres centros de carga es suministrada en su totalidad por generación convencional, en esta condición base solo operan los cuatro generadores síncronos del sistema y el sistema de almacenamiento se encuentra fuera de operación. Los niveles de tensión en cada uno de los nodos, ángulos de fase y magnitud de las cargas en cada uno de los centros se muestran en la tabla siguiente;

Nombre	Voltaje (pu)	Ángulo (grados)	MW (Generación)	MVAR (Generación)	MW (Carga)	MVAR (Carga)
<b>Bus 01</b>	1.0400	0.0	74.51	49.19	-	-
<b>Bus 02</b>	1.0250	10.27	163.0	18.63	-	-
<b>Bus 03</b>	1.0250	8.06	74.00	-0.98	--	--
<b>Bus 04</b>	1.0136	-233				
<b>Bus 05</b>	0.9798	-4.24	--	--	60.00	161.6
<b>Bus 06</b>	0.9931	-3.17	--	--	36.00	113.8
<b>Bus 07</b>	1.0185	4.67				
<b>Bus 08</b>	1.0059	2.66	--	--	42.00	127.1
<b>Bus 09</b>	1.0264	5.70				
<b>Bus 10</b>	0.00	0.00	0.000	0.00	--	--
<b>Bus 11</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	--	--
<b>Bus 12</b>	1.0250	8.06	74.00	-0.98	--	--
<b>Bus 13</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	--	--

A partir de esta condición de operación base, se realizan modificaciones en el parque de generación para satisfacer la demanda de los centros de carga, esto es puesta en servicio de una planta fotovoltaica y puesta fuera de servicio de una unidad convencional. Adicionalmente se considera

también la operación del sistema de almacenamiento de energía (SAE) en dos puntos diferentes del sistema de transmisión.

### 4.3 Descripción de las Simulaciones Reportadas

En esta sección se describen las características principales de los diferentes escenarios considerados para la realización de las diferentes simulaciones reportadas en este trabajo, en todos ellos la demanda total de potencia requerida en los tres centros de carga se mantiene constante.

#### 4.3.1 Escenario A.

Este escenario se caracteriza por considerar únicamente la operación de generación convencional (generadores síncronos) para satisfacer el total de la potencia demandada por los tres centros de carga. No se considera la operación del sistema de almacenamiento de energía (SAE).

#### 4.3.2 Escenario B.

Este escenario se caracteriza por considerar la operación de la planta de generación fotovoltaica, ubicada en el bus 11, reemplazando la generación que en el "Escenario A" suministra el generador síncrono ubicado en el bus 3 (el cual se encuentra fuera de servicio) para satisfacer el total de la potencia demandada por los tres centros de carga. No se considera la operación del sistema de almacenamiento de energía (SAE).

#### 4.3.3 Escenario C.

Este escenario se caracteriza por considerar la operación de la planta de generación fotovoltaica, ubicada en el bus 11, reemplazando la generación que en el "Escenario A" suministra el generador síncrono ubicado en el bus 3 (el cual se encuentra fuera de servicio) para satisfacer el total de la potencia demandada por los tres centros de carga. Se considera en este escenario la operación del sistema de almacenamiento de energía (SAE).

#### Simulación 1-A.

Esta simulación está asociada con el “Escenario A”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita del generador conectado al bus 12.

#### Simulación 2-B.

Esta simulación está asociada con el “Escenario B”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita del generador conectado al bus 12.

#### Simulación 3-C.

Esta simulación está asociada con el “Escenario C”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita del generador conectado al bus 12, considerando que el SAE se encuentra ubicado en el bus 10.

#### Simulación 4-C.

Esta simulación está asociada con el “Escenario C”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita del generador conectado al bus 12, considerando que el SAE se encuentra ubicado en el bus 13.

#### Simulación 5-A.

Esta simulación está asociada con el “Escenario A”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita de la línea de transmisión que interconecta los buses 5 y 7.

#### Simulación 6-B.

Esta simulación está asociada con el “Escenario B”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita de la línea de transmisión que interconecta los buses 5 y 7.

#### Simulación 7-C.

Esta simulación está asociada con el “Escenario C”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita de la línea de transmisión que interconecta los buses 5 y 7, considerando que el SAE se encuentra ubicado en el bus 10.

#### Simulación 8-C.

Esta simulación está asociada con el “Escenario C”, y su objetivo es analizar el comportamiento del sistema de potencia considerando, ante la pérdida súbita de la línea de transmisión que interconecta los buses 5 y 7, considerando que el SAE se encuentra ubicado en el bus 13.

## Capítulo 5: Análisis de Resultados.

En este capítulo se presentan los resultados de las diferentes simulaciones descritas en el capítulo anterior y se realiza un análisis de los mismos.

### Resultados simulación 1-A.

Las gráficas de las figuras 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

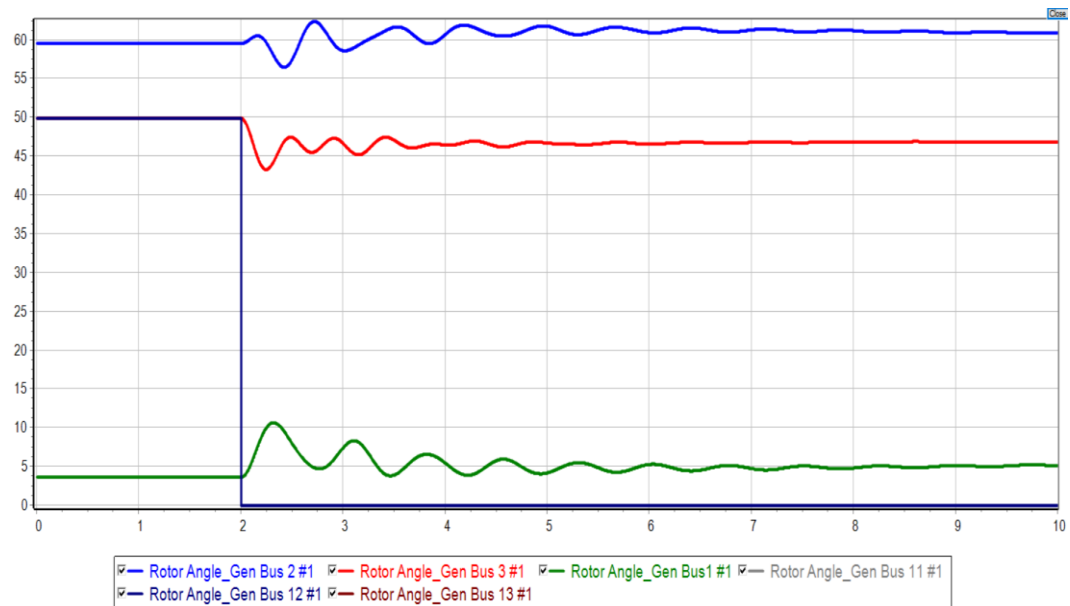


Figura 5.1 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

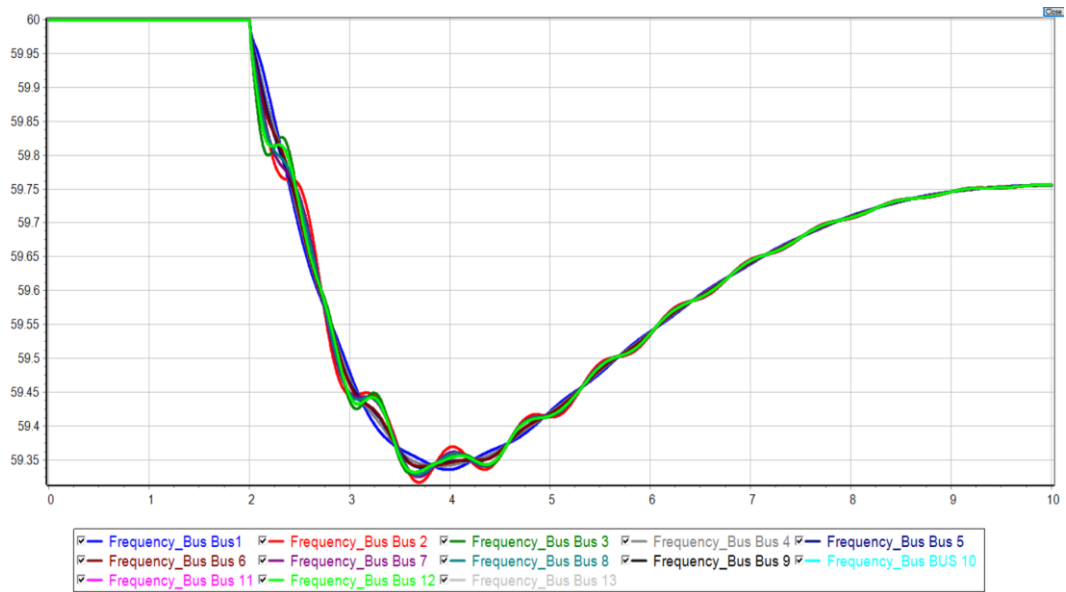


Figura 5.2 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

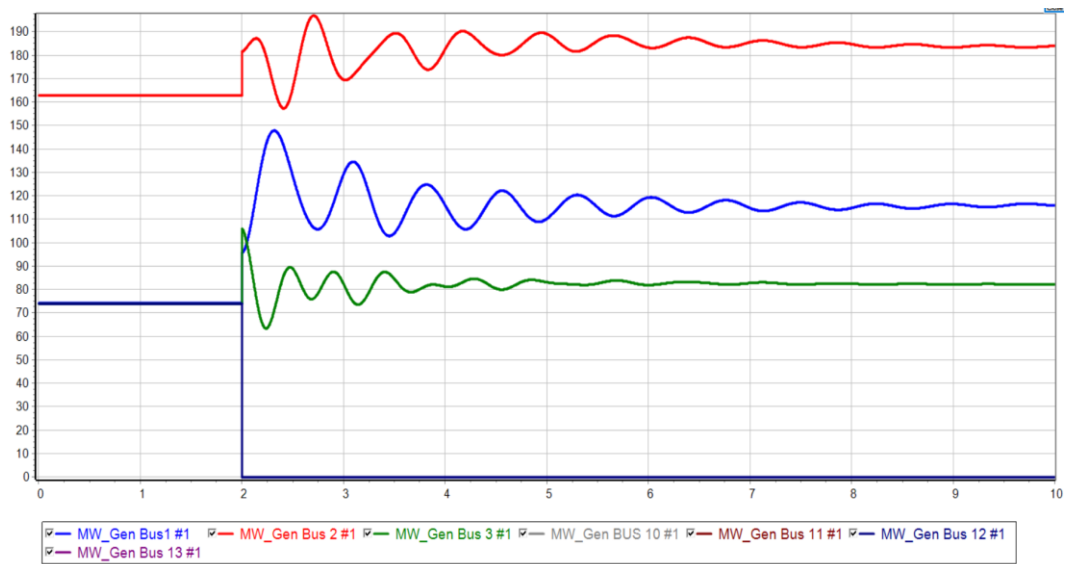


Figura 5.3 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

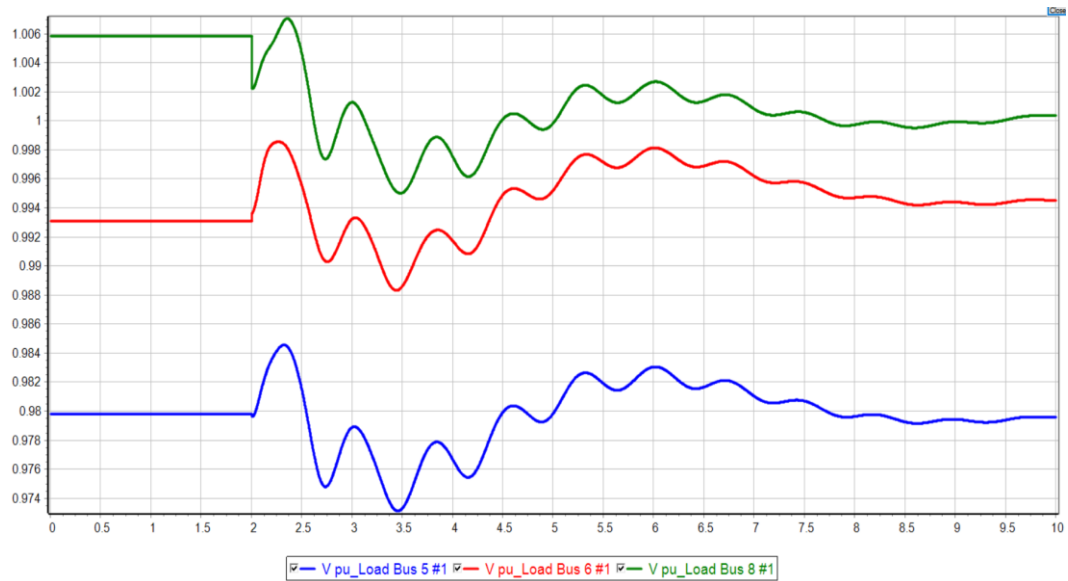


Figura 5.4 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

### Resultados simulación 2-B.

Las gráficas de las figuras 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

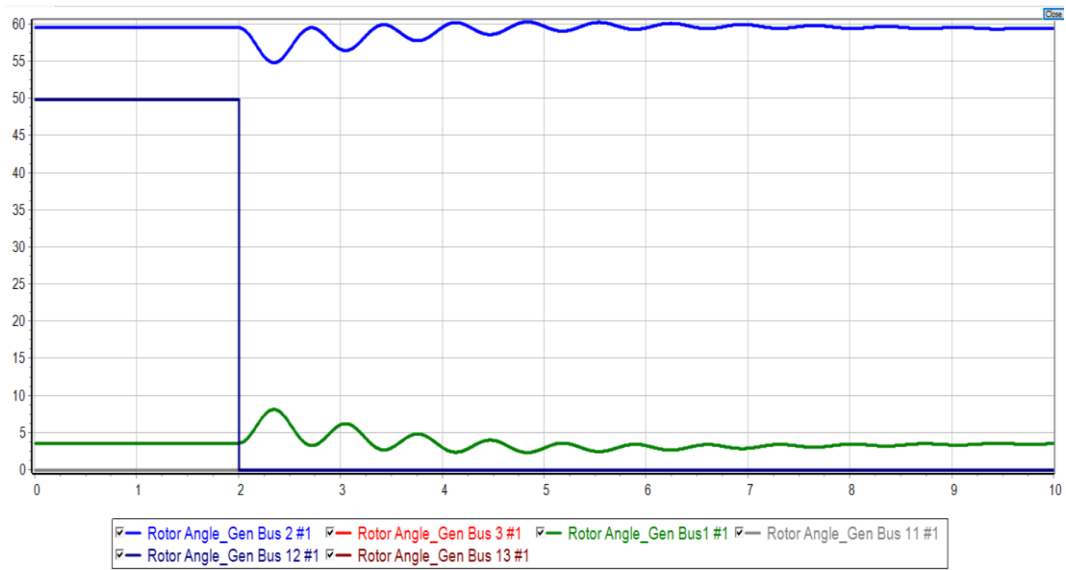


Figura 5.5 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

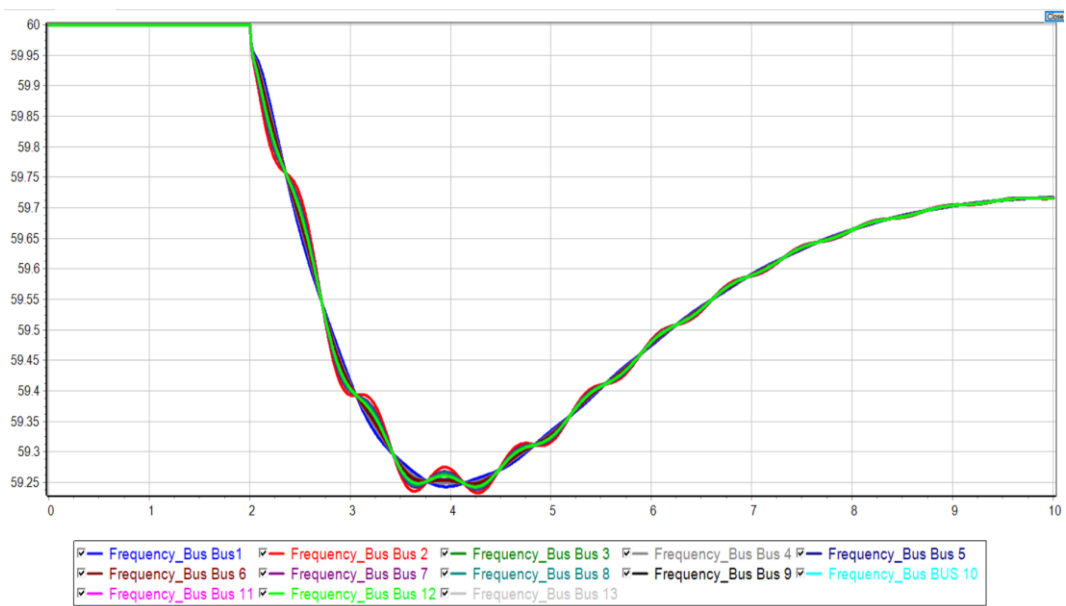


Figura 5.6 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.



