



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN PARA EL
SISTEMA PETROLERO EN EL BLOQUE ITT

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en Electricidad
mención sistemas eléctricos de potencia

Autor:
José Augusto Chancusig Toapanta

Tutor:
Jimmy Xavier Toaza Iza, MSc.

LATACUNGA – ECUADOR
2022

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “Requerimientos de Generación para el Sistema Petrolero en el Bloque ITT” presentado por Chancusig Toapanta José Augusto, 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 que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, noviembre, 14, 2022.

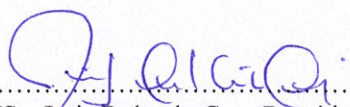


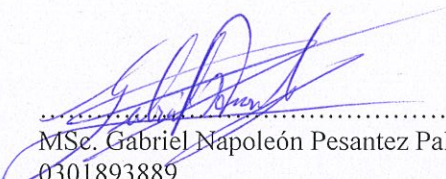
.....
Ing. MSc. Jimmy Xavier Toaza Iza
CC.: 171762106-2

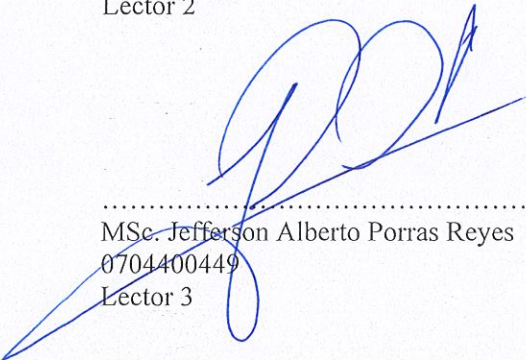
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: Requerimientos de Generación para el Sistema Petrolero en el Bloque ITT, 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 el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, noviembre, 14, 2022


.....
MSc. Luis Rolando Cruz Panchi
0502595176
Presidente del tribunal


.....
MSc. Gabriel Napoleón Pesantez Palacios
0301893889
Lector 2


.....
MSc. Jefferson Alberto Porras Reyes
0704400449
Lector 3

DEDICATORIA

A mis seres queridos y a ti Augustito que sigues mis pasos desde el cielo.
(JACHT)

AGRADECIMIENTO

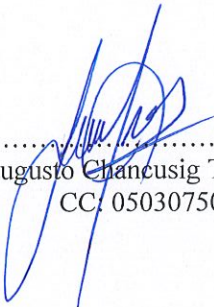
A Dios, por la salud, la vida y por estar siempre en los momentos difíciles.

José Augusto Chancusig Toapanta

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, noviembre, 14, 2022



.....
José Augusto Chancusig Toapanta, MBA.
CC: 050307504-6

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, noviembre, 14, 2022

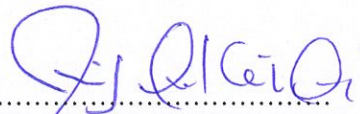


.....
José Augusto Chancusig Toapanta, MBA.
CC: 050307504-6

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: Requerimientos de Generación para el Sistema Petrolero en el Bloque ITT, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, noviembre, 14, 2022

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Luis Rolando Cruz Panchi', written over a dotted line.

MSc. Luis Rolando Cruz Panchi

0502595176

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**Título: Requerimientos de Generación para el Sistema Petrolero en el Bloque
ITT**

Autor: Chancusig Toapanta José Augusto

Tutor: Msc. Jimmy Xavier Toaza Iza

RESUMEN

Este trabajo establece una metodología para la modelación de un sistema eléctrico, se establecen unas premisas para la modelación del sistema de generación propuesto para el Bloque 43 y plantea un procedimiento de validación de los modelos dinámicos de controladores mediante pruebas de step response de Reguladores Automáticos de Voltaje y Reguladores de Velocidad, que posteriormente serán usado en el análisis propuesto.

En el primer capítulo se establece la fundamentación del estado del arte, los fundamentos teóricos y un marco referencial para metodología, el segundo capítulo considera los aspectos técnicos para los eventos de restauración en sistemas eléctricos de potencia, el segundo capítulo considera los aspectos técnicos para justificar la propuesta y presenta una metodología para cumplir los objetivos planteados, como lo es la modelación del SEIP y la validación de los modelos dinámicos de los controladores.

Finalmente, el tercer capítulo detalla ampliamente el análisis de las propuestas, es decir la formación de islas eléctricas en el Bloque 43, el análisis de los sistemas aislados y la determinación de los requerimientos de generación de este subsistema eléctrico para su operación en isla eléctrica, cuando el SEIP se desconecte del SNI.

PALABRAS CLAVE: Operación en Isla, Bloque 43, Generación, Controladores

**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO**

**MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD
MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Title: Generation Requirements for the Oil System in the ITT Block

Author: Chancusig Toapanta José Augusto

Tutor: Msc. Jimmy Xavier Toaza Iza

ABSTRACT

This document establishes a methodology for the modeling of an electrical system, some precise ones are established for the modeling of the generation system proposed for Block 43 and it proposes a validation procedure of the dynamic models of controllers through step response tests of Automatic Regulators of Voltage and Speed Regulators, which will be used later in the proposed analysis.

In the first chapter, the foundation of the state of the art, the theoretical foundations and a referential framework for methodology are established, the second chapter considers the technical aspects for restoration events in electrical power systems, the second chapter considers the technical aspects to justify the proposal and presents a methodology to meet the stated objectives, such as the modeling of the SEIP and the validation of the dynamic models of the controllers.

Finally, the third chapter extensively details the analysis of the proposals, that is, the formation of electrical islands in Block 43, the analysis of isolated systems and the determination of the generation requirements of this electrical subsystem for its operation as an electrical island. when the SEIP disconnects from the SNI.

KEYWORD: Island Operation, Block 43, Generation, Controllers

Carmen del Rocio Peralvo Arequipa con cédula de identidad número: 0501806343
Licenciado/a en: CIENCIAS DE LA EDUCACION, PROFESORA DE ENSEÑANZA
MEDIA EN LA ESPECIALIZACION DE IDIOMAS: INGLES Y FRANCES con número
de registro de la SENESCYT: 1005-03-338952; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado
la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título:
“**REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA PETROLERO EN
EL BLOQUE ITT**” del Ing. José Augusto Chancusig Toapanta, aspirante a magister en
ELECTRICIDAD MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Latacunga, noviembre, 14, 2022



.....
PhD. Peralvo Arequipa Carmen del Rocio
CC: 0501806343

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA	6
1.1. Fundamentación del estado del arte	6
1.2. Estabilidad de los Sistemas de Potencia	6
1.3. Estabilidad de Voltaje.....	7
1.4. Clasificación de la estabilidad de voltaje	8
1.4.1. Estabilidad de voltaje debido a grandes perturbaciones	9
1.4.2. Estabilidad de voltaje debido a pequeñas perturbaciones	9
1.4.3. Estabilidad de voltaje de largo plazo	9
1.4.4. Estabilidad de voltaje de corto plazo	9
1.5. Regulación vigente con respecto a Procedimientos de Despacho y Operación.....	9
1.5.1. Parámetros de Calidad y Seguridad	10
1.6. Técnicas para el análisis de Estabilidad de Voltaje.....	14
1.7. Técnicas Estáticas.....	14
1.7.1. Método de Continuación, perfiles de tensión.....	15
1.7.2. Aspectos fundamentales.....	15
1.7.3. Sistema de barra infinita con una carga	16
1.7.4. Curvas P-V	17
1.7.5. Curvas Q-V	19
1.8. Generadores Sincrónicos.....	20
1.9. Características de la carga.	21
1.10. Marco Teórico Referencial a eventos de restauración en sistemas eléctricos de potencia	22

1.10.1.	Separación controlada del SEP.....	22
1.10.2.	Restauración de la isla al SEP	23
1.10.3.	VARIABLES DE SINCRONIZACIÓN: diferencia de frecuencia, diferencia del ángulo de voltaje y diferencia en la magnitud de voltaje.....	24
1.11.	Fundamentación metodológica.....	25
1.11.1.	Enfoque	25
1.11.2.	Tipo de Investigación	26
1.11.3.	Técnicas de recolección de información	26
1.11.4.	Procedimiento para obtención de la información.....	26
1.12.	Conclusiones del Capítulo I.....	27
CAPÍTULO II. PROPUESTA		28
2.1.	Título del proyecto	28
2.2.	Objetivo del proyecto	28
2.3.	Justificación de la propuesta.....	28
2.4.	Fundamentación de la propuesta	29
2.5.	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados.....	29
2.5.1.	Modelación del Subsistema Eléctrico Shushufindi-EPF-CPT	29
2.5.2.	Fuentes de Información.....	31
2.5.3.	Premisas para la estructuración del Modelo SNI-SEIP.....	32
2.5.4.	Sistema de Generación propuesto para las áreas de estudio EPF y CPT	34
2.5.5.	Validación de los modelos dinámicos de controladores mediante pruebas de step response de Reguladores Automáticos de Voltaje y Reguladores de Velocidad	37
2.6.	Arquitectura, diseños, planos detallados de la propuesta.....	41

2.7.	Requerimientos de software	42
2.8.	Conclusiones del Capítulo II	43
CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA		44
3.1.	Análisis de los resultados	44
3.1.1.	Análisis de estabilidad de voltaje (estabilidad estacionaria).....	44
3.1.2.	Evaluación y dimensionamiento de bancos de capacitores en el área de ECB 48	
3.1.3.	Análisis de estabilidad de voltaje definitivo correspondiente al Proyecto Shushufindi-EPF-CPT	52
3.1.4.	Formación de Islas Eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero-SEIP	57
3.1.5.	Validación de estabilidad de voltaje en CPT bajo el nuevo modelo propuesto.....	58
3.1.6.	Premisas para la formación de islas eléctricas en CPT.....	60
3.1.7.	Sistemas aislados Tiputini-Tambococha.....	61
3.1.8.	Sistema aislado Ishpingo-ISP.....	73
3.1.9.	Determinación del ángulo y tiempo crítico.....	79
3.2.	Evaluación de expertos.....	83
3.3.	Evaluación de usuarios.....	84
3.4.	Conclusiones del Capítulo III.....	84
CONCLUSIONES GENERALES.....		86
RECOMENDACIONES.....		88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		90
ANEXOS		92
ANEXO A. PARÁMETROS DINÁMICOS DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS PROPUESTOS		92

ANEXO B. CONTROLADORES AUTOMÁTICOS PROPUESTOS.....	93
ANEXO C: RESULTADOS ADICIONALES: GENERADOR HYUNDAI...	98
C1. PRUEBAS STEP RESPONSE GOV: CONDICIÓN 1	98
C2. PRUEBAS STEP RESPONSE GOV: CONDICIÓN 2	99
C3. PRUEBAS STEP RESPONSE AVR	99
ANEXO D: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 2: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”	100
D1. UNA (1) MÁQUINA (INESTABLE).....	100
D2. NUEVE (9) MÁQUINA (INESTABLE).....	101
D3. DIEZ (10) MÁQUINA (ESTABLE).....	102
ANEXO E: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 3: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”, 50% DE CARGA CONECTADA.....	104
E1. UNA (1) MÁQUINA (ESTABLE)	104
ANEXO F: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 4: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”, 50% DE CARGA CONECTADA	105
F1. CUATRO (4) MÁQUINAS (INESTABLE)	105
ANEXO G: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 2: SISTEMA AISLADO ISHPINGO, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”, 50% DE CARGA CONECTADA	107
G1. CINCO (5) MÁQUINAS (ESTABLE).....	107
ANEXO H: FLUJOGRAMA DE METODOLOGÍA PROPUESTA	109
ANEXO I: GLOSARIO DE TÉRMINOS	112
ANEXO J: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SSFD-EPF-CPT, ESTADO INICIAL	114

ANEXO K: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SSFD-EPF-CPT, PROPUESTA.....	115
ANEXO L: DIAGRAMAS UNIFILARES.....	116
L1. SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI.....	116
L2. SUBESTACIÓN EPF.....	117
L3. SUBESTACIÓN CPT.....	118
ANEXO M: EQUIVALENTE DE RED (EXTERNAL GRID).....	119
ANEXO N: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 5: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, 25% DE CARGA CONECTADA	122
N1. MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”: UNA (1) MÁQUINA (ESTABLE).....	122
N2. MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”: TRES (3) MÁQUINAS (ESTABLE).....	123
ANEXO O: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 6: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, 75% DE CARGA CONECTADA	124
O1. MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”: DOS (2) MÁQUINAS (ESTABLE).....	124
O2. MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”: SIETE (7) MÁQUINAS (ESTABLE).....	125
ANEXO P: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 3: SISTEMA AISLADO ISHPINGO, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”.	126
P1. 25% DE CARGA CONECTADA: TRES (3) MÁQUINAS (ESTABLE)	126
P2. 75% DE CARGA CONECTADA: NUEVE (9) MÁQUINAS (ESTABLE)	127

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Transferencia de potencia activa	16
Ecuación 2. Transferencia de potencia reactiva	16
Ecuación 3. Ecuación para análisis de curvas PV y QV	16
Ecuación 4. Ecuación de la parábola en el plano (P, Q)	17
Ecuación 5. Ecuación para obtención de la curva P-V	18

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Demanda de Generación Eléctrica y Producción de Fluidos asociada al Bloque 43 [1].....	2
Fig. 2. Clasificación de estabilidad para un SEP [2].....	6
Fig. 3. Modelo de red simplificado, barra infinita.	16
Fig. 4. Dominio de existencia para la solución del flujo de potencia [5].....	17
Fig. 5. Voltaje como función de las potencias activa y reactiva [5].....	18
Fig. 6. Curva P-V [5].....	19
Fig. 7. Curvas Q-V [5].	19
Fig. 8. Sincronización de sistemas aislados [3].....	24
Fig. 9. Recorrido del Sistema de Transmisión Nororiental [14].....	30
Fig. 10. Área externa SNI (Equivalente Dinámico).....	33
Fig. 11. Áreas bajo estudio ECB-EPF-CPT.....	34
Fig. 12. Modelo de Prueba.	38
Fig. 13. Composite model propuesto para los sistemas de control automático de generadores térmicos [16].....	38
Fig. 14. AVR Step response. (a) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del VCO). (b) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del PCU).....	39
Fig. 15. GOV Step response. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c) Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).....	40
Fig. 16. GOV Step response bajo nueva parametrización. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c)	

Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).	41
Fig. 17. Curva P-V en Shushufindi 138 kV.	46
Fig. 18. Curva V-Q en Shushufindi 138 kV.	47
Fig. 19. Curva V-Q en ECB (A) 34.5 kV, alternativa 1.....	49
Fig. 20. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 1.....	49
Fig. 21. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 2.....	50
Fig. 22. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 3.....	51
Fig. 23. Curvas P-V con mayor sensibilidad del SEIP, caso base.	54
Fig. 24. Curvas P-V con mayor sensibilidad del SEIP, alternativa ii.	54
Fig. 25. Curva VQ de ECB (B) 34.5 kV y CPT (B) 34.5 kV con mayor sensibilidad del SEIP.....	55
Fig. 26. Curvas VQ de barras con mayor sensibilidad en CPT, respecto a sus barras de 230 kV.	55
Fig. 27. Curvas VQ de barras con mayor sensibilidad en ECB, respecto a sus barras de 230 kV.	56
Fig. 28. Propuesta de modificación al modelo original para considerar la topología del sistema de subtransmisión de Petroamazonas EP, en el área de CPT.....	58
Fig. 29. Modelo eléctrico definitivo para análisis de operación en isla de las áreas Ishpingo, Tambococha, Tiputini.	58
Fig. 30. Modelo eléctrico de las áreas Tiputini-Tambococha.....	61
Fig. 31. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.....	63
Fig. 32. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida	

formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.	63
Fig. 33. Respuesta de la frecuencia ante un evento de cortocircuito en la barra de CPT 230 kV, seguido de su despeje de falla a los 100 ms.	64
Fig. 34. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.	65
Fig. 35. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVar.	66
Fig. 36. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia Reactiva en MVar. (b) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u.	66
Fig. 37. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.	67
Fig. 38. Modelo eléctrico del área ISP.	73
Fig. 39. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.	74
Fig. 40. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP (controlador AVR) ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVar.	75

Fig. 41. Respuesta de la frecuencia ante un evento de cortocircuito en la barra de CPT 230 kV, seguido del despeje de la falla a los 100 ms.	76
Fig. 42. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.....	77
Fig. 43. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP (controlador AVR) ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.....	78
Fig. 44. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 34.5 kV.....	80
Fig. 45. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 69 kV.....	80
Fig. 46. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 230 kV.....	81
Fig. 47. Determinación del ángulo y tiempo crítico- Cortocircuito trifásico en la barra de EPF 230 kV.....	82
Fig. 48. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de SHUSHUFINDI 230 kV.....	82

INTRODUCCIÓN

El tema de investigación aborda la temática del diseño de redes de transmisión y la explotación de los sistemas de potencia, una vez que se cuente con la modelación del sub sistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV y el dimensionamiento adecuado de las unidades de generación térmica a ser instalado en el Bloque 43 “ITT”, se analizará la operación en isla de este sistema de potencia, dentro de lo cual se verificará el cumplimiento de los parámetros relacionados a la calidad de energía como: nivel de voltaje y frecuencia.

