



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Título:

Análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad
mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:

Gaibor Puente José Enrique
Becerra Córdova Paul Danilo

Tutor:

Dután Amay Luis Manuel MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “**Análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero**” presentado por **Gaibor Puente José Enrique y Becerra Córdova Paul Danilo**, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores con la finalidad de que se designe fecha de exposición y defensa pública.

Latacunga, mayo, 18, 2022



MSc. Dután Amay Luis Manuel

C.C. 0301257119

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que los estudiantes puedan presentarse a la exposición y defensa.

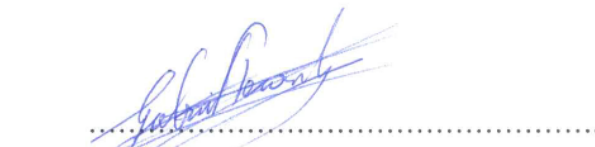
Latacunga, mayo, 19, 2022



.....
Jefferson Alberto Porras Reyes
C.C. 0704400449
Presidente del tribunal



.....
Gabriela Cristina Cabrera Celi
C.C. 1104683873
Lector 2



.....
Pesantez Palacios Gabriel Napoleón
C.C. 0301893889
Lector 3

DEDICATORIA

Este trabajo de titulación se lo dedico a mi hermosa hija Gissell Sofía y mi esposa Mayra Carolina, quienes siempre me apoyaron, me dieron la fortaleza y fueron parte del esfuerzo realizado para culminar con éxito esta etapa de mi formación profesional. Todo lo que hago es por el bienestar de ustedes.

Con amor, José

Esta tesis va dedicada a mi familia, quien es el motor que me empuja a seguir adelante, a mi madre Elvira Córdova, quien siempre ha creído en mí y me alienta y me empuja a superarme cada día, a mi bella hija Catalina Becerra por quien siempre tendré un motivo para superarme y ser mejor, a mi amada esposa Aracely Vargas, quien es mi compañera de vida y la mejor esposa que Dios me pudo haber dado, para estas bellas mujeres, para quienes quiero ser cada día mejor un profesional, esposo y padre, un mejor hombre.

Paul

AGRADECIMIENTO

Agradecemos infinitamente:

A la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, Unidad de Negocio Sucumbíos, por toda la apertura para disponer de información necesaria para el desarrollo de esta investigación.

Al Ing. Luis Manuel Dután, por su apoyo incondicional en cada una de las etapas de ejecución de este trabajo de titulación, gracias por compartir gran parte de sus conocimientos que fueron de mucha ayuda.

Finalmente, el agradecimiento a nuestras familias, amigos y compañeros de clase, por los consejos y experiencias compartidas durante esta etapa muy valiosa para nuestra formación profesional.

José y Paul

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quienes suscriben, declaran que asumen la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, mayo, 19, 2022

.....
José Enrique Gaibor Puente

CI: 2100602123

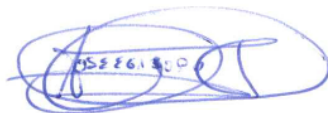
.....
Paul Danilo Becerra Córdova

CI: 2100463757

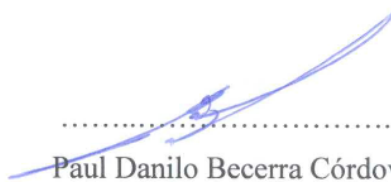
RENUNCIA DE DERECHOS

Quienes suscriben, ceden los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, mayo, 19, 2022



.....
José Enrique Gaibor Puente
CI: 2100602123



.....
Paul Danilo Becerra Córdova
CI: 2100463757

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “**Análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero**” contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, mayo, 19, 2022



.....
Jefferson Alberto Porras Reyes
C.C. 0704400449

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: “ANÁLISIS DE RESERVAS DE POTENCIA PARA CONTROL DE FRECUENCIA DE LA OPERACIÓN EN ISLA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO”

Autores: Gaibor Puente José Enrique, Becerra Córdova Paul Danilo

Tutor: Dután Amay Luis Manuel, MSc.

RESUMEN

El proyecto de investigación busca obtener una idea general de las condiciones técnicas necesarias para que el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero pueda operar de manera segura y confiable. Por lo tanto, se ha empleado el análisis de las reservas de potencia para el control de frecuencia de este sistema, a través de simulaciones aproximadas de su comportamiento tanto en estado estable como dinámico, frente a la ocurrencia de eventualidades que pongan en riesgo la estabilidad del sistema. Para el cumplimiento de los objetivos planteados se ha desarrollado un levantamiento de información existente en la academia y en distintos informes técnicos especializados IEEE sobre el tema, con la finalidad de modelar un tipo de generador estándar con sus respectivos controladores de velocidad y voltaje, haciendo uso de los modelos disponibles en la librería del software y parametrizándolos a partir de las recomendaciones presentadas en artículos científicos de IEEE. Finalmente, se pusieron a prueba los modelos utilizados, mediante la simulación de casos de estudio que permitieron identificar ciertas falencias del sistema, con las cuales se recomendaron acciones para mitigar el funcionamiento inadecuado de este, cumpliendo así con los límites permisibles de frecuencia para operación de sistemas eléctricos de potencia en el sector eléctrico ecuatoriano.

PALABRAS CLAVE: Estabilidad, frecuencia, modelos, generador, sistemas de control, reservas.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TOPIC: “ANALYSIS OF POWER RESERVES FOR FREQUENCY CONTROL OF THE ISLANDED OPERATION OF THE OIL INTERCONNECTED POWER SYSTEM”.

Authors: Gaibor Puente José Enrique
Becerra Córdova Paul Danilo

Tutor: Luis Manuel Dután Amay, MSc.

ABSTRACT

The research project seeks to obtain a general idea of the technical conditions necessary for the Interconnected Oil Electric System to operate safely and reliably. Therefore, the analysis of the power reserves for the frequency control of this system has been used, through approximate simulations of its behavior both in stable and dynamic state, facing the occurrence of eventualities that put the stability of the system at risk. For the fulfillment of the proposed objectives, a survey of existing information in the academy and in different IEEE specialized technical reports on the subject has been developed, with the purpose of modeling a type of standard generator with its respective speed and voltage controllers, making use of the models available in the software library and parameterizing them from the recommendations presented in IEEE scientific articles. Finally, the models used were tested by simulating case studies that allowed identifying certain shortcomings of the system, with which actions were recommended to mitigate the inadequate operation of this, thus complying with the permissible frequency limits for operation of electrical power systems in the Ecuadorian electricity sector.

KEYWORDS: Stability, frequency, models, generator, control systems, reserves.

Yo, Marco Paúl Beltrán Semblantes con cédula de identidad número:0502666514 Magister en Lingüística Aplicada a la Enseñanza del idioma Inglés como Lengua Extranjera con número de registro de la SENESCYT: 1020-2021-2354162; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “**ANÁLISIS DE RESERVAS DE POTENCIA PARA CONTROL DE FRECUENCIA DE LA OPERACIÓN EN ISLA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO**” de: Gaibor Puente José Enrique y Becerra Córdova Paul Danilo, aspirantes a Magister en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

.....
Mg. Marco Paúl Beltrán Semblantes
0502666514



ÍNDICE DE CONTENIDOS

AVAL DEL TUTOR.....	i
AVAL DEL TRIBUNAL.....	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	v
RENUNCIA DE DERECHOS.....	vi
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes:	1
Planteamiento del problema:.....	1
Formulación del problema:	3
Objetivo General:	3
Objetivos Específicos:.....	3
Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:.....	3
Justificación:	4
Hipótesis:	5
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA.....	6
1.1.Antecedentes de la investigación. –	6
1.2.Fundamentación Teórica. –.....	8
1.3.Fundamentación metodológica	28
1.4.Conclusiones Capítulo I.....	30
CAPÍTULO II. PROPUESTA	31

2.1.Título del proyecto	31
2.2.Objetivo del proyecto.....	31
2.3.Descripción de la propuesta	31
2.3.1.Fuentes de información	33
2.3.2.Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP)	34
2.3.3.Estudio en estado estacionario	40
2.3.4.Modelamientos para estudio dinámico.....	47
2.4.Conclusiones del Capítulo II.....	57
CAPÍTULO III. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA	58
3.1.Análisis de resultados.....	58
3.2.Casos de Estudio	58
3.2.1.Caso 1: Desconexión de la generación de Jivino	65
3.2.2.Caso 2: Desconexión de la Línea Jivino-Shushufindi a 230kV	66
3.2.3.Caso 3: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Atacapi.....	67
3.2.4.Caso 4: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Atacapi - S/E Secoya.....	68
3.2.5.Caso 5: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Vergel.....	69
3.2.6.Casos del 6 al 16	70
3.3.Evaluación de impactos o resultados	71
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES	76
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
ANEXOS	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Tiempos de operación del sistema de potencia[6].....	10
Figura 2	Despliegue de reservas[6].....	11
Figura 3	Categorías de reservas operativas y su relación[6].....	13
Figura 4	Comportamiento de la reserva rampa frente al precio de la energía[6].	17
Figura 5	Ejemplo de contingencia y respuesta típica[6].....	18
Figura 6	Respuesta de la frecuencia a perturbaciones[6].....	20
Figura 7	Curva de caída en 5% [6]	21
Figura 8	Curva de caída del gobernador con banda muerta[6].	22
Figura 9	Respuesta dinámica de voltaje al escalón de salida[7].....	24
Figura 10	Regulador de voltaje IEEE AC8B[8]	25
Figura 11	Función de transferencia del regulador[8].....	26
Figura 12	Función de transferencia de la excitatriz[8]	27
Figura 13	Función de transferencia de la excitatriz[8]	27
Figura 14	Función de transferencia del rectificador[8].....	28
Figura 15	Diagrama de flujo de la metodología empleada	29
Figura 16	Diagrama de flujo del desarrollo de la propuesta	32
Figura 17	Ubicación de los bloques petroleros asociados al SEIP[9].....	35
Figura 18	Diagrama Unifilar simplificado del SEIP.....	36
Figura 19	Configuración de la torre, estructura suspensión normal (pasante).....	38
Figura 20	Caso base del SEIP modelado en PowerWorld	42
Figura 21	Gráfico de voltajes en barras de 69 kV del SEIP	43
Figura 22	Cargabilidad de líneas de 69kV SEIP.....	43
Figura 23	Caso base del SEIP modelado en PowerWorld	44
Figura 24	Transferencia de potencia en Auca.....	45

Figura 25 Cargabilidad línea Jivino_Sec-Sacha	46
Figura 26 Máxima importación de potencia del SNI.....	47
Figura 27 Respuesta del SEP ante perturbaciones	48
Figura 28 Diagrama del modelo GENTPF[12].....	49
Figura 29 Diagrama de bloques del modelo DEGOV[13].....	50
Figura 30 Sistema de prueba del modelo DEGOV	51
Figura 31 Diagrama de bloques de la excitatriz[15].....	52
Figura 32 Gráfica de respuesta del modelo DEGOV.....	53
Figura 33 Gráfica de respuesta del modelo AC8B, prueba +5% de Vref.....	56
Figura 34 Gráfica de respuesta del modelo AC8B, prueba -5% de Vref.....	57
Figura 35 Gráfica comportamiento de la frecuencia caso inicial.....	60
Figura 36 Gráfica comportamiento del voltaje caso inicial	60
Figura 37 Gráfica comportamiento de la potencia caso inicial.....	61
Figura 38 Gráfica comportamiento de la respuesta primaria de frecuencia, caso inicial.....	61
Figura 39 Gráfica de transferencia de potencia en líneas 69kV, caso inicial	62
Figura 40 Gráfica de comportamiento de frecuencia con más generación, caso inicial.....	63
Figura 41 Gráfica de comportamiento de frecuencia con disparo de carga 8MW, caso inicial.....	63
Figura 42 Gráfica de comportamiento de potencia eléctrica con disparo de carga 8MW, caso inicial	64
Figura 43 Gráfica de comportamiento de potencia mecánica con disparo de carga 8MW, caso inicial	64
Figura 44 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 1.....	65
Figura 45 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 1.....	66

Figura 46 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 2.....	66
Figura 47 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 2.....	67
Figura 48 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 3.....	67
Figura 49 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 3.....	68
Figura 50 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 4.....	68
Figura 51 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 4.....	69
Figura 52 Gráfica del comportamiento 1 de la frecuencia caso 5.....	69
Figura 53 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 5.....	70
Figura 54 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 6.....	79
Figura 55 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 7.....	79
Figura 56 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 8.....	80
Figura 57 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 8.....	80
Figura 58 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 9.....	81
Figura 59 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 9.....	81
Figura 60 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 10.....	82
Figura 61 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 10.....	82
Figura 62 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 11.....	83
Figura 63 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 11.....	83
Figura 64 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 12.....	84
Figura 65 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 12.....	84
Figura 66 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 13.....	85
Figura 67 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 13.....	85
Figura 68 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 14.....	86
Figura 69 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 14.....	86
Figura 70 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 15.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tareas en relación con los objetivos específicos.....	3
Tabla 2 Reservas operativas y su uso[6]	14
Tabla 3 Reservas operativas y su uso (continuación)[6].....	15
Tabla 4 Datos técnicos de los conductores de fase y tierra del sistema[11]	37
Tabla 5 Datos técnicos de los cables del sistema de subtransmisión[11]	37
Tabla 6 Coordenadas estructura de suspensión normal[11].....	38
Tabla 7 Coordenadas estructura especial tipo 1[11]	38
Tabla 8 Coordenadas estructura especial tipo 2[11]	38
Tabla 9 Coordenadas estructura de retención[11].....	39
Tabla 10 Líneas de Subtransmisión con su distancia[11]	39
Tabla 11 [MVA] Instalados por Subestación.....	40
Tabla 12 Valores numéricos de los parámetros estándar del generador	49
Tabla 13 Variables y rangos de valores del modelo DEGOV[14].....	51
Tabla 14 Variables del modelo AC8B	54
Tabla 15 Variables y rangos de valores del modelo AC8B (recomendados).....	54
Tabla 16 Parámetros de ajuste del método de oscilación.....	55
Tabla 17 Casos de Estudio del SEIP	59
Tabla 18 Resumen de casos de estudio	70
Tabla 19 Resumen de casos de estudio (continuación).....	71

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	25
Ecuación 2.....	25
Ecuación 3.....	25
Ecuación 4.....	28

INTRODUCCIÓN

Antecedentes: El presente estudio se encuentra relacionado con la línea específica de investigación de la maestría en Electricidad: energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental y la sub línea: explotación y diseño de Sistemas de potencia, en la temática de estabilidad y control de los sistemas eléctricos de potencia. Además, converge en actividades y tareas de investigación orientados a la búsqueda del mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, a través de simulaciones y modelamientos aproximados del sistema analizado.

La industria petrolera ha sido hasta la actualidad un pilar fundamental para la sostenibilidad económica del Ecuador. La producción petrolera bordea los 175.4 millones de barriles al año, de los cuales el 79.6% es producción estatal y el porcentaje restante les corresponde a concesiones de empresas privadas, según datos disponibles en el informe estadístico con corte a diciembre de 2020, publicado en la página web de EP PETROECUADOR.

Debido a que la energía utilizada para la extracción y transporte del petróleo se obtiene, principalmente, de centrales de generación ubicadas en las plataformas petroleras y que estas, a su vez, utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento, los costos de producción resultan elevados. Por lo tanto, desde el año 2009 la empresa EP PETROECUADOR se encuentra desarrollando el programa de Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE), mediante el cual se busca disminuir los costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico interconectado petrolero (SEIP), además de hacerlo más eficiente energéticamente[1].

Debido a la importancia que esta industria tiene en la economía del país, la implementación de este programa involucra algunas acciones, que ameritan la elaboración de estudios técnicos en diferentes temáticas; mismas que contribuyen en el mejoramiento de la confiabilidad del SEIP.

Planteamiento del problema: En la actualidad, se está llevando a cabo un proyecto que implica la conexión del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) al

Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuyo punto de conexión es la subestación Shushufindi de CELEC EP Transelectric, actualmente con niveles de voltaje de 230 kV y 138 kV. La subestación Shushufindi se encuentra conectada de manera radial al SNT por medio del sistema de transmisión San Rafael – Jivino – Shushufindi, a 230 kV. La zona amazónica se caracteriza por tener una alta densidad de vegetación y estar expuesto a constantes descargas atmosféricas; por lo tanto, se espera altas tasas de fallo en el sistema de transmisión San Rafael – Jivino – Shushufindi, a 230 kV o dentro de la red interna del SEIP, lo que llevaría a que el SEIP o parte del mismo quede aislado en forma de isla eléctrica pudiendo provocar desbalances de generación/carga, que se traducen en afectaciones de la frecuencia del sistema del SEIP.

En los últimos años el Estado ecuatoriano, a través de cooperación interinstitucional entre las empresas involucradas en el sector, ha venido desarrollando acciones que permitan robustecer el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), como, por ejemplo: la conexión de la Central de Generación Térmica Jivino III (40 MW) al SEIP, que se concretó en el mes de diciembre del 2021 y que suministrará una potencia garantizada de 27 MW continuos a la operación petrolera.

En ese contexto, al cuantificar las pérdidas generadas por una falla que provoca una desconexión en este sistema, los resultados implican pérdidas económicas para el Estado, debido a que se deja de extraer y bombear petróleo por falta de energía eléctrica. Una muestra clara y reciente de esta situación, se pudo evidenciar en el mes de octubre del 2021, cuando sucedieron algunos eventos que provocaron la desconexión de 5 campos petroleros, lo que representó que se dejaron de extraer 44,000 barriles de petróleo, según datos de la estatal petrolera[2].

Por lo antes señalado, es necesario que se determine las reservas de potencia que debe poseer el SEIP para lograr una operación adecuada en isla, luego de la separación del sistema ante eventos de fallas en la red de transmisión del SNT que abastece la subestación Shushufindi o de fallas internas en la red del SEIP, de tal manera que se asegure por un lado *que la zona aislada* pueda abastecer su demanda en un nuevo punto de operación de estado estable y, por otro, que la transición

durante el evento dinámico permita *que la zona aislada* pueda ser estable en frecuencia.

Formulación del problema: ¿Cuál es el valor de generación que necesita el SEIP actual para poder operar en isla ante una desconexión con el Sistema Nacional Interconectado?

Objetivo General: Realizar estudios dinámicos de estabilidad de frecuencia que permitan determinar la posibilidad del SEIP de abastecer su carga operando en isla eléctrica ante una desconexión del SNI o de su red interna.

Objetivos Específicos:

- Realizar una revisión bibliográfica sobre la teoría de estabilidad y control de los sistemas eléctricos de potencia.
- Modelar el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) en el software PowerWorld Simulator, versión educativa y realizar las simulaciones de flujo de carga en estado estacionario.
- Efectuar el modelamiento dinámico del generador con sus controladores y verificar su adecuado ajuste de parámetros.
- Determinar las condiciones de operación aproximada del sistema a través de las simulaciones de casos de estudio seleccionados.

Sistemas de tareas en relación a los objetivos específicos:

Tabla 1
Tareas en relación con los objetivos específicos

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Realizar una revisión bibliográfica sobre la teoría de estabilidad y control de los sistemas eléctricos de potencia.	-Búsqueda de información en libros y artículos técnicos sobre trabajos similares realizados.	-Obtención del estado del arte.	-Esta tarea se realizará mediante la recopilación de información documental de investigadores IEEE, artículos técnicos y libros relacionados a la temática.

<p>Modelar el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) en el software PowerWorld Simulator, versión educativa y realizar las simulaciones de flujo de carga en estado estacionario.</p>	<p>-Extracción de la información del equipamiento de la red eléctrica a analizar.</p> <p>-Revisión y contrastación de la información obtenida.</p> <p>-Elaboración de diagramas unifilares del sistema resultante.</p> <p>-Identificación de las condiciones operativas aproximadas del sistema bajo diferentes escenarios de carga.</p>	<p>-Obtención de parámetros y hojas de datos de los equipos de la red.</p> <p>-Validación de la información y obtención de modelos genéricos para parámetros desconocidos mediante la comparación con modelos de motores a diésel de bibliografía.</p> <p>-Esquema propuesto para simulación en PowerWorld.</p> <p>-Reportes de los parámetros eléctricos de la red.</p>	<p>- Se realizará la obtención de modelos a través de una investigación bibliográfica.</p> <p>- Se comparará la información obtenida con estándares y recomendaciones de IEEE, por ejemplo, IEEE 421.5-2016.</p> <p>-Identificación de los componentes de la red.</p> <p>-Presentación de resultados del software de simulación.</p>
<p>Efectuar el modelamiento dinámico del generador con sus controladores y verificar su adecuado ajuste de parámetros.</p>	<p>-Revisión bibliográfica de modelos dinámicos utilizados en estándares internacionales.</p> <p>-Definición de los parámetros de los modelos seleccionados.</p>	<p>-Selección de modelos dinámicos.</p> <p>-Prueba de funcionamiento de los modelos comparándolos con las respuestas disponibles en bibliografía.</p>	<p>-Selección de modelos en base a recomendaciones de estudios similares.</p> <p>-Se realizará simulaciones en donde se pondrá a prueba el funcionamiento de los modelos utilizados para que tengan una respuesta adecuada.</p>
<p>Determinar las condiciones de operación aproximada del sistema a través de las simulaciones de casos de estudio seleccionados</p>	<p>-Identificación de la información que se requiere presentar.</p> <p>-Estructuración de la información resultante.</p>	<p>-Presentación de parámetros analizados.</p> <p>-Reportes ordenados y claros de los modelos aproximados.</p>	<p>-Se detallará las particularidades de los casos analizados.</p> <p>-Se presentará la información en magnitudes, unidades y representaciones gráficas.</p>

Justificación: La conexión del SEIP con el SNI se originó con el objetivo de reducir costos de operación y mantenimiento, además de estar alineado al cambio de la

matriz energética, promoviendo la eficiencia de los sistemas eléctricos. De esta manera, en la actualidad con esta conexión también se suman nuevos riesgos de funcionamiento adecuado del SEIP, debido a que ciertas perturbaciones que se originen aguas arriba del sistema petrolero, pueden ocasionar la salida de operación de las unidades de generación en los diferentes campos abastecidos por el SEIP.

Por lo tanto, es indispensable realizar el análisis de las condiciones necesarias para mantener la estabilidad de frecuencia en el sistema, mediante la realización de modelamientos y simulaciones en el software PowerWorld, que demuestren la posibilidad de operación en isla del SEIP, ante la ocurrencia de perturbaciones ya mencionadas anteriormente, con el único objetivo de evitar la desconexión total o parcial del sistema y consecuentemente mantener el funcionamiento de las plataformas petroleras asociadas, para garantizar el normal desenvolvimiento de la extracción de petróleo en el Ecuador.

Hipótesis: La generación actual disponible en el SEIP no es capaz de permitir una operación en isla eléctrica ante la desconexión del SNI y por lo tanto se perdería cierto abastecimiento de la demanda o incluso la pérdida total del sistema.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA- METODOLÓGICA

1.1. Antecedentes de la investigación. –

Los siguientes artículos citados en este capítulo, exponen los efectos, impactos y resultados alcanzados de las investigaciones realizadas a nivel nacional e internacional, que se relacionan con el problema de investigación planteado en el presente trabajo de titulación.

- **Análisis de desempeño y propuesta de dimensionamiento de la reserva rodante operativa en un sistema nacional interconectado**

La energía eléctrica tiene la característica principal de que no es posible almacenarla en grandes cantidades económicamente hablando; además, la demanda de energía no se conoce previamente si no en la operación del sistema en tiempo real. Por lo tanto, se debe producir energía tanto como la estén necesitando los consumidores en el tiempo. Si existe un desbalance entre la energía demandada y la energía producida, ocasionaría un problema de estabilidad de frecuencia[3].

Con esto se crea la necesidad de tener un exceso de capacidad de generación que permita subsanar los problemas antes mencionados, lo cual se logra mediante la gestión de un control automático de generación. Sin embargo, debido a las características propias de cada sistema, en ciertas áreas esta reserva es insuficiente. Esto genera que se deba realizar un análisis técnico y económico que permita realizar un dimensionamiento de la reserva secundaria con valores óptimos de operación[3].

En el sistema analizado por este artículo se determinó que la oferta mínima de reserva rodante debe ser de 62.63 MW, esto permitirá que se disminuya en un 70% las penalizaciones ocasionadas por las fallas, logrando obtener además beneficios de costos operativos del SNI[3].

- **Cálculo del valor óptimo de reserva rodante regulante para condiciones del SNI aislado**

En este artículo de investigación se analiza el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, en cuanto a costos operativos que resultarían del incremento de los valores de reserva rodante regulante que se utiliza en control primario de frecuencia. Para que el valor de reserva rodante sea el correcto, debe cumplir con el único objetivo que es el de atender y restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda. No está de más decir que el cálculo óptimo se realiza considerando criterios técnicos y económicos[4].

La metodología utilizada para encontrar el punto óptimo de reserva rodante regulante en este artículo, se basa sumar el valor mínimo de la sumatoria de sobrecostos operativos adicionales por el incremento de la reserva rodante y los costos de la energía no suministrada por pérdida de generación. Esto resulta, en que el 4% de reserva rodante regulante es el valor óptimo para la operación del SNI aislado[4].

Hay que tomar en cuenta que no se debe forzar a las máquinas para que reaccionen de una manera brusca y rápida, debido a que se estaría causando desgaste en los equipos de generación; esto provocaría que se incrementen los costos de mantenimiento de las centrales de generación, perjudicando el costo operativo del sistema[4].

- **Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano**

Se conoce que en los sistemas eléctricos de potencia existen problemas de estabilidad de frecuencia principalmente ocasionados por el desbalance de generación-carga en la operación de estos. Cuando este problema se presenta, es rápidamente corregido por sistemas de control como: reguladores de velocidad y

control secundario de frecuencia, este a su vez es realizado mediante el control automático de generación (AGC), el cual tiene una acción lenta y coordinada que depende de las unidades de generación que estén asignadas para esta actividad[5].

El propósito del trabajo presentado es modelar estática y dinámicamente el control automático de generación (AGC) del Sistema Nacional Interconectado utilizando los criterios multimáquina con la habilitación de esta funcionalidad en las centrales de generación Paute, Marcel Laniado, Mazar y Pucará. Cabe aclarar que la única central que realiza esta función es Paute; por lo tanto, es imprescindible analizar la factibilidad de realizar el AGC con las otras centrales[5].

De las simulaciones estáticas y dinámicas implementadas en este trabajo de investigación se pudo deducir que en el escenario en el cual se simula la salida de operación de la central Enrique García de 96MW, este déficit es absorbido por la interconexión que existe con el país vecino de Colombia en condiciones normales; mientras que con el ingreso del sistema de control secundario de frecuencia con las centrales antes mencionadas, este déficit se reparte entre ellas según sus factores asociados por AGC. Con este análisis se permite optimizar la generación de la central Paute en escenarios hidrológicos extremos como los que se ha vivido en años anteriores, sin que estos pongan en riesgo el sistema eléctrico ecuatoriano[5].

1.2. Fundamentación Teórica. –

Mediante la revisión bibliográfica realizada en el proceso de elaboración de este trabajo de titulación, se ha encontrado cierta información acerca de las principales temáticas que aportarán al entendimiento de la problemática analizada.

- **Sistema de potencia y reservas operativas**

Una de las responsabilidades de los operadores de los sistemas eléctricos de potencia, es mantener la confiabilidad del sistema, garantizando que la frecuencia se mantenga en valor nominal (60 Hz) o en los niveles aceptables de operación. Los niveles de voltaje en un sistema eléctrico de potencia también deben mantenerse dentro de los valores nominales en todos los puntos de la red; esto se logra mediante la gestión de potencia reactiva de los generadores y con el control de los dispositivos

como: reguladores de voltaje, capacitores, TAP's de transformadores, reactores, entre otros[6].

Las condiciones del sistema no pueden predecirse fácilmente y no tienen un comportamiento constante en todos los períodos de tiempo; por lo tanto, mantener la frecuencia y el voltaje dentro de sus valores nominales, no es una tarea sencilla. La capacidad adicional de generación para satisfacer las demandas de carga reales del sistema, están disponibles en línea o en espera para cuando se necesiten, frente al incremento de carga o disminución de generación. Así mismo, se requiere la disponibilidad de cierta generación que pueda reducir el suministro de potencia o apagarse por completo si la carga disminuye[6].

Esta capacidad adicional de generación se denomina reserva operativa y puede presentarse en diferentes formas y tamaños. Las reservas que están disponibles para incrementar la producción, históricamente han sido utilizadas para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, debido a que los elementos de la red, tales como: líneas, generadores, transformadores, entre otros, pueden fallar repentinamente.

La Figura 1 muestra una curva del comportamiento general de la carga de un día en un sistema eléctrico de potencia; además, se puede apreciar los distintos períodos de tiempo en los cuales se utilizan estrategias para garantizar que la carga esté equilibrada. El seguimiento del comportamiento de la carga para cumplir con el patrón la curva de demanda del día, se lo realiza normalmente mediante despacho económico, que implica algunas veces el arranque y parada de turbinas de combustión con función de arranque rápido[6].

Los centros de control se encargan de enviar señales a las unidades generadoras y a algunas cargas sensibles que tienen la capacidad de ajustar rápidamente su despacho para lograr el equilibrio en condiciones normales del sistema eléctrico. Por último, debido a que las proyecciones de demanda no son 100% precisas, estas reservas se utilizan para mitigar los errores que se puedan presentar en el pronóstico de carga.