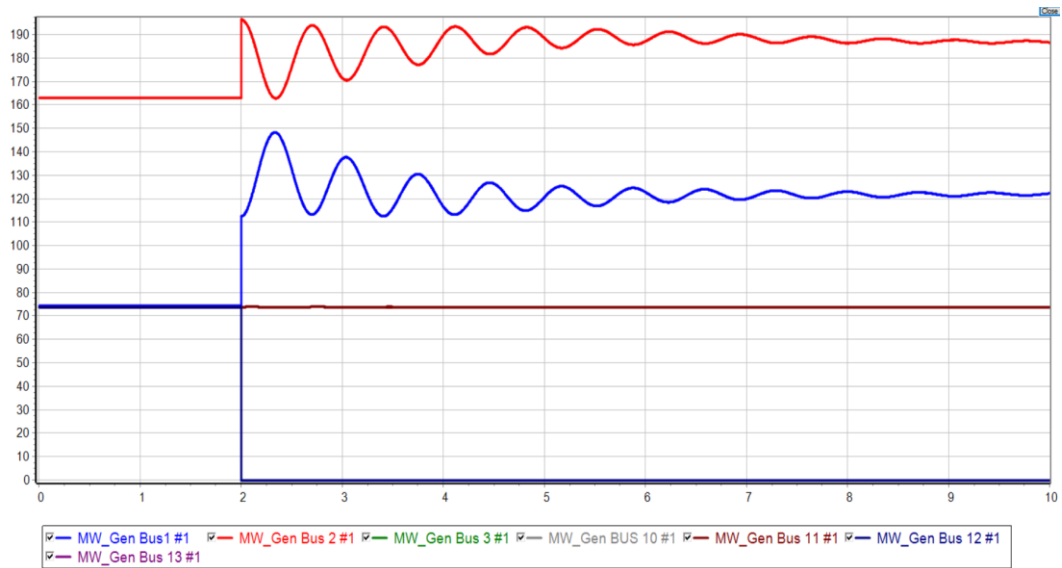


Figura 5.7 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

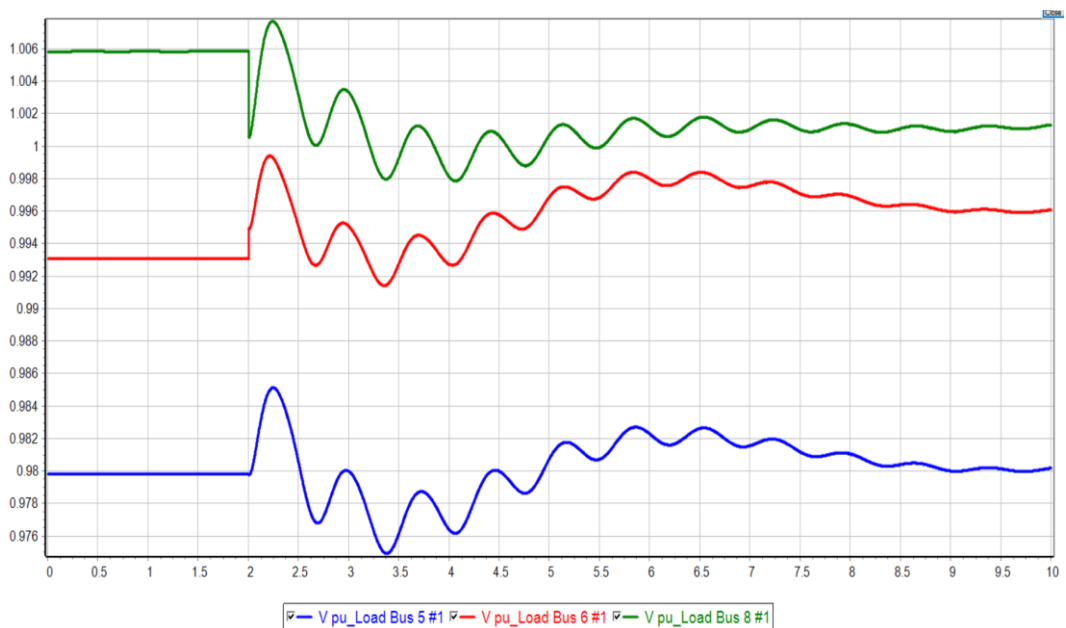


Figura 5.8 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

### Resultados simulación 3-C.

Las gráficas de las figuras 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

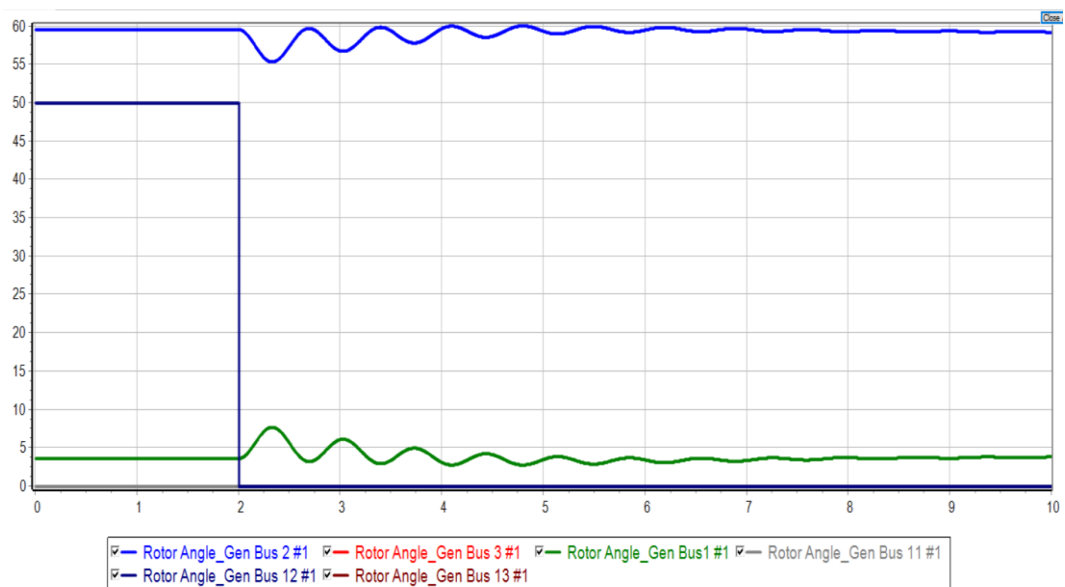


Figura 5.9 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

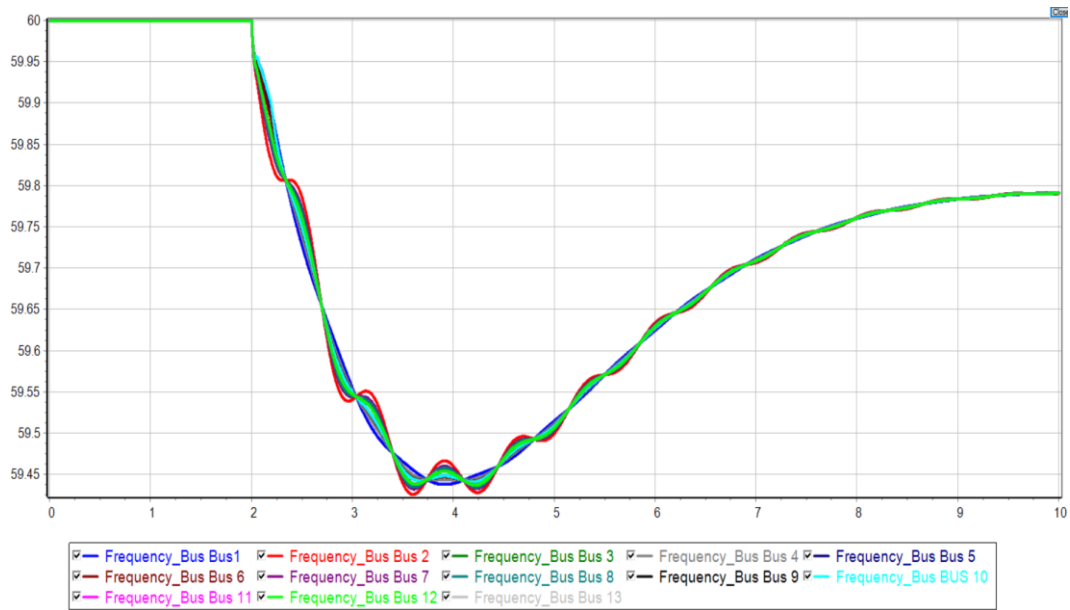


Figura 5.10 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

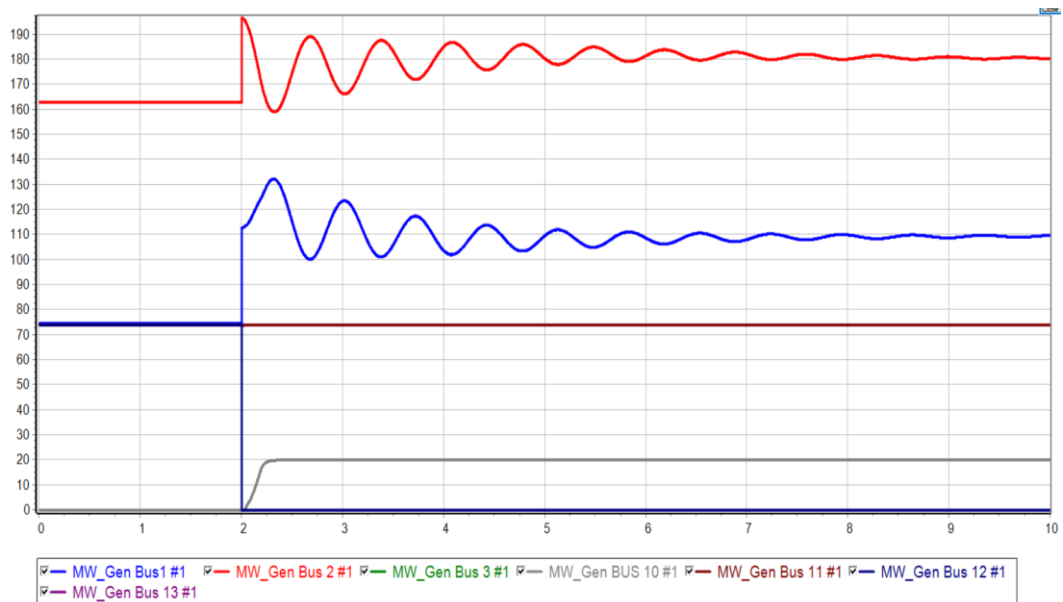


Figura 5.11 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

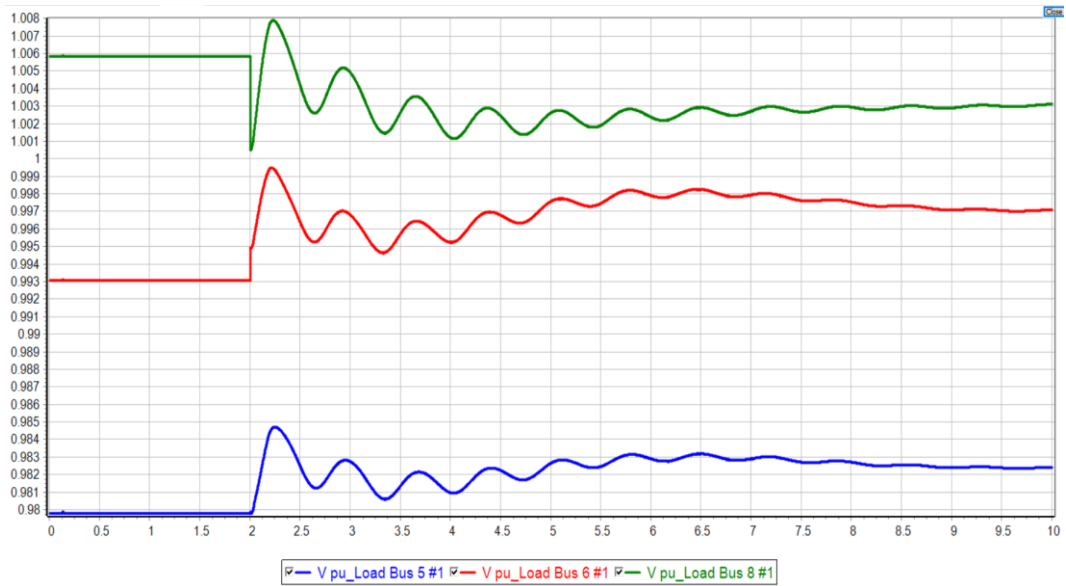


Figura 5.12 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

#### Resultados simulación 4-C.

Las gráficas de las figuras 5.13, 5.14, 5.15 y 5.16 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