Antecedentes:

El presente trabajo se enmarca en la línea de investigación de la Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia: Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental, específicamente en la sub línea de investigación: Explotación y diseño de Sistemas de potencia.

Planteamiento del problema

El MERNNR, ahora Ministerio de Energía y Minas (MEM) expuso la necesidad de que parte de la demanda del Sector Petrolero Ecuatoriano sea abastecida a través del Sistema Nacional Interconectado (SNI), con el objeto de garantizar la continuidad del suministro de energía en las operaciones del sector petrolero, evitando cualquier paralización de las actividades derivadas de la extracción de este recurso no renovable.

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP a través de su Unidad de Negocio TRANSELECTRIC y PETROAMAZONAS EP, determinaron una demanda del Sector Petrolero de 400 MW, misma que debe ser abastecida desde el Sistema Nacional Interconectado a través de interconexiones o subsistemas de transmisión, que se denominan en su conjunto Sistema de Transmisión Nororiental (STNO).

De la demanda estimada, una vez se ejecuten los proyectos contemplados para el desarrollo del STNO, se abastecerán 270 MW, distribuidos en la siguiente manera:

- Alrededor de 200 MW en el ramal SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”)
- Alrededor de 50 MW en el ramal SSFD – Tarapoa – Cuyabeno
- Alrededor de 20 MW en el ramal Loreto – Oso

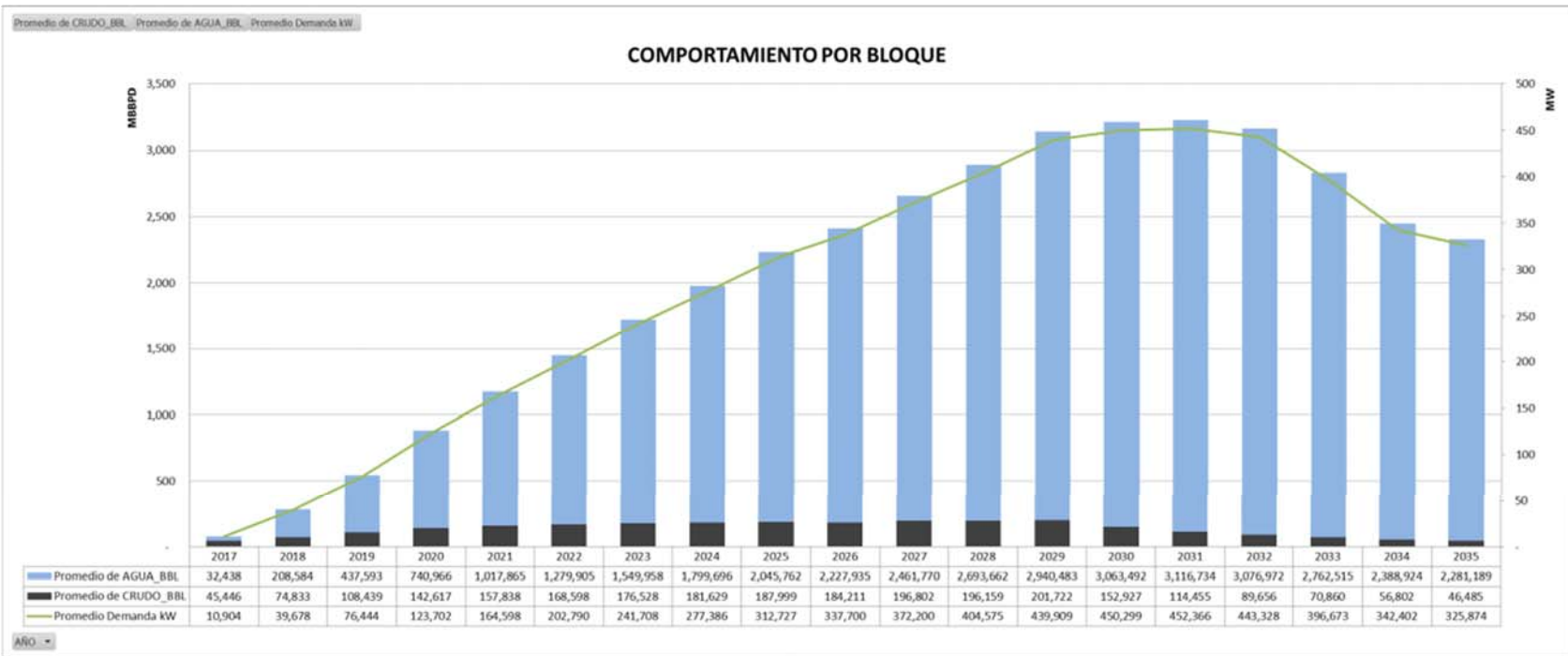


Fig. 1. Demanda de Generación Eléctrica y Producción de Fluidos asociada al Bloque 43 [1].

Según [1], el Bloque Petrolero 43, campo ITT (Ishpingo, Tambococha y Tiputini), es el bloque más productivo del Ecuador, que inició su operación el 2016, el mismo que de acuerdo al perfil de fluidos tendrá una proyección de demanda energética.

En la Fig. 1., se aprecia que, a partir del año 2022, la demanda supera los 200 MW estimados para el ramal o subsistema SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”), en tal sentido se hace necesario tomar medidas correctivas para cubrir la demanda del Bloque 43, siendo la principal medida, la instalación de grupos de generación termoeléctrica en el campo ITT.

Formulación del problema

El perfil de fluidos determinado por PETROECUADOR EP asocia unos requerimientos de demanda a ser cubiertos por el STNO y por una generación propia a ser dimensionada e instalada en el Bloque 43, de forma que las operaciones de extracción del petróleo no sufran paralizaciones.

¿Los requerimientos de generación dimensionados a partir de estudios eléctricos, asegurarán una operación adecuada del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT), dentro de los parámetros normalizados por el Operador Nacional, cómo desviación de la magnitud de voltaje, desviación del ángulo de voltaje y desviación de frecuencia?

Objetivo General

Definir los requerimientos y el tipo de unidades de generación a ser instalados en el Bloque ITT para su operación en isla ante una contingencia mediante la determinación de requerimientos mínimos de potencia activa y reactiva.

Objetivos Específicos

1. Realizar el estado del arte, mediante la búsqueda de fundamentos teóricos y metodológicos que se enmarquen en el tema de investigación, para la modelación del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT).
2. Determinar las necesidades de potencia activa y reactiva para el campo ITT, mediante el análisis de curvas P-V y Q-V para dimensionar compensación estática a ser instalada en las barras del subsistema eléctrico que conforman las estaciones de bombeo.

3. Definir la capacidad, características y sistemas de control de voltaje y velocidad de los grupos electrógenos para la instalación en el campo ITT para analizar la operación en isla del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV.

Sistemas de tareas en relación con los objetivos específicos:

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
1	<ul style="list-style-type: none"> Revisión del manual de usuario del software Power Factory Revisión de bibliografía relacionada al modelamiento de elementos eléctricos (Líneas de Transmisión, Transformadores y Generadores) 	Establecer las características eléctricas de los elementos para el Modelamiento del Subsistema eléctrico	Cálculos en Por Unidad
2	<ul style="list-style-type: none"> Flujos Eléctricos en el Subsistema Shushufindi – EPF – CPT Obtención de Curvas P-V y Q-V 	Flujos de Potencia Necesidades de Potencia Activa y Reactiva del Bloque 43	Análisis de Curvas P-V y Q-V
3	<ul style="list-style-type: none"> Modelamiento de las Máquinas Síncronas Revisión de modelos de reguladores de velocidad y excitatriz Simulación de la operación en isla del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT 	Definición de Capacidades de las máquinas síncronas Definición de un modelo de regulador	Análisis de Curvas de Operación Ajuste de parámetros y simulación Análisis de resultados de la simulación

Elaborado por o fuente: José Chancusig

Justificación

La construcción de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW de capacidad instalada definió un sistema de transmisión a 500 kV y 230 kV para evacuar la energía producida por esa central.

El sistema de transmisión a 230 kV, entre las subestaciones eléctricas San Rafael – Jivino – Shushufindi tiene por objeto atender los requerimientos de demanda de la Zona Nororiental del Ecuador, siendo el principal demandante el sector petrolero, por lo que se hace necesario el desarrollo del subsistema de transmisión eléctrica SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”), para abastecer las facilidades petroleras existentes.

A partir del cuarto trimestre del 2017, entro en operación una conexión temporal a nivel de 69 kV para atender los 34 MW que demanda la empresa estatal PETROAMAZONAS EP, la cual se alimenta desde la Subestación Jivino de CELEC EP – TRANSELECTRIC a través de la L/T Jivino – Shushufindi, hasta poder contar con un sistema de transmisión confiable que permita atender la demanda de PETROAMAZONAS EP desde la subestación Shushufindi.

El presente trabajo pretende definir los requerimientos de generación a ser instalados en el Bloque 43 “ITT” para su operación en isla ante una contingencia, así como analizar la operación del subsistema de transmisión SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”) a 230 kV con la incorporación de estas unidades de generación.

Hipótesis

Mediante el análisis de curvas P-V y Q-V se determinará las necesidades de potencia activa y reactiva para el campo ITT. La instalación de unidades de generación térmica en el Bloque 43 “ITT”, con capacidades adecuadas (Potencia Aparente y Potencia Mínima) y los sistemas de control de voltaje y velocidad de las máquinas sincrónicas permitirán analizar la operación en isla del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA

1.1. Fundamentación del estado del arte

Previo al desarrollo de la investigación, se hace necesario establecer un marco teórico sólido, de tal forma que el fundamento teórico desarrollado en esta sección apalanque el cumplimiento de los objetivos planteados.

1.2. Estabilidad de los Sistemas de Potencia

De acuerdo con [2], un Sistema Eléctrico de Potencia-SEP típico consiste en un proceso industrializado, multivariable y de alto orden cuya respuesta dinámica está influenciada por una gran serie de elementos con características y comportamientos diferentes. Dado que la estabilidad del SEP representa ser un único problema, este no puede ser tratado como tal, puesto que las distintas formas de inestabilidad que se pueden presentar tienen cada una, distintos comportamientos y que deben ser analizados de forma exclusiva; bajo estas consideraciones se es necesario una adecuada clasificación, como la que se indica a continuación:

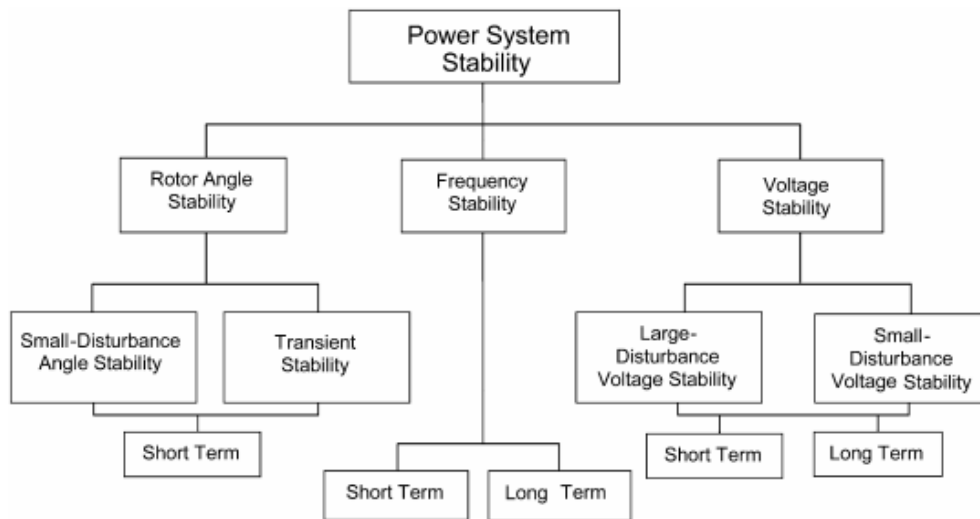


Fig. 2. Clasificación de estabilidad para un SEP [2].

De acuerdo con [2] y con base a analizar el fenómeno de estabilidad de voltaje particular para el proyecto Shushufindi-EPF-CPT, se define a la estabilidad de voltaje como la habilidad del SEP para mantener voltajes estáticos y seguros en

todas las barras del sistema, luego de la presencia de una perturbación. La sucesión de eventos que parten de la inestabilidad puede conllevar a voltajes atípicamente bajos en una o varias partes del sistema, problema al cual es conocido como “colapso de voltaje”.

Por otra parte, cuando el SEP experimenta perturbaciones en sus elementos estos eventos pueden provocar la pérdida de estabilidad referente al ángulo de rotor, voltaje o frecuencia; lo que puede conllevar a colapsos parciales o totales del sistema. Después de este tipo de perturbaciones, el SEP debe restaurarse a un estado energizado e interconectado. De acuerdo con [3], si el sistema experimenta un evento que desencadena la creación involuntaria de islas eléctricas, en esta circunstancia se menciona la existencia de una “condición de restauración del sistema”, siendo estas clasificadas en 3 grandes grupos que son:

- **Blackout total del sistema:** condición posterior a la perturbación en que todo el sistema se desenergiza.
- **Blackout parcial del sistema:** condición posterior a la perturbación en que parte del sistema se desenergiza.
- **Sistema aislado:** se considera aislado, después de la ocurrencia de la perturbación, cuando pequeños focos de generación permanecen operativos pero aislados del resto del sistema. Esto implica que una parte de la carga permanece siendo abastecida por parte de la isla eléctrica formada.