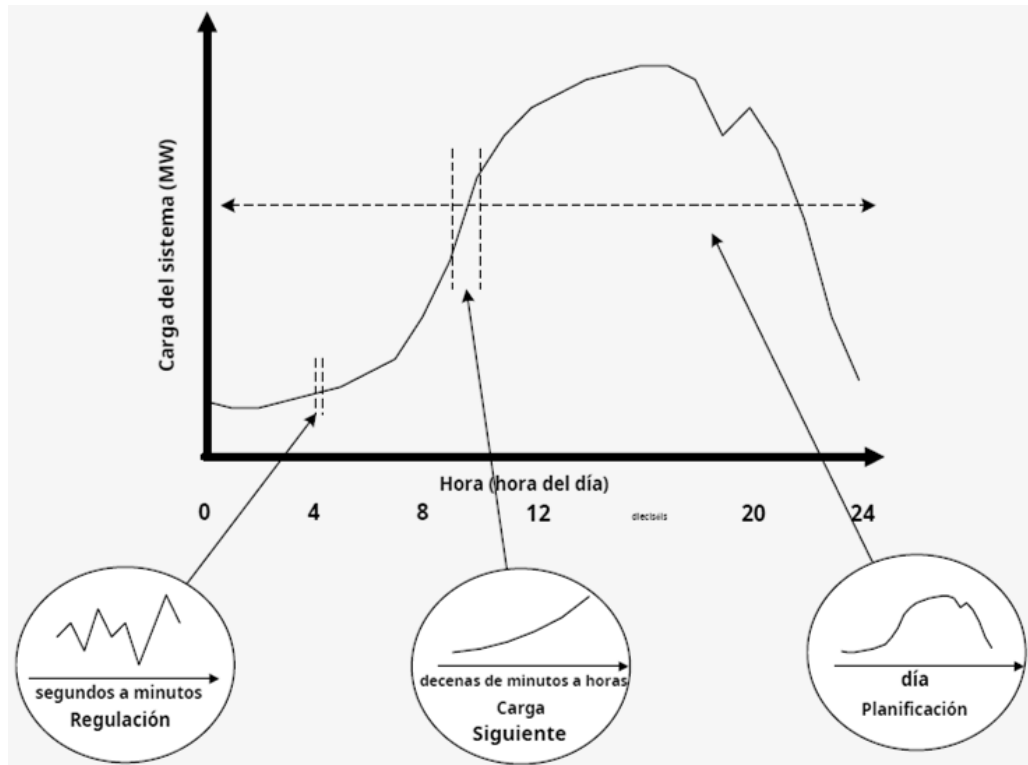


Figura 1 Tiempos de operación del sistema de potencia[6]

La Figura 2 muestra cómo se utilizan las reservas de manera coordinada para responder frente a la ocurrencia de un evento de emergencia. Estos eventos no programados pueden ser causados por fallas de generación u otros componentes del sistema eléctrico como: líneas de transmisión o transformadores, los cuales provocan cambios casi instantáneos en el sistema de potencia. Si mediante estas fallas, se genera una deficiencia en la generación para atender la carga, por lo general, se tendrá como resultado una disminución de la frecuencia del sistema. La baja frecuencia puede ocasionar una desconexión de carga involuntaria y también daños a las máquinas si la frecuencia se desvía demasiado de su valor nominal. Además, las fallas en el sistema de transmisión darán como resultado un cambio en el flujo de potencia que puede causar sobrecargas en las líneas o voltajes fuera de los límites permitidos[6].

Cuando ocurre un evento de pérdida de suministro, la fuente de alimentación adicional debe responder inmediatamente a la perturbación. Como puede ver en la Figura 2, esto incluye muchas respuestas diferentes que varían según el tiempo de respuesta y el tiempo de duración de la respuesta. Inicialmente, cuando se interrumpe el suministro eléctrico, las máquinas síncronas deben suministrar

energía cinética a la red y, al hacerlo, disminuyen sus velocidades de rotación y, por lo tanto, la frecuencia eléctrica.

Esta respuesta de inercia proviene de generadores síncronos y motores síncronos que ralentizan el decaimiento de frecuencia. En otras palabras, cuanto mayor sea la inercia del sistema, más lenta será la caída de frecuencia. Durante esta reducción de frecuencia, el generador responde automáticamente a los cambios con la ayuda del gobernador, llegando a un equilibrio generación-carga con una frecuencia parcial por debajo del valor nominal. La reserva giratoria que está en sincronía con la red y la reserva no giratoria, que está fuera de línea, pero que puede sincronizarse rápidamente, se implementan para llenar el vacío provocado por la energía perdida y así poder restaurar la frecuencia a su valor nominal[6].

Además, muchas áreas tienen precios que pueden aumentar durante la escasez de suministro e incentivar la respuesta de los recursos que pueden ayudar en el evento. Por último, las reservas suplementarias se implementan con una respuesta más lenta para permitir que las otras reservas se descarguen una vez más para que el sistema pueda volver a estar seguro para un evento posterior.

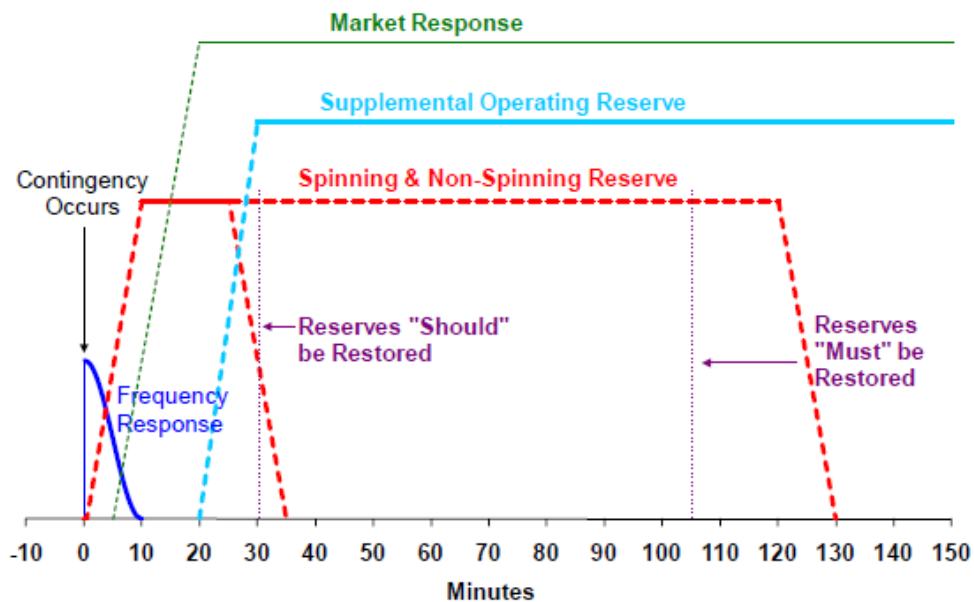


Figura 2 Despliegue de reservas[6]

- **Categorías de reservas operativas**

Las reservas operativas se pueden caracterizar por su velocidad de respuesta, duración de la respuesta, frecuencia de uso, dirección de uso y tipo de control. Algunas reservas operativas se utilizan para responder a la variación de la generación o la carga. Estas variaciones ocurren en diferentes escalas de tiempo, desde segundos hasta días, y pueden requerirse diferentes estrategias de control dependiendo de la velocidad de los cambios. Otras reservas operativas son necesarias para responder a eventos inesperados, como el disparo de un generador.

Otra forma de clasificar las reservas operativas es dependiendo si se aplican en condiciones normales o ante la ocurrencia de evento. Los eventos pueden ocurrir de tal forma que se puedan predecir o no. Hay una diferencia en los costos de reserva y los costos de implementación para cada categoría de reserva en función de la frecuencia con la que se utilizan. Esta distinción, junto con los requisitos técnicos, conduce a que ciertas tecnologías sean más adecuadas para diferentes tipos de reservas operativas que otras[6].

Las categorías de respuesta normal y de evento se pueden subdividir en función de la velocidad de respuesta requerida, algunos eventos son esencialmente instantáneos y otros tardan en ocurrir. Los eventos instantáneos necesitan una respuesta autónoma para detener las variaciones de frecuencia. Luego, la frecuencia debe corregirse de nuevo a su configuración programada. Por último, tiene que haber una cierta cantidad de reservas que puedan reemplazar la reserva operativa después de que se desplieguen para proteger el sistema contra un segundo evento.

La Figura 3 muestra el sistema de clasificación de reservas mencionado en los párrafos anteriores, además explica cómo los tipos de reservas operativas se relacionan entre sí con las categorías de nivel superior. Desde el nivel más alto, se definen reservas operativas como cualquier tipo de capacidad que se utiliza para respaldar el balance de potencia activa. Esto luego se separa en reserva sin eventos y reserva para eventos. Los eventos incluyen casos que son graves y raros y los sin eventos son continuos que suceden con tanta frecuencia que no se distinguen entre sí[6].

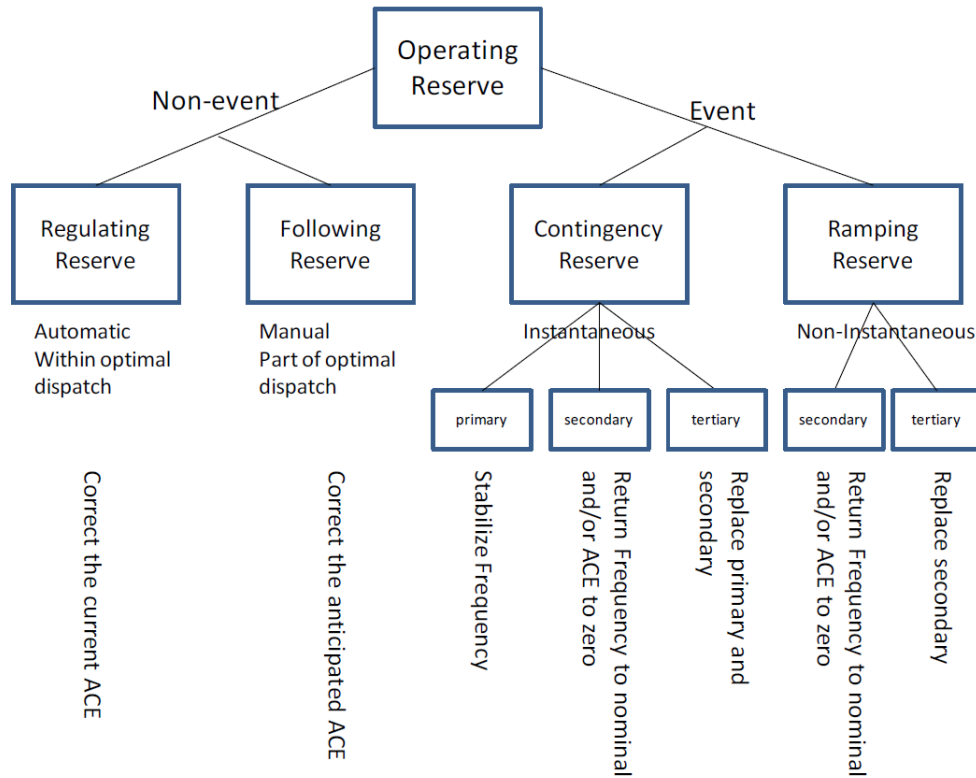


Figura 3 Categorías de reservas operativas y su relación[6]

La reserva sin eventos se clasifica por velocidad, siendo la reserva de regulación más rápida y la reserva de seguimiento más lenta. Además, se puede diferenciar su finalidad, siendo la reserva de regulación para corregir el desequilibrio actual y la reserva de seguimiento para corregir el desequilibrio previsto.

La reserva de eventos se clasifica en reserva de contingencia y reserva de rampa, que también están separadas por la velocidad; es decir, estas se utilizan para eventos instantáneos o para eventos no instantáneos. Para los eventos instantáneos, o reservas de contingencia, una cierta parte de la reserva primaria debe responder automáticamente al evento para garantizar que se detenga la desviación de frecuencia del sistema y que se mantenga el equilibrio de carga poco después del evento[6].

La reserva primaria debe responder inmediatamente después del evento para evitar desviaciones extremas de frecuencia que puedan causar daños o desconexiones de carga involuntarios, dado que esta respuesta estabiliza la frecuencia en algún otro valor; la reserva secundaria en cambio se despliega para corregir la frecuencia al valor nominal del sistema.

Finalmente, la reserva terciaria ayuda a reponer la reserva primaria y secundaria que se utilizó para el evento, de este modo dentro de un tiempo posterior al evento las reservas están nuevamente disponibles para la ocurrencia de un segundo evento. El tiempo real permitido para una respuesta completa de estos tipos de reserva puede variar de un sistema a otro, pero generalmente la necesidad de una respuesta primaria es de decenas de segundos, la secundaria es de unos pocos minutos y la terciaria es de decenas de minutos[6].

Para las reservas de rampas existen necesidades algo distintas, esto debido a la lentitud de estos eventos, la necesidad de respuesta de frecuencia automática no es necesaria. La reserva secundaria se utilizaría para corregir frecuencia y la reserva terciaria para proteger ante un evento posterior que ocurra en la misma dirección. La respuesta completa para estos tipos de reservas puede ser bastante diferente a la de sus contrapartes bajo la reserva de contingencia.

La Tabla 2 muestra todas las reservas definidas en líneas anteriores y el uso de cada una de ellas.

Tabla 2
Reservas operativas y su uso[6]

Nombre	Uso
Reserva Operativa	Cualquier capacidad disponible para asistencia en balance de potencia activa.
Reserva sin eventos	Capacidad disponible para asistencia en balance de potencia activa en condiciones normales, o que se presenten de manera continua.
Reserva de regulación	La capacidad disponible en condiciones normales de asistencia en el balance de potencia activa para corregir el desequilibrio de corriente que se produce, es más rápida que la optimización del despacho económico, es aleatoria y requiere una respuesta automática centralizada.
Reserva de seguimiento	La capacidad disponible en condiciones normales para asistencia en el balance de potencia activa para corregir futuros desequilibrios anticipados, no es más rápida que la optimización económica del despacho y no requiere una respuesta centralizada automática.

Tabla 3
Reservas operativas y su uso (continuación)[6]

Nombre	Uso
Reserva de eventos	Capacidad disponible para asistencia en balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes que son más severos que el balance necesario en condiciones normales.
Reserva de contingencia	Capacidad disponible para asistencia en el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes que son más severos que el balance necesario en condiciones normales y se utilizan para corregir desequilibrios instantáneos.
Reserva de rampa	Capacidad disponible para asistencia en el balance de potencia activa durante eventos poco frecuentes que son más severos que el balance necesario en condiciones normales y se utilizan para corregir desequilibrios no instantáneos.
Reserva primaria-contingencia	Parte de la reserva de contingencia que responde automáticamente al desequilibrio instantáneo de potencia activa y estabiliza la frecuencia del sistema.
Reserva secundaria-contingencia	Porción de la Reserva de Contingencia que no responde automáticamente al desequilibrio instantáneo de potencia activa y corrige la frecuencia a nominal.
Reserva terciaria-contingencia	Porción de la Reserva de Contingencia que está disponible para ayudar a reemplazar la Reserva Primaria y Secundaria utilizada durante un evento instantáneo severo para que estén disponibles para un evento instantáneo posterior que ocurra en la misma dirección
Reserva secundaria-rampa	Porción de Reserva Rampa que se utiliza para corregir el desequilibrio de un evento severo no instantáneo y corrige la frecuencia a nominal
Reserva terciaria-rampa	Porción de la Reserva de Rampa que está disponible para asistencia en el reemplazo de la Reserva Secundaria utilizada durante un evento severo no instantáneo para que eventualmente la Reserva Secundaria esté disponible para un evento posterior que ocurra en la misma dirección.

La Reserva de Regulación y la Reserva de Seguimiento generalmente son proporcionadas por unidades que están en el margen para proporcionar energía económicamente. Las unidades reguladoras también deben tener cierta infraestructura para que puedan recibir y responder a las señales de control automático de generación (AGC). La definición de la reserva operativa debe ser

tecnológicamente neutral, lo que significa que debe describir la respuesta deseada, no el tipo de recursos que pueden proporcionar esa respuesta[6].

- **Reservas de regulación**

La Reserva de Regulación cubre los continuos, rápidos y frecuentes cambios en la carga y la generación que crean un desequilibrio energético. Se utiliza para corregir el desequilibrio de corriente causado por la carga o la generación que varía dentro de un período programado por el intervalo de despacho económico o de mercado aplicable más corto. También se utiliza para corregir el desequilibrio actual de la carga total o generación que difiere de la condición prevista[6].

En algunas áreas, el intervalo de programación más corto puede ser de hasta una hora y en otras puede ser de tan solo 5 minutos. Lo que esto significa es que, si el operador del sistema despachó unidades pensando que la carga neta se estaba moviendo en cierta dirección, y la magnitud o dirección es diferente a la anticipada, la reserva de regulación debe ser utilizada para corregir el error antes de que finalice el siguiente ciclo de despacho económico.

En muchos sistemas aislados, esta reserva es proporcionada por la respuesta del gobernador; es decir, estos pueden cubrir las necesidades normales de equilibrio automáticamente dentro del intervalo de despacho económico. En grandes sistemas interconectados con múltiples regiones de equilibrio, los desequilibrios normales (sin eventos) generalmente no activan la respuesta de frecuencia debido al tamaño del sistema y las bandas muertas ubicadas en los sistemas reguladores y, por lo tanto, el gobernador o el control de respuesta de frecuencia solo se implementa durante eventos de contingencia más grandes. En cambio, estas áreas cuentan con unidades que tienen AGC (control automático de generación) en las que pueden ser despachadas automáticamente de forma centralizada por el operador del centro de control[6].

- **Reservas de seguimiento**

La reserva de seguimiento es muy similar a la reserva de regulación, pero en una escala de tiempo más lenta. Es necesaria para dar cabida a la variabilidad y la incertidumbre que se producen durante las condiciones normales. En otras palabras, la reserva de seguimiento representa los movimientos que se reflejan en el despacho

económico para corregir un desequilibrio que se producirá en el futuro. En el paradigma actual, la reserva de seguimiento es a menudo un subproducto de los mercados energéticos[6].

En general, la carga sigue un camino similar todos los días y, por lo tanto, los mercados de energía pueden proporcionar fácilmente la rampa y la energía necesarias para seguir a esta carga. En algunas ocasiones, pueden ser necesarias reservas de seguimiento dedicadas. Un ejemplo de cómo puede ocurrir esto se puede ver en la Figura 4. A partir de las 8:00, la carga tiene una rampa ascendente muy rápida; por lo tanto, la unidad de carga base barata no puede cumplir con la carga debido a su velocidad de rampa lenta. Por lo tanto, una unidad costosa de pico se despacha con una velocidad de rampa rápida[6].

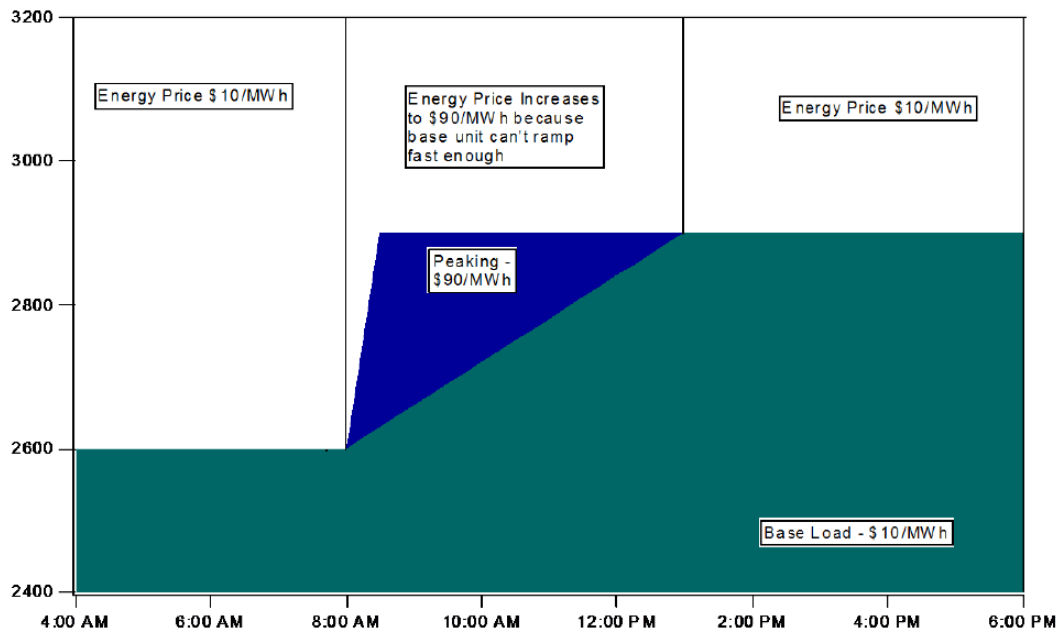


Figura 4 Comportamiento de la reserva rampa frente al precio de la energía[6].

- **Reservas para contingencias**

A diferencia de las reservas de regulación y seguimiento, las reservas de contingencias se utilizan durante eventos repentinos raros. Los eventos que generalmente se consideran son los que producen una gran pérdida de suministro, ya sea por la generación o por grandes líneas de transmisión que, pero, de manera más general, también se puede considerar la pérdida de grandes bloques de carga.

Las contingencias ocurren rápidamente y gran parte de las reservas deben actuar de inmediato. La Figura 5 muestra una respuesta típica a una gran pérdida de una unidad generadora. Inmediatamente después del evento, la inercia de las máquinas rotativas síncronas suministrará o absorberá la diferencia de energía, respectivamente por pérdida de suministro y carga. Después de esta respuesta inicial, los gobernadores del generador detectan el cambio de frecuencia y comienzan a ajustar la entrada para aumentar o disminuir la energía necesaria. Los gobernadores responden para dar más o menos energía en función de la desviación de la frecuencia[6].

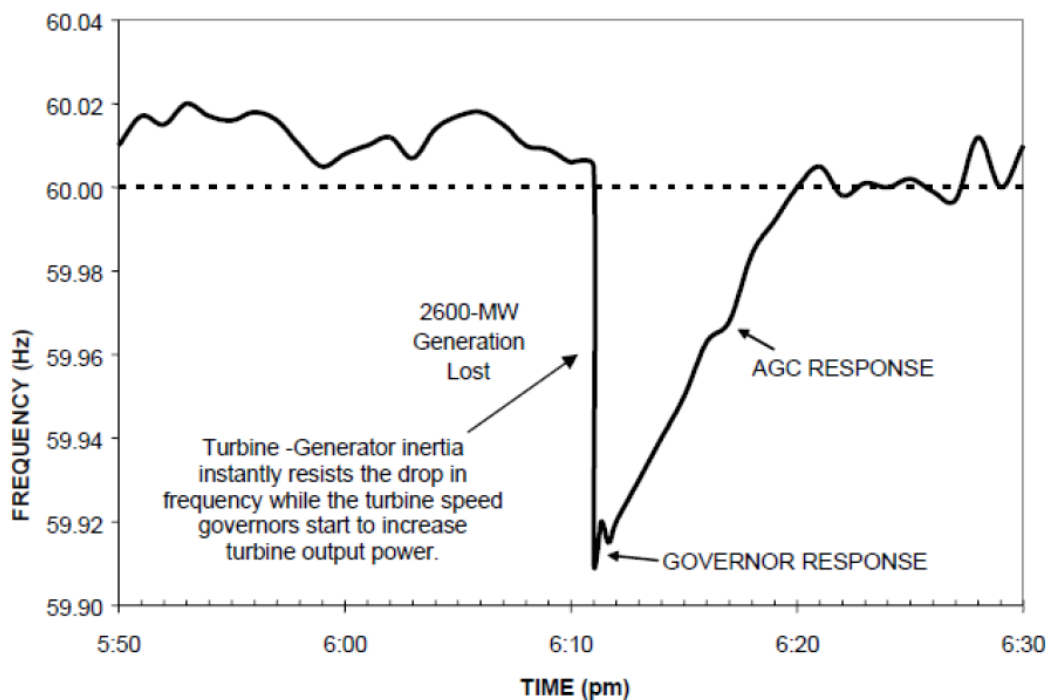


Figura 5 Ejemplo de contingencia y respuesta típica[6]

La respuesta inercial y el control del gobernador (reserva primaria) estabilizarán la frecuencia del sistema. Sin embargo, estará en una frecuencia fuera del valor nominal, por lo que, el sistema sería vulnerable al colapso si ocurriera otro evento. Por tal razón, se requiere una respuesta de reserva secundaria para devolver la frecuencia a su nivel nominal. Incluso los niveles de frecuencia que ocurren durante eventos individuales pueden causar daños si se mantienen durante un largo período de tiempo. Por lo tanto, las reservas para contingencias deberían devolver la frecuencia a su valor nominal con bastante rapidez[6].

Si no ocurre nada más, en el momento en que la reserva de contingencia se ha convertido en energía, el sistema tiene menos o ninguna reserva de contingencia disponible si ocurriera un evento adicional. Por lo tanto, es importante que los recursos de respuesta más lentos de la reserva terciaria, que en su mayoría pueden estar fuera de línea y comenzar poco después de la contingencia, reemplacen a las reservas primaria y secundaria. La respuesta requerida de estas reservas queda entonces a criterio del operador (ya sea directamente o a través de estándares) de cuánto tiempo después de una contingencia debe estar seguro el sistema frente a otra.

- **Reservas rampa**

La reserva rampa se utiliza para eventos severos y raros que no son de naturaleza instantánea. Grandes rampas de carga ocurren todos los días, son predecibles y se encuentran con la reserva de seguimiento y la acción de los mercados de energía en lugar de la reserva de rampa. Debido a la mayor imprevisibilidad de la energía eólica y solar, es posible que ocurran eventos poco frecuentes de gran magnitud que requieran reservas operativas. La forma en que las reservas rampa se separan de las reservas de seguimiento depende del área de equilibrio particular. Por ejemplo, las reservas de seguimiento pueden cubrir el 95% de las posibles desviaciones de frecuencia y las reservas rampa pueden cubrir el 5% restante[6].

- **Reservas primarias (Bajo reservas para contingencia)**

La reserva primaria, como se muestra en la Figura 3, es una subcategoría que forma parte de la reserva de contingencia. Por lo tanto, una cierta porción de las reservas de contingencia debe responder automáticamente a los cambios de frecuencia. Durante los eventos de contingencia de pérdida de suministro, la frecuencia disminuirá en función de la desaceleración de las máquinas giratorias. En la Figura 6 se muestra la respuesta inercial y la disminución de frecuencia del punto A al punto C[6].

Al suministrar la energía necesaria durante una pérdida de generación, otras máquinas suministrarán energía cinética a la red y disminuirán su velocidad, reduciendo la frecuencia del sistema. Al absorber energía durante una pérdida de carga donde hay demasiada generación, las máquinas se acelerarán y la frecuencia

aumentará. Por lo tanto, la cantidad de inercia en una interconexión determinará la velocidad a la que se produce la desviación de frecuencia. Generalmente, cuanto más rotan las máquinas síncronas, mayor es la inercia y más lenta la velocidad de cambio de la desviación de frecuencia[6].

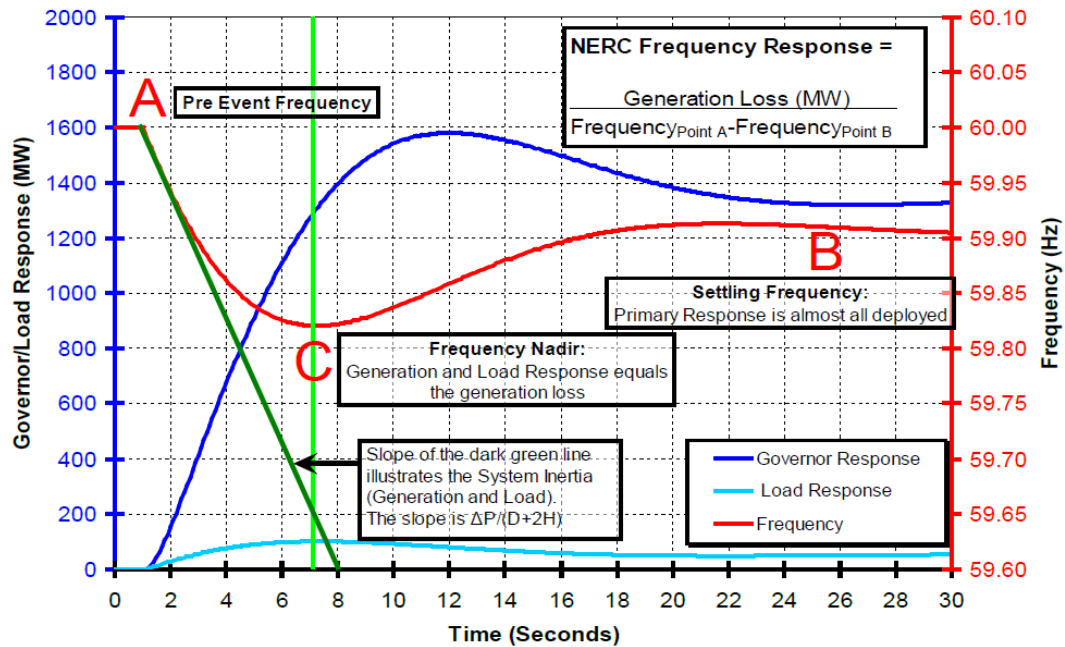


Figura 6 Respuesta de la frecuencia a perturbaciones[6]

Poco después de que ocurra el evento y la desviación de frecuencia, los generadores y las cargas pueden detectar este cambio de frecuencia y comenzar a ajustar la entrada mecánica para proporcionar una respuesta opuesta a través de sus sistemas reguladores. Esto puede incluir una combinación de medios eléctricos, mecánicos e hidráulicos para ajustar la entrada a la turbina.

El equipo de control de este gobernador recibe una señal de retroalimentación, llamada característica de caída, que permite que un cambio de frecuencia determinado provoque un ajuste a un cambio de salida de potencia determinado. Esta característica da como resultado la estabilización de la frecuencia en el punto B de la Figura 6, un poco por debajo del punto de inicial A.

La figura 7 muestra la curva de caída donde la pendiente de la línea se considera la característica de caída. Esta suele estar entre el 4% y el 6%, lo que significa que para un cambio de frecuencia del 5% (por ejemplo, 3 Hz para un sistema de 60 Hz), el controlador del generador cambiaría su salida en 100% de su capacidad. La

Figura 7 además muestra una curva de caída del 5 % con el punto de referencia de la unidad establecido en el 80 % de su salida.