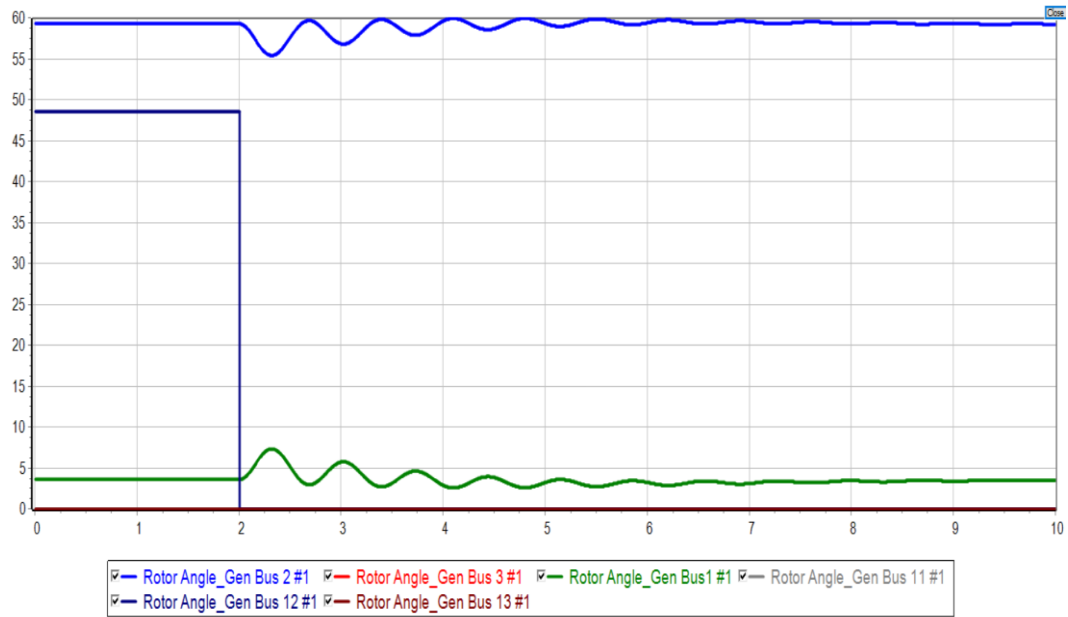


Figura 5.13 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

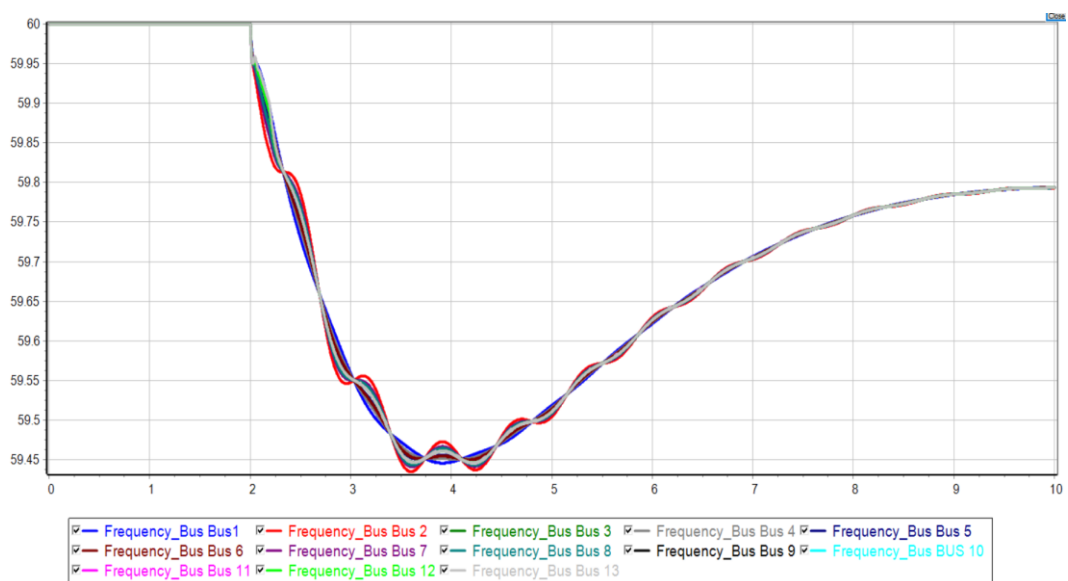


Figura 5.14 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

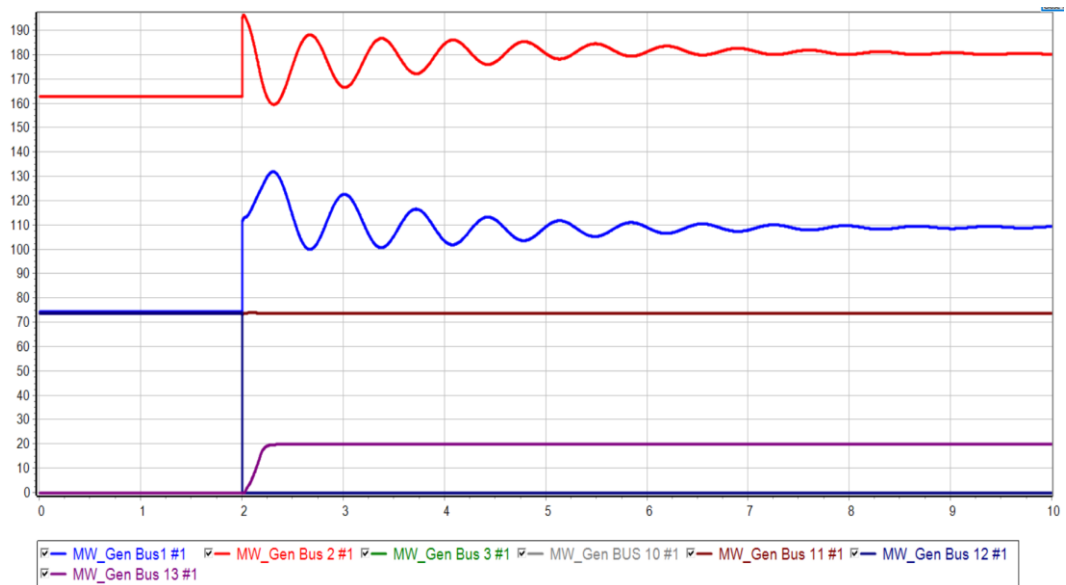


Figura 5.15 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

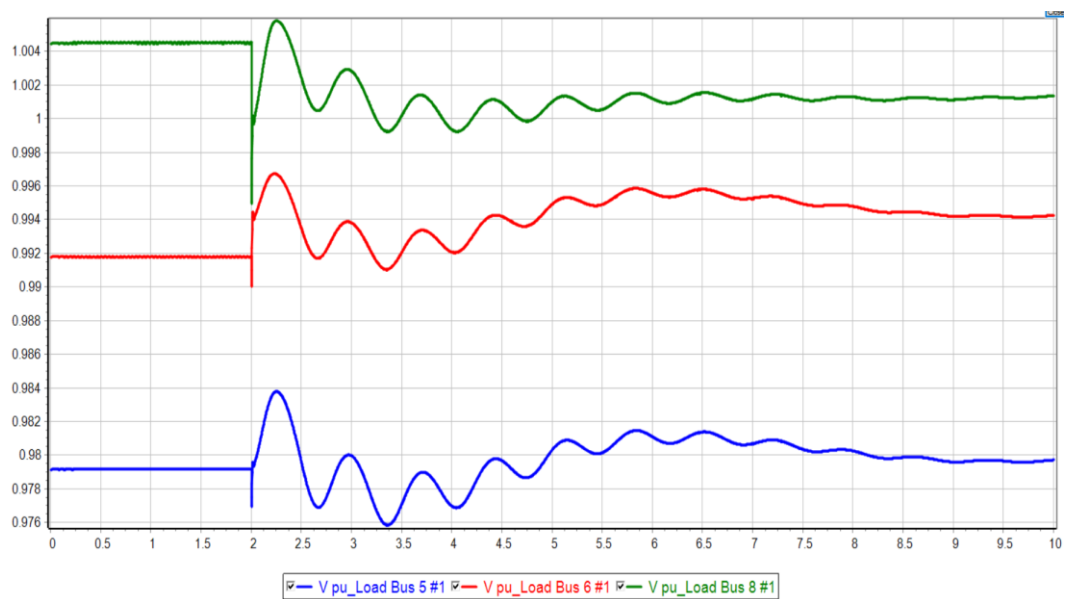


Figura 5.16 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir la pérdida del generador conectado al bus 12, a los dos segundos de iniciada la simulación.

## Resultados simulación 5-A.

Las gráficas de las figuras 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

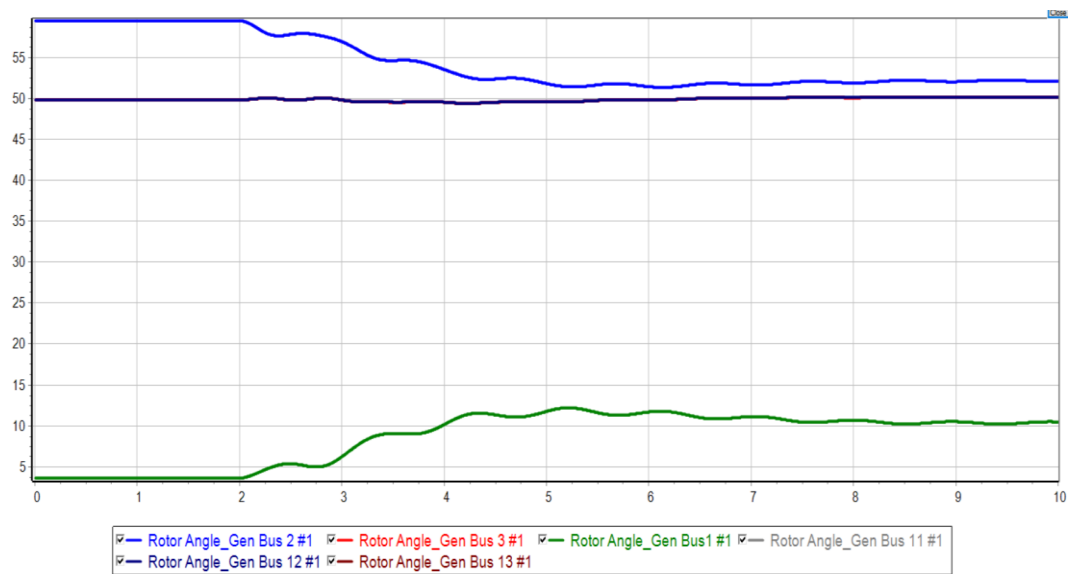


Figura 5.17 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

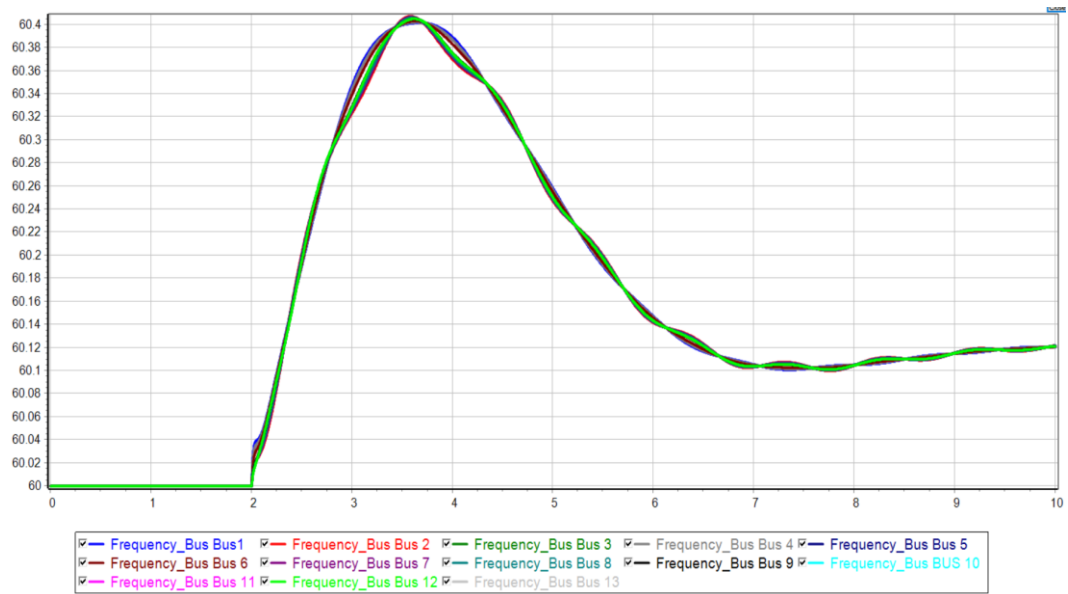


Figura 5.18 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

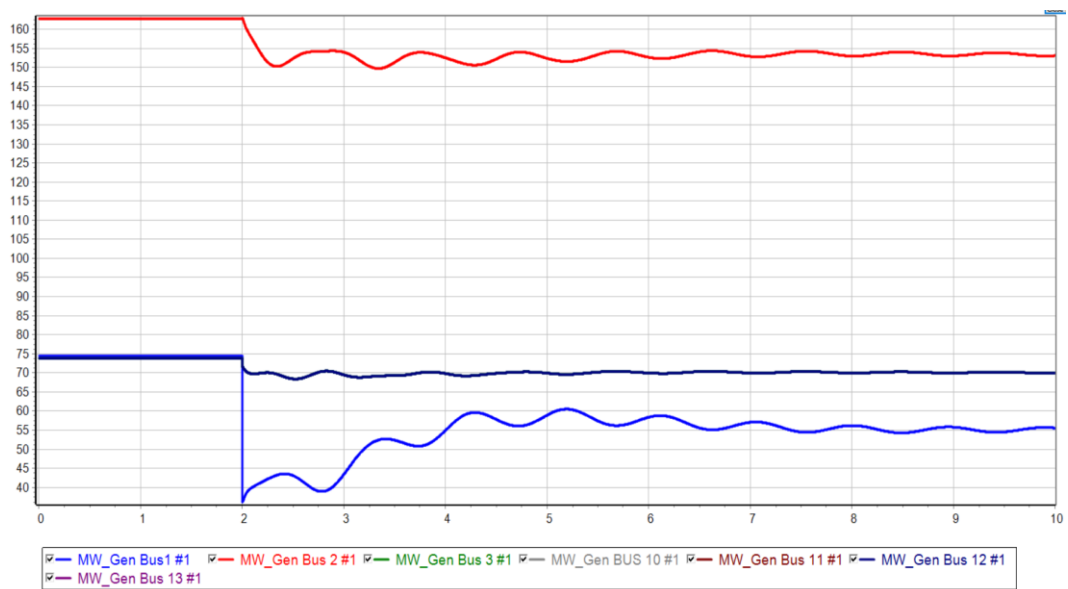


Figura 5.19 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.