1.3. Estabilidad de Voltaje

Según [4], la estabilidad de voltaje es la habilidad del sistema de potencia para mantener un estado aceptable de voltaje en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación luego de estar sujeto a una perturbación. Un sistema entra en estado de inestabilidad de voltaje cuando una perturbación, incrementa la demanda de la carga o cambios en el sistema causan una progresiva y descontrolada caída de voltaje. El principal factor causante de la inestabilidad es la inhabilidad del sistema de potencia para conocer la demanda de potencia reactiva. El corazón del problema es usualmente la caída de voltaje que ocurre cuando el flujo de potencia activa y reactiva atraviesa inductancias asociadas a las líneas de transmisión.

Como indica [5], el análisis de estabilidad de voltaje puede llevarse a cabo mediante dos métodos diferentes, los métodos estáticos y las simulaciones en el dominio del tiempo. Muchos aspectos de los problemas de estabilidad de voltaje se pueden analizar eficazmente haciendo uso de los métodos estáticos, los cuales evalúan la viabilidad del punto de equilibrio presentado por una condición de operación específica del sistema de potencia. Las técnicas de análisis estático permiten analizar un amplio rango de condiciones del sistema de potencia, pueden dar un conocimiento profundo de la naturaleza del problema e identificar los factores clave de contribución al colapso.

El análisis de estabilidad de voltaje en el subsistema de transmisión eléctrica SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”) a 230 kV, se lo realizará a través de métodos estáticos, como: curvas PV y curvas QV. El análisis de estabilidad de voltaje estático está basado en el modelo de flujo de carga convencional.

Por otro lado [6], define la inestabilidad de voltaje como el intento de la dinámica de la carga para restaurar el consumo de potencia además de la combinación de la capacidad del sistema de transmisión y generación.

El colapso de voltaje típicamente ocurre en sistemas de potencia que están altamente cargados, fallan y/o tiene deficiencia de potencia reactiva. Hay algunos cambios conocidos en los sistemas de potencia que contribuyen al colapso de voltaje, como: incremento en la carga (como la investigación propuesta); generadores, compensación sincrónica o SVC alcanzando sus límites de potencia reactiva; acción de los cambiadores de toma bajo carga OLTC en los transformadores de potencia; recuperación dinámica de la carga; disparo de líneas o salida de generación. De acuerdo a [5], el colapso de voltaje puede también ser causado por un cambio en cascada en el sistema de potencia, como: una serie de disparos en las líneas de transmisión con generadores que han alcanzado sus límites de potencia reactiva.

1.4. Clasificación de la estabilidad de voltaje

Este tipo de estabilidad puede ser analizada de acuerdo con la magnitud de la perturbación y al tiempo de duración del fenómeno bajo análisis.

1.4.1. Estabilidad de voltaje debido a grandes perturbaciones

Como lo indica [2], la estabilidad de voltaje a grandes perturbaciones hace referencia a la habilidad del SEP para mantener voltajes adecuados luego de la presencia de una perturbación severa, como eventos de cortocircuitos, pérdida de generación y, en general, distintas contingencias en el sistema. La habilidad está determinada por la topología del sistema, características de la carga e interacciones de controladores de voltaje sean estos continuos o en pasos discretos.

1.4.2. Estabilidad de voltaje debido a pequeñas perturbaciones

Según [2], la estabilidad de voltaje a pequeñas perturbaciones, hace referencia a la habilidad del SEP para mantener voltajes adecuados frente a perturbaciones pequeñas como cambios incrementales en la carga del sistema. Está influenciada por la característica de la carga, controladores automáticos de generadores, en un marco de tiempo específico.

1.4.3. Estabilidad de voltaje de largo plazo

Envuelve a equipos del sistema cuya respuesta es lenta como cambiadores de taps en transformadores, cargas controladas térmicamente, etc. El rango de tiempo en que se manifiesta el fenómeno puede extenderse a varios minutos y es necesario periodos de simulación largos para analizar su comportamiento dinámico.

1.4.4. Estabilidad de voltaje de corto plazo

Involucra a cargas de actuación relativamente rápidas como motores de inducción, cargas no lineales y convertidores estáticos de potencia. El periodo de tiempo en que se manifiesta el fenómeno se encuentra en el orden de varios segundos y su análisis es similar al análisis de estabilidad de ángulo de rotor.

1.5. Regulación vigente con respecto a Procedimientos de Despacho y Operación

De acuerdo con la regulación CONELEC 006/00, “Planificación Operativa Energética del Sistema Nacional Interconectado” se establece lo siguiente:

1.5.1. Parámetros de Calidad y Seguridad

La operación del SNI deberá cumplir con los parámetros de calidad y seguridad establecidos en las regulaciones correspondientes de acuerdo con el estado en que se encuentre: condiciones de estado estacionario, estado transitorio y estado dinámico.

a. Estado Estacionario

- **Voltaje:** referente a los índices para el control de voltaje se observará lo establecido en la regulación vigente sobre transacciones de potencia reactiva en el MEM.
- **Generación de Potencia Reactiva:** Se observará lo indicado en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- **Cargabilidad:** la máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- **Armónicos:** Las formas de onda de voltaje y corriente con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirán los requisitos establecidos por la norma ANSI/IEEE 519, mientras no exista Norma Técnica Nacional aplicable.

b. Estado transitorio

Las unidades de generación del SNI deben ser capaces de soportar una falla trifásica durante 100 ms en bornes del lado de Alto Voltaje del transformador de la unidad sin perder estabilidad de ángulo con relación a las demás unidades del sistema. El tiempo de 100 ms corresponde a la velocidad de actuación de la protección principal del elemento en falla.

c. Estado Dinámico

El planeamiento de la operación eléctrica se lo ejecutará considerando los siguientes criterios generales:

- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos a 230 kV, 138 kV, o en uno de los transformadores 230/138 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal y con la pérdida definitiva del circuito en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático en la etapa de planificación.
- El SNI debe permanecer estable bajo una falla bifásica a tierra en los dos circuitos a 230 kV o 138 kV, cuando los dos circuitos van instalados en la misma torre, con despeje de la falla por operación normal de la protección} principal y con la pérdida definitiva de los circuitos en falla, es decir no se debe considerar la operación del recierre automático de ninguno de los circuitos en la etapa de planificación.
- En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitorio no debe estar por debajo de 0.8 pu, durante más de 500 ms.
- Una vez despejada la falla y eliminado el circuito o los circuitos del sistema, según el caso, el voltaje no debe permanecer por debajo de 0.8 pu, por más de 700 ms en el proceso de simulación de estabilidad dinámica.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.
- Las oscilaciones de los ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán tener amortiguamiento positivo, es decir, en la simulación se chequeará que el sistema llegue a una nueva situación de equilibrio.
- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente, pero después de 10 segundos de ocurrida la contingencia, esta no deberá exceder

el 10% de la capacidad. En el nuevo punto de equilibrio durante la simulación de la contingencia, la potencia reactiva de los generadores deberá estar dentro de la capacidad de régimen permanente.

- Durante la etapa de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia 230/138 kV en el nuevo punto de equilibrio que se alcanzaría después de la simulación de la contingencia. La capacidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA.
- En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Una sobrecarga en líneas del 10% debe ser eliminada en el siguiente periodo de generación mediante el redespacho económico del CENACE.
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 pu.
- Durante el proceso oscilatorio y en el nuevo punto de equilibrio la frecuencia del sistema no debe ser inferior a 57.5 Hz ni superior a 63 Hz. Para frecuencias inferiores a 59.5 Hz se debe implementar un esquema de alivio de carga.
- El voltaje máximo permitido en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será del 1.15 pu. El voltaje máximo transitorio permitido en el sistema de potencia durante un rechazo de carga será de 1.3 p.u.
- El Sistema debe estar diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (N-1). Se entiende por consecuencia grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultara:
 - Inestabilidad del SNI.
 - Sobrecarga de líneas y/o transformadores por más de quince (15) minutos.
 - Desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.

- Para este criterio se permite la separación del Sistema de potencia en islas, la desconexión de carga o desconexión de generación por disparos de líneas.
- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es despejada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- Las corrientes e impedancias vistas por los relés aledaños deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control (PSS) de las unidades de generación del SNI, y, como último recurso, limitar las transferencias de potencia por el sistema de transmisión.
- En forma transitoria, y hasta cuando el SNI disponga de medios adecuados de control de voltaje, la barra de 230 kV de la subestación Molino operará con un voltaje de 1.065 pu (245 kV) para compensar el perfil de voltaje del Sistema Nacional de Transmisión. La supervisión de la generación (manual o automática), deberá ser constante y permanente; mediante la cual se deberá mantener el equilibrio entre la generación y la demanda conforme a las políticas operativas establecidas.
- El control de la frecuencia primaria del SNI se llevará a cabo a través del regulador de velocidad localizado de cada unidad generadora. Los ajustes de los gobernadores serán determinados por el CENACE. El control de la frecuencia secundaria del SNI se realizará a través del AGC.

- El control de voltaje deberá ser constante y el CENACE deberá vigilar que sus valores no excedan de los límites establecidos en las normas vigentes. El voltaje del SNI se controlará a través de:
 - a) Los equipos de compensación del sistema (capacitores y reactores).
 - b) Los cambiadores automáticos bajo carga (OLTC) o reguladores de voltaje en los transformadores de unidad.
 - c) Reguladores de voltaje (AVR) en los generadores.

1.6. Técnicas para el análisis de Estabilidad de Voltaje

Según [7], el estudio de la Inestabilidad de Voltaje es uno de los pilares fundamentales dentro de la planificación y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Dentro de estos estudios, algunas metodologías analíticas han sido propuestas y aceptadas para la realización de investigaciones sobre estos problemas, como:

- Método del valor singular mínimo
- Flujo de carga continuado
- Métodos del punto de colapso
- Métodos de optimización
- Análisis modal
- Técnicas de análisis dinámicas (análisis de bifurcaciones Hopf o simulación en el dominio del tiempo).

1.7. Técnicas Estáticas

De acuerdo con [7], el estudio de la inestabilidad de voltaje se centra fundamentalmente en dos aspectos:

- Determinar cuán lejos se encuentra operando el sistema de potencia desde el punto donde se alcanza el colapso de voltaje. Para esto se utilizan los métodos de continuación, los métodos del punto de colapso o los métodos de optimización para un aumento de carga dada y con el correspondiente redespacho de generación.

- Identificar los nodos o áreas propensas a la ocurrencia del fenómeno del colapso de voltaje usando en análisis nodal.

1.7.1. Método de Continuación, perfiles de tensión

Según [8], los perfiles tensión, también conocidos como curvas QV y PV, son usadas para la determinación de la proximidad al colapso, de tal forma que los operadores de la red de transmisión pueden tomar medidas para evitar las pérdidas del sistema.

Por otro lado [9], señala que los cambios de voltaje no son una buena forma de detectar la proximidad al colapso o detectar el efecto de los límites o contingencias sobre la cargabilidad del sistema, particularmente en barras bien compensadas o barras que no pertenecen al área crítica. Así pues, esta técnica es usada como una alternativa al método directo, así como para obtener información adicional sobre el comportamiento del voltaje en las barras del sistema.

Para el desarrollo del trabajo de investigación se plantea el análisis de las curvas QV y QV para la determinar los requerimientos de generación en el Bloque 43 “ITT”, a continuación, se realiza una breve exposición del tema.

1.7.2. Aspectos fundamentales

En un sistema de potencia se pueden simular aumentos de carga de distintas maneras, de acuerdo con cómo se elija el tipo de barra en que se desea aumentar la carga, ya sea activa o reactiva o una combinación de las dos; y a las proporciones relativas de los aumentos entre las cargas elegidas. Cuando se elige una de estas formas de aumentar la carga, se dice que se ha seleccionado una dirección de carga en el sistema. Esto significa que se selecciona para cada barra j los valores de incrementos básicos de potencia activa ΔP_j y de potencia reactiva ΔQ_j , de forma que las cargas en esa barra se incrementen desde un estado inicial P_{0j} y Q_{0j} , a medida que aumenta el parámetro escalar de carga λ , de acuerdo con una ley de la forma $P_j = P_{0j} + \lambda \Delta P_j$ y $Q_j = Q_{0j} + \lambda \Delta Q_j$

1.7.3. Sistema de barra infinita con una carga

Para iniciar el modelo matemático de la estabilidad de voltaje, se analiza un modelo de red simplificado, constituido por un generador y una carga.



Fig. 3. Modelo de red simplificado, barra infinita.

Para una mayor simplicidad, se desprecia la resistencia de la línea de transmisión de nuestro modelo de la Fig. 3, se toma como referencia de fuente ideal de voltaje el fasor de referencia $E = E \angle 0^\circ$, además la magnitud de voltaje de carga y ángulo de fase por V y θ respectivamente. Del modelo de red simplificado se obtiene las expresiones de transferencia de potencia activa y reactiva:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta$$

Ecuación 1. Transferencia de potencia activa

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta$$

Ecuación 2. Transferencia de potencia reactiva

Las expresiones anteriores representan las ecuaciones de flujo de potencia de un sistema sin pérdidas. Para una carga dada (P y Q), ellas tienen que ser resueltas con respecto a las variables V y θ , a partir de estas últimas, las variables restantes deben ser calculadas.

Eliminando la variable θ , de la Ecuación 1 y Ecuación 2, obtenemos:

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0$$

Ecuación 3. Ecuación para análisis de curvas PV y QV

La Ecuación 3 permite obtener las curvas PV y QV, es una ecuación de segundo orden con respecto a V . La condición para tener al menos una solución es:

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0$$

Ecuación 4. Ecuación de la parábola en el plano (P, Q)

La Ecuación 4 corresponde a una parábola en el plano (P, Q) como se indica a continuación. Todos los puntos dentro de la parábola satisfacen la Ecuación 4 y por lo tanto conducen a dos soluciones del problema de flujos de potencia.

Fuera de la curva no hay solución, mientras que sobre la línea de la curva existe una simple solución. Esta parábola es el lugar geométrico de todos los puntos de máxima potencia. Puntos con potencias negativas corresponden a una máxima generación, mientras que cada punto con P positiva corresponden a la máxima carga con un factor de potencia dado.

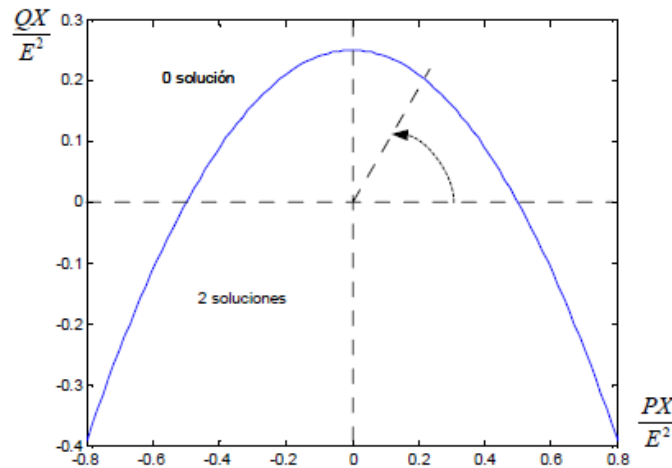


Fig. 4. Dominio de existencia para la solución del flujo de potencia [5].