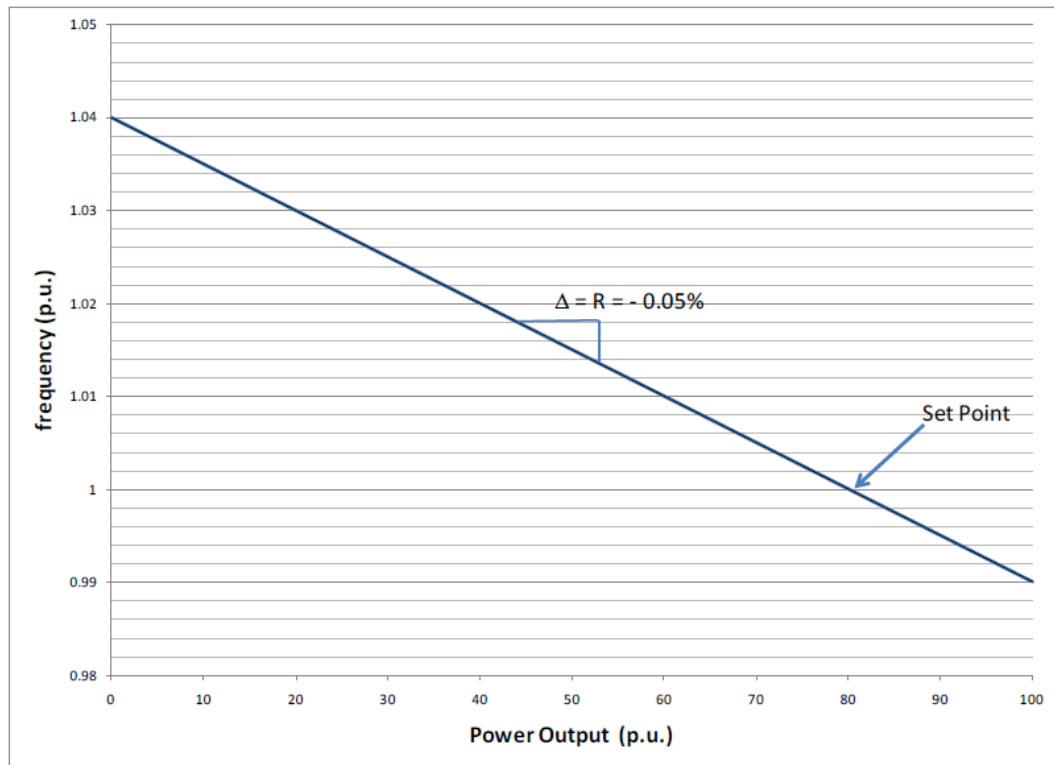


Figura 7 Curva de caída en 5% [6]

En la práctica hay una diferencia de lo mostrado en la Figura 7 respecto a las curvas de caída del gobernador. En la práctica, normalmente existe una pequeña banda muerta del regulador alrededor de la frecuencia nominal, de modo que se ignoran las pequeñas desviaciones de frecuencia para evitar movimientos innecesarios de las unidades generadoras. Esto se muestra en la Figura 8.

Una banda muerta típica podría estar en el rango de 10-50mHz. Por lo tanto, dependiendo del tamaño de la desviación de frecuencia, la respuesta de frecuencia puede diferir dependiendo de si los gobernadores están activados o no. Además, Figura 6 muestra que la carga también responde a la frecuencia, generalmente reduciendo alrededor de 1 a 2 veces la desviación de frecuencia por unidad (es decir, un cambio de 1 o 2% en la carga para un cambio de 1% o 0,3 Hz en la frecuencia para un sistema de 60 Hz)[6].

Esta reserva primaria total ayuda a detener la desviación de frecuencia, equilibrar la generación y la carga, y estabilizar la frecuencia a un valor de estado estable. Le

da tiempo a la reserva secundaria de la reserva de contingencia para compensar la pérdida de energía y regresar la frecuencia a su configuración inicial.

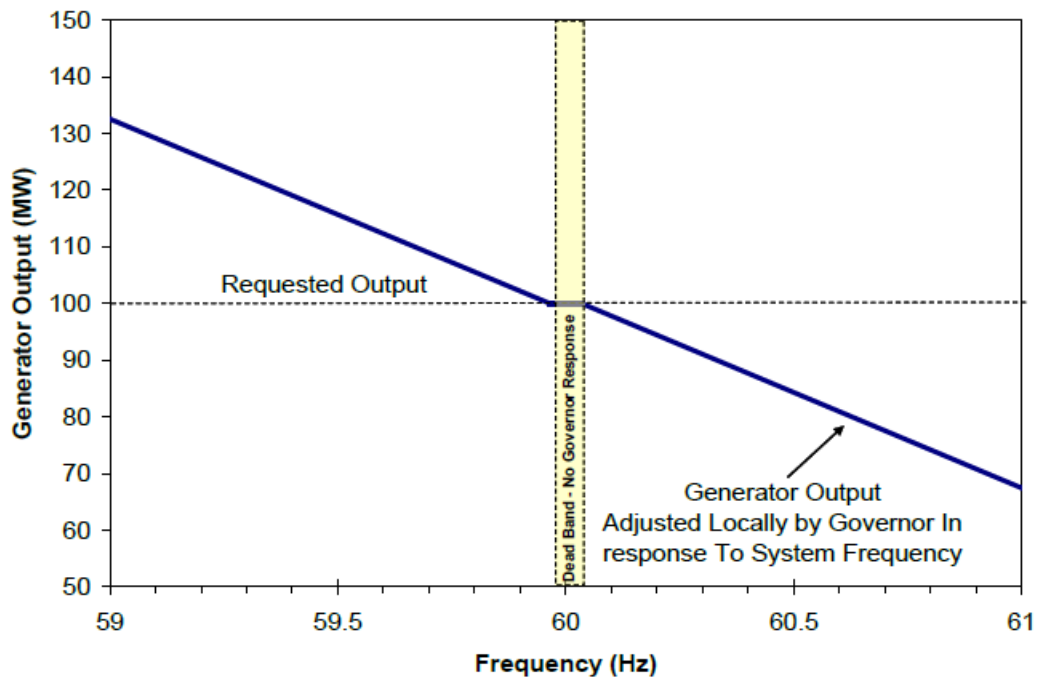


Figura 8 Curva de caída del gobernador con banda muerta[6].

La reserva primaria es necesaria para evitar que las desviaciones de frecuencia se vuelvan demasiado grandes, tanto que puedan generar daños a los generadores o activar relés de baja o sobre frecuencia, reduciendo la carga del sistema o desconectando generadores. La respuesta de frecuencia se puede definir a través de análisis históricos, este término se denomina "característica de respuesta de frecuencia", cuyas unidades de medida son MW/0,1 Hz, y define cuánta respuesta dará el sistema después de un cambio en el balance de carga.

Se debe tener en cuenta que, aunque este valor a menudo se da como un valor único en muchas interconexiones y áreas de equilibrio, es altamente no lineal y condicional según los recursos que estén en línea, qué cargas tiene actualmente el sistema y otras cosas como, por ejemplo, las bandas muertas del gobernador. La desviación de frecuencia que permite determinar la característica de respuesta de frecuencia, generalmente se mide en el instante justo antes de una perturbación y el momento en que la frecuencia se estabiliza en un valor de estado estable, generalmente unos 30 segundos después de la perturbación[6].

- **Reservas Terciarias (Bajo Reservas de Contingencia y Reservas Rampa)**

La reserva terciaria es la única categoría de reserva que no se implementa para el desequilibrio energético, sino que se implementa para el desequilibrio de reserva. En otras palabras, se mantiene de alguna manera para que cuando ciertos tipos de reservas operativas se usen para corregir el desequilibrio energético, esta pueda usarse para restaurar esa forma de reserva operativa. Las reservas terciarias no necesitan ser tan rápidas como las reservas que están restaurando.

Al aumentar la producción (o disminuir el consumo) lentamente, las reservas terciarias pueden permitir que el recurso rápido que se utilizó para corregir el desequilibrio regrese a su modo de reserva y así restaurar la capacidad de respuesta del sistema eléctrico. La reserva terciaria debe mantener su respuesta hasta que la reserva que está reemplazando haya sido restaurada[6].

- **Regulador de voltaje AVR**

Los parámetros AVR deben elegirse de tal manera que se mantenga una calidad apropiada de regulación de voltaje. Para pequeñas perturbaciones, esa calidad se puede evaluar observando la respuesta del voltaje dinámico de un generador a un escalón de salida en el valor de referencia. Una respuesta al escalón de salida del valor de referencia dado por $\Delta V = V_{ref+} - V_{ref-}$ se ilustra en la Figura 9. Es importante tomar en cuenta tres índices que evalúan la calidad de la regulación que son los siguientes: tiempo de estabilización (t_ϵ), sobre impulso (ϵ_p) y tiempo de subida (t_r)[7].

Normalmente se supone que con una precisión de regulación $\epsilon \leq 0.5\%$ y un escalón de salida del 10% del valor de referencia de voltaje, el tiempo de establecimiento es $t_\epsilon \leq 0.3s$ para sistemas de excitación estáticos y $t_\epsilon \leq 1.0s$ para sistemas de excitación rotativos. Por lo general, se requiere que el sobre impulso sea $\epsilon_p \leq 10$ del valor de referencia, cuando el generador está sin carga[7].

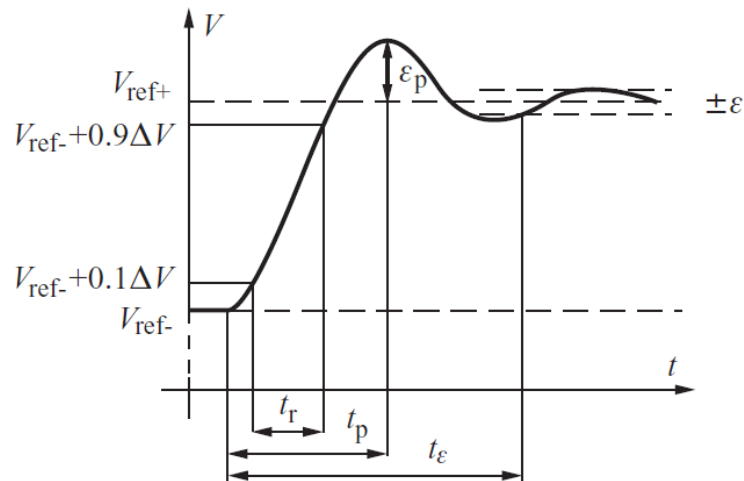


Figura 9 Respuesta dinámica de voltaje al escalón de salida[7]

Normalmente se supone que con una precisión de regulación $\varepsilon \leq 0.5\%$ y un escalón de salida del 10% del valor de referencia de voltaje, el tiempo de establecimiento es $t_{\varepsilon} \leq 0.3s$ para sistemas de excitación estáticos y $t_{\varepsilon} \leq 1.0s$ para sistemas de excitación rotativos. Por lo general, se requiere que el sobre impulso sea $\varepsilon_p \leq 10$ del valor de referencia, cuando el generador está sin carga[7].

Debido a que el modelo de excitación utilizado en este trabajo de titulación es el AC8B, a continuación, se presenta una descripción breve de sus principales componentes y particularidades que lo definen.

- **Modelo de Excitación de Corriente Alterna Tipo AC8B**

Este modelo se utiliza para la representación de sistemas de excitación estáticos sin escobillas. El regulador automático de voltaje (AVR) de este modelo dispone de un controlador PID, con bloques separados para cada una de sus constantes de las ganancias proporcional (K_P), integral (K_I), y derivativa (K_D). Dependiendo de cada sistema de generación (generador síncrono/sistema de excitación) este controlador debe ser sintonizado particularmente. El diagrama de bloques de este modelo se describe en la Figura 10.

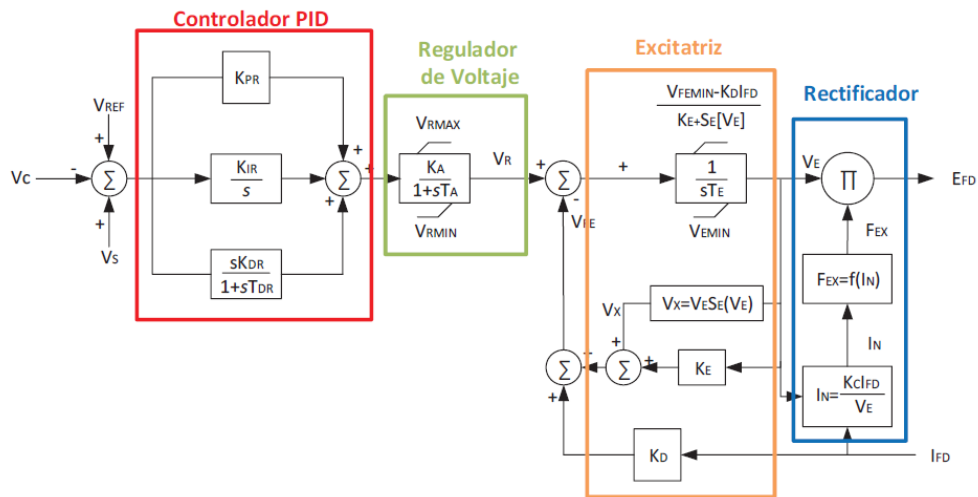


Figura 10 Regulador de voltaje IEEE AC8B[8]

En lo que respecta al PID, este es un controlador de lazo cerrado que es muy utilizado en la industria y cuyo propósito es eliminar el error en estado estacionario entre la señal de referencia y la salida real de la planta. Por lo tanto, utiliza tres acciones matemáticas las cuales son: acción proporcional, acción integral y acción derivativa, mismas que se describen en la siguiente ecuación.

$$u(t) = K_p e(t) + K_i \int e(t) dt + K_d \frac{de(t)}{d(t)} \quad (1)$$

Donde:

- $u(t)$ señal de control
- $e(t)$ señal de error
- K_p ganancia proporcional
- K_i ganancia integral
- K_d ganancia derivativa

Se debe conocer también que:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (2)$$

$$K_d = K_p * T_d \quad (3)$$

Donde:

T_i Tiempo integral que determina el tiempo que necesita la acción integral para igualar la acción proporcional.

T_d Tiempo derivativo, que determina el tiempo que necesita la acción derivativa para igualar la acción proporcional.

En tal sentido, la acción proporcional permite reducir el error en estado estacionario; sin embargo, dependiendo del valor de la ganancia proporcional se pueden generar sobre impulsos. La acción integral por su parte debido a su naturaleza de reacción lenta, elimina el error en estado estacionario, pero introduce oscilaciones e inclusive puede aumentar el sobre impulso, empeorando la estabilidad del sistema. Finalmente, para disminuir el sobre impulso y mejorar la estabilidad del sistema se implementa la acción derivativa que tiene una velocidad de respuesta más alta[8].

Otro de los bloques que componen el modelo ACB8, es el regulador de voltaje cuyo principio de funcionamiento ya se explicó anteriormente; la función de transferencia del regulador, se visualiza en la Figura 11.

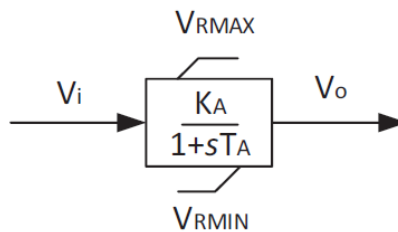


Figura 11 Función de transferencia del regulador[8]

Donde:

- K_A ganancia del regulador de voltaje
- T_A constante de tiempo del regulador de voltaje
- V_{RMAX} valor máximo de V_R
- V_{RMIN} valor mínimo de V_R

La excitatriz, como se analizó anteriormente se encarga de proveer la corriente de campo que permite excitar al generador síncrono, en la Figura 12 se detalla su función de transferencia.

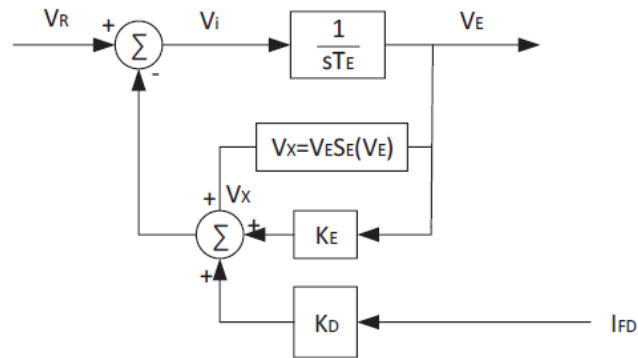


Figura 12 Función de transferencia de la excitatriz[8]

Donde:

- T_E constante de tiempo de la excitatriz
- V_E voltaje interno de la excitatriz
- S_E función de saturación
- K_E constante de tiempo de la excitatriz relacionado al campo
- K_D factor de desmagnetización

Por su parte el término $S_E(V_E)$ representa la función de saturación, el cual no es más que un multiplicador en p.u., este incremento es necesario debido a la saturación producida en la excitatriz y que se muestra en la Figura 13.

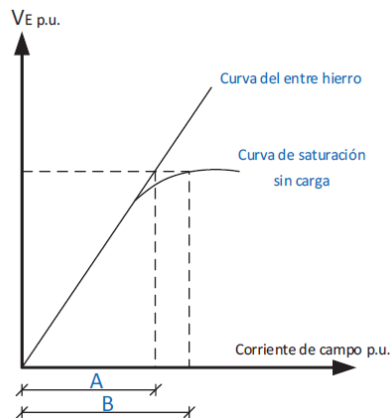


Figura 13 Función de transferencia de la excitatriz[8]

Lo que se observa en la figura anterior son los puntos A y B a un voltaje de 1 p.u., las curvas del entrehierro y saturación al vacío se determinan mediante la siguiente ecuación.

$$S_E(V_E) = \frac{B-A}{A} \quad (4)$$

Finalmente, el rectificador se encarga de convertir la corriente alterna en corriente continua, misma que es utilizada para la corriente de campo del generador principal. La función de transferencia del rectificador se aprecia en la Figura 14.

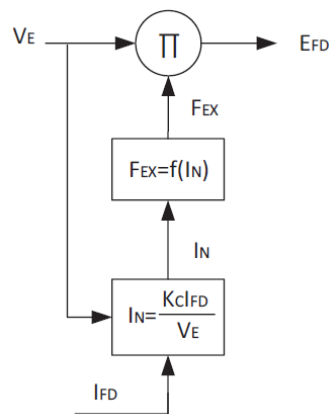


Figura 14 Función de transferencia del rectificador[8]

Donde:

E_{FD}	voltaje de salida de la excitatriz
I_{FD}	corriente de campo del generador
I_N	corriente interna de la excitatriz
K_C	constante de tiempo de la excitatriz relacionado al campo
K_D	factor de desmagnetización
$F_{EX} = f(I_N)$	voltaje rectificado en función de los tres modos de operación

1.3. Fundamentación metodológica

- **Enfoque de la investigación**

El tema de investigación “análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero” será

desarrollado bajo el planteamiento metodológico del enfoque cuantitativo, debido a que este permitirá comprobar la hipótesis planteada anteriormente, a través del uso de datos técnicos que se obtendrán en el desarrollo del estudio planteado.

- **Técnica de recolección de datos**

La técnica de recolección de datos utilizada en este trabajo de titulación es la revisión de documentos técnicos de instituciones reconocidas como IEEE y bibliografía relacionada a modelamientos dinámicos de sistemas eléctricos de potencia.

- **Procedimientos empleados para la obtención y análisis de la información.**

Para la obtención de la información del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero se utilizó algunas tesis que contienen información detallada de este sistema y que oportunamente serán referenciadas, además de ciertos informes y estudios que se disponen en la CNEL EP y que se proporcionaron para el desarrollo del trabajo de titulación.

- **Diagrama de flujo de la metodología empleada**

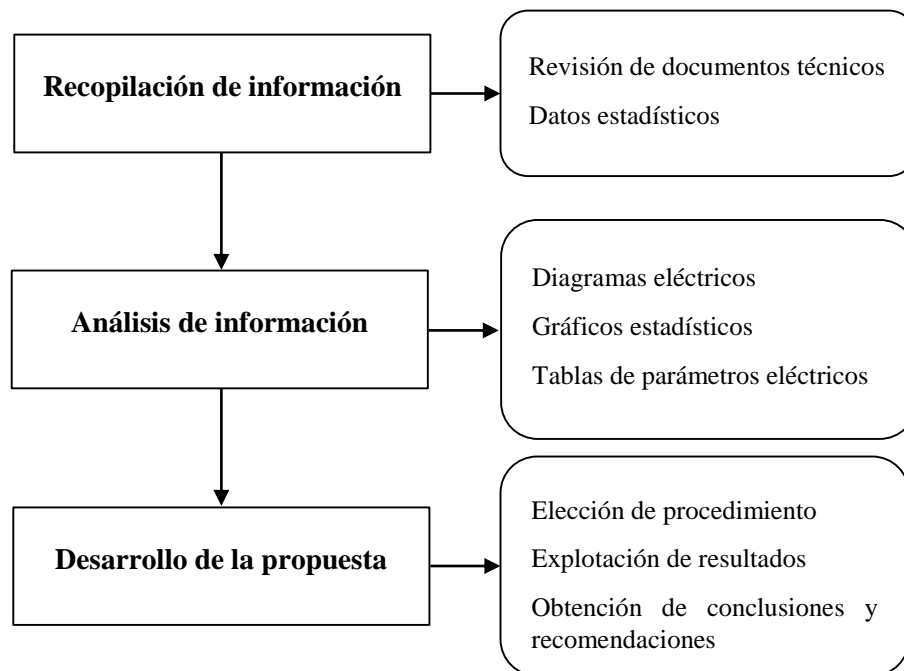


Figura 15 Diagrama de flujo de la metodología empleada

1.4. Conclusiones Capítulo I

- La revisión de artículos de estudios que abordan temáticas similares a la de este trabajo de titulación, permitió conocer los diferentes enfoques que se dan a los análisis dinámicos en los SEP.
- Con la llegada de las nuevas tecnologías de generación energía no convencionales, se muestra un panorama muy llamativo para el desarrollo de investigaciones, relacionadas con los sistemas sin inercia mecánica y los sistemas de almacenamiento de energía, que poco a poco van implementándose en el Ecuador.

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1. Título del proyecto

Análisis de reservas de potencia para control de frecuencia de la operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero.

2.2. Objetivo del proyecto

Realizar estudios dinámicos de estabilidad de frecuencia que permitan determinar la posibilidad del SEIP de abastecer su carga operando en isla eléctrica ante una desconexión del SNI.

2.3. Descripción de la propuesta

En este apartado se desarrollarán algunas temáticas importantes que permitirán cumplir con el objetivo planteado en el presente trabajo de titulación. Es preciso mencionar de forma general, que el trabajo de titulación se centrará en la utilización y parametrización de modelos de generadores y sus respectivos sistemas de control, basados en recomendaciones de estándares IEEE, mismos que contribuirán en la realización de simulaciones dinámicas de estabilidad de frecuencia en el Sistema Interconectado Petrolero (SEIP). Desde luego, previo al modelamiento y simulación de escenarios dinámicos, se debe partir de un modelo de red aproximado del sistema analizado, que también permite obtener algunos resultados en estado estacionario, similares a la realidad.

Para un mayor entendimiento del procedimiento empleado en el desarrollo de la propuesta del trabajo de titulación, a continuación, se muestra en la Figura 16 un diagrama de flujo detallado.

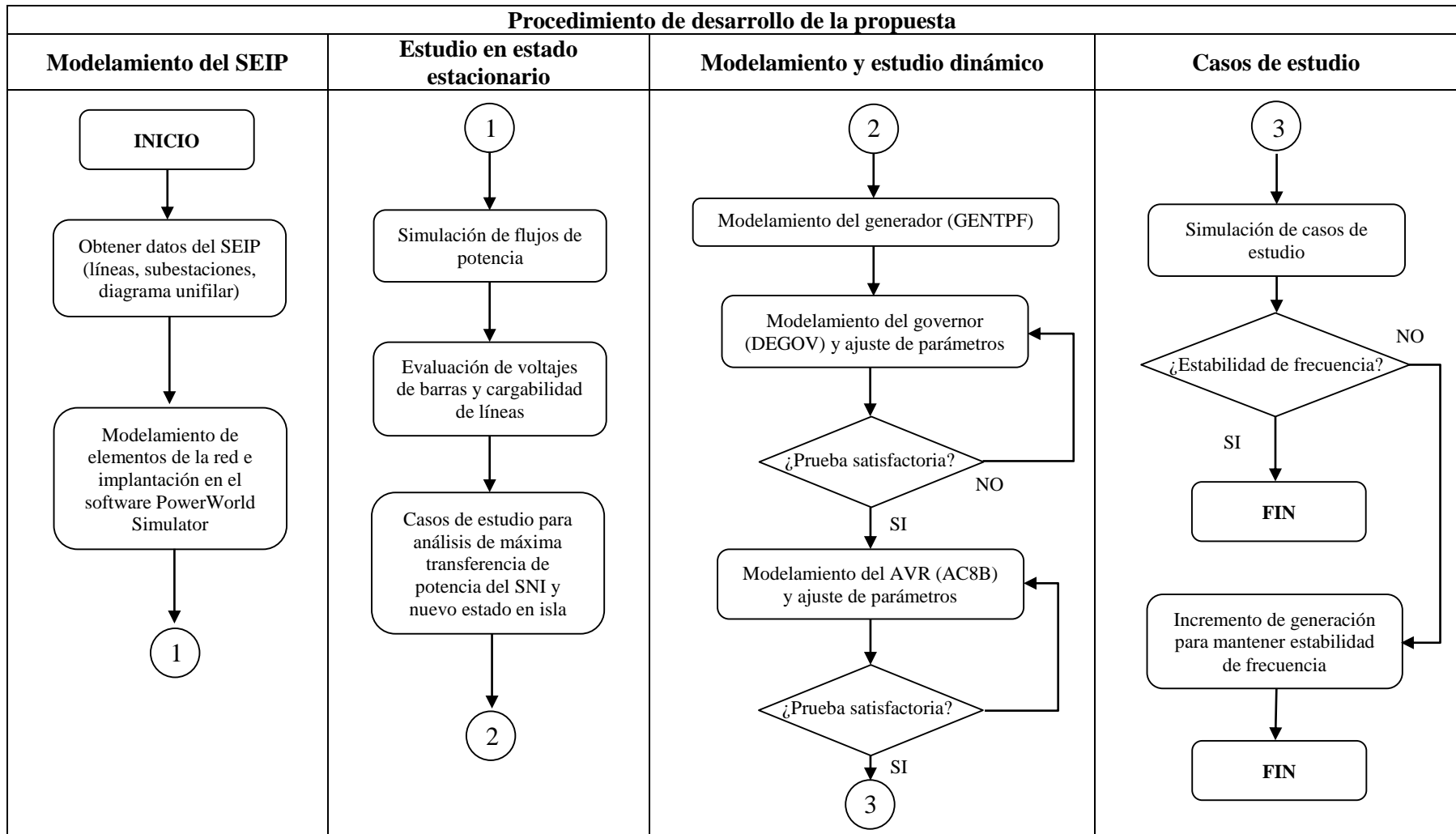


Figura 16 Diagrama de flujo del desarrollo de la propuesta

Cabe aclarar que no se dispone de información específica (datos de placa) de cada una de las máquinas y controladores a simular; sin embargo, mediante el uso de modelos recomendados y probados en estudios de IEEE, se puede estimar el funcionamiento de cada uno de los elementos analizados con una referencia bibliográfica, a fin de que se permita establecer un punto de partida en el análisis del comportamiento aproximado de la operación en isla del SEIP. Además, este estudio permitirá obtener aproximaciones a posibles soluciones para mejorar la confiabilidad del SEIP, ante la ocurrencia de eventos que pongan en riesgo la estabilidad del mismo.

2.3.1. Fuentes de información

La propuesta de este trabajo de titulación está basada en investigaciones previas del SEIP realizadas por la academia, informes y/o consultorías de la ARCERNNR y el MERNNR disponibles en la internet y que serán referenciadas oportunamente en el desarrollo de este trabajo de titulación. Además, de la utilización de normas, estándares, informes de IEEE e información proporcionada por la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbíos. Algunos de los informes o segmentos de información utilizados se detallan a continuación:

- Diagramas existentes de la red del SEIP
- Características generales e infraestructura del SEIP
- Datos de demanda del SEIP
- Datos generales de tipos de generadores utilizados en el SEIP
- Especificaciones generales de los conductores y transformadores de potencia del sistema de subtransmisión del SEIP
- Optimización de la generación de energía y eficiencia energética (OGE&EE)
- Normas y estándares IEEE relacionados al modelamiento dinámico.

Sin embargo, debido a la limitación para obtener información precisa del SEIP, se han usado valores típicos de modelos de unidades de generación a diésel con el que se simula cada unidad de generación presentada en este trabajo. Además,

parámetros de líneas de transmisión has sido obtenidos a partir de una inspección visual de las líneas a 69 kV del SEIP de donde se ha estimado la geometría de la línea y con los datos del conductor 4/0 Peguin obtenidos de catálogos de fabricantes se logró obtener su modelo pi. Con ello, si bien no se logra reproducir exactamente el SEIP, se llega a un buen acercamiento en estado estable y a una idea general de su desempeño dinámico.

Es preciso indicar que existe cierta información del SEIP disponible en otros trabajos realizados por la academia y que se pueden obtener de los repositorios de las universidades del Ecuador.

2.3.2. Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP)

- **Descripción general**

El sistema eléctrico interconectado petrolero (SEIP) opera a un nivel de 69 kV, que hasta finales del año 2017 estaba completamente aislado del Sistema Nacional Interconectado (SNI). La fuente de energía se basa en un sistema de generación distribuida que utiliza combustibles fósiles para su funcionamiento.

El SEIP se encuentra ubicado en las provincias de Sucumbíos y Orellana de la región amazónica del Ecuador y comprende el abastecimiento de energía para traslado de fluidos y procesos de bombeo en los siguientes bloques petroleros: bloque 15, bloque 18, bloque 56, bloque 57, bloque 60 y bloque 61, mismos que se detallan en la Figura 17.

Debido a los altos costos de operación y mantenimiento de este sistema, desde el año 2009, la empresa Petroamazonas EP empezó con la implementación del programa “Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)”

La demanda total del SEIP es aproximadamente de 100 MW; con la conexión de este sistema a la Subestación del SNI “Jivino” de CELEC Transelectric, que se ejecutó en el mes de septiembre del año 2017; se transfirió una carga aproximada de 40MW y que actualmente llega hasta los 55MW, los cuales son comercializados por la CNEL EP Unidad de Negocio Sucumbíos. Esto ayudó a disminuir los altos

costos de operación y mantenimiento que representaba este sistema en años anteriores.