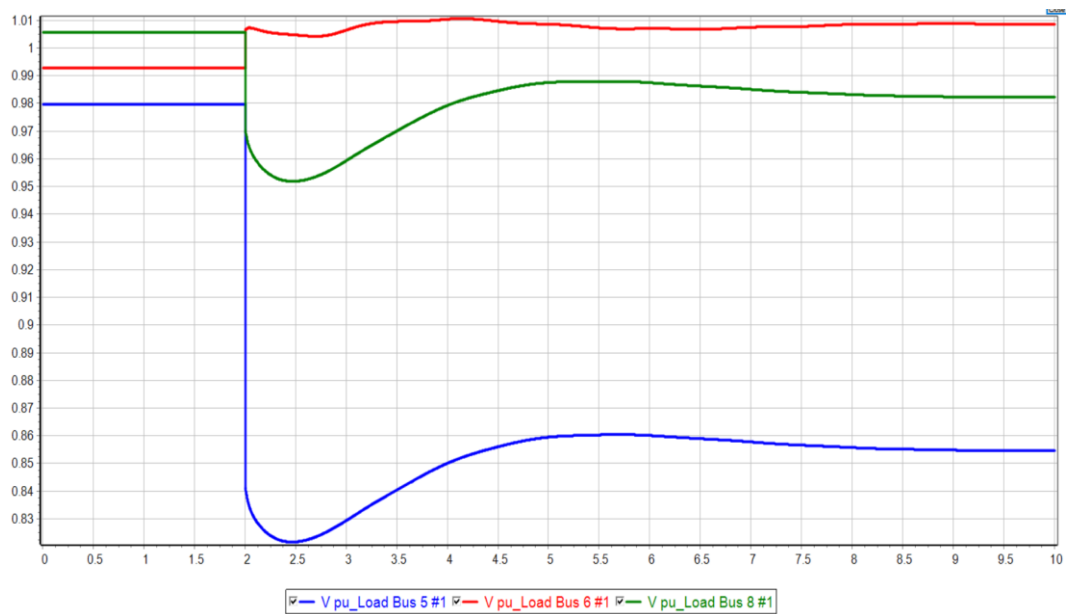


Figura 5.20 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

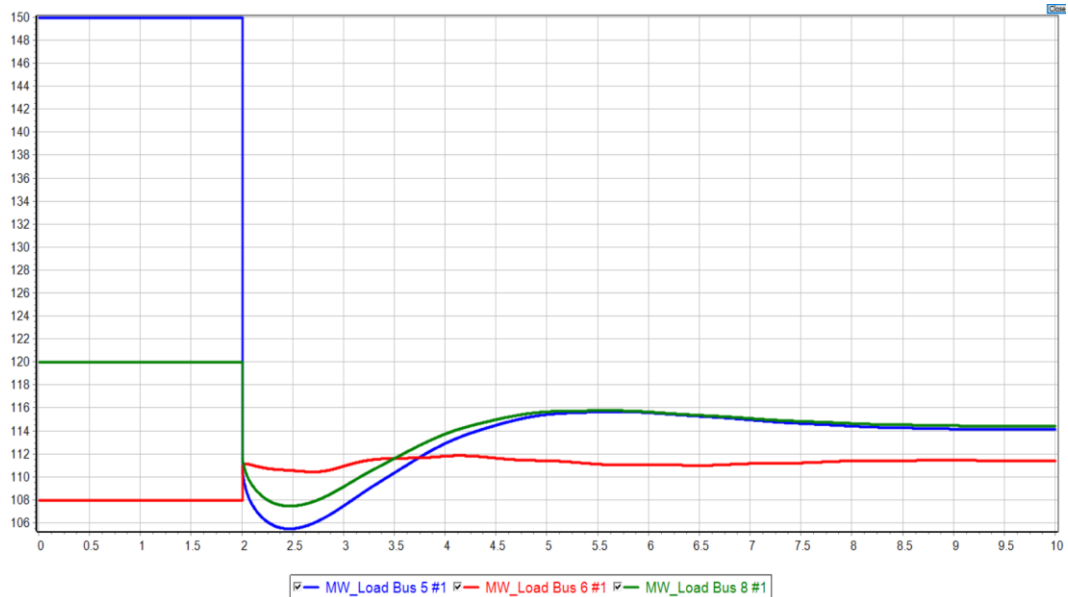


Figura 5.21 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

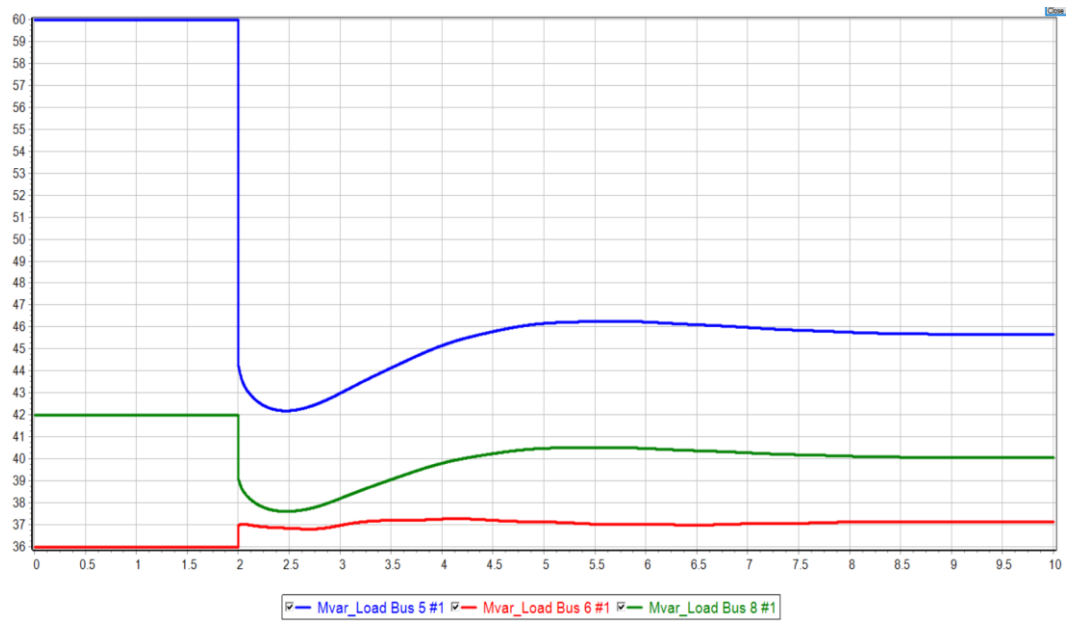


Figura 5.22 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

### Resultados simulación 6-B.

Las gráficas de las figuras 5.23, 5.24, 5.25, 5.26, 5.27 y 5.28 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

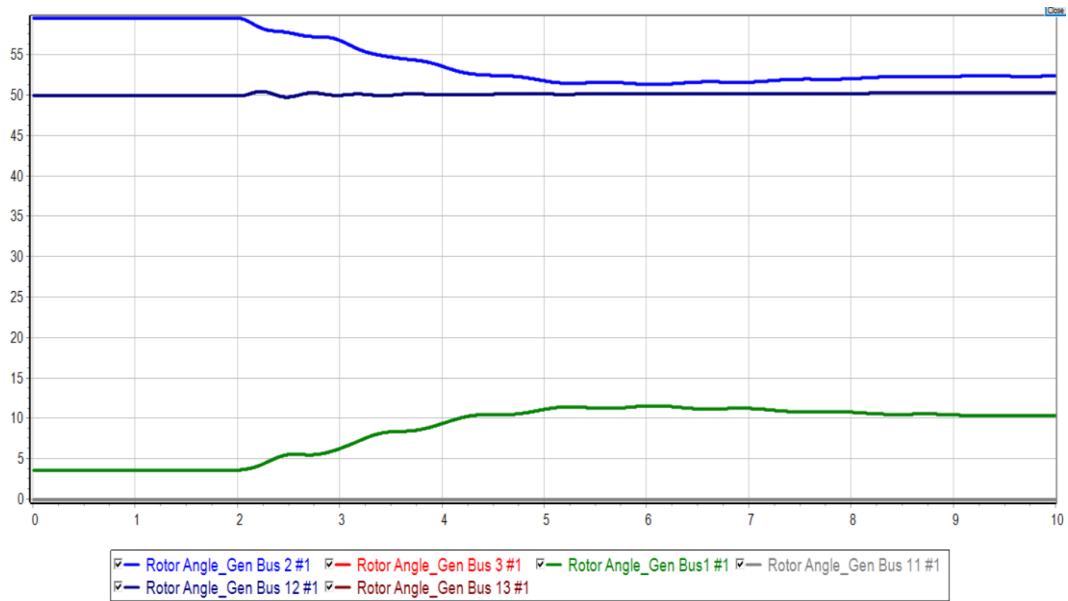


Figura 5.23 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

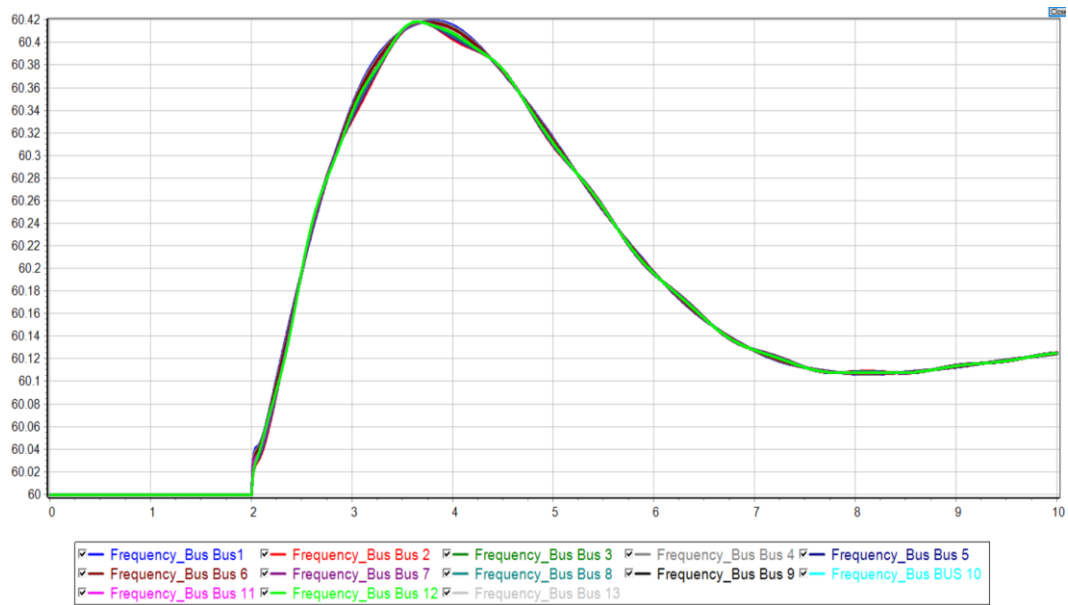


Figura 5.24 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

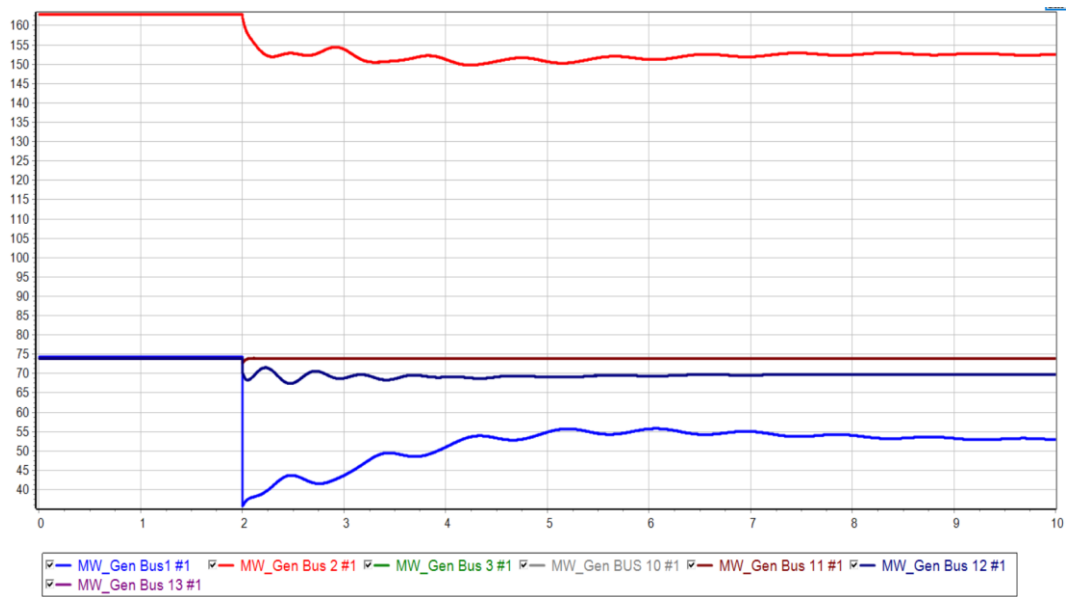


Figura 5.25 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

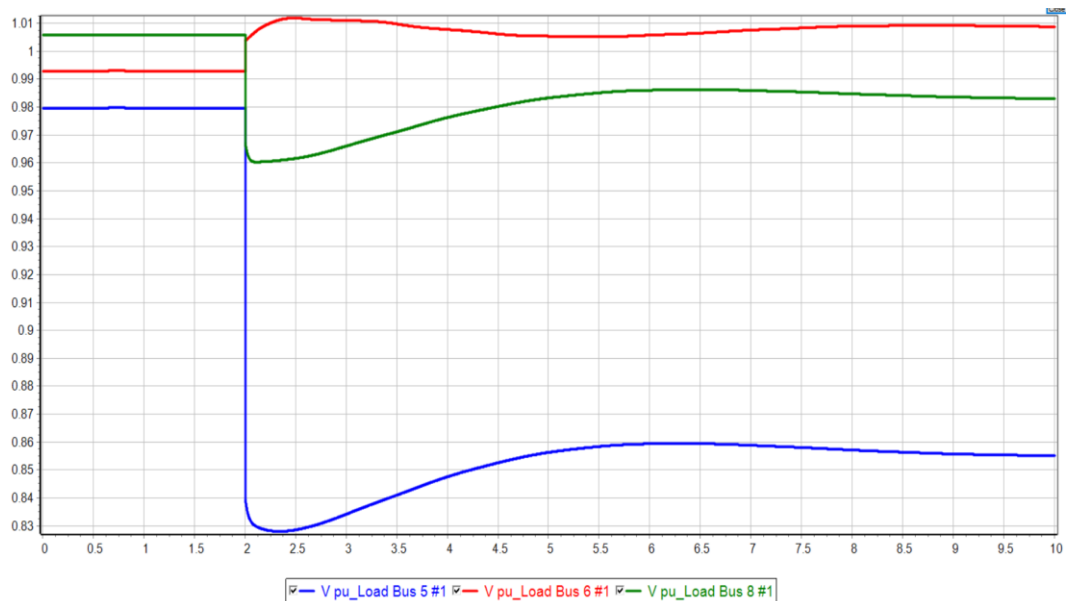


Figura 5.26 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

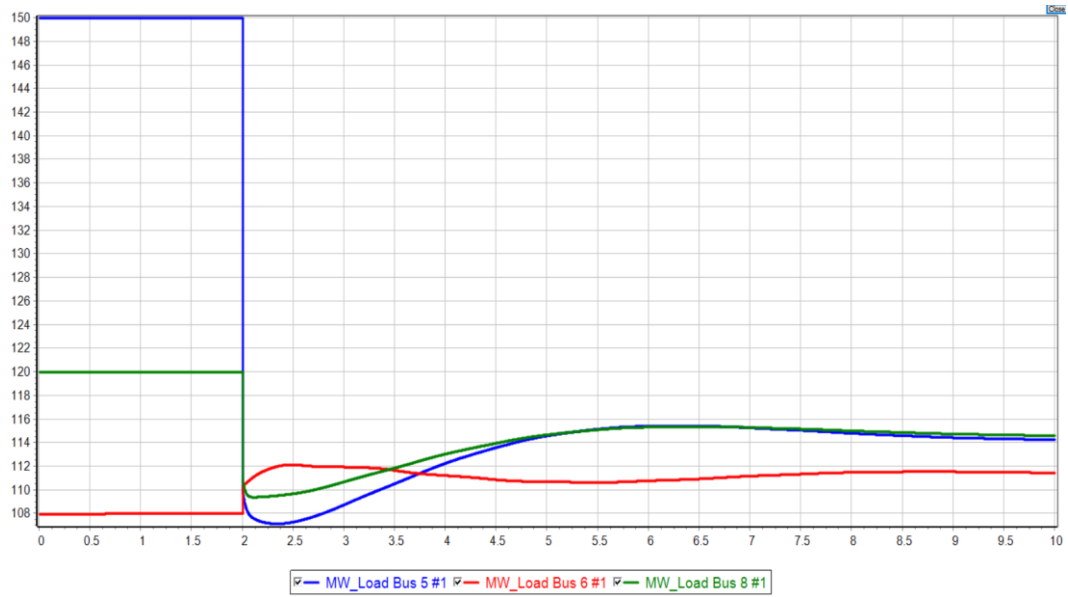


Figura 5.27 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

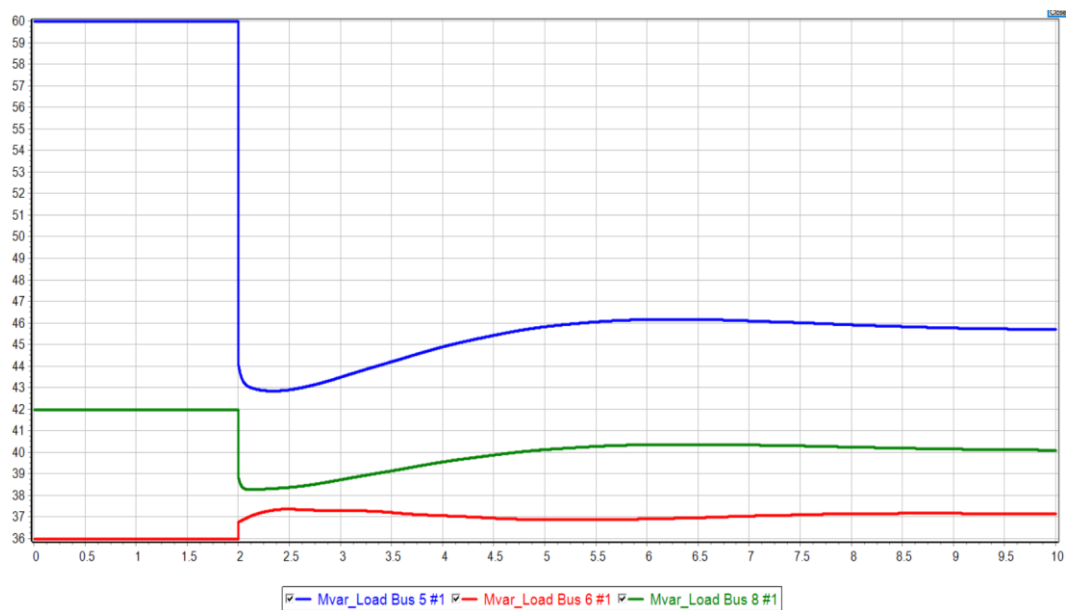


Figura 5.28 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

## Resultados simulación 7-C.

Las gráficas de las figuras 5.29, 5.30, 5.31, 5.32, 5.33 y 5.34 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