1.7.4. Curvas P-V

De acuerdo con [5], las curvas P-V relacionan el nivel de cargabilidad del sistema con el nivel de voltaje de una barra dada, son muy utilizadas en el análisis estático de la estabilidad de voltaje.

Al dividir la Ecuación 3 por la tensión E^4 , obtenemos:

$$v^4 + (2q-1)v^2 + p^2 + q^2 = 0$$

Ecuación 5. Ecuación para obtención de la curva P-V

Donde: $V/E=v$; $PX/E^2=p$ y $QX/E^2=q$

La Ecuación 5 define una superficie en el espacio y se puede observar el comportamiento del sistema de potencia.

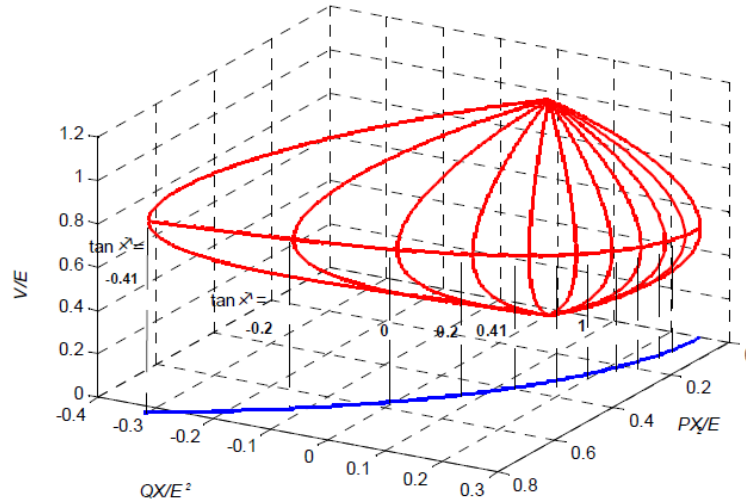


Fig. 5. Voltaje como función de las potencias activa y reactiva [5].

Los meridianos dibujados con líneas rojas en la Fig. 5 corresponden a las intersecciones con los planos verticales $Q=P*\tan\Phi$, para Φ variando de acuerdo con la Fig. 6. Proyectando estos meridianos en el (P, V) se obtienen las curvas de voltaje de carga como una función de la potencia activa, para varios $\tan\Phi$.

Las curvas mostradas en la Fig. 6, son generalmente referidas como curvas P-V o curvas nariz, que según [5] juegan un papel importante en el entendimiento y explicación de la inestabilidad de voltaje.

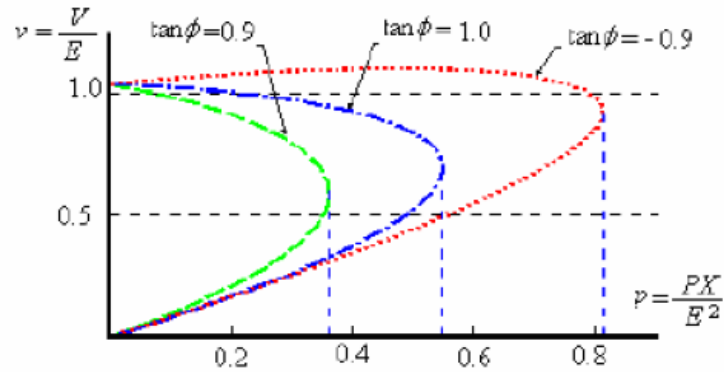


Fig. 6. Curva P-V [5].

1.7.5. Curvas Q-V

De acuerdo con [5], la curva Q-V expresa la relación entre la potencia reactiva suministrada en una barra dada y el voltaje de esa barra. Podemos construir las curvas Q-V partiendo de las curvas P-V de la Fig. 6. Para los valores constantes de P, anotamos los valores de v y q (dos pares para cada facto de potencia) y se grafican. En la Fig. 7 se muestra el resultado.

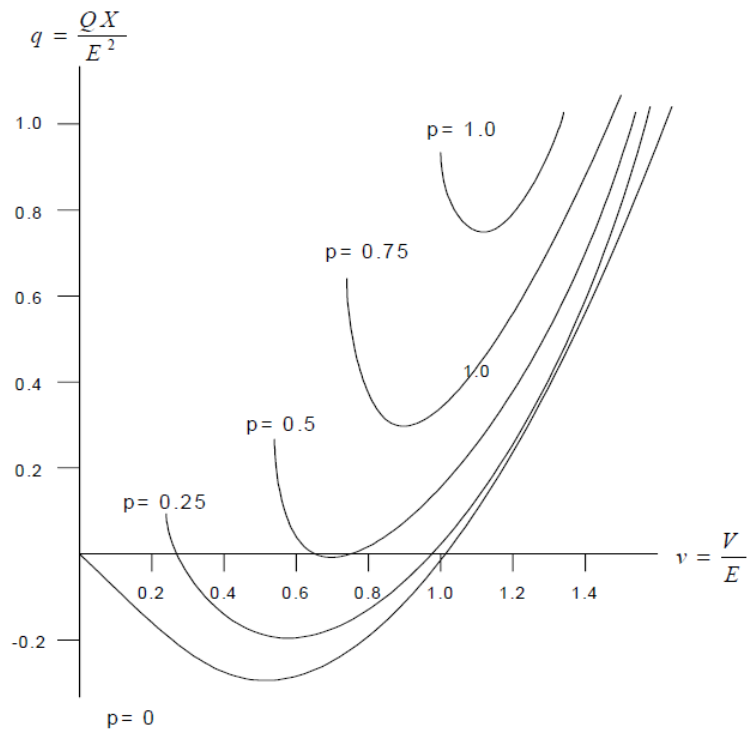


Fig. 7. Curvas Q-V [5].

Según [5], para sistemas de potencia grandes, las curvas son obtenidas para una serie de simulaciones de flujos de potencia. Esto consiste en conectar un generador ficticio con una potencia activa nula y registrando la potencia reactiva producida mientras se varía el voltaje V . En programas computacionales, la barra es convertida a barra de control sin límites de potencia reactiva, debido a que no produce alguna potencia activa, este generador ficticio es referido como un compensador sincrónico, ya que el voltaje es tomado como una variable independiente, es común usar V como abscisa y producir curvas V-Q en lugar de curvas Q-V.

Por otro lado [7], señala que el análisis de las curvas Q-V se basa en determinar el colapso de voltaje como un indicador de que existe un inadecuado balance de potencia reactiva en uno o más barras del sistema, en resumen, este método consiste en aumentar el consumo de reactivos en una barra de la red de transmisión hasta llegar a su colapso.

1.8. Generadores Sincrónicos

De acuerdo con [5], los generadores sincrónicos son una fuente primaria de potencia reactiva y son en gran medida responsables de mantener un buen perfil de voltaje en todo el sistema de potencia. Consecuentemente sus características y sus limitaciones son de mucha importancia para el análisis de estabilidad de voltaje. Estos generadores son sus controles con los equipos más complejos dentro de los sistemas de potencia.

Según [10], la estabilidad de los generadores y sistemas de potencia, son uno de los temas más importantes y fundamentales en los estudios de los sistemas eléctricos de potencia. Por lo tanto, vale la pena considerar varios parámetros que afectan la estabilidad del sistema. En los últimos años, la estabilidad de los generadores ha sido evaluada indirectamente mediante la investigación del efecto de algunos problemas, como la variación de carga o las características de la línea de transmisión en las curvas de capacidad.

Las curvas de capacidad son proporcionadas por los fabricantes en condiciones estándar. Se usan para cargar a los generadores sincrónicos en diferentes condiciones de funcionamiento, sin exceder los límites diseñados. Según [11], algunos de los aspectos más importantes que se presentan en el plano P-Q, por las

curvas de capacidad: estabilidad dinámica, la estabilidad en estado estable, los límites de corriente del estator y del rotor y las restricciones térmicas.

De acuerdo con [5], las curvas son importantes por:

- La potencia de carga máxima es reducida severamente cuando la corriente de campo del generador alcanza su límite
- El límite de potencia reactiva del generador afecta el límite de potencia activa, lo cual se muestra una vez que la inestabilidad de voltaje involucra una fuente de acoplamiento entre potencia activa y reactivo.

Otros aspectos importantes son los controladores de frecuencia ya que luego de un incidente tal como la salida de líneas de transmisión o de generadores, los voltajes de la red de transmisión usualmente decaen, causando que la potencia de la carga sensible al voltaje también descienda, el generador reacciona debido a los efectos del gobernador.

Por otro lado, el control automático de voltaje (AVR) es uno de los dispositivos de mayor importancia en el control de voltaje de un sistema de potencia. Bajo condiciones normales, el voltaje en los terminales del generador es mantenido constante. Durante condiciones bajas del sistema, la demanda de potencia reactiva es los generadores podría exceder su límite de corriente de armadura o corriente de campo. Cuando la producción de potencia reactiva es limitada, el voltaje terminal no es mantenido constante por mucho tiempo.

1.9. Características de la carga.

Como lo señala [5], la característica de la carga es una expresión que da la potencia activa o reactiva consumida por la carga como una función del voltaje, para esto las más usadas son: características de carga con modelo exponencial y la característica de la carga de modelo polinomial.

- Los motores de inducción son cargas especiales desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje debido a:
 - Es una carga de restauración rápida en una franja de tiempo de un segundo
 - Es una carga con bajo factor de potencia y alta demanda de potencia reactiva

- Es propensa al frenado, cuando el voltaje es bajo o la carga mecánica es incrementada.

Los cambiadores de tomas bajo carga OLTC juegan un papel importante en la estabilidad de voltaje. Luego de una perturbación, las disminuciones de voltaje dan un alivio temporal, sin embargo, en menos de un minuto, el cambiador de tomas bajo carga comienza a restaurar el voltaje del lado de la carga y por tanto incrementa los requerimientos de potencia reactiva en una determinada barra.

1.10. Marco Teórico Referencial a eventos de restauración en sistemas eléctricos de potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia ocasionalmente experimenta eventos de fallas y violaciones en sus límites de seguridad estacionaria/dinámica, lo que conlleva a que parte del sistema permanezca intacto después de la pérdida de distintos equipos individuales (contingencias) por actuación de su sistema de protección.

En otra instancia, una perturbación en el sistema puede resultar en el colapso de varias partes, ocasionando la presencia de los fenómenos tanto de inestabilidad de voltaje como de frecuencia. Seguidamente de este tipo de fallas, el sistema debe ser restaurado a un estado energizado e interconectado.

Los estudios de sincronización analizan los problemas de sincronismo relacionados con la restauración del SEP. Cuando existe un proceso de sincronización, a través de la acción de un interruptor de potencia entre dos partes energizadas del sistema, si este proceso no se realiza de manera adecuada puede resultar en una perturbación que consecuentemente afecta en gran manera tanto al aislamiento como al equipamiento eléctrico de las subestaciones. Las variables de sincronización a considerar corresponden a:

- Diferencia en la magnitud de voltaje ΔV
- Diferencia angular $\Delta\theta$
- Diferencia en frecuencia Δf

1.10.1. Separación controlada del SEP

Como lo indica [12], el objetivo de la separación controlada en islas corresponde a limitar la fuente del disturbio y las áreas afectadas en una mínima región tan pronto

sea posible. De manera general, encontrar una estrategia adecuada para la formación de islas es un problema de difícil solución a causa del crecimiento exponencial del espacio de búsqueda con el número de vínculos de transmisión existentes, sin contar que es necesario garantizar la rapidez en las maniobras necesarias (estrategia de formación de la isla) con el fin de evitar el colapso total del sistema.

En la formación de la isla se debe considerar lo siguiente:

- i) Mantener un adecuado balance generación/carga para evitar grandes excursiones de frecuencia y minimizar la cantidad de carga a deslastrar.
- ii) Determinar los vínculos de transmisión a ser desconectados para formar cada isla.

Un importante criterio para determinar los límites de la isla eléctrica es el minimizar el despacho de potencia activa y el balance de la carga. El criterio está dirigido a regular la frecuencia del sistema dentro de límites permitidos; sin embargo, el balance de potencia reactiva no está incorporada dentro de los análisis de reconfiguración del sistema. La potencia reactiva juega un papel importante para el soporte de los perfiles de voltaje dentro de la isla. Para mantener el perfil de voltaje y frecuencia en la isla dentro de límites aceptables, es conveniente considerar tanto el balance de potencia activa y reactiva dentro de las técnicas de reconfiguración del sistema.

1.10.2. Restauración de la isla al SEP

De acuerdo con la publicación [3], la isla eléctrica puede formarse de manera involuntaria cuando una perturbación resulta en la separación del sistema interconectado. Una vez desarrollada la isla, las acciones del operador del sistema deben ser encaminadas en estabilizar el voltaje y frecuencia de la isla. La isla puede sincronizarse cuando cada subsistema formado se encuentre en un estado cuasi/estacionario y dentro de límites operativos adecuados, donde estos límites son particulares para cada sistema. La falta de planificación en la restauración del SEP puede llevar a situaciones en que parte de los subsistemas restaurados deban ser desenergizados para lograr sincronizar áreas donde se encuentre el equipo de sincronización adecuado.

Para ejemplificación de cómo realizar las adecuadas acciones en la sincronización de dos sistemas aislados, en la Fig. 8 se consideran dos islas eléctricas que han sido restauradas después de la presencia de una perturbación y que van a operar paralelamente mediante la acción de cierre del disyuntor de potencia. El vínculo de transmisión corresponde a un sistema doble circuito.

En primer lugar, la operación aislada de estos dos sistemas hace que tengan frecuencias de operación distintas; por tal motivo, previo a la sincronización, se debe monitorear las variables de sincronización en los extremos del disyuntor abierto con el fin de verificar que éstas se encuentren dentro de límites adecuados, previo a su cierre. De no tener condiciones adecuadas, las acciones del operador pueden basarse en el ajuste del despacho de potencia activa y carga conectada para lograr la adecuada regulación de frecuencia y ángulo.

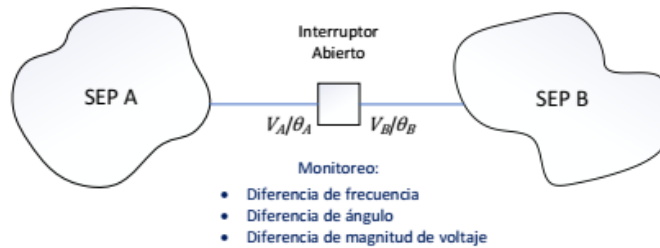


Fig. 8. Sincronización de sistemas aislados [3].