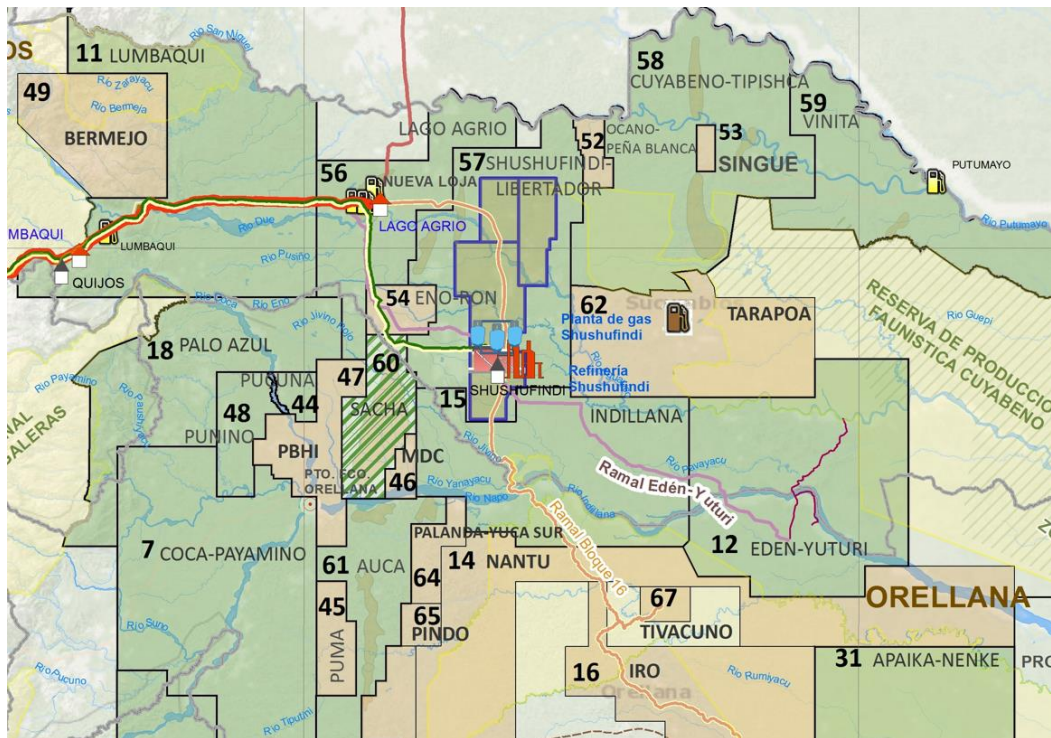


Figura 17 Ubicación de los bloques petroleros asociados al SEIP[9]

- **Diagrama unifilar**

El diagrama unifilar que se muestra en la Figura 18 detalla el sistema de subtransmisión del SEIP a nivel de 69 kV, los componentes de este sistema son los siguientes: Centrales de generación gas/crudo, crudo, gas y diésel, 10 líneas simple circuito aéreas de subtransmisión a 69 kV, 2 líneas simple circuito subterráneas de subtransmisión a 69 kV y 13 subestaciones de reducción 69/13.8 kV.

Además, se puede visualizar que el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) tiene una topología radial, lo que de cierta manera disminuye la confiabilidad del mismo.

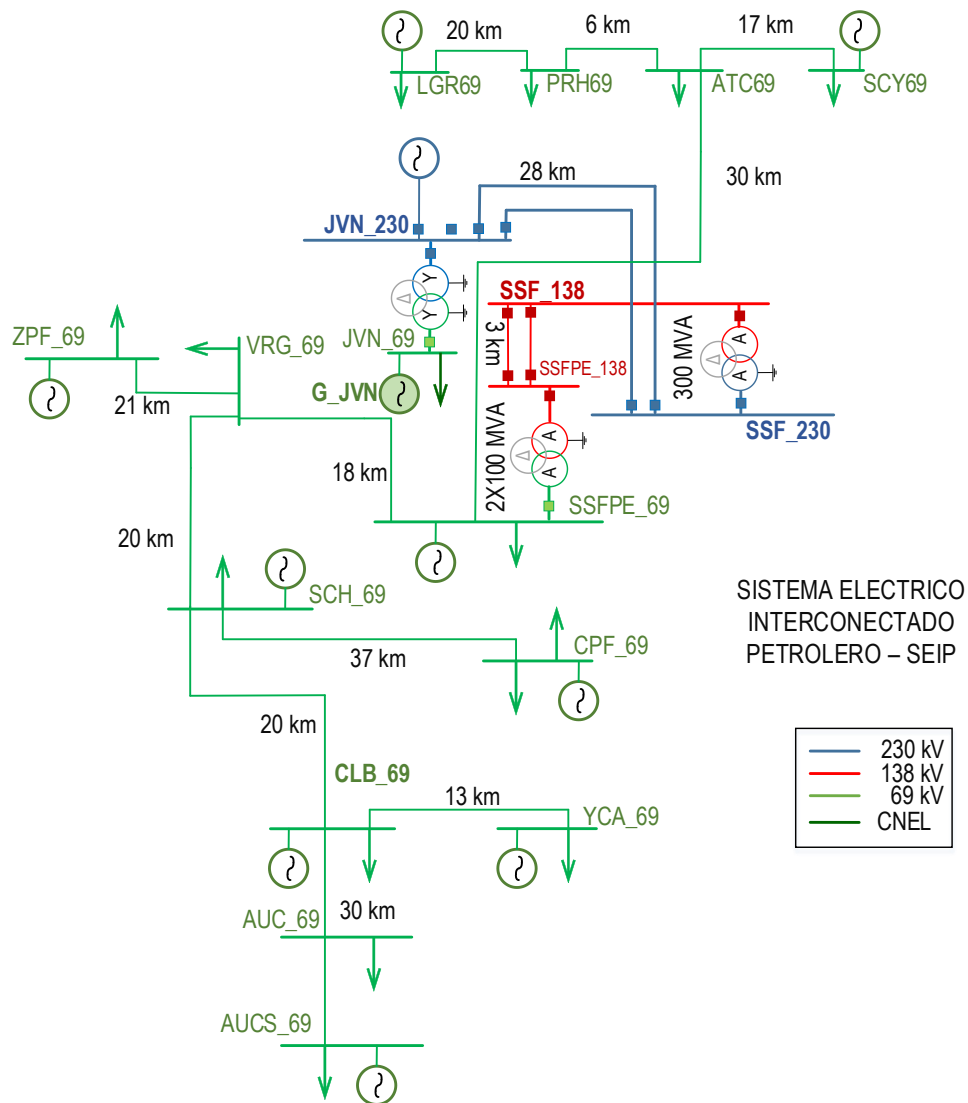


Figura 18 Diagrama Unifilar simplificado del SEIP

- **Sistema de generación**

Distintas turbinas son las encargadas de producir energía eléctrica para los diferentes pozos y campamentos ubicados dentro de cada centro de producción y/o campamento. Algunas de estas unidades generadoras forman parte de la empresa EP-PETROECUADOR, mientras que otras están arrendadas a empresas como JUSTICE, CELEC EP, ROTH, etc.[10].

Se disponen de 49 grupos de generadores síncronos, 13 de los cuales son motores térmicos gas-diésel, y el resto solo puede funcionar con diésel. Estas unidades proporcionan voltajes de generación en terminales de 13,8 kV, 4,18 kV y 0,48 kV. Algunas turbinas están en uso continuo, mientras que otras operan en modo de

reserva, ya que lo más importante es tener un suministro eléctrico ininterrumpido[10].

Las dos unidades de mayor producción están ubicadas en la estación SECOYA en el campo Libertador en el centro de producción Wartsila, con una capacidad nominal de 5.5 MW y un voltaje de 13.8kV en bornes de generación. Las dos unidades de menor potencia están ubicadas en la planta SECOYA, específicamente en una planta de producción denominada Sucumbíos, con una capacidad nominal de 0,7 MW y un voltaje en bornes de generación de 0,48 kV[10].

- **Sistema de subtransmisión**

Las líneas que conforman el sistema de 69kV en el SEIP son radiales, trifásicas y de un solo circuito. Esta red tiene estructuras metálicas tipo “H” construidas por EP-PETROECUADOR, con carga de rotura igual a 339,48 Kg.

Los conductores y los cables que se utilizan en las líneas de subtransmisión se detallan en la Tabla 4 y Tabla 5, a continuación.

Tabla 4
Datos técnicos de los conductores de fase y tierra del sistema[11]

Conductor	kV	kA	Fases	Hz	Resistencia DC [Ω/km]	GMR [mm]	Diámetro [mm]
ACSR 4/0 PENGUIN	69	0.36	3	60	0.2677	5.182	14.3
RAVEN	69	0.255	1	60	0.1016	3.658	10.11

Tabla 5
Datos técnicos de los cables del sistema de subtransmisión[11]

Conductor	kV	kA	Fases	Hz	Cable/OHL	R' [Ω/km]	R0' [Ω/km]	X' [Ω/km]	X0' [Ω/km]
Quail	15	0.27	3	60	OHL	0.43885	0.78091	0.51874	1.4087
500 MCM	69	0.236	3	60	Cable	0.16072	0.2296	0.17796	0.11808
ACAR 750	220	1.238	3	60	OHL	0.0702	0.314	0.367	1.52

En cuanto a las torres de subtransmisión, se disponen de 4 tipos de estructuras cuyas coordenadas estructurales se indican en la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9. Adicionalmente, en la Figura 19 se visualiza la torre con la estructura pasante.

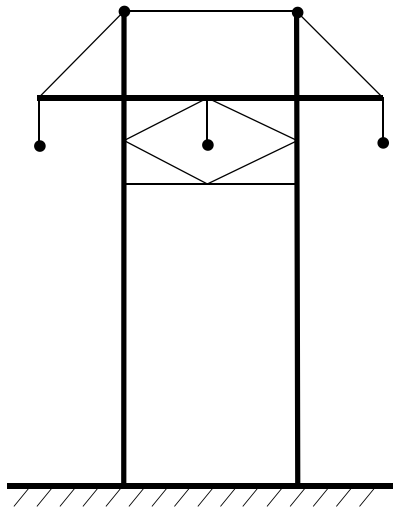


Figura 19 Configuración de la torre, estructura suspensión normal (pasante)

Tabla 6

Coordenadas estructura de suspensión normal[11]

Conductor/cable	Coord.X [m]	Coord.Y [m]
Fase A	3.5	11.75
Fase B	0	11.75
Fase C	-3.5	11.75
Tierra	1.75	13.5
Tierra	-1.75	13.5

Tabla 7

Coordenadas estructura especial tipo 1[11]

Conductor/cable	Coord.X [m]	Coord.Y [m]
Fase A	0	12.75
Fase B	4	12.75
Fase C	8	12.75
Tierra	2	14.75
Tierra	6	14.75

Tabla 8

Coordenadas estructura especial tipo 2[11]

Conductor/cable	Coord.X [m]	Coord.Y [m]
Fase A	0	11.55
Fase B	4	11.55
Fase C	8	11.55
Tierra	2	14.75
Tierra	6	14.75

Tabla 9
Coordenadas estructura de retención[11]

Conductor/cable	Coord.X [m]	Coord.Y [m]
Fase A	4	11.55
Fase B	0	11.55
Fase C	-4	11.55
Tierra	2	13.75
Tierra	-2	13.75

La red de 69 kV del SEIP tiene un total de 242.7 km de líneas simple circuito como se muestra en la Tabla 10 a continuación.

Tabla 10
Líneas de Subtransmisión con su distancia[11]

Subestación de Salida	Subestación de Llegada	Longitud de Línea (km)
ATACAPI	PARAHUACU	6.4
ATACAPI	SECOYA	15.6
CULEBRA	AUCA SUR	28.2
CPF	SACHA	40
PARAHUACU	LAGO AGRIO	20.2
SACHA	CULEBRA	20
SHUSHUFINDI	ATACAPI	29.6
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI SUR	6.4
SHUSHUFINDI	VERGEL	17.8
VERGEL	SACHA	20.8
VERGEL	ZPF	21.7
CULEBRA	YUCA	16
TOTAL		242.7

La Tabla 9 muestra las distancias en kilómetros de las líneas de 69 kV que componen el SEIP. Estas líneas permiten transferir energía de una subestación a otra, alimentando de forma continua a diferentes zonas del sistema. La red de 69 kV tiene un conductor tipo ACSR calibre 4/0 con una capacidad de 275 A, mientras que la línea de guarda es de tipo ACSR calibre 1/0 y tiene una capacidad conductiva de 175 A.

Tabla 11
[MVA] Instalados por Subestación

Subestación 69/13.8 kV	[MVA] instalados
Lago Agrio	6.25
Parahuacu	6.25
Atacapi	6.25
Secoya	15.00
Shushufindi Central	15.00
Shushufindi Sur	18.75
ZPF	20.00
Vergel	7.50
Sacha	55.00
CPF	40.00
Culebra	6.25
Yuca	6.25
Auca Sur	10.00
Total	212.50

En la Tabla 11 anterior se muestra las subestaciones con sus respectivos transformadores de potencia.

2.3.3. Estudio en estado estacionario

Para el modelamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) se utilizó la información disponible en documentos de estudios realizados por la academia referenciados oportunamente en el desarrollo del trabajo. El software utilizado para el modelamiento es PowerWorld con licencia estudiantil versión 22; mismo que dispone de las herramientas, modelos y funcionalidades necesarias para cumplir con el objeto de estudio. En la Figura 19 se muestra el SEIP modelado en PowerWorld.

Como punto de partida, se crea un caso base de estado estacionario donde se encuentra el SEIP ya conectado a nivel de 69 kV con la subestación Shushufindi de CELEC EP. Las consideraciones que se tomaron en cuenta son las siguientes:

- El Sistema Nacional Interconectado es representado por un equivalente con un valor de potencia de cortocircuito de alrededor de 2500 MW en la subestación Shushufindi, a nivel de 230 kV.

- El modelo de despacho de generadores considera que en cuanto a potencia reactiva sólo se tiene una capacidad de absorción del 10% de la potencia nominal y una capacidad de inyección del 20% de la capacidad nominal.
- Las cargas son consideradas de potencia constante. Sus valores son estimados y se considera que tienen un factor de potencia de 0.96. No se considera el desempeño dinámico de la carga, sin embargo, al ser en su mayoría motores de inducción con electrónica de potencia, un modelo de potencia constante da una buena aproximación a su comportamiento.
- Basados en catálogos de fabricantes, se considera que las líneas a 69 kV tienen una capacidad máxima de 316 A.
- Las impedancias de los transformadores están en un rango entre 7% y 12% que son valores típicos para los niveles de voltaje de 230 Kv, 138 kV y 69 Kv.
- Se considera a la central Jivino III conectada al SEIP.
- Debido a la falta de información no se hace un control de voltaje con el cambio de tap's en los transformadores.
- El escenario base toma en cuenta un posible estado de operación de la red, donde se transfiere potencia activa de alrededor de 40 MW desde el Sistema Nacional de Transmisión.
- Debido a que el objetivo es disminuir la generación térmica de la zona y traer más energía limpia, basada en energía renovable, a partir del caso base se proponen escenarios donde existen mayores transferencias de potencia y se analiza su implicación en la seguridad de SEIP. Como ejemplo de análisis se estudia de manera detallada al sistema Culebra – Yuca – Auca, que es donde se esperan incrementos de la demanda debido a la ampliación de la explotación petrolera en la zona.

En la Figura 20 se presenta el estado base de operación del SEIP conectado al SNI en la subestación Shushufindi.

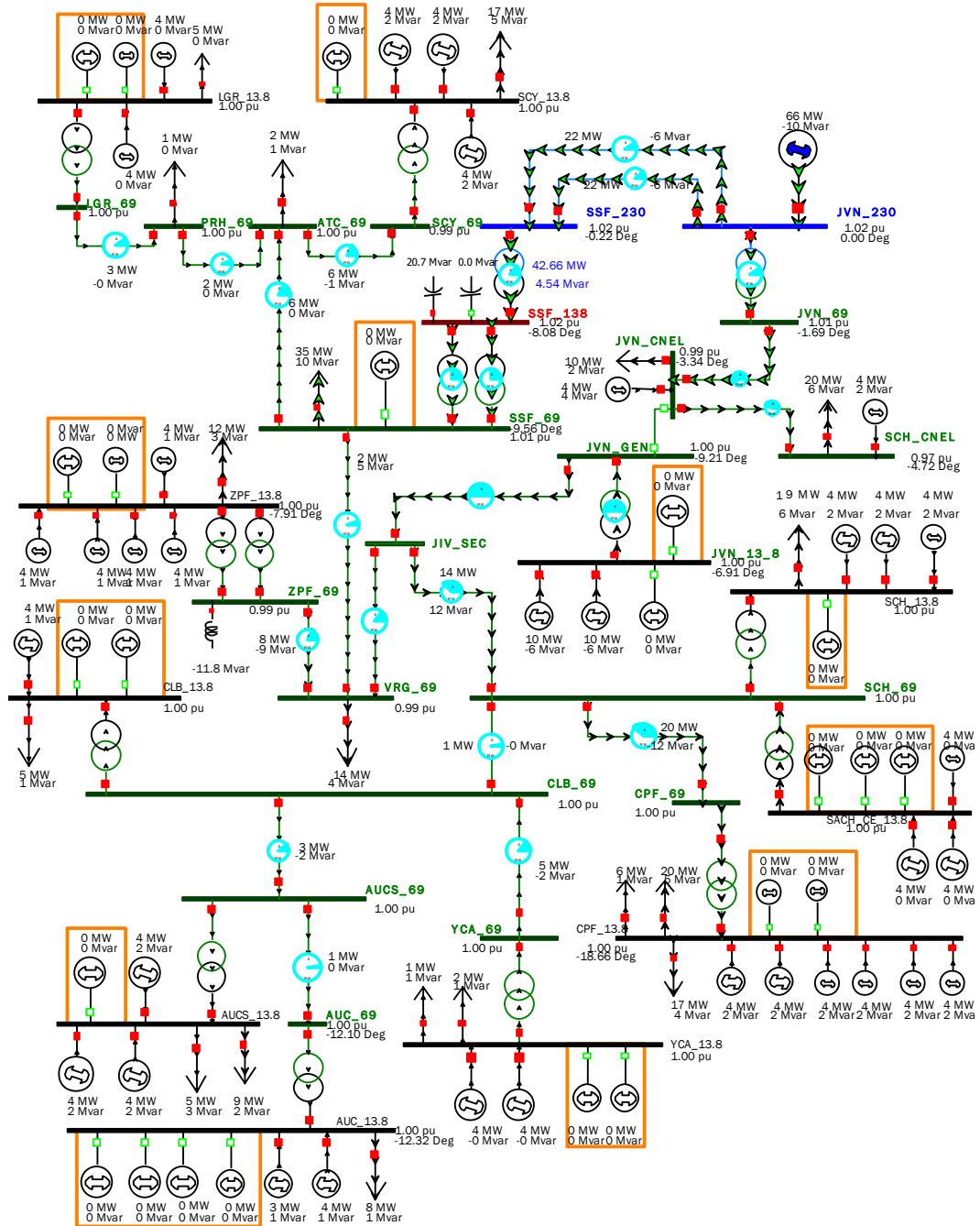


Figura 20 Caso base del SEIP modelado en PowerWorld

- **Resultado de Voltajes en Barras de 69 kV**

Del resultado del flujo de potencia se determina que los voltajes en las barras de 69 kV del SEIP, están dentro de los rangos recomendados por la regulación ARCERNR 002/20. Los cuales se muestran en el siguiente gráfico de barras de la Figura 21.

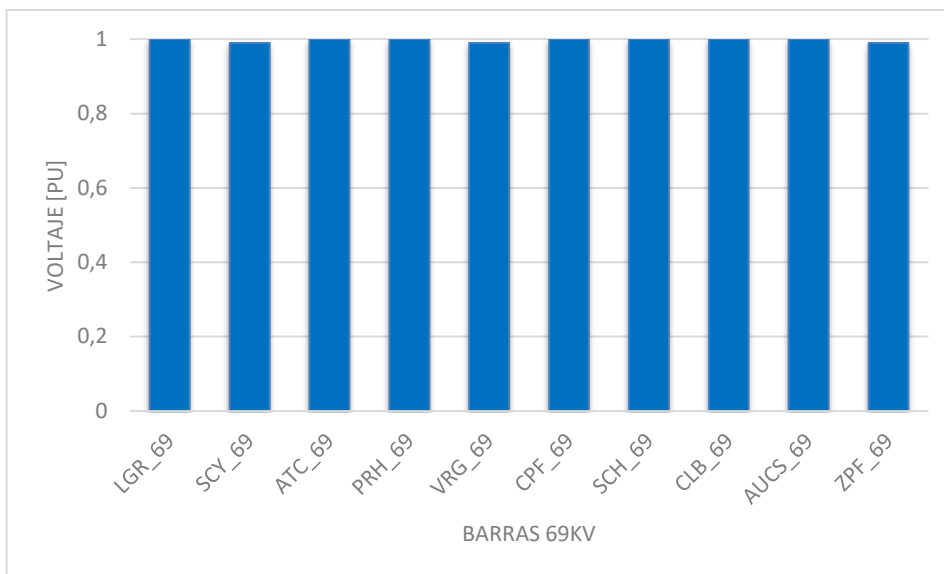


Figura 21 Gráfico de voltajes en barras de 69 kV del SEIP

- **Cargabilidad de las líneas de 69 kV**

De igual forma al analizar la cargabilidad de las líneas de subtransmisión del SEIP, se determina que no existen condiciones anormales de funcionamiento a excepción de la línea Shushufindi-Vergel que tiene una cargabilidad del 90%. Sin embargo, esta condición se puede mejorar habilitando algunas unidades de generación aguas abajo para disminuir la potencia transmitida por esta línea. En la Figura 22 se puede visualizar la cargabilidad de todas las líneas del sistema analizado.

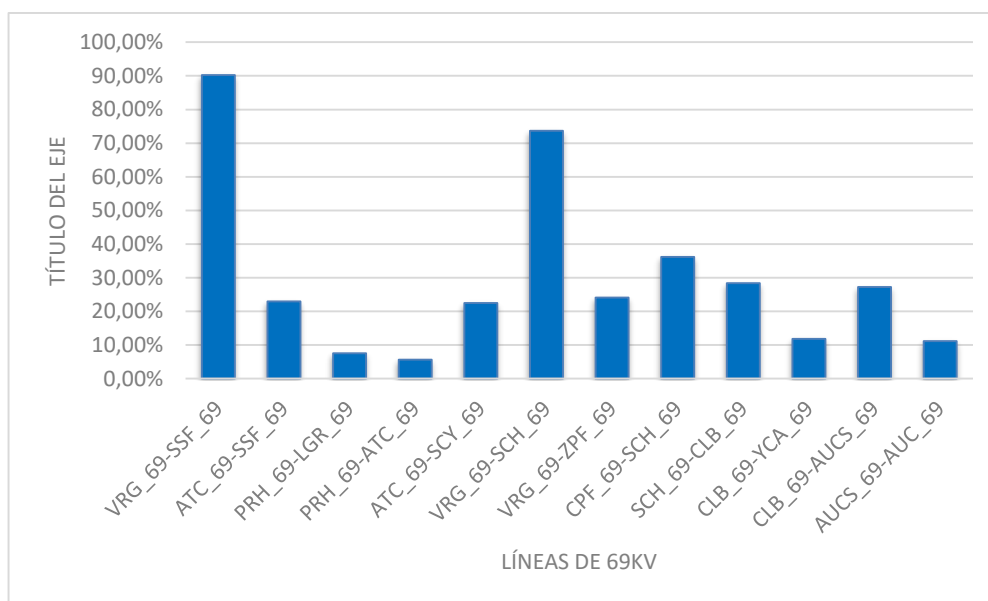


Figura 22 Cargabilidad de líneas de 69kV SEIP

- **Operación en isla del SEIP en estado estable**

El Sistema Elécttrico Petrolero (SEIP) desde el punto de vista de estado estable, puede operar en isla eléctrica, siempre y cuando se incremente la generación; esto es indispensable para mantener niveles de voltaje adecuados en barras y porcentajes bajos de cargabilidad en líneas de subtransmisión. Como se puede visualizar en la figura 27, un sistema pasa de un estado estable a otro a través de la ocurrencia de un evento transitorio.

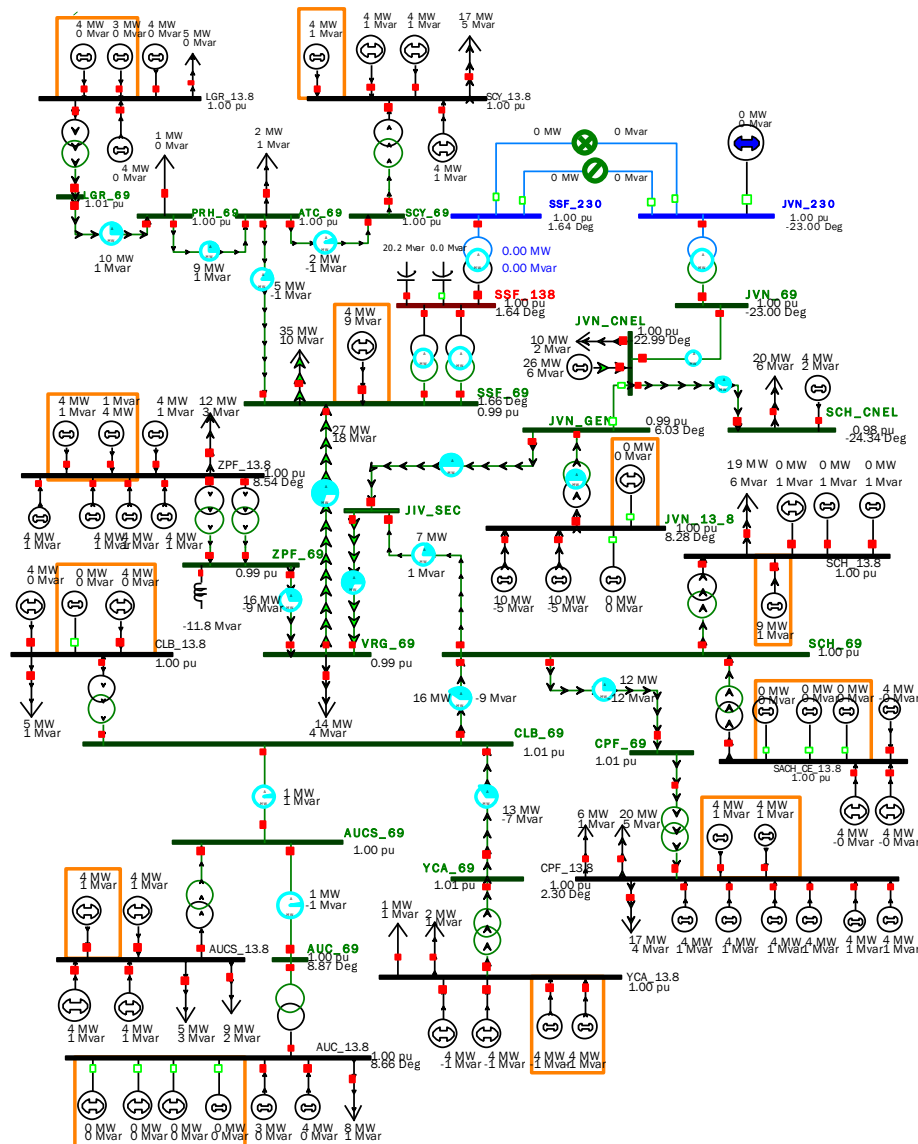


Figura 23 Caso base del SEIP modelado en PowerWorld

En la Figura 23 anterior se aprecia la operación del SEIP en el que sería el segundo estado estable, luego de la desconexión total del aporte del SNI. Cabe aclarar que este nuevo estado del sistema se conseguiría una vez que ocurra la respuesta

primaria y secundaria de frecuencia. La generación necesaria a incrementar en todo el SEIP es de 45 MW, con lo cual se elimina por completo la dependencia del SNI en estado estable.

Si el objetivo es disminuir la generación térmica del SEIP mediante la importación de energía desde el SNT, se debe poner atención a la capacidad de potencia de las líneas de 69 kV del SEIP, especialmente del ramal Shushufindi – Vergel – Sacha, cuyo límite de potencia estimado es de 38 MVA. Cabe señalar también, que desde inicios del presente año se realizó la conexión directa de la central Jivino III a la red de 69 kV del SEIP a través de una derivación de la línea Vergel – Sacha. Si bien esta condición puede aliviar la transferencia de potencia de la línea Shushufindi – Vergel, ante una salida por mantenimiento prologando de la central Jivino III se tendrá la situación más crítica para el SEIP.

Desde un punto de vista de estado estable, se disminuye la generación en la zona Auca – Auca sur – Yuca, de tal manera que se importe energía desde el SNT. Las variables a ser observadas son: capacidad de transferencia y voltaje en barras.

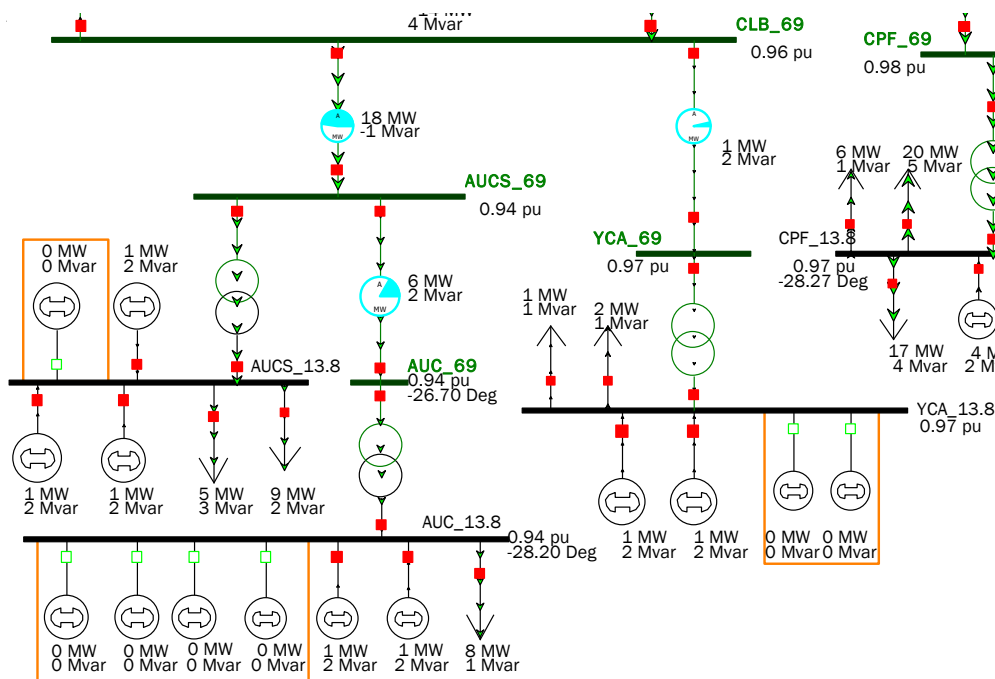


Figura 24 Transferencia de potencia en Auca

En la Figura 24 se muestra que a través de la línea Culebra – Auca se esperarían transferencias máximas de hasta 20 MW debido a que el voltaje en barras de 13.8

kV de Auca disminuye a valores de alrededor de 0.95 p.u. Esto debido a que se asume que la generación en todo el SEIP no tiene grandes capacidades de inyectar potencia reactiva.