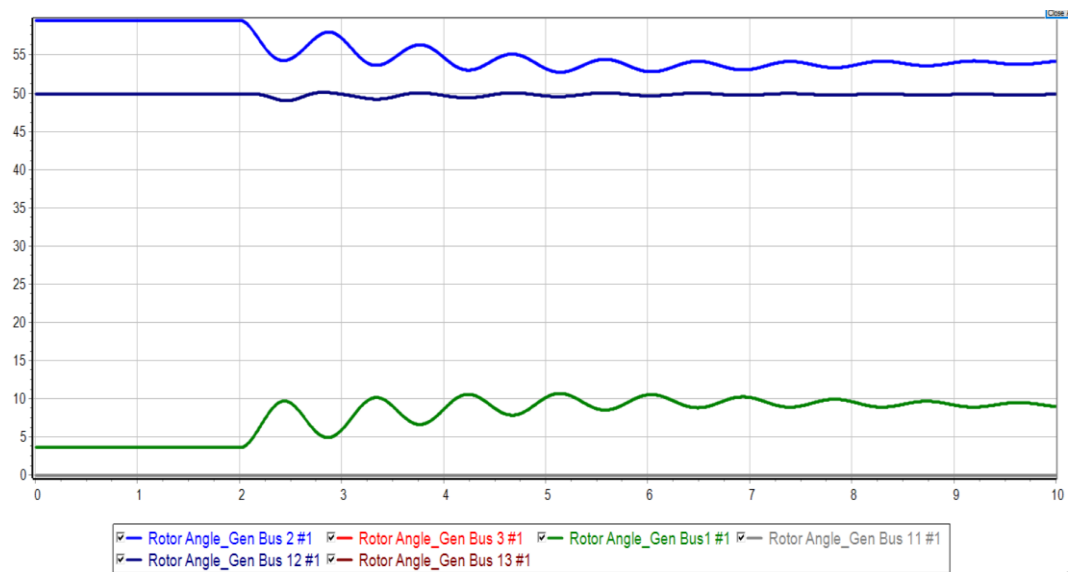


Figura 5.29 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

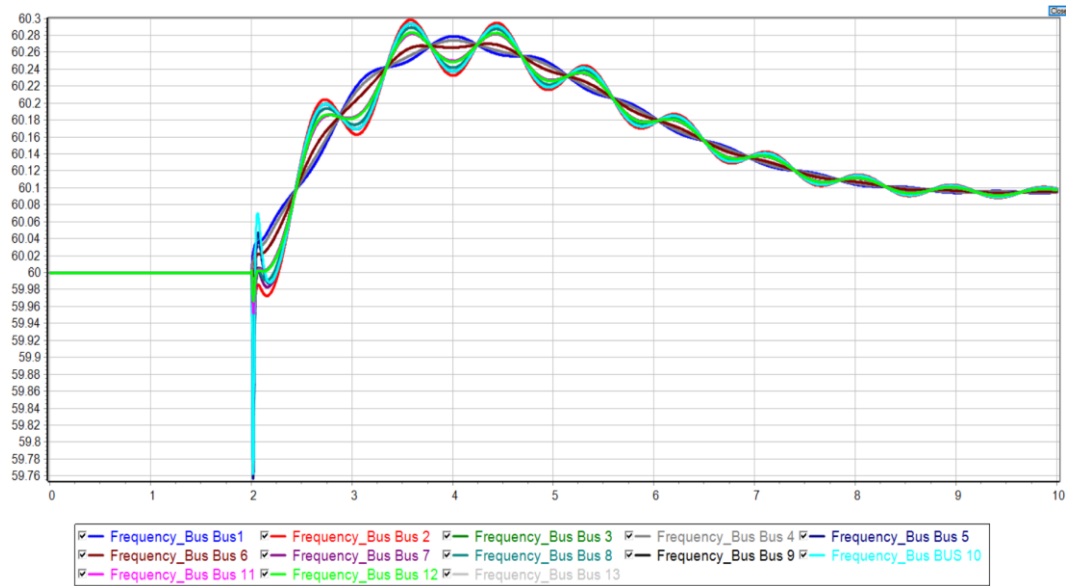


Figura 5.30 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

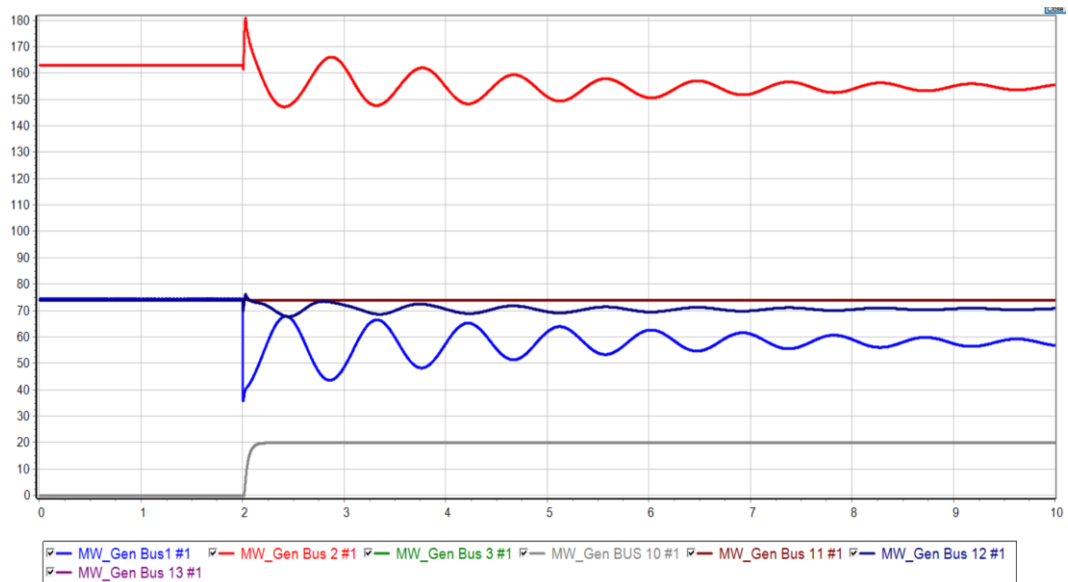


Figura 5.31 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

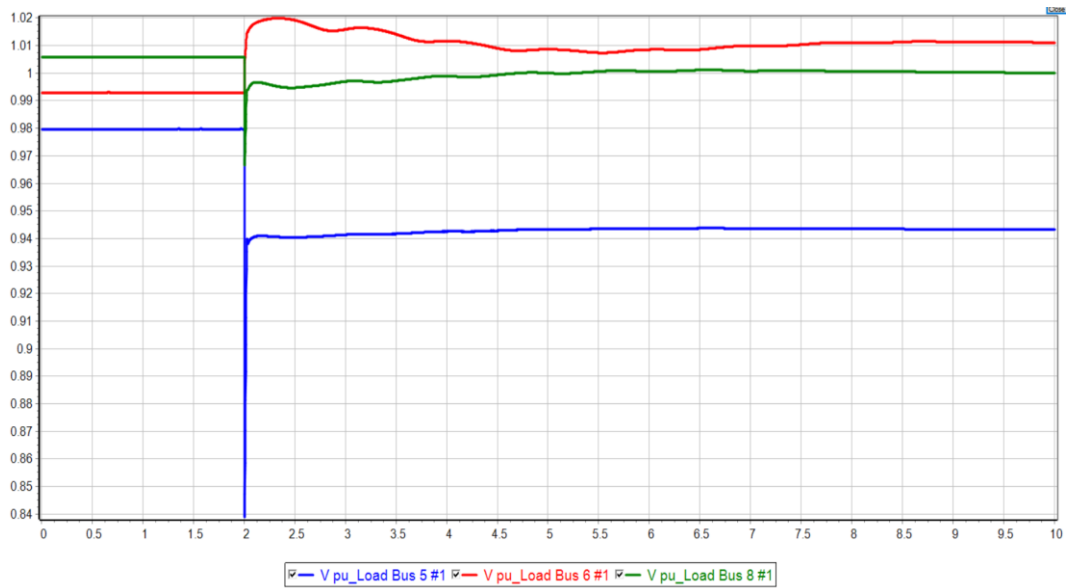


Figura 5.32 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

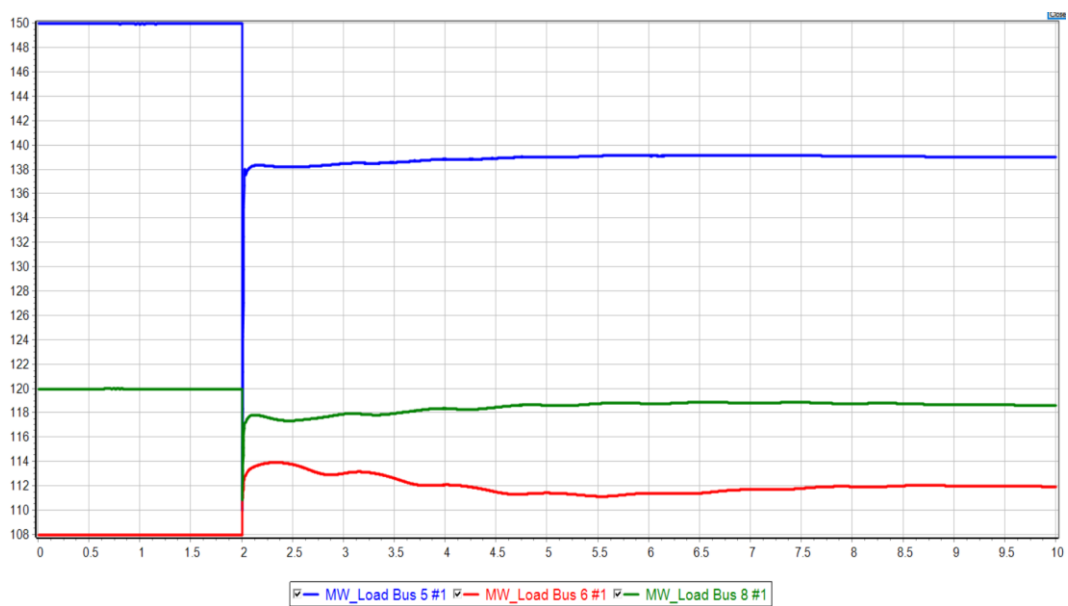


Figura 5.33 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.



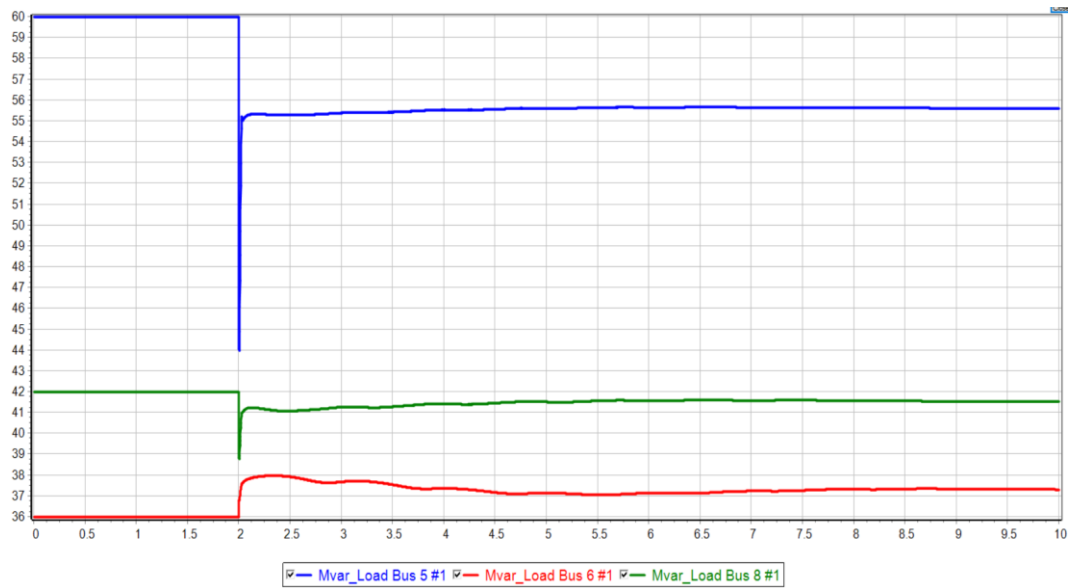


Figura 5.34 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

#### Resultados simulación 8-D.

Las gráficas de las figuras 5.35, 5.36, 5.37, 5.38, 5.39 y 5.40 muestran el comportamiento dinámico del ángulo interno de los generadores, la frecuencia en cada uno de los buses del sistema, la potencia activa (MW) que entrega cada uno de los generadores al sistema y la magnitud del voltaje en cada uno de los buses en que se ubican los centros de carga, respectivamente.

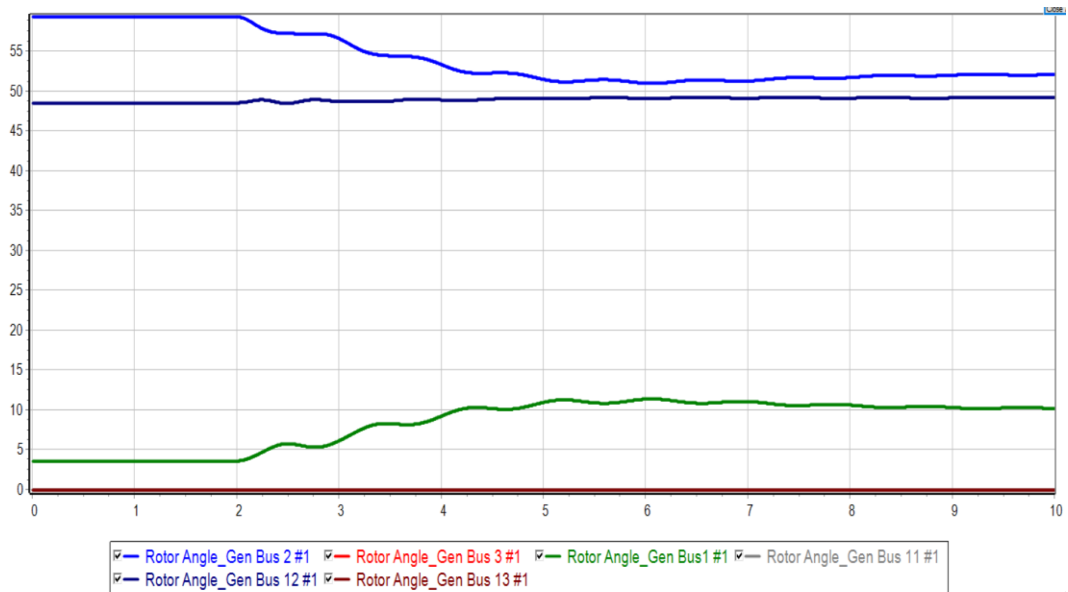


Figura 5.35 Comportamiento del ángulo interno de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