Logrado que el primer vínculo de transmisión entre las islas este en servicio, la frecuencia entre las dos islas es la misma; por tanto, para establecer en operación al segundo vínculo entre estos dos sistemas se necesita de un relé de sincronización, puesto que se debe garantizar que el ángulo de fase y la diferencia de magnitudes de voltaje entre los puntos energizados se encuentren dentro de rangos aceptables previo a la acción de cierre del segundo disyuntor.

1.10.3. Variables de sincronización: diferencia de frecuencia, diferencia del ángulo de voltaje y diferencia en la magnitud de voltaje

Como lo indica [3], si las frecuencias en ambos extremos de un disyuntor abierto no coinciden previo a su cierre, esta acción provoca la aparición de un gran flujo de potencia activa a través del interruptor cuando este se encuentre cerrado. De acuerdo con [13], la diferencia permitida depende de cada sistema, puesto que en

condiciones normales de operación se puede permitir una diferencia de frecuencia no mayor a 0.05 Hz; mientras que, en condiciones de restauración, se puede permitir una diferencia máxima mayor como por ejemplo 0.1 Hz.

Con respecto a la diferencia entre ángulo de voltaje, si la diferencia en ambos lados de un disyuntor no se reduce a un valor límite adecuado, aparece un gran flujo de potencia activa una vez que el interruptor se encuentre cerrado. De acuerdo con [13], en el SNI (Sistema Nacional Interconectado) se acepta una diferencia angular como límite de 20 grados eléctricos. De igual manera para la diferencia en magnitud de voltaje, si las magnitudes no coinciden al momento de cierre de un disyuntor, aparece un gran flujo de potencia reactiva a través del mismo. Este flujo se presenta como una condición transitoria que puede causar cambios bruscos en el voltaje e, inclusive, puede llegar a afectar a relés de protección altamente sensibles. La diferencia de voltaje límite aceptable entre los terminales de un disyuntor para el SNI corresponde al 10% de su voltaje nominal.

1.11. Fundamentación metodológica

Debido a que el Sistema de Transmisión Nororiental (STNO) presenta algunos puntos débiles con respecto a la estabilidad de voltaje, la investigación pretende analizar cómo responde el subsistema de transmisión Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV, ante una contingencia, de esta forma se evalúan los efectos en el margen de carga del sistema (MC) y el margen de potencia reactiva (MCR) a fin de obtener los requerimientos de las unidades de generación que se requieren instalar en el Bloque 43 “ITT”, para asegurar la operación continua de las facilidades petroleras conectadas a ese sub sistema de potencia.

1.11.1. Enfoque

El desarrollo del informe de investigación “REQUERIMIENTOS DE GENERACIÓN PARA EL SISTEMA PETROLERO EN EL BLOQUE ITT”, aborda un enfoque cuantitativo, por cuanto el desarrollo del presente trabajo se presenta como un conjunto de procesos, secuenciales y probatorios, se realizará una investigación apoyada por la simulación del sistema de potencia en análisis, para obtener valores de los parámetros eléctricos en estudio (Potencias Activa, Reactiva

y Voltajes) a fin de determinar los requerimientos de las unidades de generación a instalarse en el Bloque 43 “ITT”.

1.11.2. Tipo de Investigación

En el presente trabajo se desarrollará una investigación descriptiva para conocer a detalle los elementos del sistema de potencia en estudio y los puntos débiles del mismo, referidos a la estabilidad de voltaje.

Adicional se realizará una investigación explicativa, si bien se realizará una descripción de la estabilidad de voltaje, el trabajo estará dirigido a determinar los requerimientos de generación que mejoren la operación del subsistema de transmisión Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV, ante una contingencia.

1.11.3. Técnicas de recolección de información

En el presente informe de investigación se utilizarán varias técnicas de recolección de información que se adaptan a las variables eléctricas frutos de las simulaciones:

- **Observación:** Esta técnica de recolección de datos se utilizará para el registro sistemático, válido y confiable de comportamientos observables de los principales parámetros eléctricos del sistema eléctrico de potencia en estudio.
- **Simulación:** Esta técnica de recolección de datos se utilizará para la obtención de los principales parámetros eléctricos del sistema eléctrico de potencia en estudio, partirá de la construcción de un caso base de estudio y culminará con la validación de los requerimientos de generación a instalar en el Bloque 43 “ITT”

1.11.4. Procedimiento para obtención de la información

El desarrollo del informe de investigación se centrará en la construcción del sistema de transmisión nororiental STNO para simulación en el software Power Factory de DigSilent, y particularizando el análisis al subsistema de transmisión Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV.

Se requerirá los equivalentes del Sistema Nacional de Interconectado S.N.I. en los puntos de conexión de este nuevo SEP petrolero, cuyos parámetros que se obtendrán de la base de datos de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

1.12. Conclusiones del Capítulo I

- En la literatura citada en este capítulo, se hace referencia general a las técnicas para análisis de estabilidad de voltaje, encontrándose información muy relevante, siendo las Curvas P-V y Q-V las de mayor uso para los estudios eléctricos.
- El análisis de las curvas Q-V se basa en determinar el colapso de voltaje como un indicador de que existe un inadecuado balance de potencia reactiva en una o más barras del sistema.
- En el análisis de las curvas P-V o Curvas de Potencia, se puede observar que un aumento excesivo de la Carga provocaría un descenso progresivo del voltaje en una determinada barra del sistema de potencia.

CAPÍTULO II. PROPUESTA

2.1. Título del proyecto

Requerimientos de Generación para el Sistema Petrolero en el Bloque ITT

2.2. Objetivo del proyecto

Definir los requerimientos y el tipo de unidades de generación a ser instalados en el Bloque ITT para su operación en isla ante una contingencia, partiendo de la modelación del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT) y el posterior análisis en la operación en isla del subsistema eléctrico Shushufindi – EPF – CPT (ITT) a 230 kV.

2.3. Justificación de la propuesta

La construcción de la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW de capacidad instalada definió un sistema de transmisión a 500 kV y 230 kV para evacuar la energía producida por esa central.

El sistema de transmisión a 230 kV, entre las subestaciones eléctricas San Rafael – Jivino – Shushufindi tiene por objeto atender los requerimientos de demanda de la Zona Nororiental del Ecuador, siendo el principal demandante el sector petrolero, por lo que se hace necesario el desarrollo del subsistema de transmisión eléctrica SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”), para abastecer las facilidades petroleras existentes.

La subestación Shushufindi 230/138 kV de 300 MVA de capacidad, en el patio de 230 kV cuenta con 2 bahías de línea y la posibilidad de ampliar dos bahías adicionales; mientras que para el patio de 138 kV cuenta con 5 bahías de línea y la posibilidad de ampliar dos bahías adicionales.

A partir del cuarto trimestre del 2017, entró en operación una conexión temporal a nivel de 69 kV para atender los 34 MW que demanda la empresa estatal PETROAMAZONAS EP, la cual se alimenta desde la Subestación Jivino de CELEC EP – TRANSELECTRIC a través de la L/T Jivino – Shushufindi de manera provisional, hasta poder contar con un sistema de transmisión confiable que permita atender la demanda de PETROAMAZONAS EP desde la subestación Shushufindi.

El presente informe de investigación pretende definir los requerimientos de generación a ser instalados en el Bloque 43 “ITT” para su operación en isla ante una contingencia, así como analizar la operación del subsistema de transmisión SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”) a 230 kV con la incorporación de estas unidades de generación.

El análisis toma como punto de partida el modelamiento del subsistema de transmisión eléctrica a 230 kV, la obtención de las curvas PV y QV para determinar los requerimientos mínimos de potencia activa y reactiva que aseguren una correcta operación en ese subsistema, posteriormente determinar las características de las unidades de generación térmica que permitan cubrir los requerimientos de la demanda de PETROAMAZONAS EP ante diferentes escenarios de operación.

2.4.Fundamentación de la propuesta

La investigación realizada, muestra que aun cuando se dispone de políticas gubernamentales para impulsar el desarrollo de proyectos conjuntos entre el sector privado y público, entre diferentes actores del sector energético, como el eléctrico y el petrolero, quedan sueltos ciertos temas, o alcances por definirse, uno de ellos es abordado en el presente trabajo, en el cual se realiza un estudio sobre los requerimientos de generación para la operación del SEIP y su integración al SNI del Ecuador.

En sí, este informe de investigación busca definir los requerimientos y el tipo de unidades de generación a ser instalados en el Bloque ITT para su operación en isla ante una contingencia, los requerimientos de generación serán dimensionados a partir de estudios eléctricos, que aseguren una operación adecuada dentro de los parámetros normalizados por el Operador Nacional.

2.5.Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

2.5.1. Modelación del Subsistema Eléctrico Shushufindi-EPF-CPT

El informe de investigación contempla el planteamiento, modelación y las distintas fuentes de información requeridas para representar la topología y equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero, llamado por sus acrónimos SEIP, tras

la incorporación de diversas máquinas sincrónicas de cierta capacidad (basadas en el uso de diésel en su operación) para la posible operación en isla de las áreas EPF y CPT, localizadas en la zona del ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini) oriente del Ecuador.

Como antecedente, la Fig. 9 presenta el recorrido del Sistema de Transmisión Nororiental a un nivel de voltaje de 69 kV, 138 kV y 230 kV que interconecta el SNI (Sistema Nacional Interconectado) con el SEIP, considerando que su operación ha sido contemplada para el horizonte de planificación año 2026 (año previsto para máxima explotación del ITT).

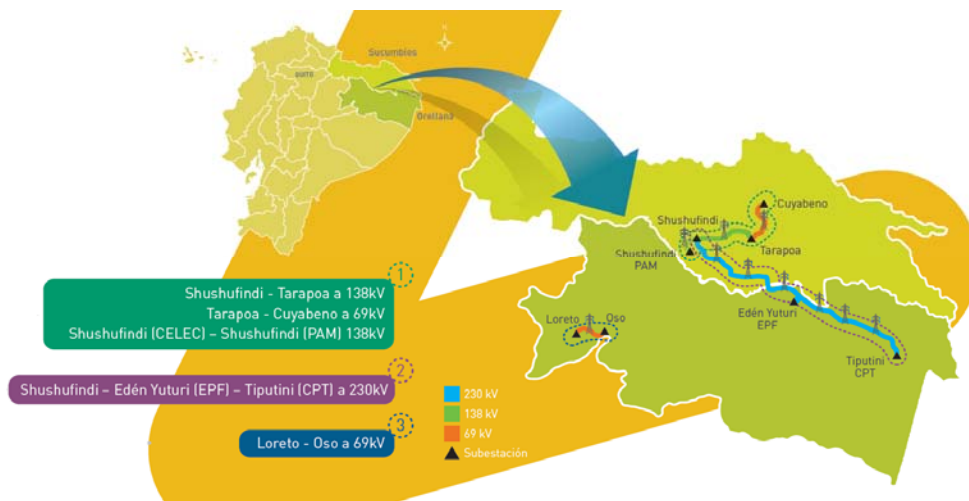


Fig. 9. Recorrido del Sistema de Transmisión Nororiental [14].

El modelo desarrollado parte con base a la información suministrada por las distintas fuentes que se mencionan a lo largo del presente trabajo. De igual forma, se incluye el diagrama unifilar del modelo eléctrico resultante desarrollado con ayuda del software DigSilent PowerFactory V15, y de los sistemas dinámicos de control asociados a las distintas máquinas sincrónicas analizadas en el presente estudio.

Por criterios de diseño y conceptualización del SEIP, donde se concibe la explotación continua de los campos petroleros predefinidos por PETROAMAZONAS EP, se definen únicamente dos escenarios de operación para el sistema, los cuales son:

- Demanda esperada al ingreso del proyecto para el año 2026.
- Demanda máxima proyectada por explotación petrolera prevista para el año 2030.

Por tanto, sobre la base de lo mencionado, el modelo de SEIP presenta un caso de estudio en demanda máxima para el año de máxima extracción de los pozos del Bloque 43. Posterior al caso de estudio bajo análisis, se prevé que la demanda en el SEIP disminuya en el tiempo, conforme lo indicado mostrado en la Fig. 1.

El equivalente dinámico del SNT se encuentra en el Anexo M, el diagrama unifilar simplificado que ilustra el estado inicial del sistema en estudio se presenta en el Anexo J y el diagrama unifilar simplificado que muestra la propuesta bajo análisis se presenta en el Anexo K.

2.5.2. Fuentes de Información

La modelación del SEIP parte de la información suministradas por CELEC EP TRANSELECTRIC, entre lo cual se menciona:

- Base de datos para análisis de la planificación de la expansión del Sistema Nacional Interconectado-SNI (aplicado a estudios de estado estacionario).
- Características de las máquinas sincrónicas y sistemas de control automático de la central de generación hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW).
- Diagramas unifilares de la planificación de la expansión del sistema de Transmisión Shushufindi, EPF, CPT.
- Especificaciones de construcción y estudios preliminares de las interconexiones a 230 kV Shushufindi-Eden Yuturi (EPF)-Apaika Nenke (ECB)-Tiputini (CPT).
- Especificaciones de transformadores de potencia en las subestaciones Shushufindi-Eden Yuturi (EPF)-Apaika Nenke (ECB)-Tiputini (CPT).
- Compensación reactiva en las áreas EPF-ECB-CPT.
- Especificaciones de cables y conductores del sistema de distribución actual de Petroamazonas EP.
- Información histórica de la demanda de energía eléctrica y producción de fluidos asociados al Bloque 43.

La modelación de los grupos electrógenos (generadores Diesel) propuestos en el presente estudio, así como las características y parámetros de los transformadores, parten de información proporcionada por distintos datos de fabricantes comerciales, tales como Caterpillar, Hyundai, etc.

2.5.3. Premisas para la estructuración del Modelo SNI-SEIP

En el caso particular de estudios dinámicos y de estado estático requeridos para evaluar una posible creación de islas eléctricas, es posible considerar un concepto de análisis por áreas; por ende, resulta conveniente separar el sistema bajo análisis en 4 distintas áreas. Estas son: área externa SNI y las áreas de estudio correspondientes a ECB, EPF y CPT.

Las áreas de estudio corresponden a la parte del sistema delimitada por cierta cantidad de nodos, en la que se desea analizar la dinámica de los generadores a diésel propuestos o demás elementos del sistema, ante un cambio en la topología dentro del área de estudio.

El área externa resultante es la parte del sistema en la cual no se requiere analizar ningún componente, sin olvidar que esta área debe requerir de una adecuada conceptualización en su modelación de tal forma que su comportamiento sea coherente; es decir ajustarse a una realidad operativa.

Para el caso del presente estudio, el área externa SNI es considerada como un equivalente dinámico compuesto por las máquinas sincrónicas de Coca Codo Sinclair-CCS 1500 MW, junto con sus distintos sistemas de control automático (PCU, VCO, PSS) adecuadamente validados y sintonizados.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, se muestran los siguientes modelos y premisas para la estructuración del sistema SNI-SEIP.