Por otro lado, bajo este mismo escenario de despacho, en la parte centro-norte del SEIP se observa que la línea Jivino Seccionamiento – Sacha, a 69 kV, llega a una carga alrededor del 94%, tal como se muestra en la Figura 25, por lo que también limita la transferencia de potencia hacia la zona sur. Finalmente, bajo este mismo escenario, se observa que desde el SNT se importa alrededor de 66 MW.

La máxima importación de potencia por límite de capacidad de línea de transmisión y por voltajes en barras es de alrededor de 90 MW, tal como se muestra en la Figura 26, donde se muestra una capacidad alrededor del 98 % en la línea Shushufindi – Vergel y voltajes por debajo del nominal en la zona Auca.

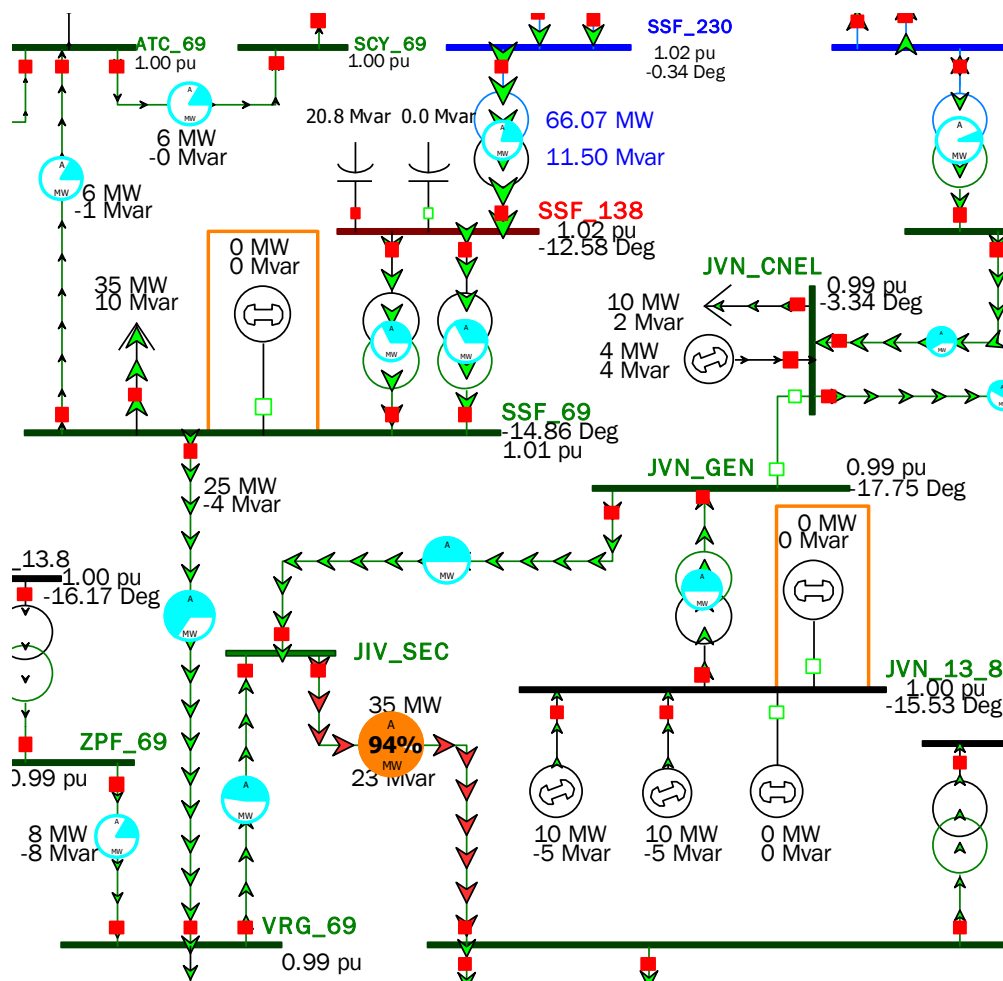


Figura 25 Cargabilidad línea Jivino_Sec-Sacha

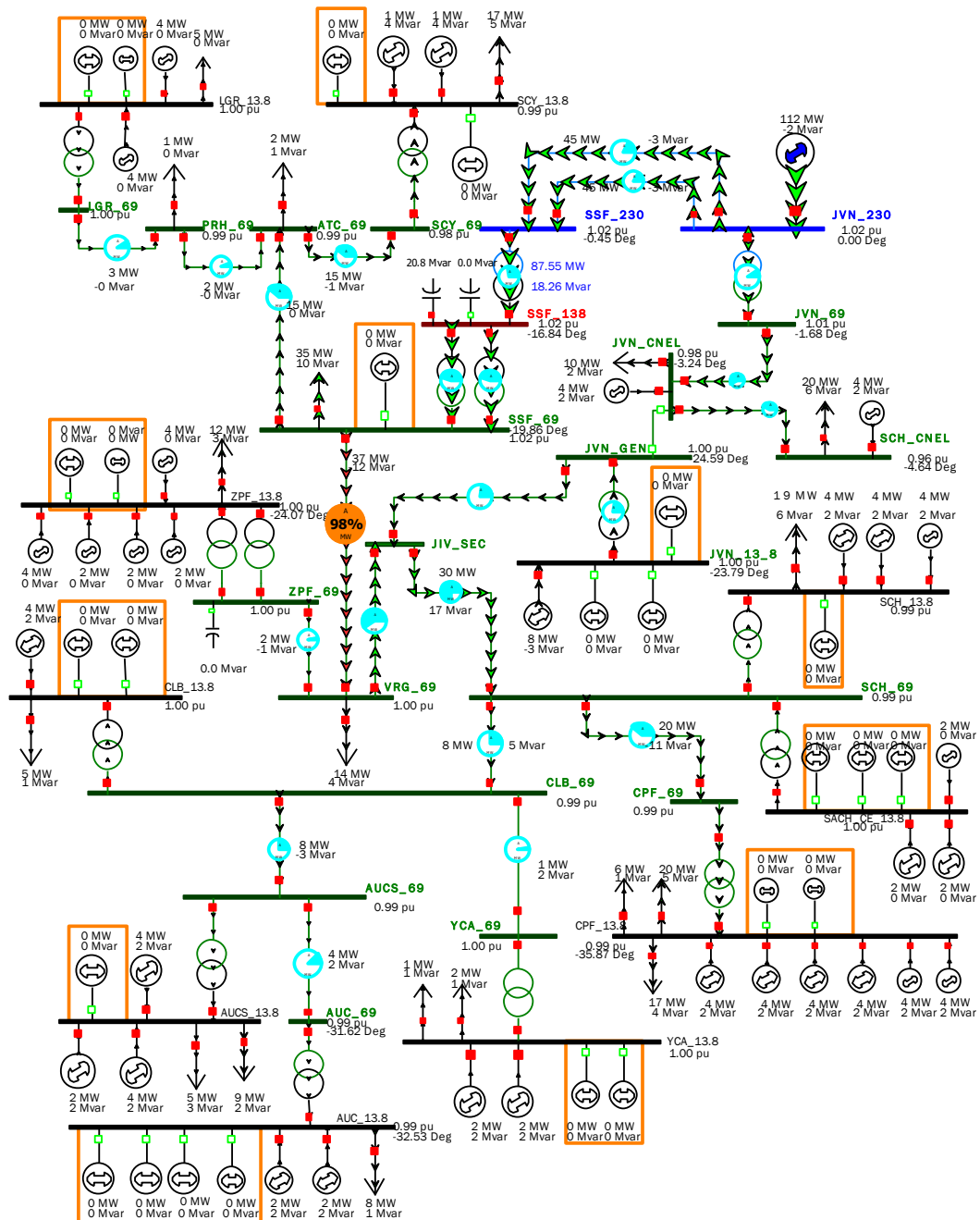


Figura 26 Máxima importación de potencia del SNI

Con base a lo expuesto, los análisis dinámicos deben ser realizados para determinar si ciertas zonas del SEIP pueden operar en isla ante la salida de líneas de transmisión, de tal manera que se cumpla los límites de variación de frecuencia.

2.3.4. Modelamientos para estudio dinámico

En la Figura 23, se muestra el paso de un estado de operación a otro de un SEP. Este paso se da a través de una respuesta transitoria del SEP y se pueden esperar

dos escenarios posibles: que el SEP logre un nuevo estado de operación de estado estable o que el SEP pierda la estabilidad. Con base en lo anterior, los estudios dinámicos que se presentan en este trabajo analizan el estado transitorio cuya variable principal de monitoreo es la repuesta de frecuencia de cada una de las zonas de SEIP ante separación del resto del sistema.

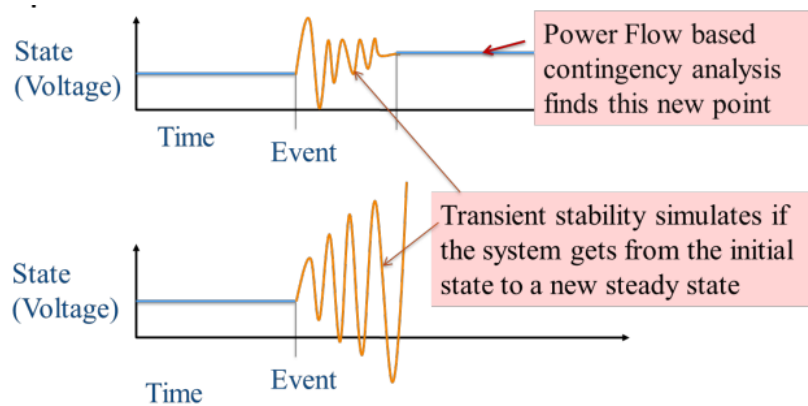


Figura 27 Respuesta del SEP ante perturbaciones

Para lograr este propósito es necesario modelar la dinámica de las unidades de generación, esto implica: modelo del generador, modelo del regulador de voltaje y modelo del regulador de velocidad. A continuación, se señalan los criterios usados en estos modelos.

- **Modelamiento de la máquina**

El software PowerWorld dispone de una amplia librería de modelos dinámicos que contienen generadores síncronos, excitatrices, reguladores de velocidad, motores de inducción y demás componentes del sistema eléctrico de potencia (SEP). Los paquetes de análisis SEP comerciales, como Power World, suelen utilizar modelos dinámicos estándar de generadores síncronos, de varios órdenes, que se expresan con los parámetros estándares de la máquina.

Con el propósito de realizar el estudio dinámico planteado en este trabajo de titulación, se eligió el modelo dinámico estándar del generador síncrono, llamado GENTPF, disponible en la librería de PowerWorld y cuyo diagrama de bloques de puede apreciar en la Figura 28. El modelo dinámico GENTPF es un modelo subtransitorio de sexto orden de la misma estructura, con dos circuitos de rotor por eje.

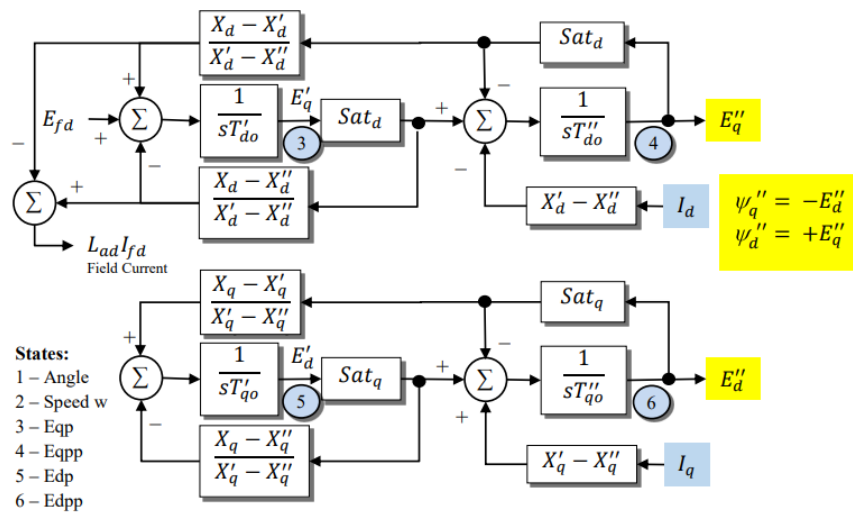


Figura 28 Diagrama del modelo GENTPF[12]

En los últimos años, este modelo de generador se ha utilizado ampliamente en el análisis dinámico de los sistemas eléctricos de potencia porque demuestra adecuadamente el comportamiento de los generadores síncronos y proporciona una simulación mejor y más realista del sistema, que muchos de los modelos utilizados anteriormente.

La ventaja del modelo GENTPF es que la saturación realmente afecta a todo el modelo ya que la saturación se aplica directamente a todos los términos de inductancia simultáneamente. En la Tabla 12 se puede observar los valores numéricos estándares y recomendados de los parámetros del generador síncrono.

Tabla 12
Valores numéricos de los parámetros estándar del generador

Parámetros estándar		Valor numérico
Reactancia síncrona	X_d	2.1
Reactancia síncrona	X_q	2
Reactancia transitoria	X'_d	0.3
Reactancia transitoria	X'_q	0.5
Reactancia Sub-transitoria	X''_d	0.18
Reactancia Sub-transitoria	X''_q	0.22
Constante de tiempo transitoria a circuito abierto	T'_{d0}	7 s
Constante de tiempo transitoria a circuito abierto	T'_{q0}	0.75 s
Constante de tiempo sub-transitoria a circuito abierto	T''_{d0}	0.073s
Constante de tiempo sub-transitoria a circuito abierto	T''_{q0}	0.07s
Inductancia de dispersión del estator	X_l	0.13
Resistencia del estator	R_a	0

Los valores utilizados en el modelo simulado en PowerWorld fueron contrastados con valores límites dados en el libro de Prabha Kundur, ajustando cada uno de los parámetros para que se encuentren dentro de dichos límites.

- **Modelamiento del regulador de velocidad y prueba de funcionamiento**

Para la representación del regulador de velocidad de las unidades de generación del SEIP, se ha determinado un modelo aproximado que se basa en las características del regulador de velocidad para generadores de motores diésel, mismo que se encuentra disponible en la biblioteca del software PowerWorld (DEGOV) para las simulaciones correspondientes.

En la Figura 29 se muestra el diagrama de bloques del modelo del regulador de velocidad disponible en el software de simulación.

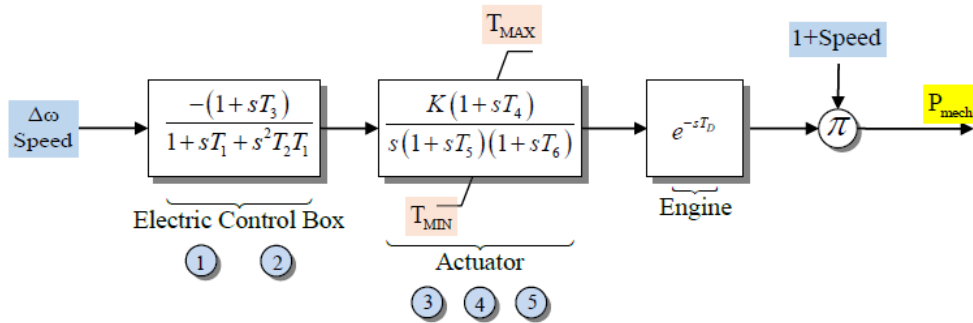


Figura 29 Diagrama de bloques del modelo DEGOV[13]

El modelo de gobernador DEGOV se ha utilizado principalmente para el modelado estándar de los gobernadores de motores diésel durante varios años. Estos se basan en un modelo original desarrollado por PTI/Siemens para PSS/E con aportes de Woodward[14].

El ajuste de los parámetros de K, T4 y T5 debe realizarse en base a los parámetros del motor para determinar su respuesta a pasos de carga específicos y el rechazo de carga. Los valores típicos comúnmente sugeridos para un modelo DEGOV y que se encuentran disponibles en [14] se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13
Variables y rangos de valores del modelo DEGOV (recomendados)[14]

Variable	Descripción	Valores Típicos	Unidad
K	ganancia del actuador	15	[p.u.]
T4	constante de tiempo derivada del actuador	1	[s]
T5	primera constante de tiempo del actuador	0.01	[s]
T6	segunda constante de tiempo del actuador	0.2	[s]
TD	tiempo de retraso de la combustión	0.01	[s]
T1	primera constante de tiempo caja de control eléctrico	0.2	[s]
T2	segunda constante de tiempo caja de control eléctrico	0.1	[s]
T3	constante de tiempo derivada de la caja de control eléctrico	0.5	[s]
Tmin	acelerador mínimo	0	[p.u.]
Tmax	acelerador máximo	1.1	[p.u.]

Para la simulación en PowerWorld se utilizaron los valores recomendados por IEEE; sin embargo, se disminuyó el valor de la ganancia del actuador a 10 p.u. debido a que el valor recomendado ocasiona oscilaciones en el modelo analizado.

Para la prueba de funcionamiento del modelo, se utilizó un pequeño sistema de prueba mono-máquina conformado por un generador alimentando a una carga, como se puede observar en la Figura 30.

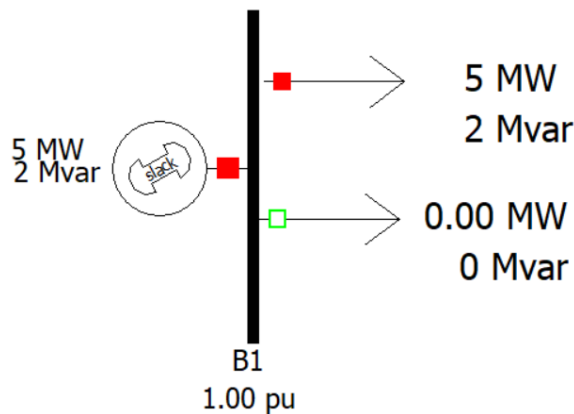


Figura 30 Sistema de prueba del modelo DEGOV

Con el fin de analizar el comportamiento del regulador de velocidad, se realiza la simulación del circuito planteado en la figura anterior, de la siguiente manera: en el tiempo de 1 segundo se simula la toma de la carga adicional que está parametrizada con el 10% del valor de la carga principal; es decir el generador tomará el valor de

0.5MW adicionales de carga. Posteriormente, en el tiempo de 25 segundos se simula un rechazo de carga del mismo 10% de la carga principal.

Para verificar que el correcto funcionamiento del regulador de velocidad, se debe observar que el generador alcance los valores de potencia requeridos; es decir, +/- 10% de su potencia nominal (5MW). En la Figura 32 se puede visualizar la gráfica resultante de la prueba planteada, donde principalmente se demuestra que gracias a al correcto funcionamiento del regulador de velocidad, el generador alcanza el valor de 5.5 MW de potencia en la toma de carga del primer período de simulación. Posteriormente, en el segundo período de simulación el generador regresa al valor de 5 MW con el rechazo de carga. El tiempo de estabilización en ambos casos es de aproximadamente 10 segundos.

- **Modelamiento del regulador de voltaje y prueba de funcionamiento**

Para la representación del sistema de excitación de las unidades de generación del SEIP, se ha determinado un modelo aproximado que se basa en las características del sistema de excitación AC8B el cual se detalla en el estándar *IEEE 421.5-2016 "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies"*, mismo que se encuentra disponible en la biblioteca del software PowerWorld (ESAC8B_PTI) para las simulaciones correspondientes.

En la Figura 31 se muestra el diagrama de bloques del modelo de excitatriz disponible en el software de simulación.

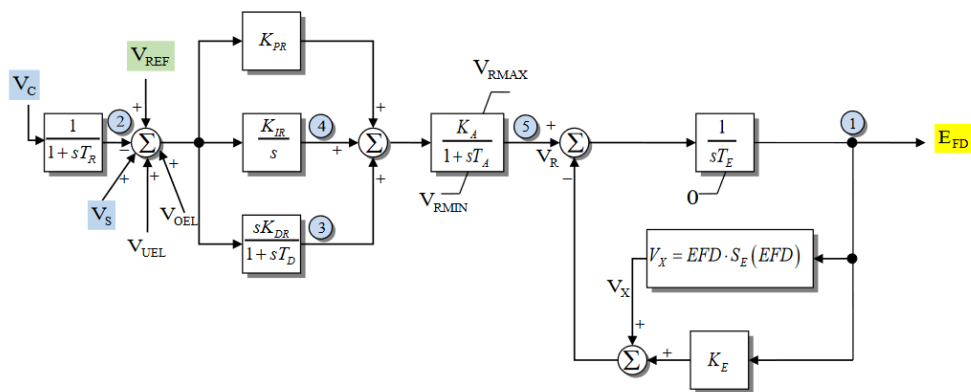


Figura 31 Diagrama de bloques de la excitatriz[15]

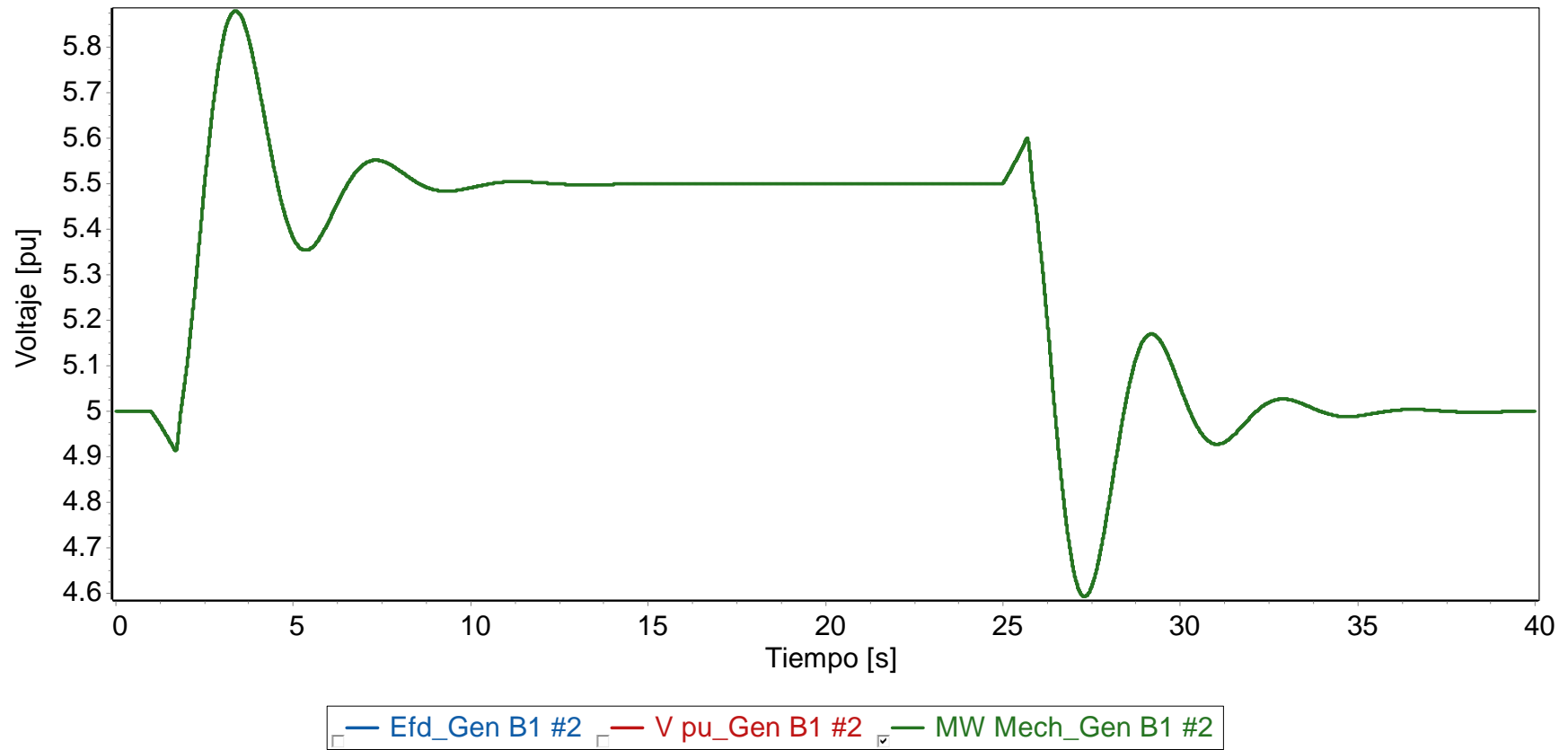


Figura 32 Gráfica de respuesta del modelo DEGOV

Las variables de entrada y salida del modelo AC8B se detallan a continuación en la Tabla 14.

Tabla 14
Variables del modelo AC8B

Variables de Entrada	
Nombre	Descripción
V_{REF}	Señal de paso de voltaje
V_C	Voltaje del terminal
V_S	Voltaje del PSS
Variable de Salida	
Nombre	Descripción
E_{FD}	Voltaje de salida

Según el estándar IEEE mencionado anteriormente los valores recomendados para cada una de las variables del modelo AC8B, son los que se muestran en la Tabla 15; sin embargo, cabe aclarar que, dependiendo de la naturaleza y características del sistema modelado, estas variables pueden adoptar otros valores.

Tabla 15
Variables y rangos de valores del modelo AC8B (recomendados)

Variable	Descripción	Valores Típicos	Unidad
Tr	retado de medición	0.02	[s]
KP	ganancia proporcional	80.00	[p.u.]
Ka	ganancia del regulador	400.00	[p.u.]
Ta	constante de tiempo del regulador	0.01	[s]
Ke	constante de la excitatriz	1.00	[p.u.]
KI	ganancia integral	5.00	[p.u.]
Te	constante de tiempo de la excitatriz	1.20	[s]
E1	factor de saturación 1	6.50	[p.u.]
Se1	factor de saturación 1	0.30	[p.u.]
E2	factor de saturación 2	9.00	[p.u.]
Se2	factor de saturación 2	3.00	[p.u.]
KD	ganancia derivativa	1.10	[p.u.]
TD	constante de tiempo de derivación	0.10	[s]
VRMIN	límite mínimo de la salida del regulador	0.00	[p.u.]
VRMAX	límite máximo de la salida del regulador	35.00	[p.u.]

- **Sintonización del controlador PID mediante el método de Ziegler y Nichols**

Para la sintonización del controlador PID del regulador de voltaje del modelo AC8B, se utilizó el método de oscilación de Ziegler y Nichols de lazo cerrado. Este método describe los siguientes pasos.

- 1) Eliminar los efectos de las componentes integral y derivativa del controlador, es decir, $K_i = 0$ y $K_d = 0$.
- 2) Inicializar la ganancia proporcional K_p con un valor pequeño, el cual debe ir incrementando hasta conseguir una oscilación sostenida en la salida del controlador. Este valor se denomina ganancia crítica y se denota como K_c . El valor del período de la oscilación resultante se considera como un período crítico y se denota como T_c .
- 3) Se debe ajustar los parámetros con del controlador con lo recomendado en la Tabla 16.

Tabla 16
Parámetros de ajuste del método de oscilación

	Kp	Ti	Td
P	0.5Kc		
PI	0.45Kc	Tc/1.2	
PID	0.6Kc	0.5Tc	Tc/8

Con base a lo expuesto, se realiza la simulación de la respuesta del regulador de voltaje y se incrementa el valor de la ganancia K_p hasta obtener el valor de ganancia crítica y período crítico cuyos valores son 3330 y 1.6 respectivamente. Con estos dos valores, se procede a calcular los parámetros del PID utilizando las ecuaciones (2) y (3) del capítulo anterior y las condiciones de la Tabla 16, quedando los siguientes resultados.

$$K_p = 1998$$

$$T_i = 0.8 \text{ s}$$

$$T_d = 0.2 \text{ s}$$

$$K_d = 400$$

$$K_i = 2500$$

Para verificar que los valores utilizados son los correctos, se realiza dos pruebas de funcionamiento del regulador de voltaje, utilizando el mismo circuito de la prueba del regulador de velocidad mostrado en la Figura 30.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 1) Se simula un incremento del 5% del voltaje de referencia en $t= 1s$;
- 2) En el mismo tiempo se simula un decremento del 5% del voltaje de referencia.
- 3) Se debe verificar que el valor de voltaje de terminales de la máquina tienda al valor de referencia dado y que la respuesta sea amortiguada con tiempos de respuesta que se encuentren dentro de los rangos aceptables por el estándar *IEEE Std. 421.2-1990 "Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dinamic Performance of Excitation Control Systems"*.

En la Figura 33 y 34 se muestra el resultado de las dos pruebas realizadas, la primera con el incremento del valor de V_{ref} en 5% y la segunda con el decremento de V_{ref} en 5% también.

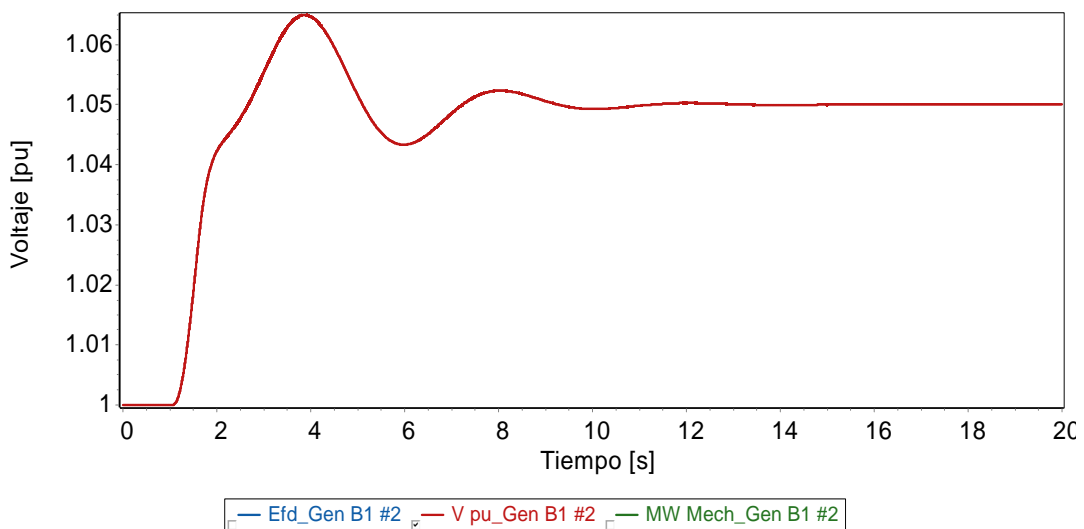


Figura 33 Gráfica de respuesta del modelo AC8B, prueba +5% de V_{ref} .