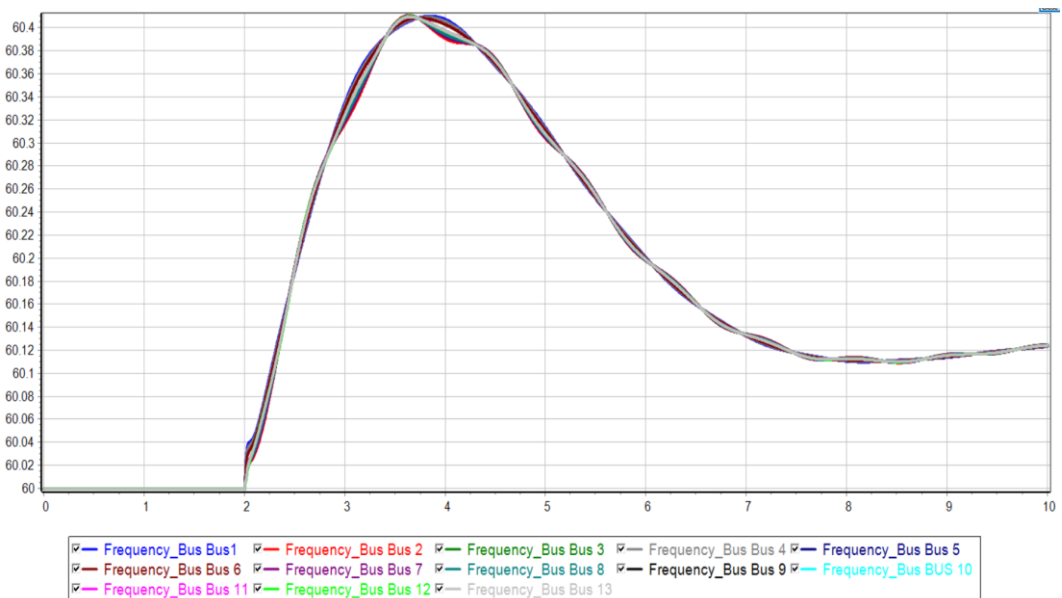


Figura 5.36 Comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

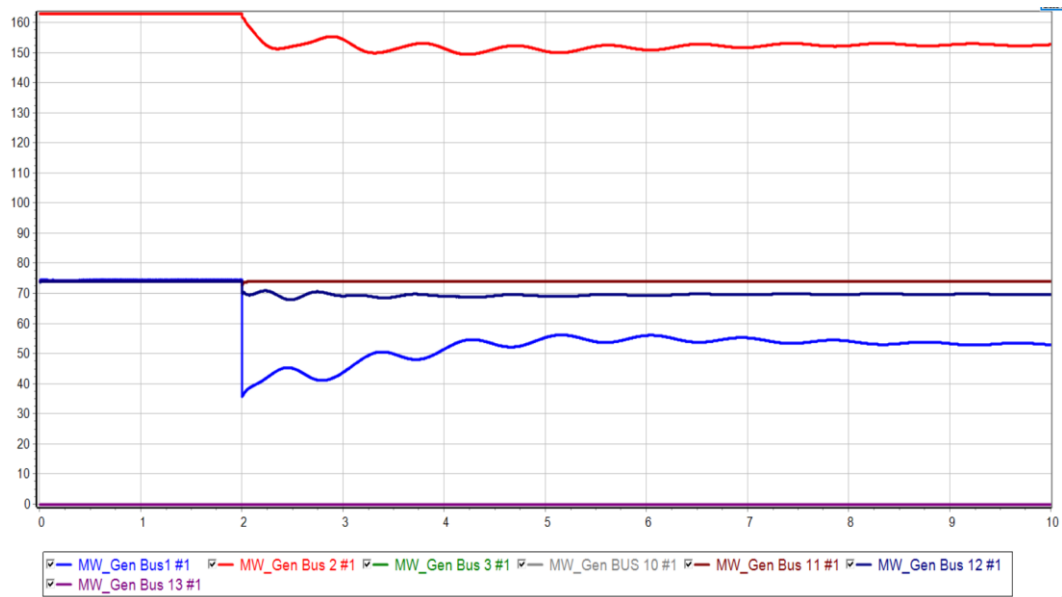


Figura 5.37 Comportamiento de la Potencia Activa de los generadores del sistema al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

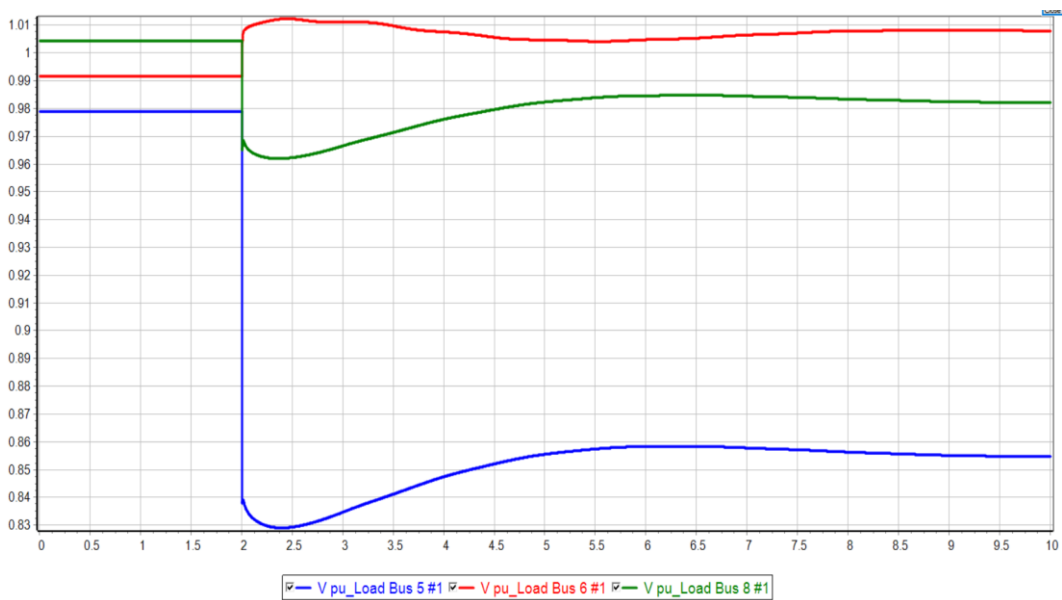


Figura 5.38 Comportamiento de la magnitud de los voltajes en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

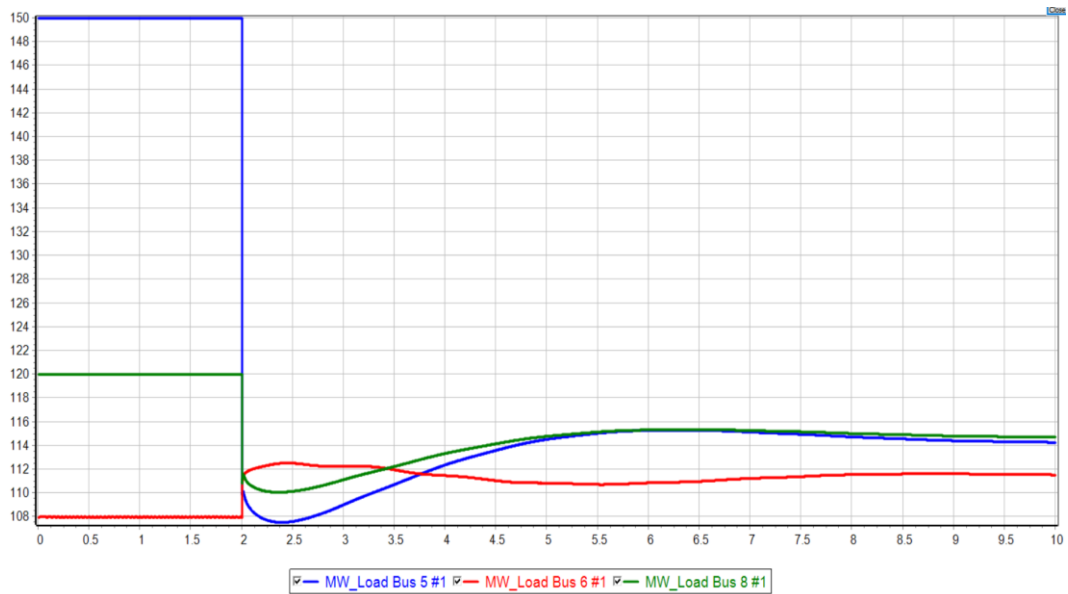


Figura 5.39 Comportamiento de la magnitud de la potencia activa en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

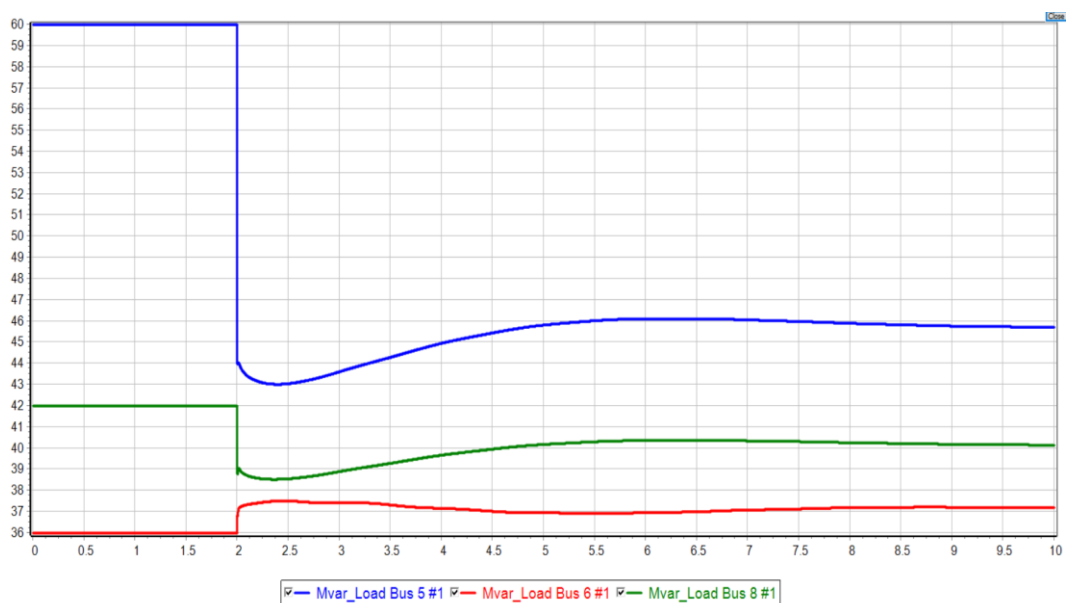


Figura 5.40 Comportamiento de la magnitud de la potencia reactiva en el bus de conexión de los Centros de Carga, al ocurrir el disparo de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7, a los dos segundos de iniciada la simulación.

## **Capítulo 6: Discusión de Resultados**

Con el propósito de poder inferir el efecto de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el comportamiento dinámico de los Sistemas Eléctricos de Potencia después de haber experimentado un disturbio o falla, en este capítulo se reporta un análisis de los resultados asociados con cada una de las simulaciones realizadas y cuyos resultados en forma gráfica se presentaron en el capítulo anterior de este trabajo.

Los resultados analizados en esta sección están asociados con el comportamiento del SEP ante la ocurrencia de dos disturbios; la pérdida súbita de generación y la pérdida súbita de una línea de transmisión. El primero de ellos se analiza a lo largo de las simulaciones 1-A, 2-B, 3-C y 4-D. Mientras que el segundo de ellos es analizado en las simulaciones 5-A, 6-B, 7-C y 8-D respectivamente.

### **4.1 Resultados Simulación I**

#### **Análisis de Resultados simulación 1-A.**

El comportamiento asociado con los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.1), permite inferir que los tres generadores que continúan interconectados al sistema después de la pérdida súbita del generador conectado al bus 12 permanecen en sincronismo, esto como resultado de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto es el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable.

En relación con el comportamiento de la frecuencia del sistema, a partir de la figura 5.2 se deduce que la pérdida súbita del generador provoca una reducción en la frecuencia del sistema. Aunque, la caída de la frecuencia se observa en todos los buses del sistema, se infiere también que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los

generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, los generadores ubicados en los buses 2 (gráfica en rojo) y 3 (gráfica verde) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 3.5 a los 4.5 segundos de la figura 5.2. Esto es mientras en los buses 1 y 2 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se infiere también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por debajo de su valor nominal, en este caso 60 Hz y el restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.3, indica que como consecuencia de la pérdida del generador conectado al bus 12, los tres generadores que permanecen interconectados al sistema incrementan la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable.

El comportamiento de la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.4, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de generación es oscilatoria y que una vez terminado el período transitorio la magnitud del centro de carga asociado con el bus 8 es la que resulta más afectada. En este caso su magnitud se reduce respecto a su valor antes de que ocurriese la pérdida de generación. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 8 se debe a la pérdida del soporte (control) de potencia reactiva (voltaje) que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 12, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. En el caso de los centros de carga conectados a los buses 5 y

6, la magnitud del voltaje en el bus 5 se incrementa ligeramente, mientras que en el bus 6 se mantiene prácticamente al mismo valor que antes de ocurrir el evento ya que el soporte de potencia reactiva en estos centros de carga no se ve afectada de manera negativa (reducido) por el disturbio.

## 4.2 Resultados Simulación II

### **Análisis de Resultados simulación 2-B.**

El comportamiento asociado con los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.5), indica que los dos generadores síncronos que continúan interconectados al sistema después de la pérdida súbita del generador conectado al bus 12 continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto es el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable.

El comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.6 indica que la pérdida súbita del generador provoca una reducción en la frecuencia del sistema. Aunque, la caída de la frecuencia se observa en todos los buses del sistema, al igual que con los resultados de la simulación 1-A, se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, el generador ubicado en los bus 2 (gráfica en rojo) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 3.5 a los 4.5 segundos de la figura 5.6. Esto es, mientras que en el bus 2 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por debajo de su valor nominal, en este caso 60 Hz y que el

mínimo valor alcanzado en esta simulación es menor que el alcanzado en la simulación 1-A. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

En relación con el comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.7, se infiere que como consecuencia de la pérdida del generador conectado al bus 12, los dos generadores síncronos que permanecen interconectados al sistema incrementan la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable.

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.8, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de generación es oscilatoria y que una vez terminado el período transitorio la magnitud del centro de carga asociado con el bus 8 es la que muestra la caída mayor. En este caso su magnitud se reduce respecto a su valor antes de que ocurriese la pérdida de generación. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 8 se debe a la pérdida del soporte que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 12, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se nota también que la variación en la magnitud del voltaje en los centros de carga en este caso es ligeramente mayor en los buses 5 y 6, que en el caso anterior (únicamente generadores síncronos).

En resumen, a partir de los resultados obtenidos en esta simulación es posible inferir que el reemplazo de una central síncrona (convencional) por una central de generación fotovoltaica de la misma capacidad en un sistema de potencia, al ocurrir una pérdida de generación en el sistema la caída de frecuencia será mayor debido al hecho de que este tipo de centrales usualmente no tienen la habilidad de incrementar su potencia de salida de manera instantánea por su falta de capacidad de convertir energía



cinética en energía eléctrica debido a la ausencia de inercia (rotor). Se observa claramente en la figura 5.5 que la central fotovoltaica mantiene su inyección de potencia a la red de manera constante a lo largo de la simulación.

### 4.3 Resultados simulación III

#### **Análisis de Resultados simulación 3-C.**

El comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.9), indica que los dos generadores síncronos que se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita del generador conectado al bus 12 continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto es el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable.

A partir del comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.10 se infiere que la pérdida súbita del generador provoca una reducción en la frecuencia del sistema. Aunque, la caída de la frecuencia se observa en todos los buses del sistema, al igual que con los resultados de la simulaciones 1-A y 2-B, se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, el generador ubicado en el bus 2 (gráfica en rojo) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 3.5 a los 4.5 segundos de la figura 5.10. Esto es, mientras que en el bus 2 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por debajo de su valor nominal, en este caso 60 Hz y

que el mínimo valor alcanzado en esta simulación es mayor que el alcanzado en las simulaciones 1-A y 2-B. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.11, indica que como consecuencia de la pérdida del generador conectado al bus 12, los dos generadores síncronos que permanecen interconectados al sistema incrementan la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable. Se infiere también que el incremento en la potencia de los dos generadores síncronos conectados a los buses 1 y 2, en esta simulación es menor que en las simulaciones 1-A y 2-B, la razón de esto es el aporte de potencia activa que proporciona el SAE ubicado en el bus 10.

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.12, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de generación es oscilatoria y que una vez terminado el período transitorio la magnitud del centro de carga asociado con el bus 8 es la que muestra la caída mayor. En este caso su magnitud se reduce respecto a su valor antes de que ocurriese la pérdida de generación. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 8 se debe a la pérdida del soporte que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 12, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se nota también que en esta simulación la caída de la magnitud del voltaje en el bus 8 es menor que la experimentada por este bus en las simulaciones 1-A y 2-B, y la variación en la magnitud del voltaje en los centros de carga en este caso es ligeramente mayor buses 5 y 6, que en las simulaciones 1-A y 2-B.