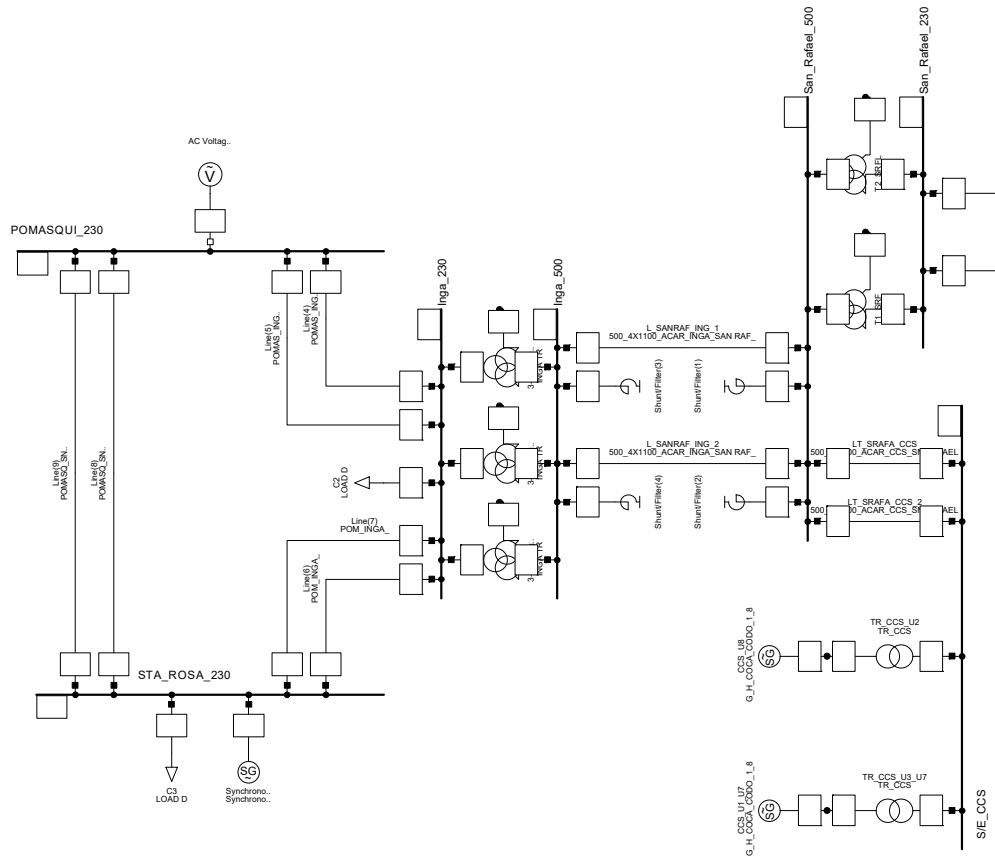


Fig. 10. Área externa SNI (Equivalente Dinámico).

El diagrama unifilar del modelo de red resultante para el área externa SNI se muestra en la Fig. 10. En dicha figura se indican las consideraciones del equivalente dinámico como:

- i)** Unidades de generación CCS
- ii)** Sistema de transmisión San Rafael-El Inga 500 kV
- iii)** Anillo a 230 kV Pomasqui-Santa Rosa-El Inga, y
- iv)** Subestación Shushufindi 230/138 kV

El diagrama unifilar del modelo de red resultante para las áreas bajo estudio ECB, EPF y CPT se muestra en la Fig. 11. En dicha figura se indican las consideraciones de los subsistemas eléctricos como:

- i)** Topología y cargas puntuales en ECB
- ii)** Topología, generación existente y cargas puntuales en EPF, y
- iii)** Topología, generación existente y cargas puntuales en CPT

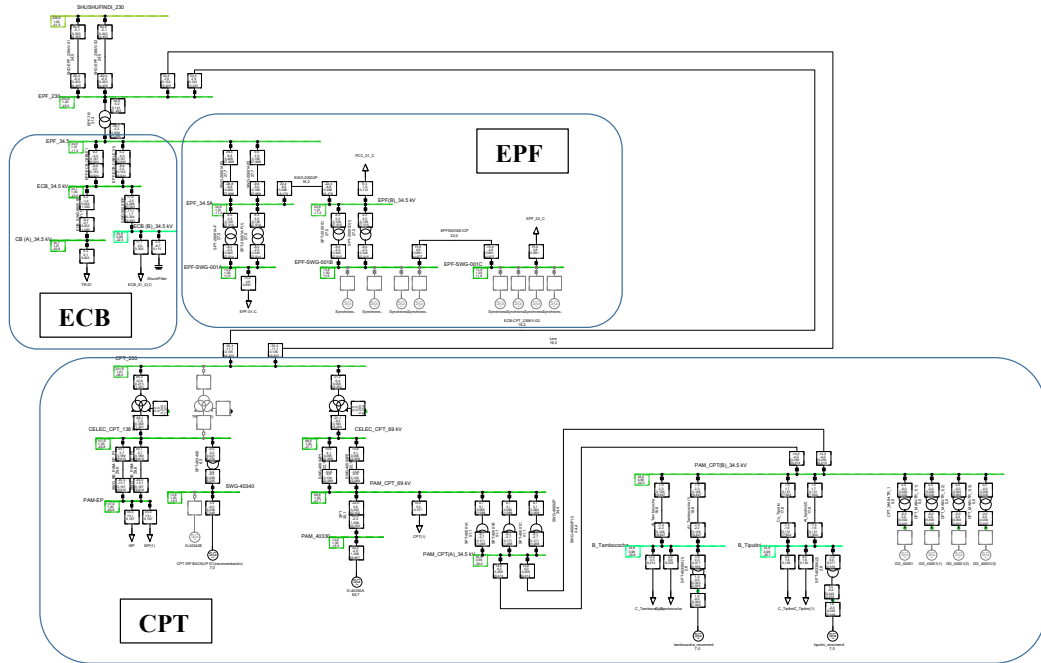


Fig. 11. Áreas bajo estudio ECB-EPF-CPT.

2.5.4. Sistema de Generación propuesto para las áreas de estudio EPF y CPT

Desde el punto de vista transitorio la máquina sincrónica, al ser una máquina rotativa que permite la conversión electromecánica de 3 tipos distintos de energía (mecánica, magnética, eléctrica); la energía mecánica proveniente del prime mover (turbina) introduce un torque mecánico T_m al eje, el cual en principio genera un flujo magnético rotativo de campo debido a que el devanado de campo está alimentado con corriente DC para, posteriormente, provocar una inducción de voltaje en los devanados del estator de la máquina.

Cuando al voltaje inducido se le conectada una carga eléctrica empieza a circular una corriente variable en el tiempo que provoca un flujo magnético en la armadura de la máquina y que reacciona con el flujo magnético de campo, provocando un par o torque electromagnético T_e debido a la tendencia a alinearse que tienen estos dos campos magnéticos. En un generador T_e es opuesto a T_m y, en principio, este es el mecanismo mediante el cual el generador convierte la energía mecánica en eléctrica.

En condiciones de equilibrio, el torque mecánico proporcionado por el *prime mover* es igual al torque eléctrico requerido por la carga, cumpliéndose con la relación

$T_e = T_m$. Caso contrario, al ocurrir alguna perturbación o desbalance generación-carga, este equilibrio se rompe dando lugar a un torque de aceleración T_a y cumpliéndose la relación $T_a = T_m - T_e$.

De igual forma, al considerar que el rotor de la máquina se encuentra constituido por un cuerpo giratorio cuyo movimiento está sujeto por las leyes fundamentales de la mecánica, siendo su momento de inercia un parámetro fundamental, su modelación electromecánica obedece en primera instancia a una ecuación diferencial de segundo orden no lineal llamada ecuación de oscilación; mientras que la variación de los flujos magnéticos que tienen lugar en el entrehierro de la máquina pueden ser modelados como un comportamiento electromagnético relacionado con diferentes reactancias (subtransitoria, transitoria y permanente) que intervienen en un respectivo periodo de tiempo.

Sobre la base del marco teórico mencionado en los párrafos anteriores, se plantea la verificación de los parámetros que caracterizan al modelo de máquina sincrónica con respecto a los modelos a proponer en el presente estudio, postulados en el ANEXO A, mediante la validación del cumplimiento de rangos y relaciones típicas entre generadores térmicos. Se usa como referencia los valores del Libro “Power System Stability” dados por [15] y que se presentan en la Tabla 1.

De manera adicional, y de acuerdo con información validada en campo, se tiene conocimiento de que existe generación de tipo convencional basada en el uso de gas, e instalada a lo largo del sistema de distribución de PETROAMAZONAS EP.

Como alcance del presente informe de investigación, solamente se considerará la generación convencional basada en el uso de diésel como propuesta a mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica al Bloque 43; esto con el fin de determinar su posible operación en isla. Otra generación convencional existente no será considerada por no ser relevante para el estudio.

Tabla 1. Parámetros típicos de generadores sincrónicos

PARÁMETROS	GENERADOR TÉRMICO	
	xd (p.u)	1
xq (p.u)	1	2,3
xds (p.u)	0,15	0,4
xqs (p.u)	0,3	1
xdss (p.u)	0,12	0,25
xqss (p.u)	0,12	0,25
tds0 (s)	3	10
tqs0 (s)	0,5	2
tdss0 (s)	0,02	0,05
tqss0 (s)	0,02	0,05
xl (p.u)	0,1	0,2
rstr (p.u)	0	0,005
h (s)	1	6
xosy (p.u)	0,02	0,1875
r0sy (p.u)	0	0,0038
x2sy (p.u)	0,12	0,3
r2sy (p.u)	0	0,01

Tabla 2. Comprobación de Parámetros correspondientes al modelo de máquina JIVINO III, 14.18 MVA, pf=0.8 ind.

	PARÁMETROS SETEADOS	NUEVOS PARÁMETROS
xd (p.u)	1,56	1,56
xq (p.u)	0,87	1
xds (p.u)	0,384	0,384
xqs (p.u)	0,376	0,376
xdss (p.u)	0,201	0,201
xqss (p.u)	0,223	0,223
tds0 (s)	6,473104	6,473104
tqs0 (s)	0,153322	0,5
tdss0 (s)	0,03909373	0,03909373
tqss0 (s)	0,06626367	0,05
xl (p.u)	0,1	0,1
rstr (p.u)	0,00427	0,00427
h (s)	2	2
xosy (p.u)	0,106	0,106
r0sy (p.u)	0	0
x2sy (p.u)	0,177	0,177
r2sy (p.u)	0	0

Tabla 3. Comprobación de Parámetros correspondientes al modelo de máquina Hyundai, 2.127 MVA, pf=0.8 ind.

PARÁMETROS	PARÁMETROS SETEADOS	NUEVOS PARÁMETROS
xd (p.u)	1,62	1,62
xq (p.u)	1,25	1,25
xds (p.u)	0,237	0,237
xqs (p.u)	N/A	N/A
xdss (p.u)	0,137	0,137
xqss (p.u)	0,161	0,161
tds0 (s)	0,76215	3
tqs0 (s)	N/A	N/A
tdss0 (s)	0,00865	0,02
tqss0 (s)	0,05435	0,05
xl (p.u)	0,1	0,1
rstr (p.u)	0	0
h (s)	2,7	2,7
xosy (p.u)	0,1	0,1
r0sy (p.u)		
x2sy (p.u)	0,2	0,2
r2sy (p.u)		

2.5.5. Validación de los modelos dinámicos de controladores mediante pruebas de step response de Reguladores Automáticos de Voltaje y Reguladores de Velocidad

Con el fin de verificar el desempeño de los sistemas de control propuesto para los modelos de máquinas a diésel validadas en el numeral 2.5.4, se realizan distintas pruebas de tipo escalón (step response test).

Las pruebas de “step response” sugeridos en códigos de red corresponden a un rango de entre 2% y el 5% donde los parámetros de interés corresponden al valor pico o sobrepaso (overshot) y el valor pico del voltaje terminal, junto con el tiempo de establecimiento (nuevo punto estático de operación).

Para el caso de pruebas step response en reguladores de velocidad, se realiza un step de carga. Los parámetros de interés corresponden al valor mínimo de la frecuencia, el valor máximo de la potencia y el tiempo de establecimiento.

a. Pruebas “Step Response” del AVR

La Fig. 12 presenta el diagrama unifilar del sistema máquina-barra-carga que permite realizar las pruebas tanto de voltaje (condición en vacío) como de frecuencia (condición de carga).

El esquema de control propuesto, y asociado al modelo de generador **Jivino** de prueba, se muestra en la Fig. 13. Entre los sistemas de control se incluyen los modelos comunes de control de voltaje-*ESAC5A model* y control de velocidad-*PCU Diesel Engine GOV model* tomados de la librería de Power Factory; a más de la representación dinámica de un motor de combustión interna-*PMU Diesel Engine model* como fuente primaria mecánica de energía. Los modelos previamente mencionados se detallan dentro del Anexo B del presente trabajo.

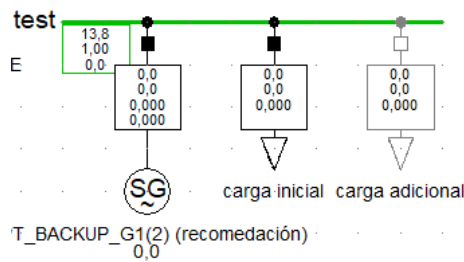


Fig. 12. Modelo de Prueba.

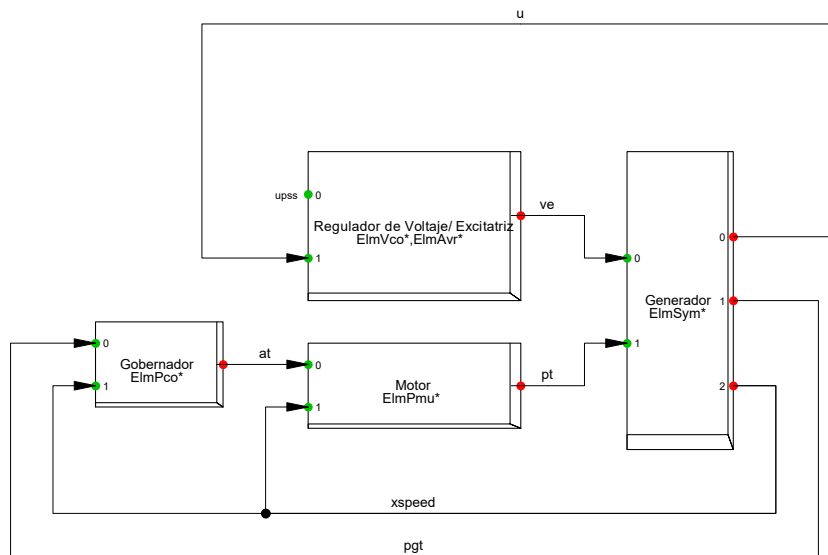


Fig. 13. Composite model propuesto para los sistemas de control automático de generadores térmicos [16].

La Fig. 14 presenta los resultados de la prueba de escalón al 2% correspondiente al modelo ESAC5A AVR. De las gráficas presentadas, la figura de color rojo hace referencia a la respuesta de la variable de estado de salida del AVR (acción de control sobre la excitatriz de la maquina), mientras que la figura de color azul muestra el voltaje en terminales del generador.