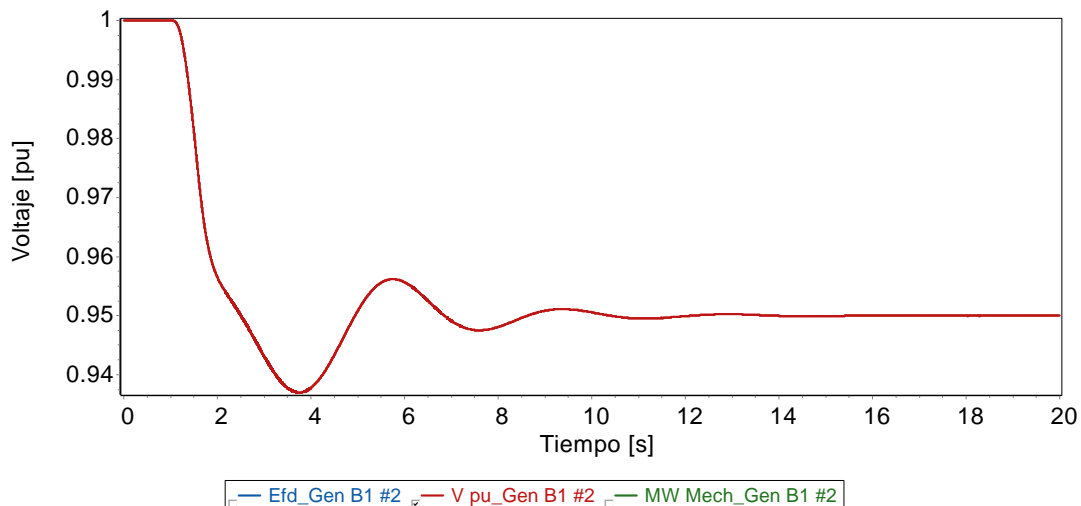


Figura 34 Gráfica de respuesta del modelo AC8B, prueba -5% de Vref.

2.4. Conclusiones del Capítulo II

- La interconexión del SEIP al SNI permitió que este sistema pueda mejorar sus condiciones y costos de operación, debido a que la máxima transferencia de potencia desde el SNI es de 90 MW aproximadamente, dejando de utilizar energía a base de generación térmica, cuyos costos son más elevados.
- El modelo del regulador de voltaje AC8B parametrizado, permitió alcanzar una respuesta acorde a las recomendaciones y/o informes realizados en estudios similares; es así que, se consiguió tiempos de establecimiento menores a 15 s en las pruebas realizadas con diferentes escenarios.
- Los valores de los parámetros del modelo del regulador de velocidad DEGOV utilizados en la simulación, fueron muy similares a los recomendados por los artículos académicos. Esto debido a que este modelo fue desarrollado principalmente para estimar el funcionamiento de un regulador de velocidad en generadores diésel, que son la naturaleza de la mayoría de los generadores que integran el SEIP.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de resultados

Durante el desarrollo de este trabajo de titulación se ha mencionado que el SEIP está conectado al SNI desde la Subestación Jivino de CELEC TRANSELECTRIC a través de una línea de 69kV, desde donde se sirve un gran porcentaje de su demanda actual. Por lo tanto, si una desconexión de esta línea ocurriera por cualquier causa, el SEIP quedaría aislado del SNI. Esto conlleva a que se debe buscar un nuevo balance entre la generación y la carga, que permita la operación segura y confiable del SEIP, a través del análisis de distintos casos de estudio.

3.2. Casos de Estudio

Se ha planteado 15 casos de estudio para determinar la viabilidad de operación en isla del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero, en donde se estudiarán parámetros eléctricos que permitan analizar el comportamiento dinámico del sistema. En la Tabla 17 se describen los 15 casos de estudio planteados.

Para determinar el número de casos a analizar, se basó en el criterio de abarcar todos los principales campos o plataformas petroleras que se abastecen de energía eléctrica del SEIP. Con la intención de determinar las condiciones necesarias para que el campo por sí solo pueda operar en isla ante la ocurrencia de una separación del resto del SEIP. Cabe aclarar, que lo importante de cada uno de los casos de estudio es analizar la respuesta dinámica de la generación en cada uno de los campos petroleros, independientemente de lo que suceda en las líneas de subtransmisión.

Es importante mencionar que para cada uno de los casos analizados se evaluará el comportamiento de la frecuencia, debiendo encontrarse dentro de valores admitidos por las regulaciones y procedimientos del sector eléctrico del Ecuador.

Los rangos de frecuencia admisibles de operación de generadores serán los siguientes:

- Sin la actuación de relés instantáneos de desconexión propios del mismo entre 57,5 Hz y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 10 s entre 57,5 y 58 Hz, y entre 61,5 y 62 Hz.
- Para un período mínimo de 20 s entre 58 y 59 Hz, y entre 61 y 61,5 Hz.
- Sin límite de tiempo entre 59 y 61 Hz.

Dependiendo de los resultados obtenidos en las distintas simulaciones desarrolladas en el software Powerworld, se analizará la posibilidad de incrementar generación o desconectar carga, con la intención de mantener la frecuencia del sistema.

Tabla 17
Casos de Estudio del SEIP

Casos de Estudio	Descripción
Caso 1	Desconexión de la generación de Jivino
Caso 2	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Jivino (SNI) - S/E Shushufindi (SNI)
Caso 3	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Atacapi
Caso 4	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Atacapi - S/E Secoya
Caso 5	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Vergel
Caso 6	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Atacapi - S/E Parahuacu
Caso 7	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Vergel - S/E ZPF
Caso 8	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Vergel - S/E Sacha
Caso 9	Desconexión del transformador de la Subestación Sacha
Caso 10	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Sacha - S/E CPF
Caso 11	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Sacha - S/E Culebra
Caso 12	Desconexión del transformador de la Subestación Culebra
Caso 13	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Culebra - S/E Auca Sur
Caso 14	Desconexión del transformador de la Subestación Auca Sur
Caso 15	Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Culebra - S/E Yuca

Sin embargo, antes de analizar cada uno de los casos propuestos, se va a realizar un análisis detallado de la zona Culebra – Auca, ante la salida de la línea Culebra – Auca a 69 kV, dejando en isla a toda la zona Auca.

Con despacho mínimo de generación en la zona, en la Figura 35 se observa que la generación térmica logra formar una isla eléctrica, aunque la frecuencia cae a valores de 58.244 Hz.

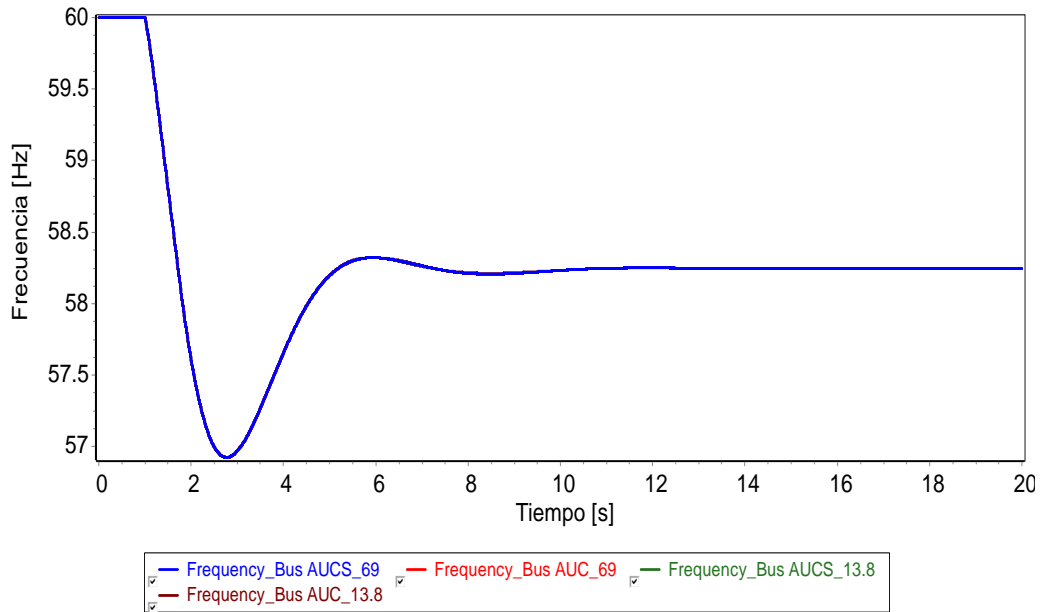


Figura 35 Gráfica comportamiento de la frecuencia caso inicial

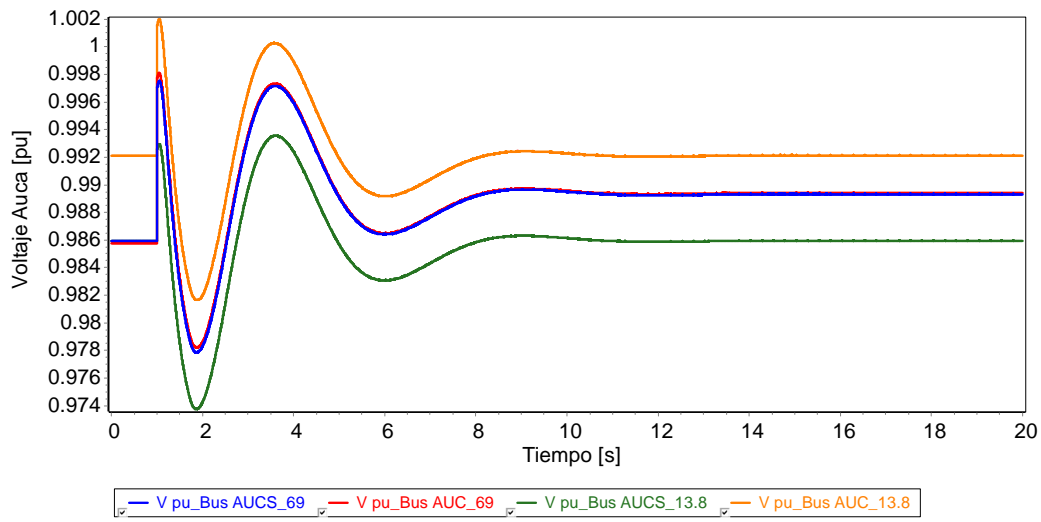


Figura 36 Gráfica comportamiento del voltaje caso inicial

En cuanto a los voltajes de la zona, estos no presentan problemas, tal como se muestra en la Figura 36, ya que la carga no es tan grande y las máquinas tienen cierta reserva de potencia reactiva, suficiente para mantener los voltajes; sin

embargo, esto debe ser comprobado con valores reales de las máquinas de la zona, basado en datos de pruebas detalladas a cada uno de los elementos.

En la Figura 37 se muestra la respuesta de la potencia eléctrica de las máquinas que se despacha para abastecer la carga de la zona de Auca. Si bien esta se adapta de inmediato al valor de la carga, la energía es obtenida de la energía cinética de los rotores de los generadores de la zona Auca y esto se ve reflejado en la disminución de la frecuencia de la zona Auca, como se mostró en la Figura 35.

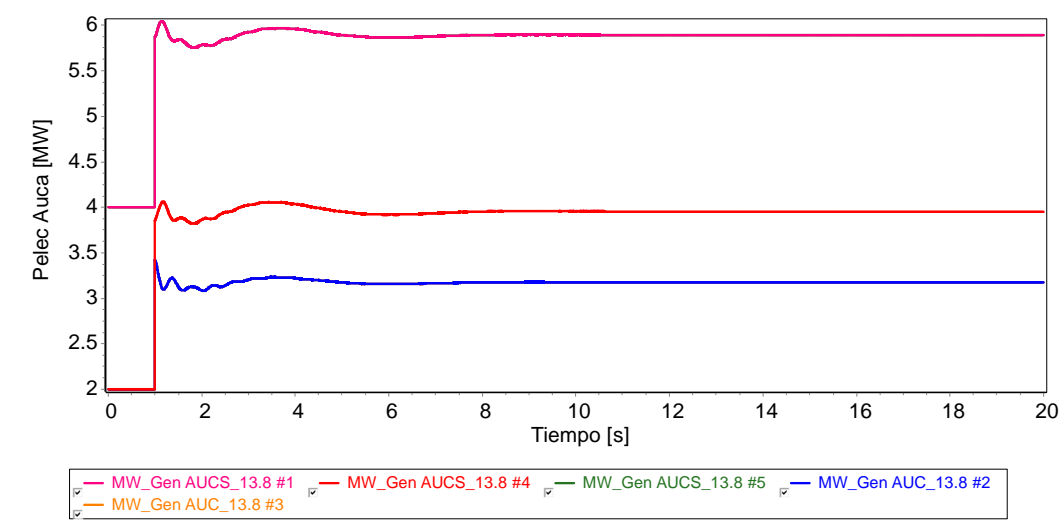


Figura 37 Gráfica comportamiento de la potencia caso inicial

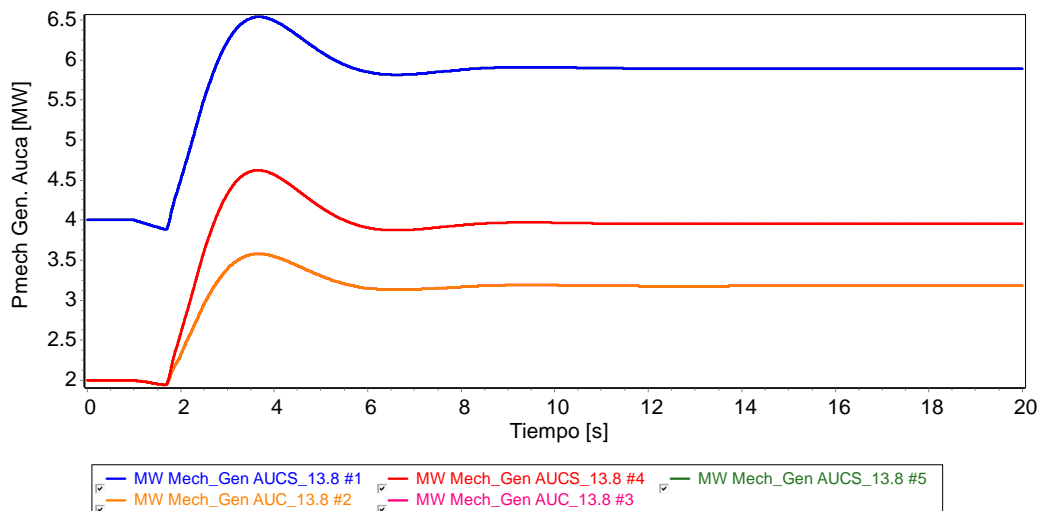


Figura 38 Gráfica comportamiento de la respuesta primaria de frecuencia, caso inicial

Para evitar que la frecuencia siga en caída libre o se establezca en valores inferiores no permitidos, los reguladores de velocidad de los generadores de la zona Auca realizan un incremento de la potencia mecánica, tal como se muestra en la Figura

38, proceso conocido como respuesta primaria de frecuencia, si bien este proceso lleva cierto tiempo. Con ello, se logra establecer la frecuencia en 58.244 Hz.

Finalmente, como consecuencia de este evento, en el resto del SEIP disminuye la transferencia de potencia debido a la pérdida de la zona del Auca. Esto se ve reflejado en la transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión, especialmente en las líneas Shushufindi – Vergel y Vergel – Seccionamiento Jivino – Sacha – Culebra, a 69 kV, tal como se muestra en la Figura 39. Esto implica que el SEIP se verá mejorado en su desempeño, por lo que no amerita un análisis detallado.

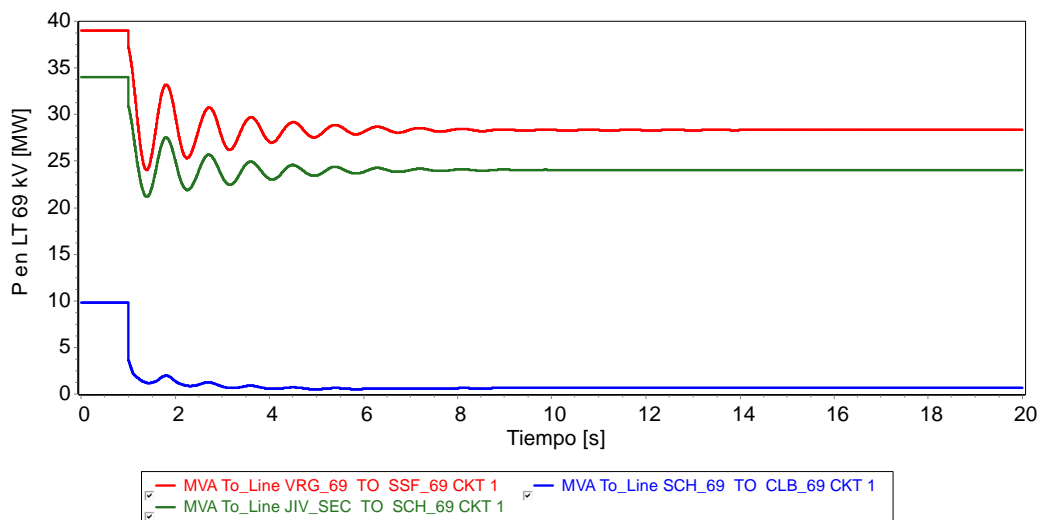


Figura 39 Gráfica de transferencia de potencia en líneas 69kV, caso inicial

Si la respuesta de frecuencia de la zona del Auca, ante este evento, debe ser mejorada, se tienen dos opciones:

- 1) Mayor despacho de generación en la zona Auca
- 2) Deslastre de carga de la zona Auca a través de ajustes dF/dt

Mayor despacho de generación

Esto implica que se va a importar menor potencia desde el SNT. Dos maneras de lograr esto: la primera tiene que ver con despachar más potencia de los generadores existentes con el riesgo de que se pierdan reservas de potencia, la segunda precisa la instalación de nueva generación en la zona de tal manera que permita una mayor respuesta inercial, mayores reservas de potencia y que permita la expansión de la demanda de la zona. En la figura 40 se muestra la respuesta de frecuencia ante un

incremento en el despacho de generación, donde la frecuencia se establece en 59.546 Hz.

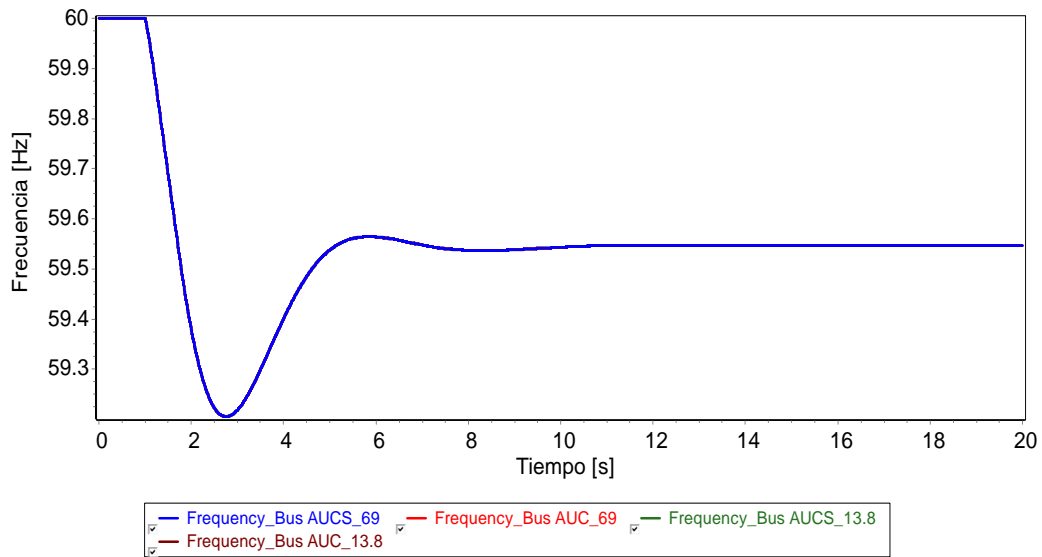


Figura 40 Gráfica de comportamiento de frecuencia con más generación, caso inicial

Deslastre de carga

Esta alternativa toma en cuenta el uso de un relé que monitorea la caída dF/dt . Dependiendo del ajuste, cuando el valor de dicha tasa sobrepasa un valor crítico, se dispara cierto porcentaje de carga de la zona Auca, el cual puede ser carga no esencial. Sin embargo, este ajuste debe ser bien estudiado por lo que se requiere de modelos detallados de generadores, sistemas de control e incluso de la respuesta dinámica de la carga.

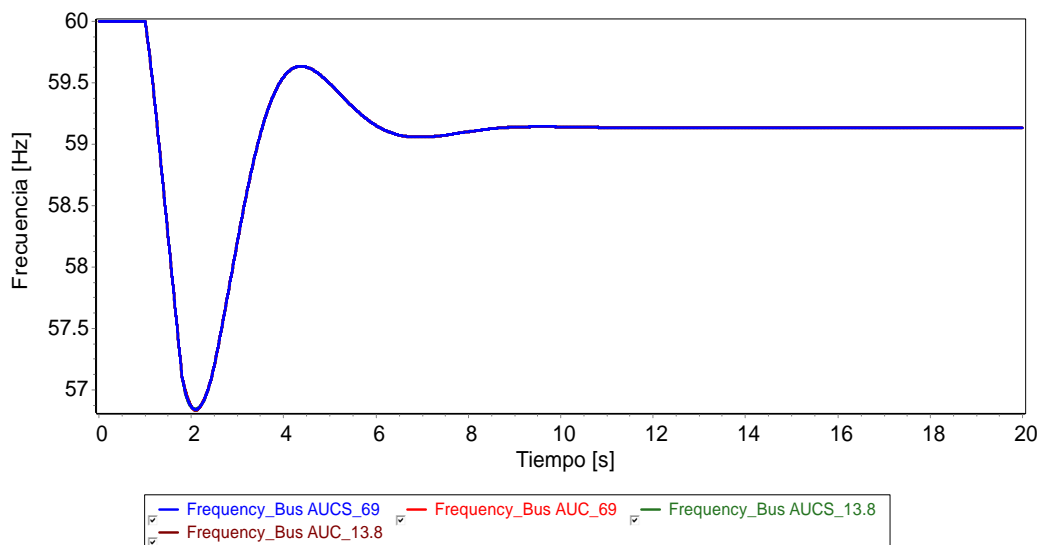


Figura 41 Gráfica de comportamiento de frecuencia con disparo de carga 8MW, caso inicial

En la figura 41 se muestra la respuesta de la frecuencia ante el disparo de 8 MW (30%) de carga de la zona Auca, con mínimo despacho de generación en la zona, donde se la frecuencia se establece alrededor de los 59.064 Hz.

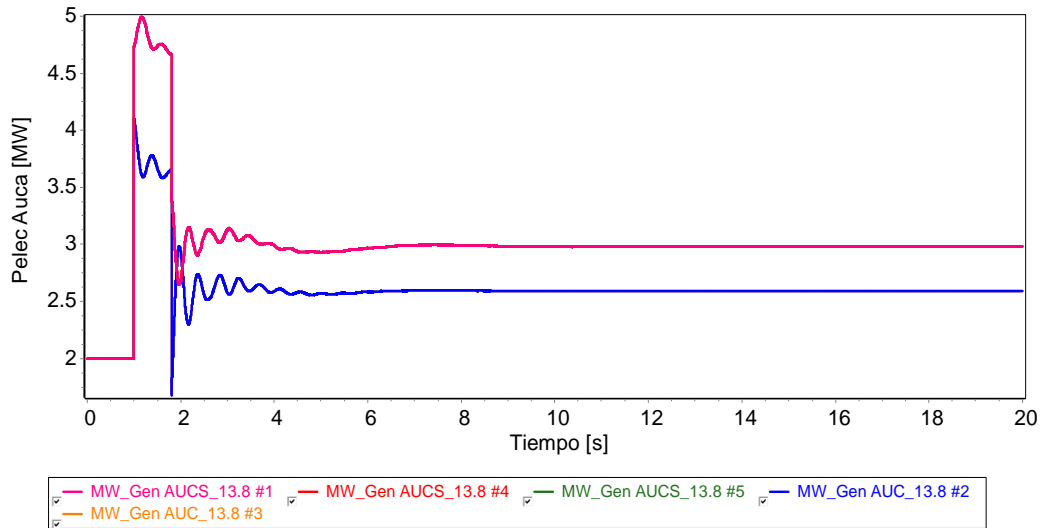


Figura 42 Gráfica de comportamiento de potencia eléctrica con disparo de carga 8MW, caso inicial

En la figura 42 anterior se muestra la respuesta de potencia eléctrica de los generadores de la zona, mientras que en la figura 43 se muestra la respuesta de la potencia mecánica de los generadores de la zona.

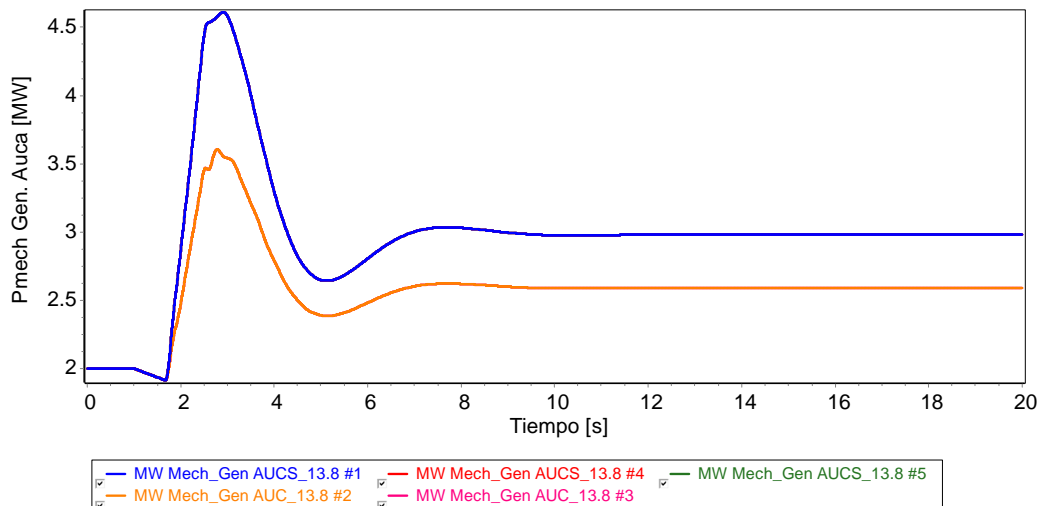


Figura 43 Gráfica de comportamiento de potencia mecánica con disparo de carga 8MW, caso inicial

Como ya se mencionó antes, un gran despacho de generación disminuye la seguridad de la zona y por la importancia de la carga, en este trabajo se propone el incremento de generación en el SEIP. En los siguientes subtemas se analizan las contingencias para cada zona y se muestran los resultados de frecuencia sin y con generación adicional.

3.2.1. Caso 1: Desconexión de la generación de Jivino

Ante la desconexión del equivalente en Jivino, el comportamiento del sistema hace que la frecuencia llegue hasta 0.91 p.u., es decir, fuera de los rangos aceptables. En las Figura 44 se visualiza el comportamiento de la frecuencia.

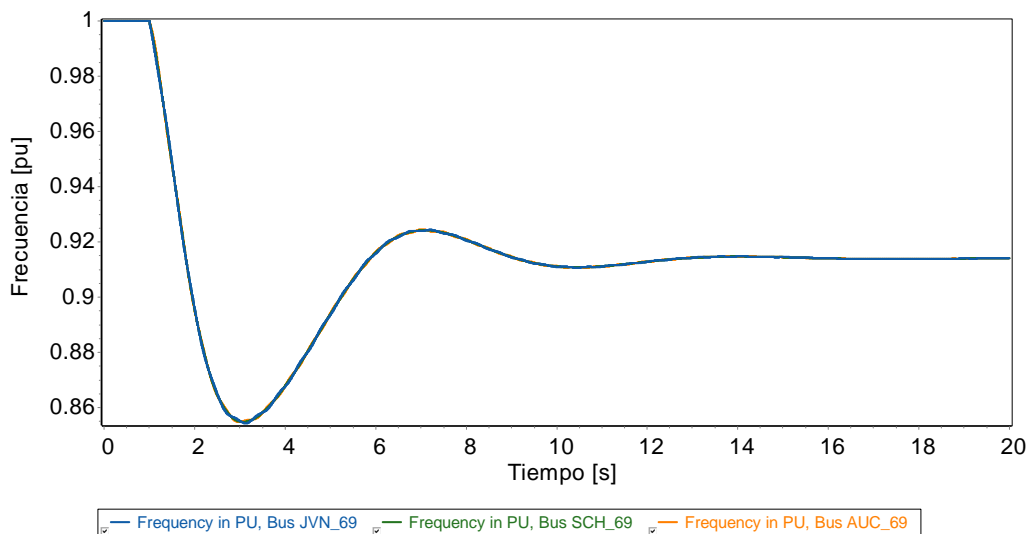


Figura 44 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 1

Para contrarrestar este efecto se debe agregar dos generadores en Jivino de 8MW de potencia y máquinas más pequeñas de 4 MW en las Subestaciones: Lago Agrio, Secoya, Sacha, ZPF, Culebra, Yuca, Auca Sur y máquinas de 6MW en Culebra, Sacha CELEC, CPF, Yuca y Auca. Cabe aclarar que se una de las razones por las cuales se utiliza generación pequeña, es debido a que el transporte de grandes unidades hasta la zona del SEIP, es muy complicado logísticamente.

Con este incremento de generación se llega a operar en 0.98 p.u. de frecuencia en el sistema. Sin embargo, la potencia transferida del sistema SNI en esas condiciones es únicamente 18 MW, con lo que se disminuye la importación de potencia desde el SNI que en su mayoría es generación renovable y se incrementa la generación térmica del SEIP.

En la Figura 45 se visualiza el comportamiento de la frecuencia con este incremento de generación.