En resumen, a partir de los resultados obtenidos en esta simulación es posible inferir que el reemplazo de una central síncrona (convencional) por una central de generación fotovoltaica de la misma capacidad en un sistema de potencia y la incorporación de un SAE en el SEP, al ocurrir una pérdida de generación en el sistema la caída de frecuencia será menor respecto al caso en que no se tenga en operación un SAE. El efecto del SAE en este caso compensa en cierta medida la falta de capacidad de la central fotovoltaica para incrementar su potencia eléctrica de salida como resultado de conversión de energía cinética en eléctrica. Se observa claramente en la figura 5.11 que la central fotovoltaica mantiene su inyección de potencia a la red de manera constante a lo largo de la simulación, así como el aporte de SAE al SEP instantes después de haber ocurrido el disturbio.

#### 4.4 Resultado simulación IV

##### **Análisis de Resultados simulación 4-D.**

A partir del comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.13), se deduce que los dos generadores síncronos que se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita del generador conectado al bus 12 continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto indica que el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable.

A partir del comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.14 se infiere que la pérdida súbita del generador provoca una reducción en la frecuencia del sistema. Aunque, la caída de la frecuencia se observa en todos los buses del sistema, al igual que con los resultados de la simulaciones 1-A y 2-B, se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan

operando en el sistema, por ejemplo, el generador ubicado en el bus 2 (gráfica en rojo) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 3.5 a los 4.5 segundos de la figura 5.14. Esto es, mientras que en el bus 2 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por debajo de su valor nominal, en este caso 60 Hz y que el mínimo valor alcanzado en esta simulación es mayor que el alcanzado en las simulaciones 1-A y 2-B, este valor mínimo es prácticamente el mismo que el alcanzado en la simulación 3-C. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.15, indica que como consecuencia de la pérdida del generador conectado al bus 12, los dos generadores síncronos que permanecen interconectados al sistema incrementan la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable. Se infiere también que el incremento en la potencia de los dos generadores síncronos conectados a los buses 1 y 2, en esta simulación es prácticamente igual al experimentado en la simulación 3-C y menor que en las simulaciones 1-A y 2-B, la razón de esto es el aporte de potencia activa que proporciona el SAE ubicado en el bus 13.

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.16, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de generación es oscilatoria y que una vez terminado el período transitorio la magnitud del centro de carga asociado con el bus 8 es la que muestra la caída mayor.

En este caso su magnitud se reduce respecto a su valor antes de que ocurriese la pérdida de generación. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 8 se debe a la pérdida del soporte que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 12, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se nota también que en esta simulación la caída de la magnitud del voltaje en el bus 8 es similar a la experimentada en la simulación 3-C, y menor que en las simulaciones 1-A y 2-B, y la variación en la magnitud del voltaje en los centros de carga en este caso es prácticamente igual que en la simulación 3-C en los buses 5 y 6, y ligeramente mayor que en las simulaciones 1-A y 2-B.

En resumen, a partir de los resultados obtenidos en esta simulación es posible inferir que el reemplazo de una central síncrona (convencional) por una central de generación fotovoltaica de la misma capacidad en un sistema de potencia y la incorporación de un SAE en el SEP, al ocurrir una pérdida de generación en el sistema la caída de frecuencia será menor respecto al caso en que no se tenga en operación un SAE. El efecto del SAE en este caso compensa en cierta medida la falta de capacidad de la central fotovoltaica para incrementar su potencia eléctrica de salida como resultado de conversión de energía cinética en eléctrica. Se observa claramente en la figura 5.15 que la central fotovoltaica mantiene su inyección de potencia a la red de manera constante a lo largo de la simulación, así como el aporte de SAE al SEP instantes después de haber ocurrido el disturbio.

#### 4.5 Resultado simulación V

##### **Análisis de Resultados simulación 5-A.**

A partir del comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.17), se deduce que los generadores síncronos se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita de la

línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo de la línea ha desaparecido. Esto indica que el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable. Se deduce fácilmente también que la diferencia angular entre ellos se reduce lo cual indica que la potencia activa que inyectan al SEP en la nueva condición de operación (post-disturbio) es menor que antes de la ocurrencia del mismo, como se observa en la figura 5.19.

A partir del comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.18 se infiere que la apertura súbita de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 provoca un incremento en la frecuencia del sistema, lo cual puede ser interpretado como una disminución de la demanda eléctrica en SEP. La explicación de este fenómeno se presenta a continuación.

El incremento en la frecuencia es consecuencia de las características del modelo utilizado para representar la demanda eléctrica de los centros de carga. El modelo utilizado es el denominado “impedancia constante” en el cual el valor efectivo de la potencia es función de valor elevado al cuadrado de la magnitud del voltaje en el bus al que se encuentra conectado el centro de carga. Por lo tanto, al presentarse una disminución severa en la magnitud del voltaje en un centro de carga (figura 5.20), este experimentará a su vez una reducción drástica en el valor de la potencia que demanda al SEP, como se aprecia en las figuras 5.21 y 5.22 asociadas con la demanda efectiva de potencia activa y reactiva en los centros de carga conectados a los buses 5 y 8. Se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, los generadores ubicados en el bus 2 (gráfica en rojo) y bus 3 (gráfica verde) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 6.0 a los 10.0 segundos de la figura 5.18. Esto es, mientras que en los

buses 2 y 3 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por arriba de su valor nominal, en este caso 60 Hz. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.19, indica que como consecuencia de la pérdida de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, los tres generadores síncronos interconectados al sistema reducen la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable.

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.20, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 no exhibe el comportamiento oscilatorio que en el caso de la pérdida de generación (simulaciones 1-A, 2-B, 3-C y 4-D). Una vez terminado el período transitorio la magnitud de los centros de carga asociados al bus 5 es la que muestra la caída mayor. En este caso la magnitud del voltaje en los buses 5 y 8 se reduce de manera importante con respecto a su valor antes de que ocurriese la desconexión de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 5 se debe a la pérdida del soporte de potencia reactiva que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 1 y en consecuencia el bus 8 también experimenta una reducción en el soporte de potencia reactiva que le provee el generador conectado al bus 2, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se infiere también que la magnitud del voltaje en el centro de carga

conectado al bus 6 se incrementa respecto a su valor previo al disturbio, esto como consecuencia de la disminución en la demanda efectiva de potencias activa y reactiva al SEP por parte de los centros de carga ubicados en los buses 5 y 8, lo cual a su vez provoca un incremento en las potencias activa y reactiva que demanda dicho centro al SEP como se observa en las figuras 5.21 y 5.22.

#### 4.6 Resultado de simulación VI

##### **Análisis de Resultados simulación 6-B.**

El comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.23), indica que generadores síncronos se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto indica que el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable. Se deduce fácilmente también que la diferencia angular entre ellos se reduce lo cual indica que la potencia activa que inyectan al SEP en la nueva condición de operación (post-disturbio) es menor que antes de la ocurrencia del mismo, como se observa en la figura 5.23.

A partir del comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.24 se infiere que la apertura súbita de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 provoca un incremento en la frecuencia del sistema, lo cual puede ser interpretado como una disminución de la demanda eléctrica en SEP. Se deduce también que en este caso el valor máximo que alcanza la frecuencia es ligeramente mayor que en la simulación 5-A, así como el valor al que se estabiliza la frecuencia en la nueva condición de operación estable. La explicación de este fenómeno se presenta a continuación.



El incremento en la frecuencia es consecuencia de las características del modelo utilizado para representar la demanda eléctrica de los centros de carga. El modelo utilizado es el denominado “impedancia constante” en el cual el valor efectivo de la potencia es función de valor elevado al cuadrado de la magnitud del voltaje en el bus al que se encuentra conectado el centro de carga. Por lo tanto, al presentarse una disminución severa en la magnitud del voltaje en un centro de carga (figura 5.26), este experimentará a su vez una reducción drástica en el valor de la potencia que demanda al SEP, como se aprecia en las figuras 5.27 y 5.28 asociadas con la demanda efectiva de potencia activa y reactiva en los centros de carga conectados a los buses 5 y 8. La razón por la que los valores máximo y el del nuevo estado estable de la frecuencia son ligeramente mayores que en el caso de la simulación 5-A es que en este caso la central fotovoltaica no tiene la capacidad para modificar su potencia de generación de manera automática por lo que mantiene constante a lo largo de la simulación como se observa en la figura 5.25. Mientras que en el caso de la simulación 5-A el generador conectado al bus 3, el cual es reemplazado por la planta fotovoltaica conectada al bus 12 en la simulación 6-B si reduce su generación. Se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, los generadores ubicados en el bus 2 (gráfica en rojo) y bus 3 (gráfica verde) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 6.0 a los 10.0 segundos de la figura 5.24. Esto es, mientras que en los buses 2 y 3 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones son menos notorias que en la simulación 5-A y se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por arriba de su valor nominal, en este caso 60 Hz. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio

del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.25, indica que como consecuencia de la pérdida de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, los tres generadores síncronos interconectados al sistema reducen la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable. En este caso el generador conectado al bus 1, reduce un poco más su generación respecto a la simulación 5-A debido a que la planta fotovoltaica suministra de manera constante el mismo valor de potencia a lo largo de la simulación (figura 5.25).

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.26, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 es menos oscilatoria que en la simulación anterior (5-A) y bien amortiguada. Una vez terminado el período transitorio la magnitud de los centros de carga asociados al bus 5 es la que muestra la caída mayor. En este caso la magnitud del voltaje en los buses 5 y 8 se reduce de manera importante con respecto a su valor antes de que ocurriese la desconexión de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 5 se debe a la pérdida del soporte de potencia reactiva que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 1 y en consecuencia el bus 8 también experimenta una reducción en el soporte de potencia reactiva que le provee el generador conectado al bus 2, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se infiere también que la magnitud del voltaje en el centro de carga conectado al bus 6 se incrementa respecto a su valor previo al disturbio, esto como consecuencia de la disminución en la demanda efectiva de potencias activa y reactiva al SEP por parte de los centros de carga ubicados en los buses 5 y 6, lo cual a su vez provoca un

incremento en las potencias activa y reactiva que demanda dicho centro al SEP como se observa en las figuras 5.27 y 5.28.

#### 4.7 Resultado de simulación VII

##### **Análisis de Resultados simulación 7-C.**

El comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.29), indica que generadores síncronos se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Lo cual indica que el sistema de potencia alcanza una nueva condición de estado estable. Se deduce fácilmente también que la diferencia angular entre ellos se reduce lo cual indica que la potencia activa que inyectan al SEP en la nueva condición de operación (post-disturbio) es menor que antes de la ocurrencia del mismo, como se observa en la figura 5.31.

El comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.30 indica que la apertura súbita de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 provoca un incremento en la frecuencia del sistema, lo cual puede interpretarse como una disminución de la demanda eléctrica en SEP. Se deduce también que en este caso el valor máximo que alcanza la frecuencia es ligeramente menor que el alcanzado en las simulaciones 5-A y 6-B, así como el valor al que se estabiliza la frecuencia en la nueva condición de operación estable. La explicación de este fenómeno se presenta a continuación.

El incremento en la frecuencia es consecuencia de las características del modelo utilizado para representar la demanda eléctrica de los centros de

carga. El modelo utilizado es el denominado “impedancia constante” en el cual el valor efectivo de la potencia es función de valor elevado al cuadrado de la magnitud del voltaje en el bus al que se encuentra conectado el centro de carga. Por lo tanto, al presentarse una disminución severa en la magnitud del voltaje en un centro de carga (figura 5.32), este experimentará a su vez una reducción drástica en el valor de la potencia que demanda al SEP, como se aprecia en las figuras 5.33 y 5.34 asociadas con la demanda efectiva de potencia activa y reactiva en los centros de carga conectados a los buses 5 y 8. La razón por la que los valores máximo y el del nuevo estado estable de la frecuencia son ligeramente menores que en el caso de las simulaciones 5-A y 6-B, es que en este caso a pesar de que la central fotovoltaica no tiene la capacidad para modificar su potencia de generación de manera automática por lo que mantiene constante a lo largo de la simulación como se observa en la figura 5.31, la inyección de potencia activa proporcionada por el SAE ubicado en el bus 10 eléctricamente cercano al centro de carga asociado con el bus 5 actúa como un soporte de potencia activa en ese centro de carga evitando que la demanda eléctrica de ese centro de carga experimente una reducción tan drástica como en las simulaciones 5-A y 6-B. Por lo que el balance generación-demanda resulta ser menos severo en este caso que en las simulaciones 5-A y 6-B, lo cual se refleja en variaciones máxima y de estado estable menores que en las simulaciones antes referidas. Se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, los generadores ubicados en el bus 2 (gráfica en rojo) y bus 3 (gráfica verde) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 3.0 a los 9.0 segundos de la figura 5.30. Esto es, mientras que en los buses 2 y 3 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, sin embargo, dichas oscilaciones son más notorias que en las simulaciones 5-A y 6-B. Estas se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la

frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por arriba de su valor nominal, en este caso 60 Hz. El restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.31, indica que como consecuencia de la pérdida de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, los tres generadores síncronos interconectados al sistema reducen la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable. En este caso los generadores síncronos reducen un poco menos su generación respecto a las simulaciones 5-A y 6-B debido a la acción del SAE que evita una reducción drástica en la demanda eléctrica efectiva en el centro de carga ubicado en el bus 5 (figura 5.31).

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.32, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 es ligeramente más oscilatoria que en las simulaciones 5-A y 6-B. Una vez terminado el período transitorio la magnitud de los centros de carga asociados al bus 5 es la que muestra la caída mayor. En este caso la magnitud del voltaje en los buses 5 y 8 se reduce de manera menos drástica que en las simulaciones 5-A y 6-B, con respecto a su valor antes de que ocurriese la desconexión de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 5 se debe a la pérdida del soporte de potencia reactiva que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 1 y en consecuencia el bus 8 también experimenta una reducción en el soporte de potencia reactiva que le provee el generador conectado al bus 2, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se infiere también que el SAE ubicado en el bus 10 actúa como un soporte de

potencia activa para el centro de carga ubicado en el bus 5 lo cual evita que la apertura de la línea entre los buses 5 y 7 provoque una drástica reducción en la demanda eléctrica efectiva de dicho centro de carga. La magnitud del voltaje en el centro de carga conectado al bus 6 se incrementa respecto a su valor previo al disturbio, esto como consecuencia de la disminución en la demanda efectiva de potencias activa y reactiva al SEP por parte de los centros de carga ubicados en los buses 5 y 6, lo cual a su vez provoca un incremento en las potencias activa y reactiva que demanda dicho centro al SEP como se observa en las figuras 5.33 y 5.34.

#### 4.8 Resultado de simulación VIII

##### **Análisis de Resultados simulación 8-D.**

El comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores (figura 5.35), indica que generadores síncronos se mantienen interconectados al sistema después de la pérdida súbita de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, continúan operando en sincronismo, esto se infiere a partir de que la diferencia angular entre dichos generadores se mantiene constante una vez que el transitorio causado por el disparo del generador ha desaparecido. Esto indica que el sistema de potencia ha alcanzado una nueva condición de estado estable. Se deduce fácilmente también que la diferencia angular entre ellos se reduce lo cual indica que la potencia activa que inyectan al SEP en la nueva condición de operación (post-disturbio) es menor que antes de la ocurrencia del mismo, como se observa en la figura 5.37.

A partir del comportamiento de la frecuencia del sistema mostrado en la figura 5.36 se infiere que la apertura súbita de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 provoca un incremento en la frecuencia del sistema, lo cual puede ser interpretado como una disminución de la demanda eléctrica en SEP. Se deduce también que en este caso el valor máximo que alcanza la frecuencia es prácticamente igual que en la simulación 6-B, así

como el valor al que se estabiliza la frecuencia en la nueva condición de operación estable. La explicación de este fenómeno se presenta a continuación.