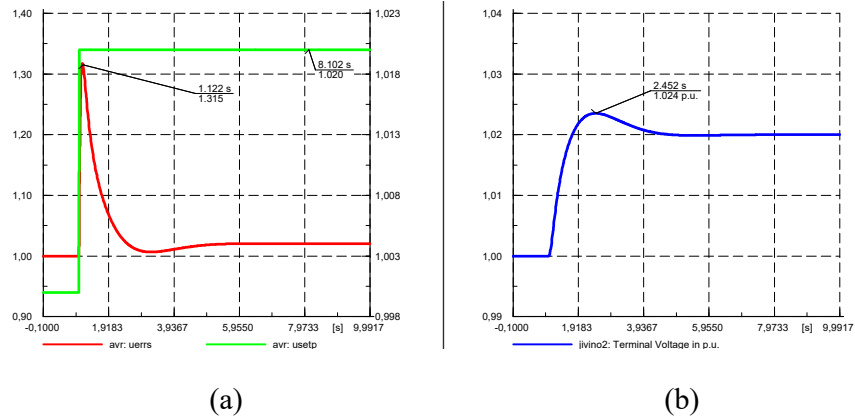


Fig. 14. AVR Step response. (a) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del VCO). (b) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del PCU).

Se determinan los siguientes parámetros de interés:

- i) Sobrepaso de voltaje terminal: 0.4%
- ii) Sobrepaso del voltaje de excitación: 29.5%
- iii) Tiempo de establecimiento: 5.9 s

De acuerdo con los resultados los valores son racionales en función del tipo de generador modelado.

b. Pruebas “Step response” del GOV

La Fig. 15 muestra el resultado de la prueba step response del GOV de acuerdo las siguientes condiciones:

- i) Carga inicial: 5 MW a un $pf=0.99$ ind.
- ii) Carga final: 10 MW a un $pf=0.99$ ind

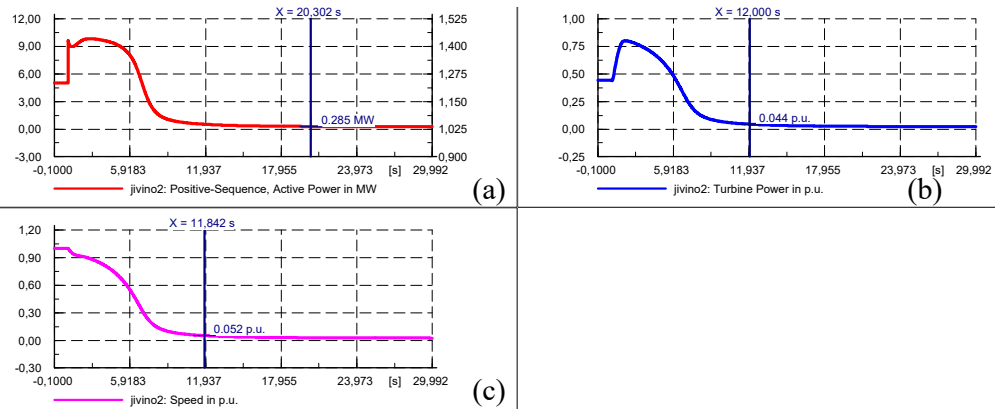


Fig. 15. GOV Step response. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c) Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).

De la Fig. 15, el gráfico de color rojo representa la potencia activa en MW, el gráfico de color morado corresponde a la velocidad en p.u y el de color azul a la potencia del primo motor en p.u. A partir del resultado se observa una respuesta inestable, aun considerando que el generador no supera su capacidad nominal al iniciar el evento de toma de carga. En este sentido se infiere un problema con la configuración de algún parámetro del sistema *prime mover- control de velocidad*.

Basado en este antecedente se procede a analizar en detalle cada uno de los bloques que constituyen el sistema *prime mover- control de velocidad*. De esta revisión se determina que el modelo de motor contempla en su salida una ganancia “KPTGP (engine rating to generator rating)”, la cual permite introducir un efecto en que la capacidad nominal del generador y del motor no sean la misma; por tanto, se infiere que el valor de KPTGP debe ser escogido en función de aspectos realistas de diseño, es decir que un bajo valor del parámetro causaría una idea errónea de un sistema ineficiente.

Determinada la causa de inestabilidad se puede plantear dos alternativas para solucionar la inestabilidad del modelo:

- i) Disminuir la carga final de la prueba, o
- ii) Ajustar el parámetro KPTGP para reflejar un sistema de generación eficiente.

Para un nuevo análisis se considerarán las siguientes condiciones:

- i) Carga inicial: 0,5 MW a un $\text{pf}=0.99$ ind.
- ii) Carga final: 10 MW a un $\text{pf}=0.99$ ind.
- iii) KPTGP: 0.95 (sistema primo motor-generator eficiente).

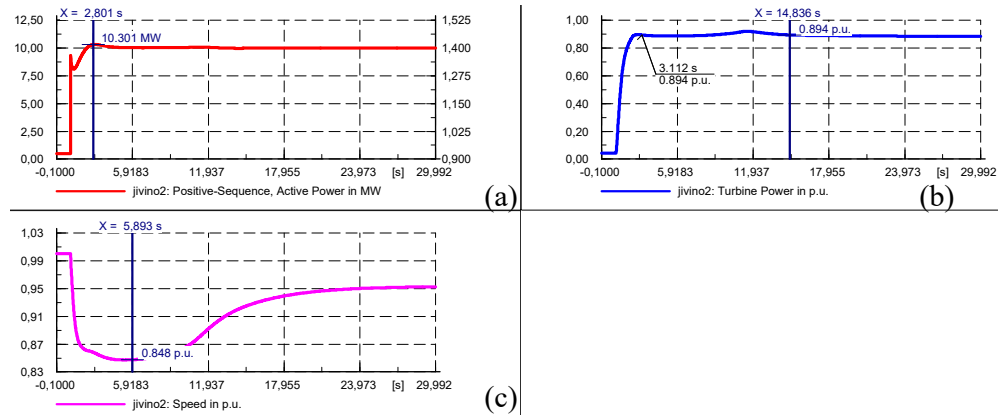


Fig. 16. GOV Step response bajo nueva parametrización. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c) Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).

De la Fig. 16 se verifica el buen comportamiento del sistema de control GOV bajo las nuevas condiciones de eficiencia, a más de lucir adecuados los resultados con respecto al tipo de generador modelado. De las gráficas se puede apreciar los siguientes valores de interés:

- i) Nadir de frecuencia: 0.848 p.u.
- ii) Tiempo en alcanzar el nadir: 5.8 s
- iii) Overshoot de potencia de la turbina: 0.894%
- iv) Tiempo de establecimiento: 14 s.

2.6.Arquitectura, diseños, planos detallados de la propuesta

No es alcance del presente informe de investigación realizar arquitecturas, diseños e ingeniería de la propuesta, para el Bloque 43 y el subsistema de transmisión SSFD – EPF – CPT a 230 kV. La Corporación Eléctrica del Ecuador-CELEC EP, realizó la contratación de los “SERVICIOS DE CONSULTORÍA PARA LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS E INGENIERÍA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA SHUSHUFINDI EDEN -YUTURI EPF - APAIKA NENKE ECB - TIPUTINI CPT A 230 kV, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA SHUSHUFINDI - TARAPOA A 138 kV, TARAPOA CUYABENO A 69 kV, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA LORETO OSO A 69 kV DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NORORIENTAL; LOS ENTREGABLES PERMITIRÁN A CELEC EP CONTRATAR SUMINISTRO CONSTRUCCIÓN PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO”, fruto de este contrato se obtuvieron los diseños definitivos de las subestaciones y líneas de transmisión para el Proyecto Sistema de Transmisión Nororiental para la Interconexión Sistema Petrolero con el Sistema Nacional Interconectado-SNI.

Este informe de investigación utiliza la información de CELEC EP, referente al Sistema de Transmisión Nororiental, en el cual se determinaron los alcances de las subestaciones y las capacidades de las líneas de transmisión, para realizar la modelación en el Software Power Factory de DigSilent y desarrollar la propuesta.

2.7.Requerimientos de software

Para realizar los estudios eléctricos del presente informe de investigación se utiliza el programa computacional Power Factory de DigSilent, el cual permite realizar la modelación del Sistema de Transmisión Nororiental, particularmente el subsistema de transmisión SSFD – EPF – CPT (Bloque 43 “ITT”) a 230 kV, este programa permite simular varias alternativas del proyecto para optimizarlo. Queda bajo la responsabilidad del autor considerar los datos correctos y establecer si los resultados obtenidos se ajustan a las condiciones de operación adecuadas para el sistema eléctrico de potencia en análisis.

No es alcance de este informe de investigación realizar validaciones a los estudios eléctricos realizados en la Consultoría contratada por la Corporación Eléctrica del Ecuador-CELEC EP. El presente trabajo busca complementar los estudios eléctricos, para determinar requerimientos de generación en el Bloque 43 que garanticen la operación en isla del campo ITT (Ishpingo, Tambococha y Tiptutini), cuando estos operen en isla ante determinadas contingencias.

2.8. Conclusiones del Capítulo II

- En el desarrollo del presente capítulo se han ajustado los parámetros dinámicos de las distintas máquinas propuestas con valores típicos sugeridos en la literatura técnica. La eficiencia del sistema primo motor-GOV está parametrizada por el valor de KPTGP de 0.95 (sistema primo motor-generator eficiente).
- En las pruebas de Step Response para el AVR propuesto se determina que no existen problemas tanto en su modelación como en la parametrización. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que este controlador de voltaje puede dar problemas de inestabilidad numérica al modelo cuando no se escoge adecuadamente el valor límite **Tmin** del GOV. Este no puede ser mayor a 0 si el generador está rodando en vacío.
- Considerando que el esquema de control propuesto será el mismo para todas las máquinas, las respuestas de todas serán estable. Por tanto, no daría un valor agregado al presente trabajo el analizar nuevamente la dinámica para los otros generadores. En este caso, únicamente para verificar lo mencionado, se presentan los resultados del generador Hyundai 2.12 MVA en el Anexo C.

CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1. Análisis de los resultados

3.1.1. Análisis de estabilidad de voltaje (estabilidad estacionaria)

a. Sensitividad de la matriz jacobiana (caso base)

El análisis corresponde a un método que permite conocer los nodos o barras críticas del sistema en las cuales se deben aplicar medidas correctivas para aumentar el margen de cargabilidad y, de esta manera, volver más robusto al sistema. Si J_{RQV} corresponde a la matriz jacobiana reducida del SEP, la matriz J_{RQV}^{-1} es la matriz de sensibilidad que relaciona la variación de voltaje en un nodo con respecto a la inyección/absorción de potencia reactiva; siendo una sensibilidad positiva una operación estable y mientras más pequeña sea, más estable es el sistema. Cuando la inestabilidad crece, la magnitud de sensibilidad se incrementa, con tendencia a ser infinita en el límite de estabilidad.

Por lo mencionado en el párrafo anterior, se analizan las barras más sensibles del proyecto Shushufindi-EPF-CPT en el escenario operativo de demanda máxima (caso crítico).

La Tabla 4 presenta los resultados del análisis de sensibilidad correspondiente a las principales barras (nodos) que componen el proyecto Shushufindi-EPF-CPT. De estos, se identifican 4 barras en el área de CPT con valores altos de sensibilidad y que resultan ser barras donde se interconectan pequeños grupos generadores cuyo funcionamiento se basa en el uso de gas.

Como alcance del presente proyecto, solo se considerará la generación basada en el uso de diésel, por tanto, estas máquinas no son tomadas en cuenta dentro de la modelación integral del SEIP. Consecuentemente, las barras PAM_CPT(A) y PAM_CPT(B) también presentan una alta sensibilidad debido a su configuración radial, con cables de un solo circuito a 34.5 kV.

Tabla 4. Resultados análisis de sensibilidad, caso de estudio demanda máxima

BARRA	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01701073	0,9597341
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01701073	0,9597341
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01701073	0,9597341
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01701073	0,9597341
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00935647	0,9573626
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,00784649	0,9169593
ECB_34.5 kV	34,5	0,00574776	0,9557029
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00465558	0,9597341
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00463264	0,9607767
PAM_40330	13,8	0,00385915	0,994481
EPF-SWG-001C	13,8	0,00374998	0,9777686
EPF-SWG-001B	13,8	0,00374577	0,9778298
EPF-SWG-001A	13,8	0,00374503	0,9778475
SWG-40340	13,8	0,00327206	0,9831342
PAM_CPT_69 kV	69	0,00296489	0,9827108
CELEC_CPT_69 kV	69	0,00290793	0,9837331
EPF(B)_34.5 kV	34,5	0,00232289	0,984402
EPF_34,5A	34,5	0,00232223	0,9844211
EPF_34.5	34,5	0,00230439	0,9852349
PAM-EP	138	0,00230263	0,9813253
CELEC_CPT_138 kV	138	0,0022549	0,9831342
CPT_230	230	0,00183901	0,9879329
EPF_230	230	0,00148477	0,9948457

En adición, se identifican también 3 barras en el área de ECB que presentan valores altos de sensibilidad y bajos voltajes en la solución del flujo de potencia. El resultado corrobora la necesidad de compensación reactiva en estas barras mediante el uso de bancos de capacitores o generación.

b. Análisis de Curvas P-V, V-Q en la S/E Shushufindi 230/138 kV

La Fig. 17 presenta la curva PV en la barra de la subestación Shushufindi a un nivel de voltaje de 138 kV. De esta curva es posible determinar los siguientes valores de interés:

- i) $v = 1$ p. u. a una transferencia de $P = 127$ MW, $pf = 0.98$ ind.
- ii) $v = 0.95$ p. u. a una transferencia de $P = 196$ MW, $pf = 0.98$ ind.
- iii) nariz de la curva: $v = 0.74$ p. u. a una transferencia de $P = 312$ MW, $pf = 0.98$ ind.

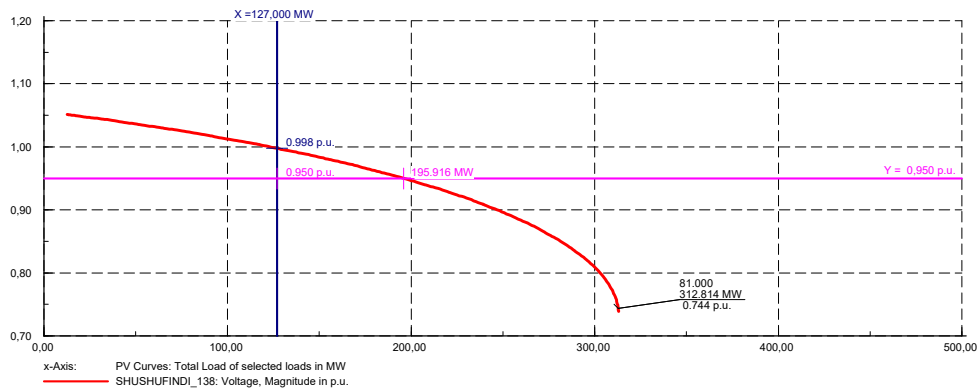


Fig. 17. Curva P-V en Shushufindi 138 kV.