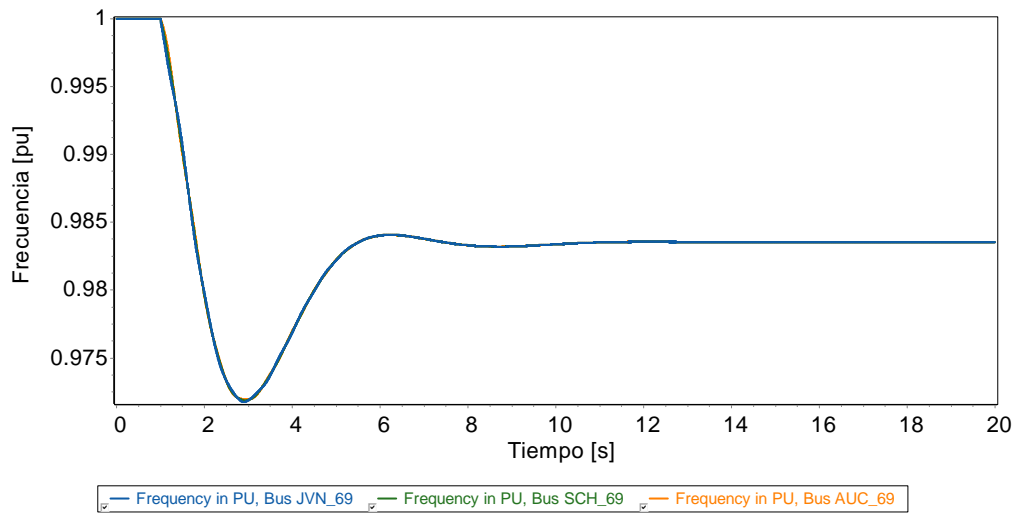


Figura 45 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 1

3.2.2. Caso 2: Desconexión de la Línea Jivino-Shushufindi a 230kV

Sí se pierde conexión de las líneas Jivino-Shushufindi a 230 kV, la frecuencia se disminuye hasta 0.935 p.u., es decir, fuera de los límites de operación recomendados. En la Figura 46 se observa la gráfica de comportamiento de la frecuencia.

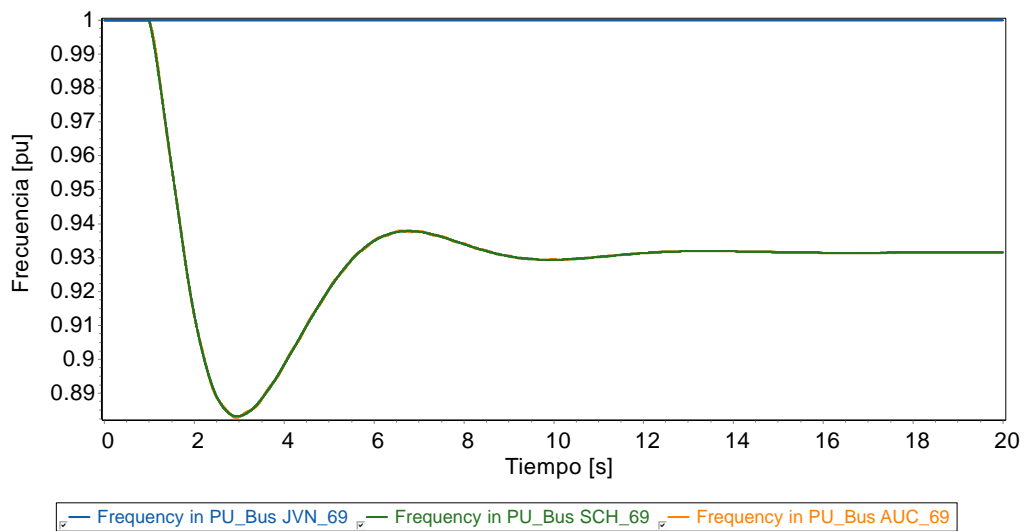


Figura 46 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 2

Para contrarrestar este efecto se debe incrementar un generador de 8MW en Jivino, además, un generador de 4MW en las subestaciones: Lago Agrio, Secoya, Sacha,

ZPF, Culebra, Sacha CELEC, Yuca, Auca Sur, Auca, CPF, con esto se logra una estabilidad de frecuencia en un valor de 0.984 p.u. de frecuencia de operación. En la Figura 47 se puede apreciar el comportamiento de la frecuencia con las mejoras implementadas.

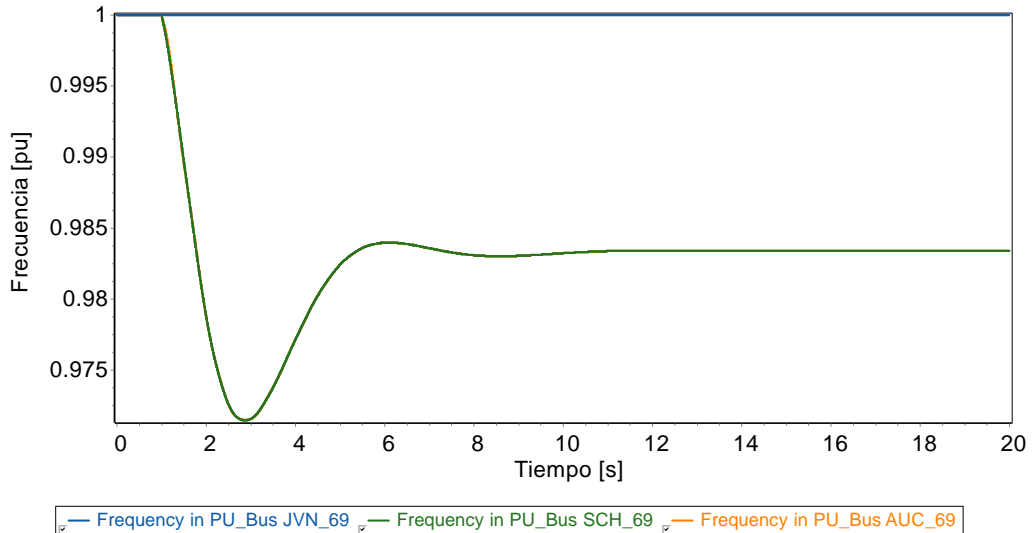


Figura 47 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 2

3.2.3. Caso 3: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Atacapi

Ante la ocurrencia de una desconexión en la línea de subtransmisión S/E Shushufindi-S/E Atacapi, la frecuencia en el subsistema aguas abajo de la S/E Atacapi llega a un valor de 0.91 p.u., es decir, este subsistema no podría operar en isla. En la Figura 48 se puede visualizar el comportamiento de la frecuencia.

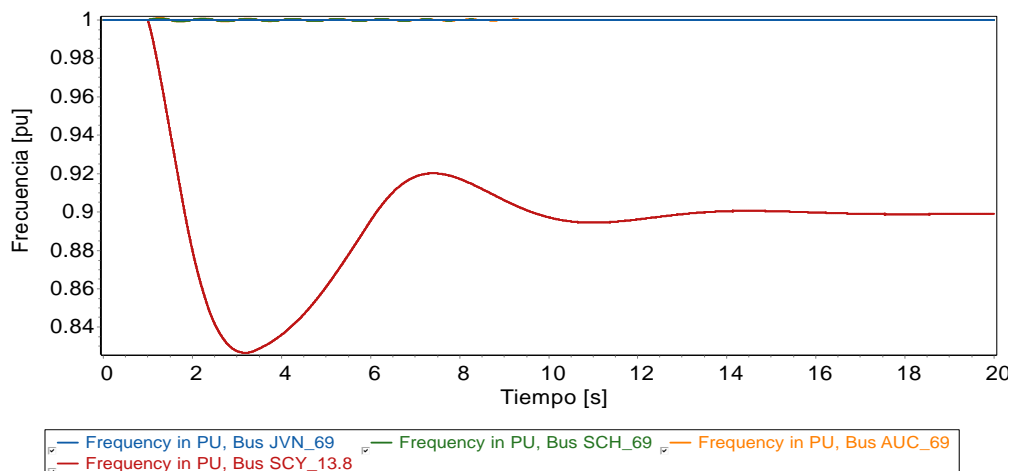


Figura 48 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 3

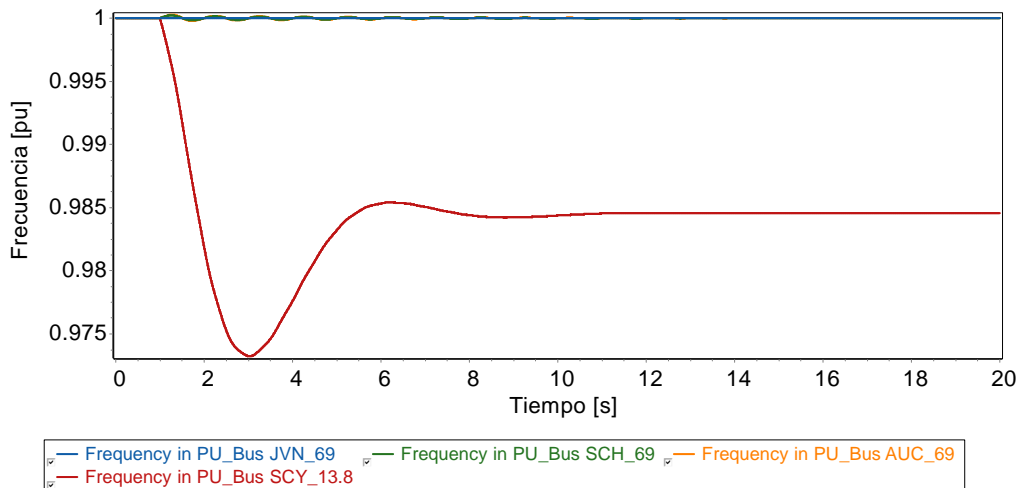


Figura 49 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 3

Para mitigar estos efectos se debe incrementar un generador de 7 MW en la subestación Lago Agrio y un generador de 4MW en la subestación Secoya; con esto, ante la ocurrencia nuevamente de una desconexión en la línea de subtransmisión S/E Shushufindi-S/E Atacapi, el sistema no sufre alteraciones mayores en su frecuencia, debido a que el valor nuevo sería de 0.985 p.u. En la Figura 49 se aprecia el comportamiento de la frecuencia después de los cambios realizados.

3.2.4. Caso 4: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Atacapi - S/E Secoya

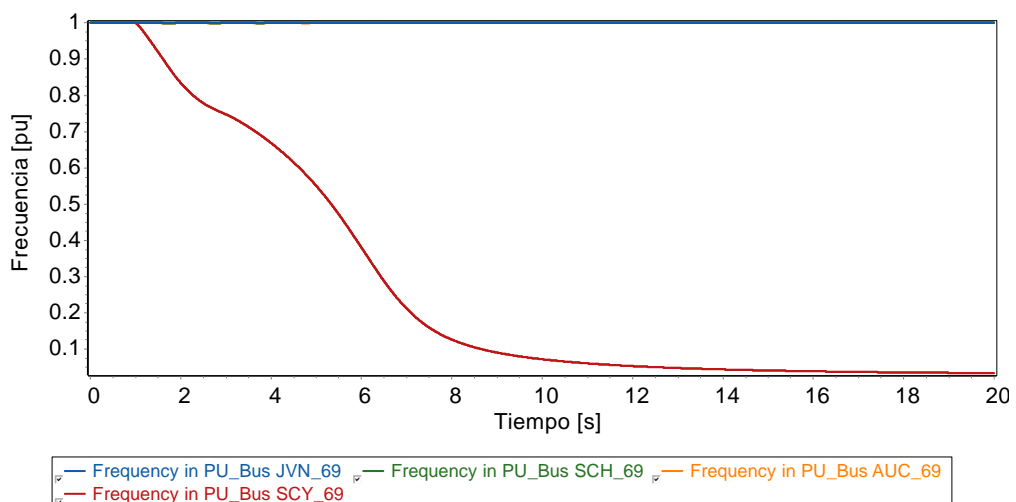


Figura 50 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 4

Con la desconexión de la línea de subtransmisión S/E Atacapi – S/E Secoya se evidencia un colapso total de frecuencia en Secoya, en la Figura 50 se puede evidenciar el comportamiento de la frecuencia.

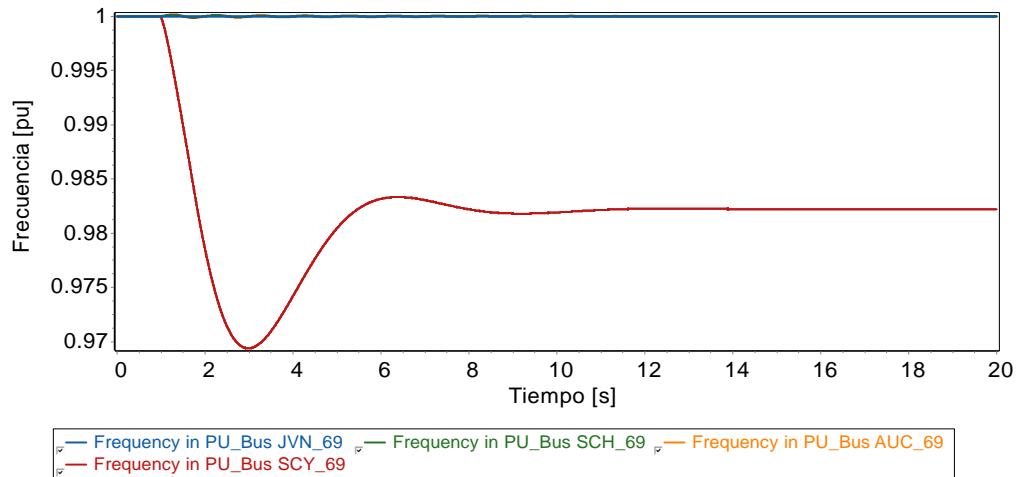


Figura 51 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 4

Para mitigar este efecto se debe incrementar dos generadores de 4MW de potencia cada uno, para lograr estabilizar esta frecuencia en un valor de 0.988 p.u.; sin embargo, con el despacho inicial de potencia que se dispone en esta subestación no se puede operar en isla, por lo tanto, es indispensable realizar el incremento de disponibilidad de generación. En las Figura 51 se puede evidenciar el comportamiento de la frecuencia.

3.2.5. Caso 5: Desconexión de la línea de Subtransmisión S/E Shushufindi - S/E Vergel

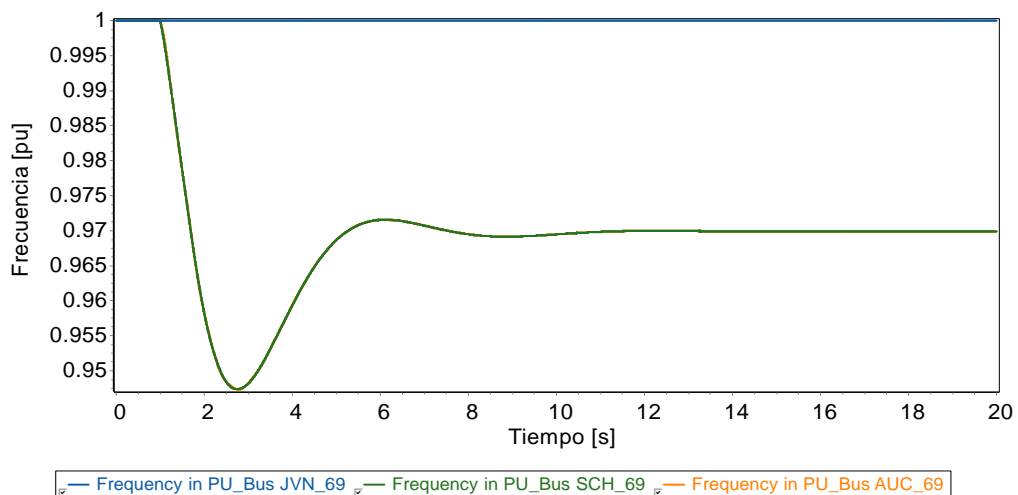


Figura 52 Gráfica del comportamiento 1 de la frecuencia caso 5

Sí se pierde conexión de la línea Shushufindi- Vergel a 69 kV, la frecuencia aguas abajo de Vergel disminuye hasta 0.97 p.u. En la Figura 52 se observa la gráfica de comportamiento de la frecuencia.

Para contrarrestar este efecto se debe agregar generadores de 2MW en las Subestaciones: Sacha CELEC, Yuca, Auca y CPF. Con estas modificaciones, el importe de potencia del SNI disminuye a un valor de 77.9MW. En la Figura 53 se visualiza el comportamiento de la frecuencia.

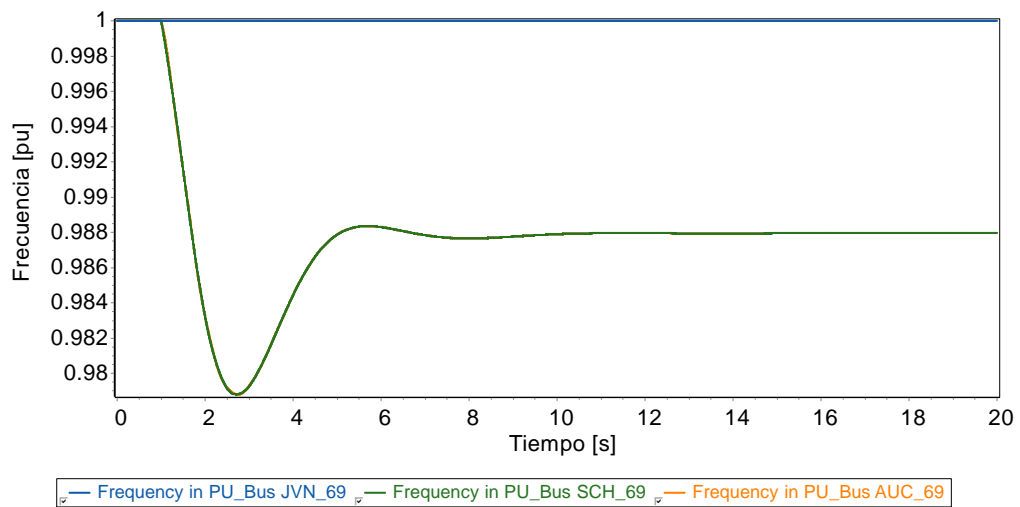


Figura 53 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 5

3.2.6. Casos del 6 al 16

Para la presentación de los casos de estudio siguientes se utilizará una tabla que resume los resultados de las simulaciones dinámicas; posteriormente, en el apartado de anexos se presentarán de forma ordenada cada una de las gráficas resultantes de la simulación de los casos de estudio.

Tabla 18
Resumen de casos de estudio

Caso	Frecuencia [p.u.]	Generación Agregada	Observación
6	1.025	Ninguna	Ajustar frecuencia con regulación secundaria de frecuencia
7	Ninguna	Ninguna	Ajustar frecuencia con regulación secundaria de frecuencia
8	0.968	1 GEN 2MW (Sacha CELEC, Sacha, CPF, Yuca, Auca Sur y Auca)	Frecuencia llega a 0.988 p.u.
9	0.935	1 GEN 2MW (Sacha)	Frecuencia llega a 0.991 p.u.
10	0.91	GEN 14MW (CPF)	Frecuencia llega a 0.985 p.u.

Tabla 19
Resumen de casos de estudio (continuación)

Caso	Frecuencia [p.u.]	Generación Agregada	Observación
11	0.98	1 GEN 2MW (Culebra y Auca)	Frecuencia llega a 0.992 p.u.
12	0.976	1 GEN 0.5MW (Culebra)	Frecuencia llega a 0.995 p.u.
13	0.97	1 GEN 2MW (Auca y Auca Sur)	Frecuencia llega a 0.99 p.u.
14	0.98	1 GEN 2MW (Auca Sur)	Frecuencia llega a 0.992 p.u.
15	1.01	Ninguna	Ajustar frecuencia con regulación secundaria de frecuencia

3.3. Evaluación de impactos o resultados

Debido a que el trabajo de titulación está enfocado en realizar un análisis del comportamiento eléctrico aproximado del SEIP, frente a ciertas condiciones de falla en la operación normal del mismo, basado en una simulación; se plantea un breve análisis del impacto socio-económico y ambiental de este sistema, desde el punto de vista de las mejoras que se han venido implementado con el Proyecto de Optimización Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE) y las posibles soluciones a futuro, descritas en este trabajo de titulación, las cuales ayudarían a tener una aproximación de las acciones que permitan mejorar la confiabilidad del sistema analizado.

La conexión del SEIP al SNI si bien permitirá una disminución del consumo de combustibles fósiles, especialmente de prescindir el uso de generadores diésel, de tal manera que se importe energía del SNI, la cual es obtenida de fuentes renovables de energía, pero también disminuye la seguridad en el abastecimiento del SEIP. Es claro que llegar a altos índices de seguridad en el abastecimiento desde el SNI implica redundancia en el sistema de transmisión, incluso debido a que es un sistema radial, desde la subestación San Rafael la redundancia sería efectiva desde otro punto de conexión con el SNI, lo que implica incrementar los costos. Se deberán realizar análisis económicos para determinar la viabilidad de incrementar la seguridad en el abastecimiento del SEIP desde el SNI.

Debido a que redundar en transmisión a más del costo económico también implica afectaciones ambientales y sociales, la alternativa principal consiste en lograr un respaldo adecuado de generación térmica en el SEIP de tal manera que permita

abastecer su demanda sin necesidad de cortar parte de su carga. En este trabajo esta alternativa es la analizada. Sin embargo, la propuesta aquí presentada se enmarca únicamente en encontrar cuánta generación y dónde será ubicada en el SEIP. Esto implica que menos energía será importada desde el SNI únicamente por motivos de seguridad del SEIP. Nuevamente, se deben realizar análisis económicos de tal manera que se determine si existe viabilidad para el incremento de la generación térmica, donde no sólo debe ser tomado en cuenta el costo de adquisición e instalación de la nueva generación sino, además, los costos de operación y mantenimiento de las unidades, únicamente basado en la seguridad del SEIP.

Además, en este trabajo se ha analizado el incremento de las unidades de generación del SEIP únicamente desde el punto de vista de control potencia – frecuencia, sin embargo, debido a la topología del SEIP y basado en resultados de simulaciones, se observa que los problemas de esta red no son solamente de potencia activa sino también de potencia reactiva. Debido a la falta de datos se ha trabajado con una capacidad limitada supuesta de absorción y entrega de potencia reactiva de los generadores térmicos. En realidad, se espera que exista un análisis basado en capacidad de potencia reactiva para control de voltaje en el SEIP. Otras alternativas como el uso de dispositivos FACTS, específicamente de un compensador estático de voltaje (SVC por sus siglas en inglés) deben ser estudiadas. Al igual que en el caso anterior, estudios detallados deben ser llevados a cabo para determinar las capacidades en cuanto a potencia reactiva que deben poseer las nuevas unidades de generación o la implementación de un SVC y su ubicación óptima.

La idea de este proyecto es importar la mayor cantidad de energía limpia desde el SNI, sin embargo, en este trabajo se muestra que por seguridad del SEIP se va a necesitar una mayor cantidad de generación térmica. Este aspecto puede ser solventado si en el SEIP se usan dispositivos de almacenamiento de energía por medio de baterías (BES por sus siglas en inglés) los cuales permiten un control más rápido que las unidades de generación convencionales. Sin embargo, su costo es aún elevado por lo que estudios económicos deben ser llevados a cabo para determinar su pertinencia.

Con base a lo anterior, de manera general se debe realizar estudios sobre lo que en la actualidad se denominan Mercados de Servicios Complementarios, de tal manera que se pueda cumplir con el objetivo de disminuir la generación térmica de las unidades del SEIP.

Otro aspecto a ser tomado en cuenta en un análisis de factibilidad técnico – económica, es el hecho de que en el proceso de extracción de petróleo se obtienen grandes cantidades de gas natural que en la actualidad se queman en las chimeneas. Este gas puede ser aprovechado para la generación térmica por lo que la importación de energía desde el SIN será menor. Sin embargo, también se debe analizar la viabilidad de usar el gas para generación eléctrica. Cabe señalar que por diseño las unidades térmicas no pueden operar por debajo de un umbral de potencia activa por lo que este límite inferior sería considerado una potencia de base y la diferencia entre la carga y esta potencia base será la que se deba importar desde el SNI. Por último, las unidades térmicas poseen ciertas tasas de toma de carga, si estos valores son muy lentos se deberá despachar más generación de base de tal manera que ante grandes desbalances generación – carga se logre sostener la frecuencia dentro de los límites establecidos por la normativa vigente.

Finalmente, si bien el llevar energía desde el SNI hacia el SEIP permitirá ahorros importantes en la explotación petrolera, se disminuirá la seguridad del abastecimiento de la carga del SEIP. Esto tiene un costo económico que debe ser evaluado. Por otro lado, está el hecho que al disminuir la generación térmica del SEIP también permitirá reducir la contaminación por gases de combustión, ruido audible de las máquinas de generación, combustibles fósiles, impacto social, equipamiento con nuevas unidades, entre otros. Esto también debe ser valorado desde un punto de vista económico.

CONCLUSIONES

- Se determinó que el SEIP si es capaz de operar en isla eléctrica, desde el punto de vista del estado estable como estado dinámico; siempre y cuando se incremente generación distribuida en varias zonas del sistema.
- Para una primera aproximación del análisis del comportamiento en estado estable y dinámico del sistema se basó en modelos tipo de generadores térmicos y sus sistemas de control con datos obtenidos de bibliografía. Sin embargo, dichos modelos fueron tratados de manera rigurosa, especialmente la respuesta de los reguladores de voltaje y velocidad ante funciones paso a lazo abierto. Así, mediante simulaciones realizadas a los controladores de los generadores, se pudo demostrar que las respuestas a las perturbaciones, fueron las esperadas según la literatura de estabilidad de SEP.
- De manera general, este trabajo determina que, para mejorar la respuesta de frecuencia del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero, se requiere incrementar unidades de generación térmica más costosa; por lo tanto, se disminuye la transferencia de potencia desde el SNI que en su gran mayoría proviene de fuentes renovables.
- Específicamente se requiere 45 MW mínimos de generación adicional a los 120 MW que existen aproximadamente en el SEIP para operar totalmente aislado del SNI, garantizando voltajes adecuados en las barras de las subestaciones y cargabilidades de las líneas, dentro de los límites permitidos. Este valor se enmarca en la respuesta de las unidades de generación usadas en este trabajo para tomar carga ante desbalances generación – carga. Para ello, se debe despachar alrededor de valores mínimos a las unidades de generación del SEIP y ante un desbalance generación – carga se espera que las unidades de generación ajusten su potencia mecánica de tal manera que la caída de frecuencia y su valor luego de la regulación primaria de frecuencia llegue a un valor dentro de los límites de la normativa vigente.
- Desde el punto de vista de flujos de potencia, se puede transferir aproximadamente 90 MW desde el SNI en las condiciones actuales de la

red; sin embargo, para mantener la estabilidad de frecuencia se debe disminuir esta transferencia a valores menores que se demostraron en los casos de estudio analizados. Además, aspectos como perfiles de voltajes en el SEIP y cargabilidades en sus líneas de transmisión hacen que la importación desde el SIN sea menor.

- Los criterios utilizados para la ubicación de nuevas unidades de generación están basados en identificar zonas donde existe una gran diferencia entre generación y carga, que provoquen, a más de grandes variaciones de frecuencia, altos valores de caídas de voltaje en esencia provocadas por la topología radial del SEIP, que se traduce en un abaja robustez de la red, apeorada por la falta de generación de potencia reactiva.
- Una limitante para transferir más potencia desde el SNI es la línea de subtransmisión 69kV Shushufindi-Vergel, misma que se debería repotenciar para transferir más de 90MW del SNI y mejorar la vulnerabilidad de la red ante problemas de frecuencia y perfil de voltaje.

RECOMENDACIONES

- Es necesario que EP PETROECUADOR realice la validación de los modelos de sus generadores y los sistemas de control asociados, con la finalidad de que se pueda realizar estudios dinámicos que se asemejen al comportamiento real de su sistema.
- Posteriormente se puede realizar estudios que incluyan el uso de otras fuentes de generación o el uso de baterías, respaldado en estudios económicos, debido a que estas tecnologías nuevas, todavía tienen costos elevados.
- Es indispensable que se realice a futuro un estudio del comportamiento de la carga de un pozo petrolero, que permita tener mayor detalle en el modelamiento de cada una de sus cargas, para no usar únicamente modelos PQ como en este trabajo de titulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Optimización, Generación Eléctrica y Eficiencia Energética en el Sector Petrolero», NAMA-OGE&EE | PNUD en América Latina y el Caribe», *UNDP*. <https://www.latinamerica.undp.org/content/rblac/es/home/library/poverty/optimizacion--generacion-electrica-y-eficiencia-energetica-en-el.html> (accedido 21 de abril de 2022).
- [2] «Cesados cuatro gerentes del sector eléctrico y petrolero – Diario La Hora». <https://www.lahora.com.ec/pais/cese-cuatro-gerentes-estatales-negligencia/> (accedido 21 de abril de 2022).
- [3] A. R. C. Medina, «Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica», p. 168.
- [4] E. T. R. Ixim, «Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica», p. 120.
- [5] W. Almeida, J. Cepeda, y V. Flores, «Modelación Estática y Dinámica del AGC en PowerFactory Integrado a la Base de Datos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano», *re*, vol. 12, n.º 1, ene. 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.39.
- [6] E. Ela, M. Milligan, y B. Kirby, «Operating Reserves and Variable Generation», NREL/TP-5500-51978, 1023095, ago. 2011. doi: 10.2172/1023095.
- [7] J. Machowski, J. W. Bialek, y J. R. Bumby, «Power System Dynamics», p. 660.
- [8] E. U. Araujo y J. J. Ibarra, «Operación en Red Aislada del Sistema Eléctrico de Potencia de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento», p. 10.
- [9] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, «Mapa de Bloques e Infraestructura Petrolera del Ecuador – Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables». <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/mapa-de-bloques-e-infraestructura-petrolera-del-ecuador/> (accedido 20 de marzo de 2022).

- [10] M. del C. Mazacón, J. Camacho, y I. Endara, «ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE PROPUESTAS PARA LA INTERCONEXIÓN DEL SECTOR PETROLERO NOR-ORIENTAL», *ESPOL*, p. 73, 2018.
- [11] J. J. C. Andagoya, «COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV CONSIDERANDO SU CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO», p. 160.
- [12] «Machine Model: GENTPF». https://www.powerworld.com/WebHelp/Default.htm#cshid=TSMODELS_MachineModel_GENTPF (accedido 23 de marzo de 2022).
- [13] «Governor Model: DEGOV». https://www.powerworld.com/WebHelp/Default.htm#cshid=TSMODELS_Governor_DEGOV (accedido 23 de marzo de 2022).
- [14] S. Sommerville, G. A. Taylor, y M. Abbod, «Frequency Stability Considerations of Reciprocating Gas Engine Generators in Microgrids», en *2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Middlesbrough, United Kingdom, ago. 2021, pp. 1-6. doi: 10.1109/UPEC50034.2021.9548254.
- [15] PowerWorld Corporation, «Exciter Model: ESAC8B_PTI», 2021. https://www.powerworld.com/WebHelp/Default.htm#cshid=TSMODELS_Exciter_ESAC8B_PTI (accedido 21 de marzo de 2022).