El incremento en la frecuencia es consecuencia de las características del modelo utilizado para representar la demanda eléctrica de los centros de carga. El modelo utilizado es el denominado "impedancia constante" en el cual el valor efectivo de la potencia es función de valor elevado al cuadrado de la magnitud del voltaje en el bus al que se encuentra conectado el centro de carga. Por lo tanto, al presentarse una disminución severa en la magnitud del voltaje en un centro de carga (figura 5.38), este experimentará a su vez una reducción drástica en el valor de la potencia que demanda al SEP, como se aprecia en las figuras 5.39 y 5.40 asociadas con la demanda efectiva de potencia activa y reactiva en los centros de carga conectados a los buses 5 y 8. La razón por la que los valores máximo y el del nuevo estado estable de la frecuencia son prácticamente igual que en el caso de la simulación 6-B es que en este caso la central fotovoltaica no tiene la capacidad para modificar su potencia de generación de manera automática por lo que mantiene constante a lo largo de la simulación y el SAE en este caso no realiza inyección de potencia alguna al SEP como consecuencia del disturbio ocurrido como se observa en la figura 5.37. Se infiere que mientras dura el transitorio se presentan oscilaciones en anti-fase entre los generadores que continúan operando en el sistema, por ejemplo, los generadores ubicados en el bus 2 (gráfica en rojo) y bus 3 (gráfica verde) respecto al generador ubicado en el bus 1 (gráfica en azul), este fenómeno se observa particularmente en el rango de los 6.0 a los 10.0 segundos de la figura 5.36. Esto es, mientras que en los buses 2 y 3 la frecuencia continúa disminuyendo en el bus 1 se recupera y viceversa, dichas oscilaciones son prácticamente iguales que en la simulación 6-B y se amortiguan conforme transcurre el tiempo y desaparece el transitorio causado por la pérdida de generación. Se deduce también que la frecuencia del sistema una vez que alcanza el nuevo estado estable permanece por arriba de su valor nominal, en este caso 60 Hz. El

restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal se realizará por medio del Control Automático de Generación o bien a través de la intervención del operador del sistema.

El comportamiento de la potencia activa de los generadores mostrado en la figura 5.37, indica que como consecuencia de la pérdida de la línea de transmisión que conecta a los buses 5 y 7, los tres generadores síncronos interconectados al sistema reducen la magnitud de la potencia activa que entregan al sistema, con el propósito de mantener el balance generación-demanda en el sistema y poder alcanzar una nueva condición de operación estable. En este caso la reducción de potencia activa en dichos generadores es prácticamente similar a la que se presenta en la simulación 6-B debido a que la planta fotovoltaica suministra de manera constante el mismo valor de potencia a lo largo de la simulación y el SAE ubicado en el bus 13 no aporta inyección alguna de potencia al SEP ante la ocurrencia del disturbio considerado (figura 5.37).

El comportamiento asociado con la magnitud del voltaje en los buses asociados con los centros de carga mostrado en la figura 5.38, indica que la respuesta de estos una vez ocurrida la pérdida de la línea de transmisión que conecta los buses 5 y 7 es menos oscilatoria que en la simulación anterior (5-A) y bien amortiguada. Una vez terminado el período transitorio la magnitud de los centros de carga asociados al bus 5 es la que muestra la caída mayor. En este caso la magnitud del voltaje en los buses 5 y 8 se reduce de manera importante con respecto a su valor antes de que ocurriese la desconexión de la línea de transmisión entre los buses 5 y 7. La razón de la disminución en la magnitud del voltaje en el bus 5 se debe a la pérdida del soporte de potencia reactiva que provee a ese centro de carga el generador conectado al bus 1 y en consecuencia el bus 8 también experimenta una reducción en el soporte de potencia reactiva que le provee el generador conectado al bus 2, lo cual puede inferirse a partir del diagrama unifilar del sistema estudiado. Se infiere también que la magnitud del voltaje en el centro de carga conectado al bus 6 se incrementa respecto



a su valor previo al disturbio, esto como consecuencia de la disminución en la demanda efectiva de potencias activa y reactiva al SEP por parte de los centros de carga ubicados en los buses 5 y 6, lo cual a su vez provoca un incremento en las potencias activa y reactiva que demanda dicho centro al SEP como se observa en las figuras 5.39 y 5.40.

## Conclusiones

En esta sección se presenta de manera resumida las principales conclusiones obtenidas a partir del análisis de resultados, de las diferentes simulaciones, reportado en la sección anterior.

- El reemplazo de fuentes de generación convencional por fuentes de generación renovable variable, provoca una reducción en la inercia total del SEP lo que causará una mayor caída en la frecuencia del SEP ante una pérdida de generación, respecto al valor que se tendría con solo fuentes de generación convencional. En la actualidad no existe una regla que permita determinar el valor de la capacidad máxima de energía proveniente de fuentes de generación renovable variable que pueda ser incorporada a un SEP antes de que la regulación de frecuencia se torne un grave problema debido a la reducción en la inercia total del SEP.
- La disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía, permite mitigar en cierta medida, dependiendo de su capacidad y ubicación, la pérdida de inercia del SEP cuando se reemplaza generación convencional por generación renovable variable de tal manera que la caída en la frecuencia cuando se presenta una pérdida de generación es menor que cuando no se dispone de un SAE en el SEP.
- En el SEP considerado ante la pérdida de generación simulada en este trabajo la ubicación del SAE en el SEP resultó ser irrelevante, sobre el

comportamiento de la frecuencia del SEP, los resultados fueron igualmente efectivos para las dos ubicaciones del SAE consideradas.

- En el caso en que se modifica la topología del SEP, la ubicación del SAE en el SEP tiene un efecto apreciable en el comportamiento de la frecuencia del SEP. En el SEP considerado, se determinó que la distancia eléctrica entre el SAE y los buses en que se modifica la topología del SEP es determinante para activar la acción del SAE. Los resultados muestran que cuando el SAE se encuentra eléctricamente cerca al punto SEP en que se modifica la topología, éste se activa y el incremento que experimenta la frecuencia del SEP resulta menor que en el caso que por su ubicación el SAE no se activa ante el mismo evento. Como por ejemplo en el caso en que el SAE se ubica en el bus 10 y se pierde la línea entre los buses 5 y 7, la distancia eléctrica entre el bus 10 y el bus 5 es menor que la distancia eléctrica entre el bus 7 y el bus 13 cuando el SAE se encuentra ubicado en el bus 13 y ocurre la pérdida de la línea entre los buses 5 y 7.

- A partir del análisis de resultados, se determina que los SAE son dispositivos efectivos en el control de frecuencia de un SEP y para hacer frente a la pérdida de inercia del SEP ante la incorporación de fuentes de generación renovable variable, como es el caso de la generación fotovoltaica.

A continuación, se presenta una serie para trabajos a futuro que permitan el mejorar los resultados obtenidos en el presente trabajo:

- Analizar el efecto de los SAE en la estabilidad del voltaje.
- Analizar el efecto de otros tipos de SAE, como los volantes de inercia, en la estabilidad.

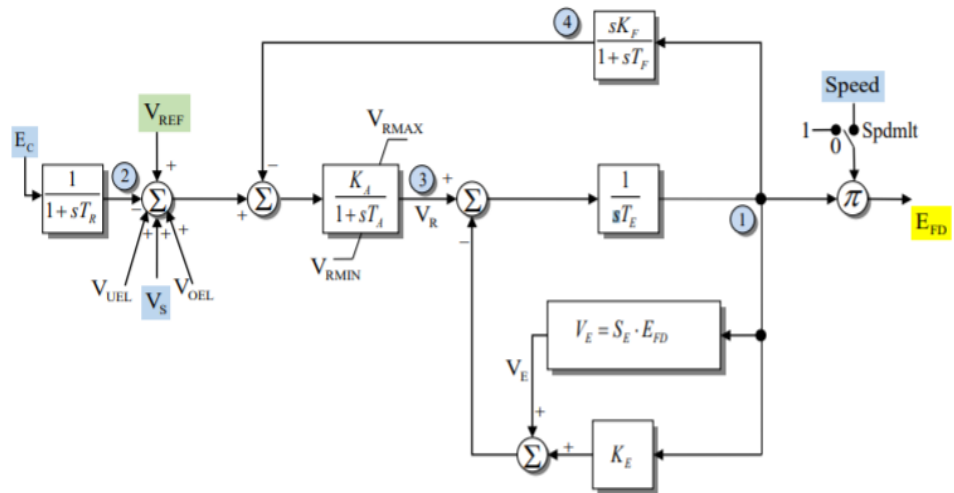
## Referencias

- [1] J. Duncan Glover, Thomas J. Overbye and Mulukutla S. Sarma, Power System Analysis and Design, Sixth Edition, 2015
- [2] IEEE Std 399-1997 IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power System Analysis, June 1997
- [3] Alfredo E. Castillo (2013) Respuesta inercial del sistema de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica (memoria de trabajo) Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- [4] Pouyan Pourbeik; Stephen E. Williams; James Weber; Juan Sanchez-Gasca; Jay Senthil; Shengli Huang; Kent Bolton, Modeling and Dynamic Behavior of Battery Energy Storage, IEEE Electrification Magazine, 47-51, September 2015.
- [5] Víctor, Diaz (2017) Localización de sistemas de baterías para el mejoramiento del desempeño en estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia (tesis) Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile.
- [6] José Alejandro (2017) Análisis de estabilidad transitoria en el sistema aislado Cayo Santa María (trabajo de diploma) Universidad central "Marta Abreu" de las villas, Santa Clara, Cuba.
- [7] Antonio, Rentería (2017). Estudio de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia mediante el análisis dinámico en periodos largos (tesis de maestría) Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- [8] Antonio Gómez; Antonio J. Conejo y Claudio Cañizares(2009) Electric Energy Systems. Analysis and Operation, Broken Sound Parkway NW, Nueva York: Taylor y Francis Group.
- [9] P.S.R. MURTY(2008) Operation and control in power systems, Giriraj Lane, Sultan Bazar: Bs publications

- [10] J. Alberto Coronel (2014). Implementación de modelos de turbina-gobernador de velocidad en sistemas eléctricos de potencia (tesis de maestría) Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- [11] Power System Stability and Control, P Kundur, EPRI, Mc Graw Hill 1994.
- [12] Edgar. L Belmonte (2004) Estudios de Estabilidad transitoria por el método de la función de energía transitoria incorporando los modelos de carga estática no lineales (tesis de maestría) Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- [13] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr, Análisis de Sistemas de Potencia, McGRAW-HILL, 2001.
- [14] Miguel A. Rodríguez, Maquinas Eléctricas I, Tema 2. Transformadores, Departamento de Ingeniería Eléctrica Y Energética, Universidad de Cantabria (España) 2015.
- [15] Miguel A. Rodríguez, Maquinas síncronas, Universidad de Cantabria (España), Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, 2015.
- [16] Y. Zhang, P. Rousseaux, L. Wehenkel, M. Pavella, Y. Xue, B. Meyer, and M. Trotignon. "Hybrid Extended EqualArea Criterion for Fast Transient Stability Assessment with Detailed System Models". IFAC Symp. on Control of Power Plants and Power Systems (SIPOWER), Cancun, Mexico, December 1995.

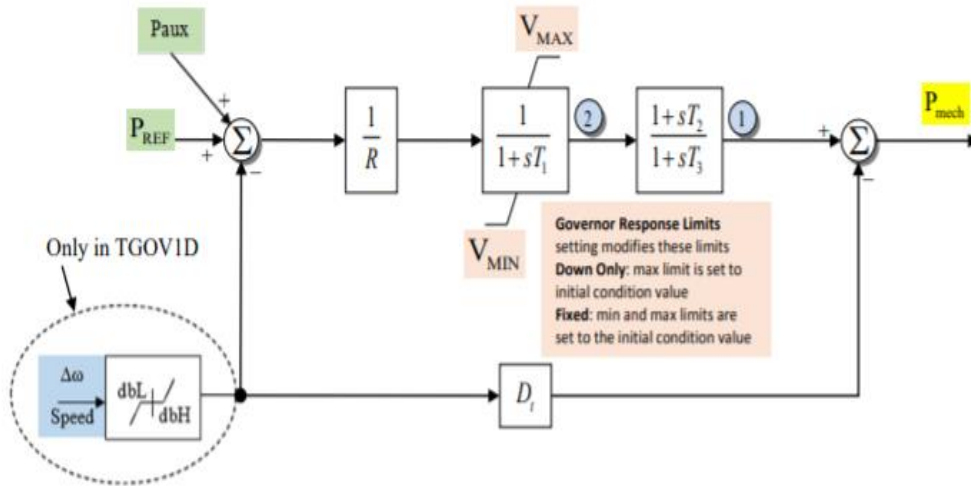
## Apéndice A

Todos los generadores síncronos están equipados con un sistema de excitación tipo IEEE1 y este se encuentra activo



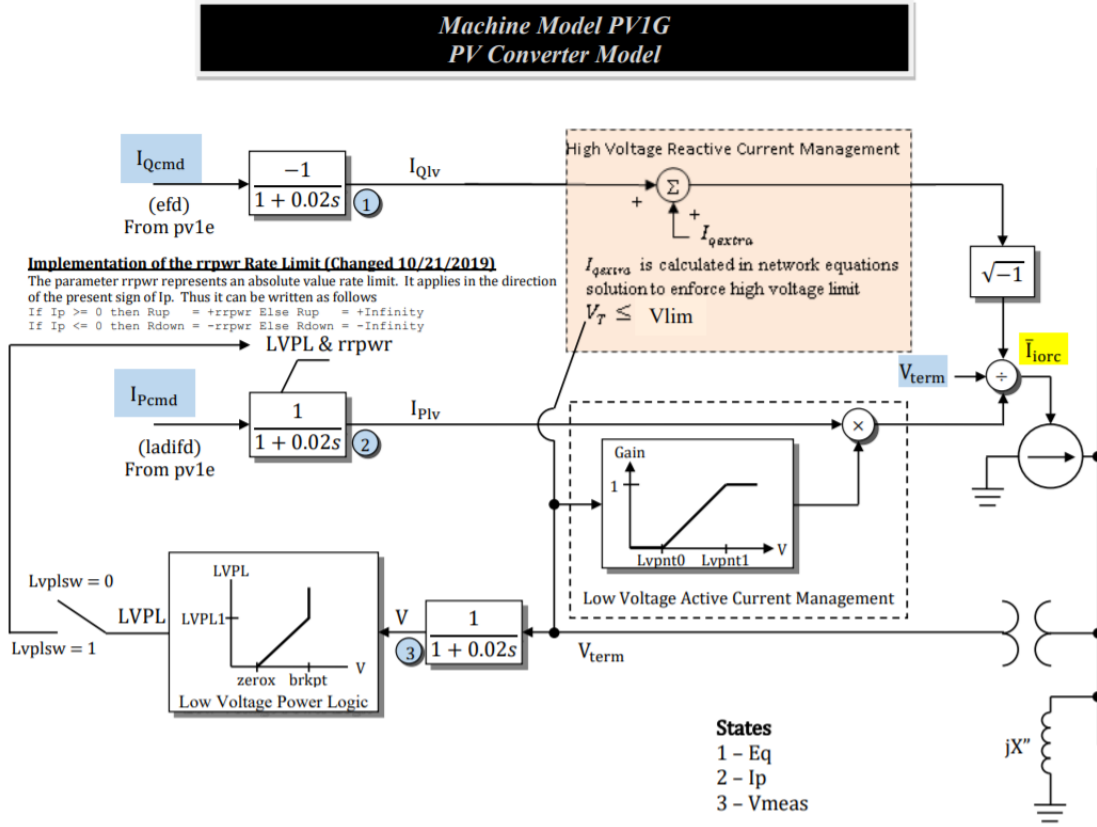
## Apéndice B

Todos los generadores síncronos están equipados con un gobernador de velocidad tipo TGOV1 y este se encuentra activo.



# Apéndice C

## Machine Model PV1G



# Apéndice D

## Machine Model GENROU

### Machine Model GENROU Solid Rotor Generator represented by equal mutual inductance rotor modeling