ANEXOS

- **Anexo 1:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia caso 6

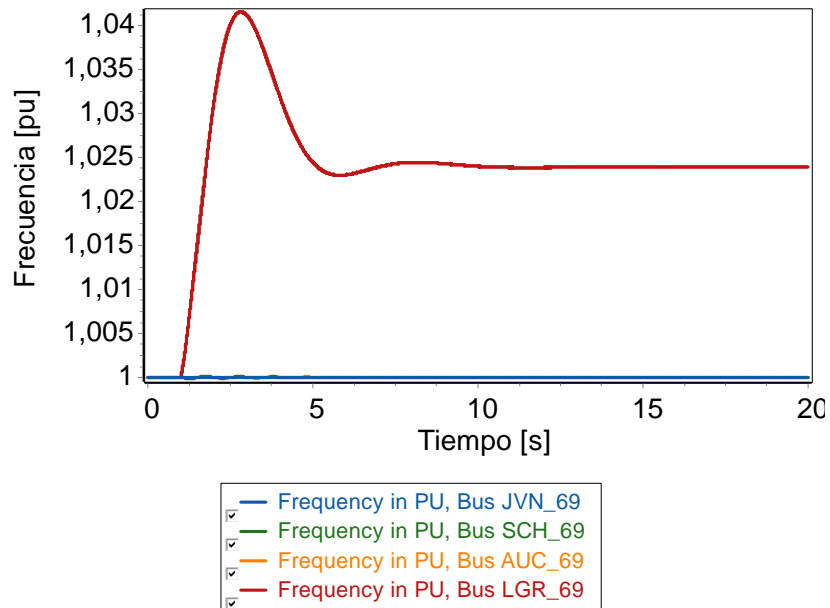


Figura 54 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 6

- **Anexo 2:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 7

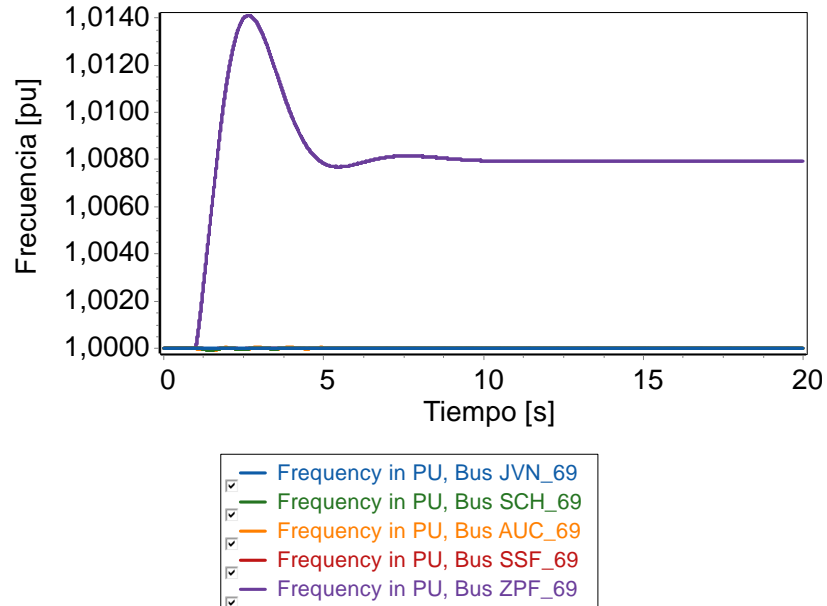


Figura 55 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 7

- **Anexo 3:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 8

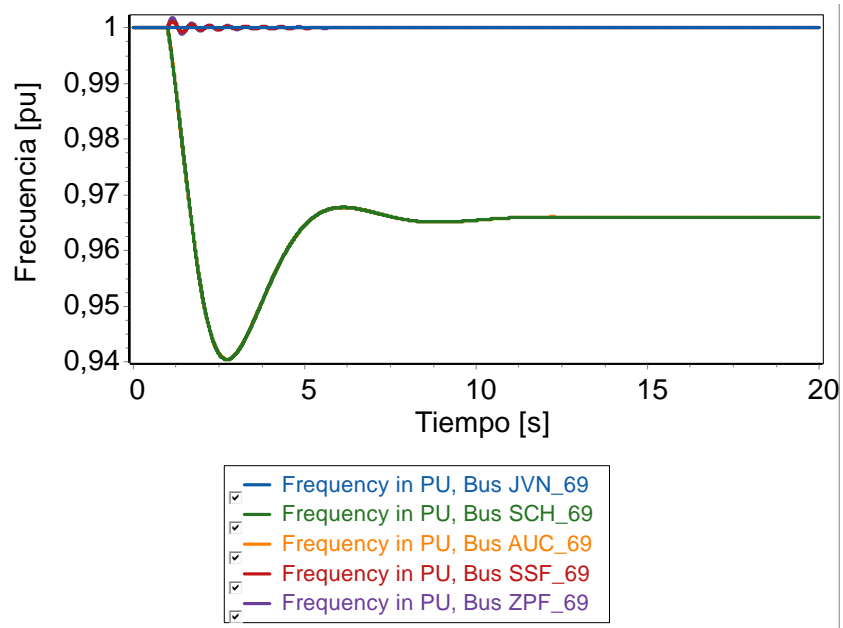


Figura 56 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 8

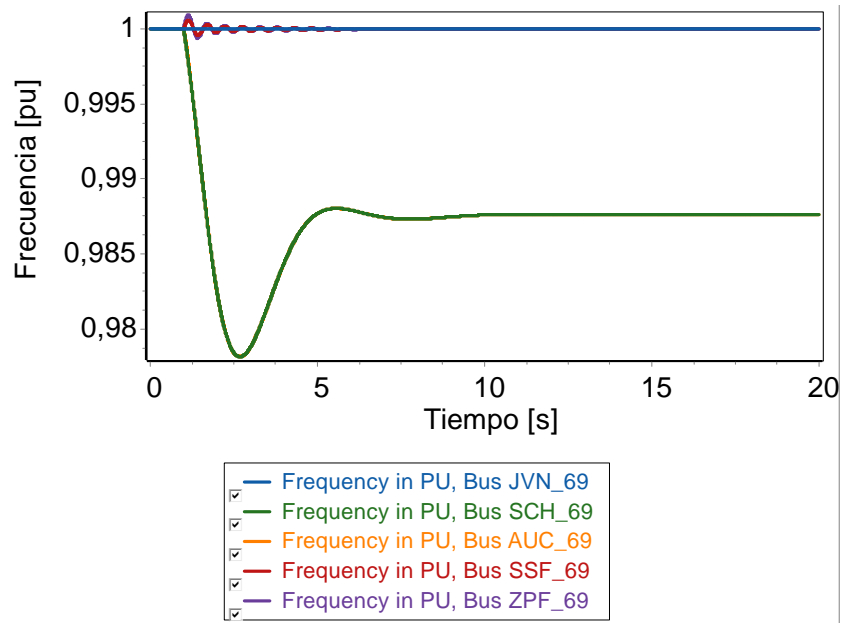


Figura 57 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 8

- **Anexo 4:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 9

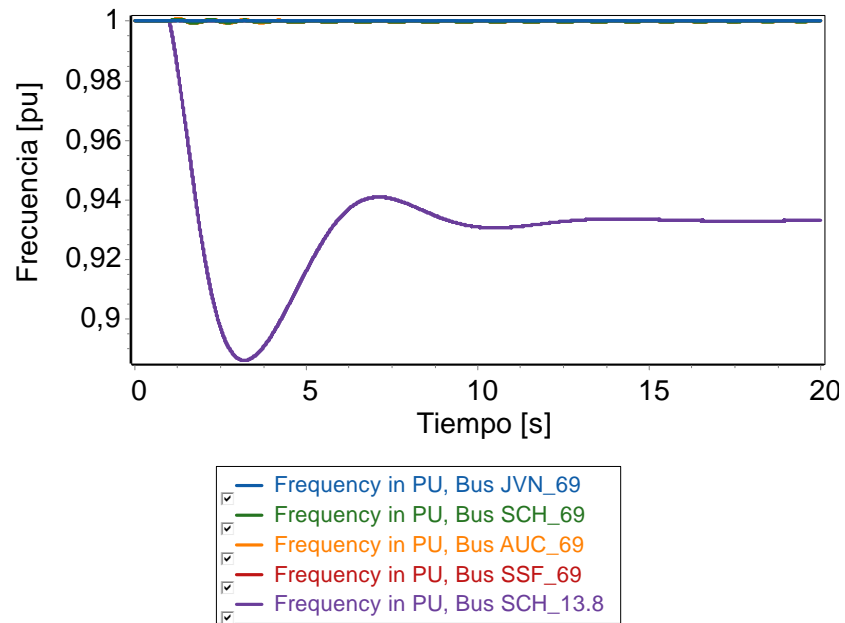


Figura 58 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 9

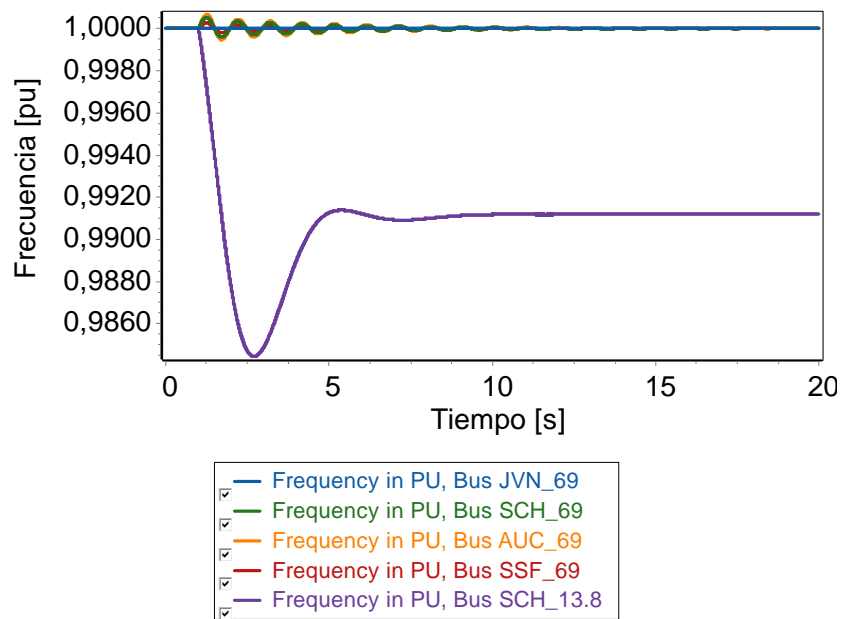


Figura 59 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 9

- **Anexo 5:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 10

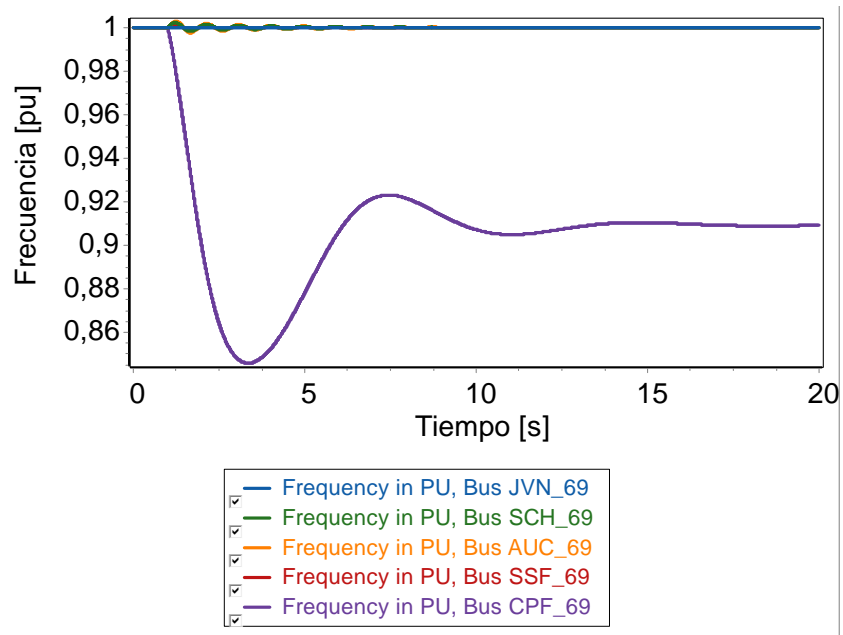


Figura 60 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 10

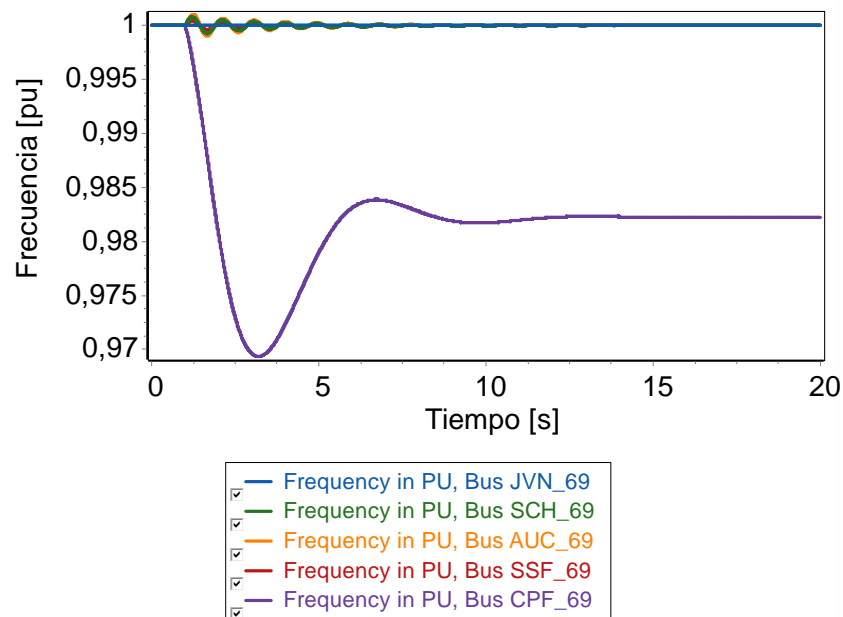


Figura 61 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 10

- **Anexo 6:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 11

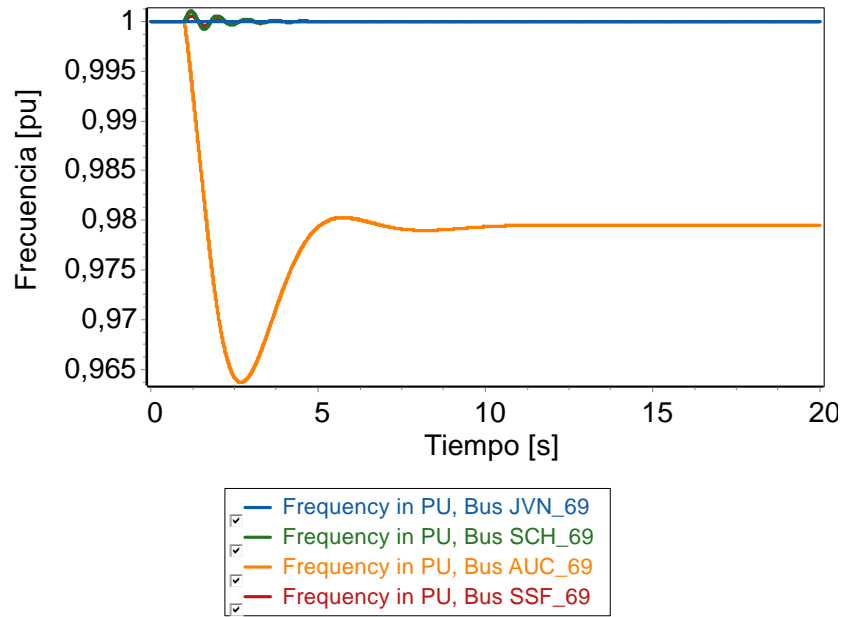


Figura 62 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 11

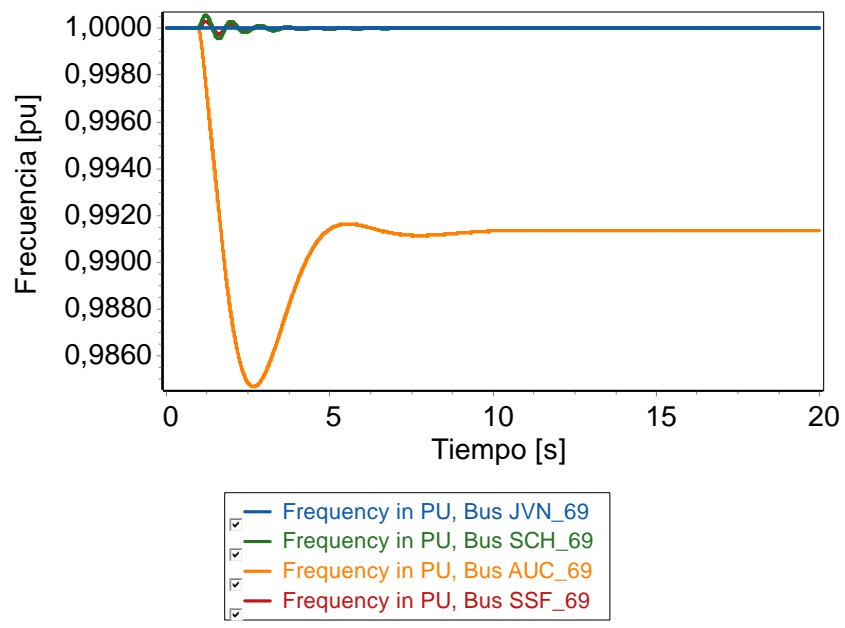


Figura 63 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 11

- **Anexo 7:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 12

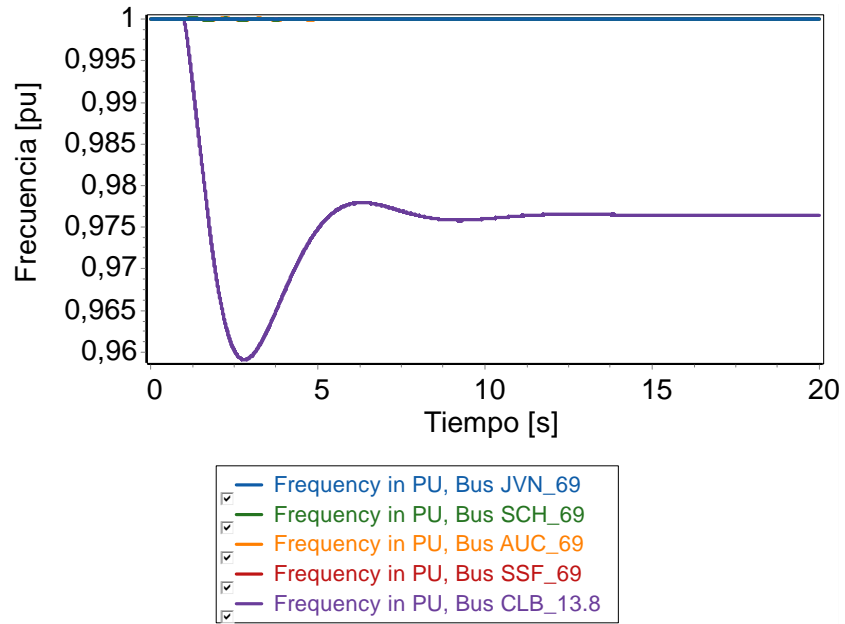


Figura 64 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 12

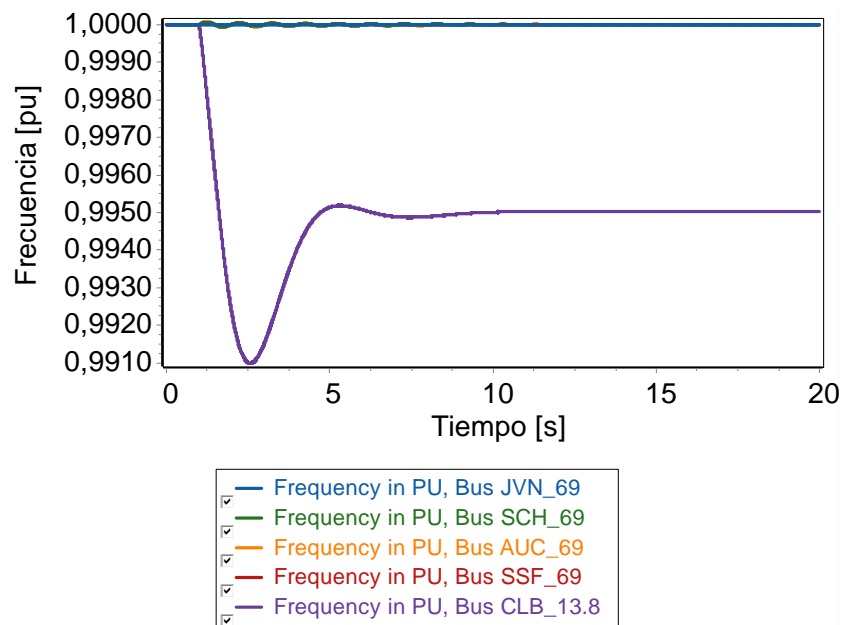


Figura 65 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 12

- **Anexo 8:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 13

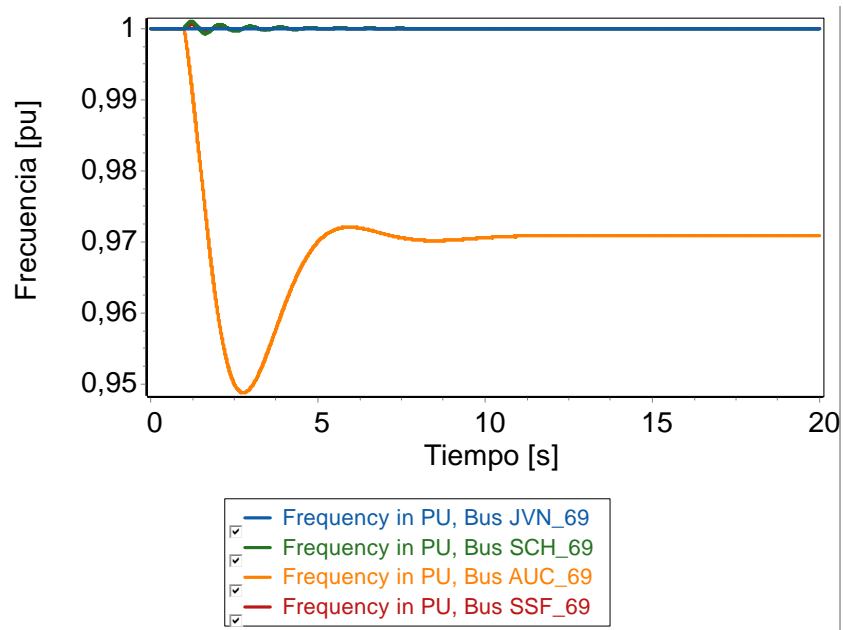


Figura 66 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 13

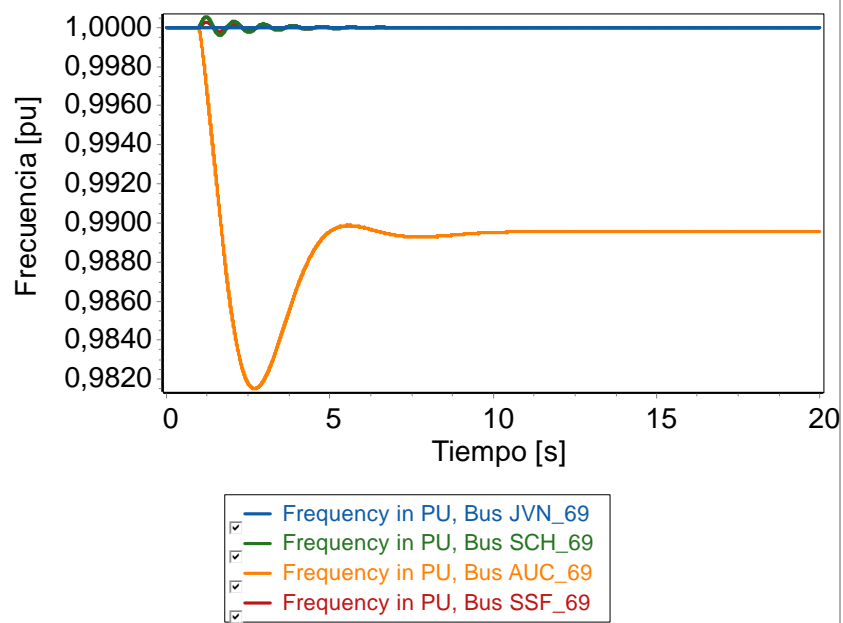


Figura 67 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 13

- **Anexo 9:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 14

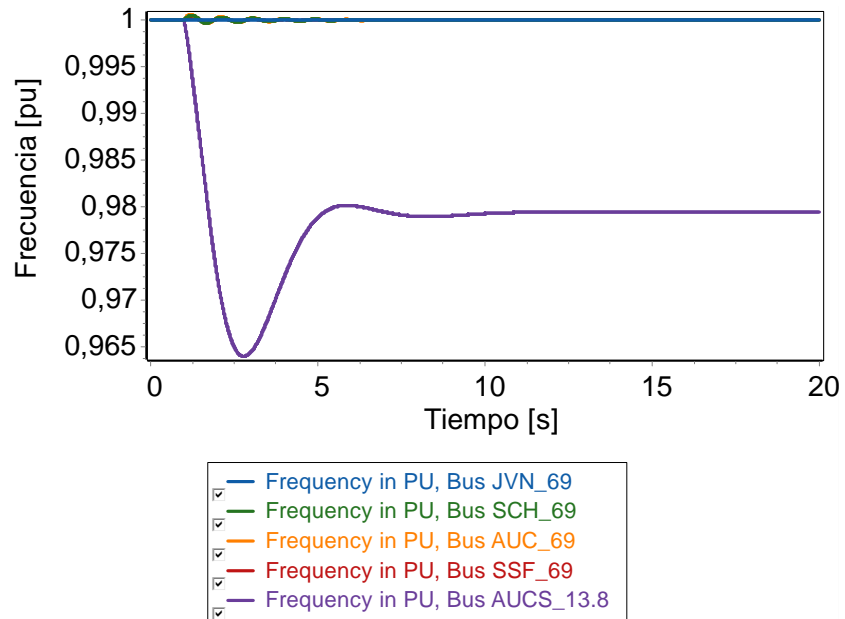


Figura 68 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 14

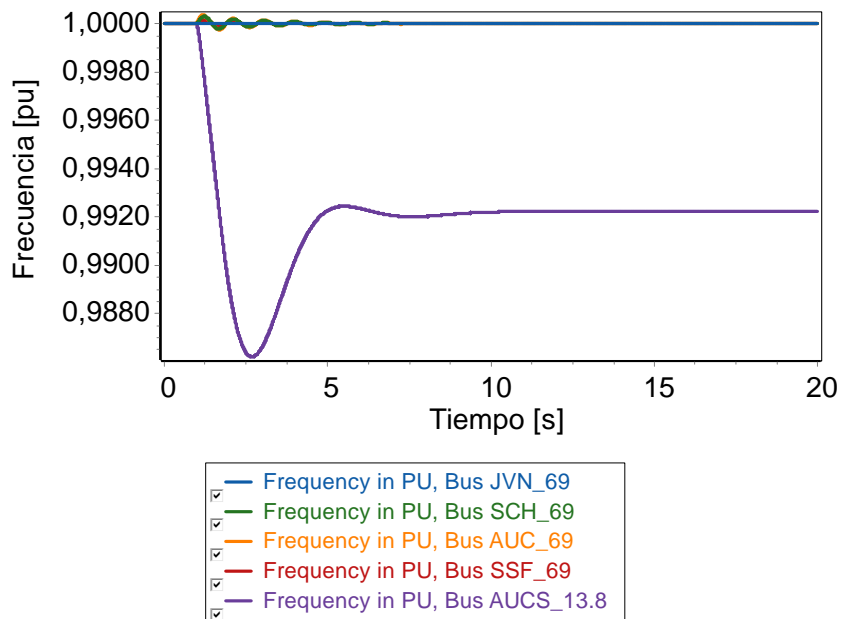


Figura 69 Gráfica del comportamiento 2 de la frecuencia caso 14

- **Anexo 10:** Gráficas del comportamiento de la frecuencia y voltaje caso 15

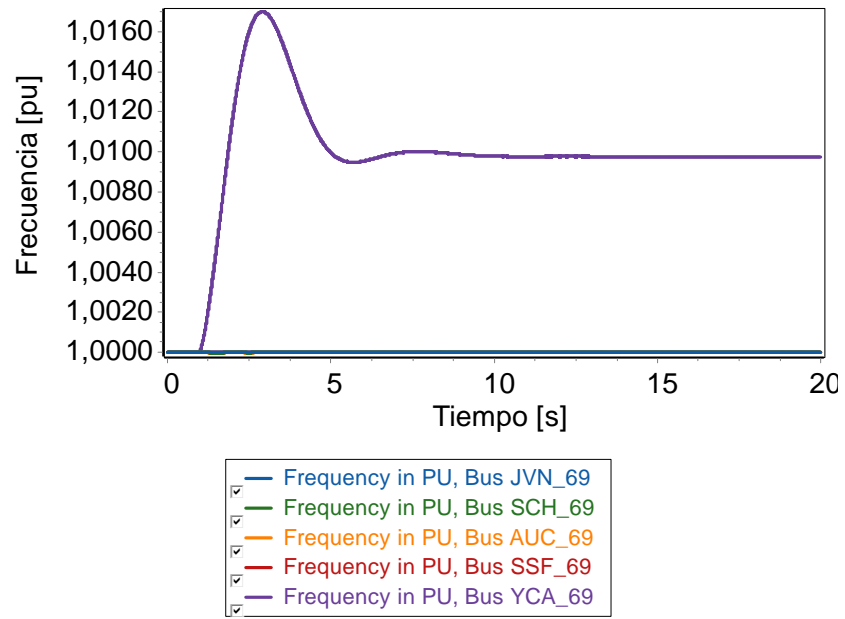


Figura 70 Gráfica del comportamiento de la frecuencia caso 15