Para evitar la congestión del vínculo de transmisión asociado a la S/E Shushufindi y mantener una transferencia de potencia de aproximadamente 196 MW a un $\text{pf}=0.98$ inductivo, se requiere la instalación de bancos de capacitores de cierta capacidad para que la inyección de reactivos provenga de manera local desde la S/E Shushufindi. Con esta acción se espera la mejoraría de la sensibilidad en las barras del SEIP mostradas en la Tabla 4, a más de la mejoría en los perfiles de voltaje en sus distintas áreas. El análisis de la curva V-Q permite el dimensionamiento de los bancos de capacitores propuestos.

La Fig. 18 presenta los resultados de la curva V-Q para la barra de la S/E Shushufindi 138 kV. Los resultados muestran que para mantener una transferencia de 196 MW es necesaria la inyección de aproximadamente 37 MVar, consecuentemente logrando alcanzar un voltaje estacionario de 1 p.u en barra.

A este respecto se recomienda el uso de bancos de capacitores con una capacidad nominal de 2x20 MVar, los cuales deben actuar en pasos discretos para un adecuado control de voltaje.

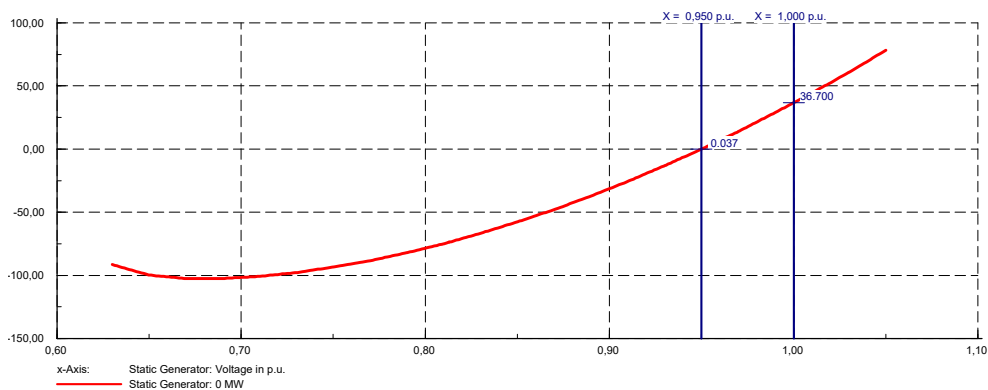


Fig. 18. Curva V-Q en Shushufindi 138 kV.

Tabla 5. Resultados análisis de sensibilidad con compensación reactiva en Shushufindi 138 kV, caso de estudio demanda máxima

BARRAS	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	0,01624888	1,00144
CPT_MAIN-TR_2_LV	0,01624888	1,00144
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	0,01624888	1,00144
CPT_MAIN-TR_3_LV	0,01624888	1,00144
ECB (A)_34.5 kV	0,0089037	0,9999923
ECB (B)_34.5 kV	0,00740249	0,9613287
CPT_TR_13.8	0,00711425	1,023727
ECB_34.5 kV	0,00544945	0,9981892
CPT_TR2_13.8	0,00533421	1,021847
PAM_CPT(B)_34.5 kV	0,00440827	1,00144
PAM_CPT(A)_34.5 kV	0,00438702	1,002439
PAM_40330	0,0036856	1,03461
EPF-SWG-001C	0,00357926	1,017691
EPF-SWG-001B	0,00357525	1,017749
EPF-SWG-001A	0,00357455	1,017766
SWG-40340	0,00312124	1,023528
PAM_CPT_69 kV	0,00281745	1,023275
CELEC_CPT_69 kV	0,00276382	1,02423
EPF(B)_34.5 kV	0,00221329	1,024046
EPF_34.5A	0,00221266	1,024064
EPF_34.5	0,00219579	1,024846
PAM-EP	0,00218919	1,021819
CELEC_CPT_138 kV	0,00214423	1,023528
CPT_230	0,00175082	1,027642
EPF_230	0,00141914	1,033439

Con el propósito de verificar las posibles mejoras en los perfiles de voltaje al ingresar en operación los bancos de capacitores propuestos, se realiza nuevamente el análisis de sensibilidades del sistema SEIP. Para esto, en la Tabla 5 se puede apreciar la mejora de los perfiles de voltaje del sistema; sin embargo, la sensibilidad de las mismas permanece con una casi nula mejoría y, por tanto, se prevé la necesidad de compensación reactiva en barras donde el resultado de sensibilidad es alto, como por ejemplo en ECB (B)_34.5 kV.

Con base a los resultados presentados se determina la necesidad de evaluar distintas alternativas que son mencionadas a continuación, para la instalación de algún tipo de compensación reactiva. Se propone para este caso en particular el uso de bancos de capacitores.

- i) Condición 0 MVar en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (A) y ECB (B)_34.5 kV.
- ii) Condición 20 MVar en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (B)_34.5 kV.
- iii) Condición 40 MVar en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (B)_34.5 kV.

3.1.2. Evaluación y dimensionamiento de bancos de capacitores en el área de ECB

a. Alternativa i: Condición 0 MVar en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (A) y ECB (B)_34.5 kV

El análisis de curvas V-Q se lo realiza a las barras representativas del área de ECB donde su sensibilidad es alta. La Fig. 19 y la Fig. 20 presentan los resultados de estas curvas, donde se observa que para alcanzar un valor de 1 p.u. en barra es necesario la inyección de 5 MVar en la barra de ECB (A) y 12 MVar en la barra de ECB (B).

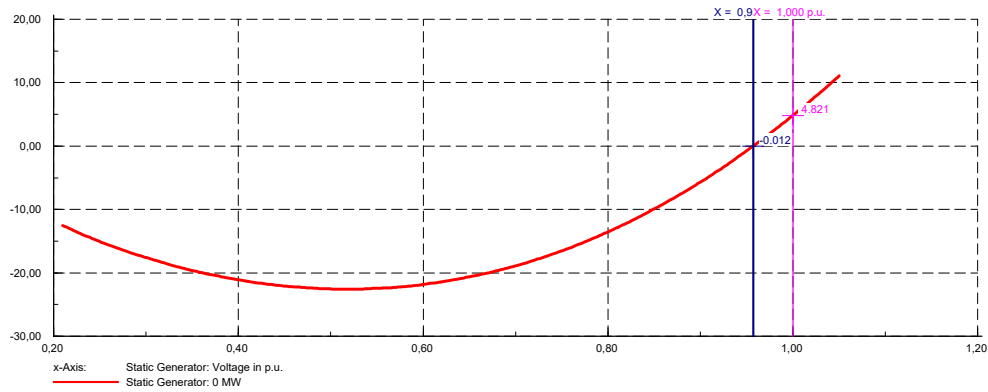


Fig. 19. Curva V-Q en ECB (A) 34.5 kV, alternativa 1.

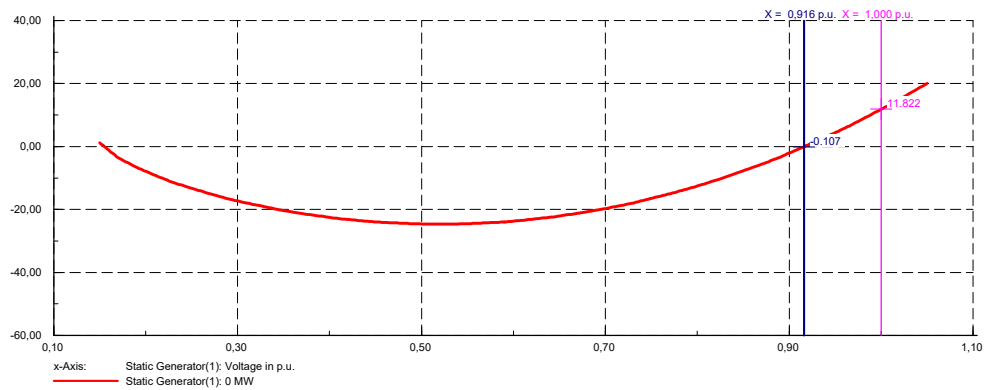


Fig. 20. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 1.

La Tabla 6 presenta el resultado del análisis de sensibilidad para la alternativa *i* al incluir los bancos de capacitores previamente mencionados. En este caso se observa una notoria mejoría en los perfiles de voltaje y una reducción en la sensibilidad de las barras ECB (A) y ECB (B).

Para la opción evaluada, si bien se mejora de manera puntual la seguridad estacionaria del sistema en el área de ECB, la adquisición de distintos bancos de capacitores puede conllevar a no ser una solución técnica-económica eficiente. Se recomienda la evaluación de otras alternativas.

Tabla 6. Resultados análisis de sensibilidad con compensación reactiva en barras ECB A y ECB B 34.5 kV, caso de estudio demanda máxima

BARRAS	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01670968	0,976545
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01670968	0,976545
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01670968	0,976545
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01670968	0,976545
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00906643	1,012944
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,00753418	0,9903237
CPT_TR_13.8	Terciario 13.8		
ECB_34.5 kV	34,5	0,0056567	1,011098
CPT_TR2_13.8	Terciario 13.8		
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00456722	0,976545
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00454496	0,9775696

b. Alternativa ii: Condición 20 MVar en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (B)_34.5 Kv

La Fig. 21 presenta los resultados de la curva V-Q en ECB (B), donde se observa que para alcanzar un valor de 1 p.u. en barra es necesario la inyección de 8.7 MVar.

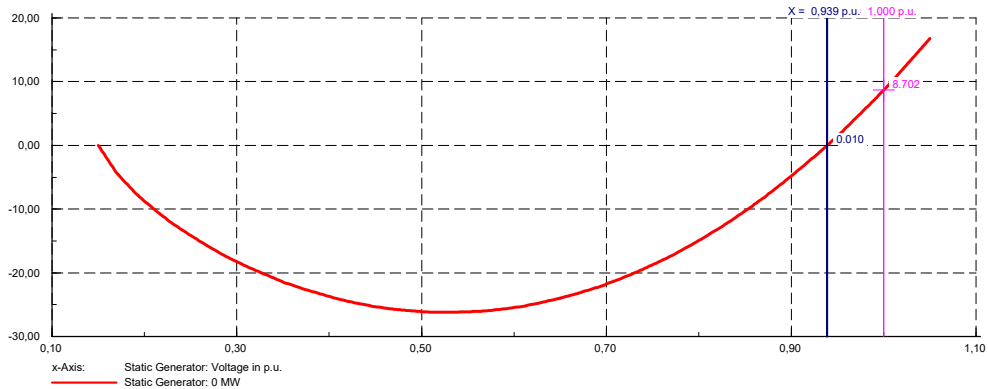


Fig. 21. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 2.

Del análisis de sensibilidades presentada en la Tabla 7, se observa de igual manera que en la alternativa *i*, la existencia de una mejoría en los perfiles de voltaje en el área de ECB. La inyección de reactivos a nivel de 138 kV incrementa el margen de seguridad estática para todo el proyecto SEIP y corresponde a una solución eficiente

en términos económicos por adquisición de equipos. La opción evaluada luce adecuada con respecto a la alternativa *i*. Se recomienda el uso de 6 bancos de capacitores con una capacidad nominal de 1.167 MVAR cada uno; obteniendo una capacidad nominal total de 8.1 MVAR en su 7mo paso.

Tabla 7. Resultados análisis de sensibilidad con compensación reactiva en Shushufindi 138 kV y ECB B 34.5 kV, caso de estudio demanda máxima

	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVAR]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00891083	1,021857
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,0073927	0,9962083
CPT_TR_13.8	Terciario 13.8		
ECB_34.5 kV	34,5	0,0055309	1,019981
CPT_TR2_13.8	Terciario 13.8		
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00446486	0,9933968
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00444328	0,9944039
SHUSHUFINDI_138	138	0,00124185	1,030996
SHUSHUFINDI_230	230	0,00081226	1,034164

c. Alternativa iii: Condición 40 MVAR en Shushufindi 138 kV e instalación de bancos de capacitores en ECB (B)_34.5 kV

La Fig. 22 presenta los resultados de la curva V-Q en ECB (B), donde se observa que para alcanzar un valor de 1 p.u. en barra es necesario la inyección de 5.5 MVAR.

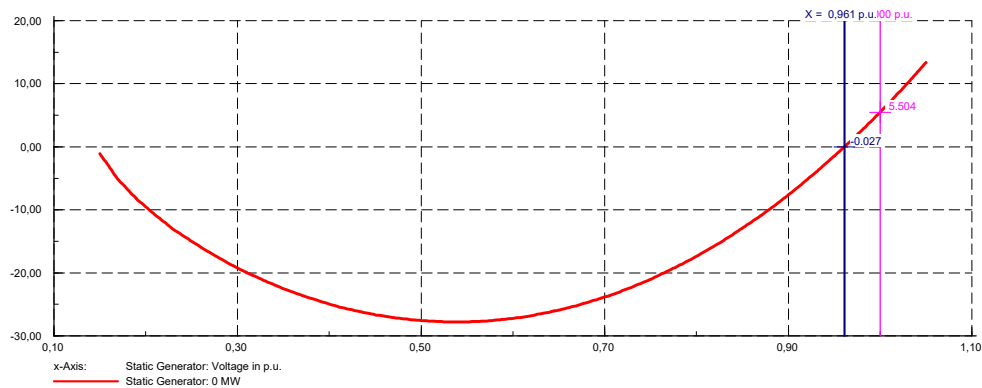


Fig. 22. Curva V-Q en ECB (B) 34.5 kV, alternativa 3.

Del análisis de sensitividades presentada en la Tabla 8 se observa de igual manera que en las alternativas i y ii, la existencia de una mejoría en los perfiles de voltaje en el área de ECB y en general del todo el SEIP. La opción avaluada presenta restricciones operativas debido a altos valores en los perfiles de voltaje en la S/E Shushufindi (1.05 p.u. aproximadamente) recomendados por [3]; por tanto, la solución no corresponde a ser la más adecuada con respecto a las alternativas i y ii previamente evaluadas.

Tabla 8. Resultados análisis de sensibilidad con compensación reactiva en Shushufindi 138 kV (40 MVar) y ECB B 34.5 kV, caso de estudio demanda máxima

	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01609597	1,010839
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01609597	1,010839
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01609597	1,010839
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01609597	1,010839
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00875664	1,031252
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,0072514	1,002535
CPT_TR_13.8	Terciario 13.8		
ECB_34.5 kV	34,5	0,00540756	1,029346
CPT_TR2_13.8	Terciario 13.8		
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00436546	1,010839
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00434454	1,011829
SHUSHUFINDI_138	138	0,00123145	1,055651
SHUSHUFINDI_230	230	0,00080326	1,049954

3.1.3. Análisis de estabilidad de voltaje definitivo correspondiente al Proyecto Shushufindi-EPF-CPT

a. Resultados del análisis de sensibilidad- demanda máxima

La Tabla 9 presenta los resultados definitivos del análisis de sensibilidad, para el caso de demanda máxima, de las principales barras del SEIP que presentan valores $\partial V/\partial Q$ más altos, donde igualmente se resaltan las barras representativas identificadas. Al igual que los análisis del caso base, los valores obtenidos indican que las zonas de CPT y ECB presentan valores altos de sensibilidad, pero estos han sido ya acondicionados para mejorar íntegramente la capacidad de transmisión del SEIP.

Tabla 9. Resultados finales del análisis de sensibilidad.

BARRAS	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u.]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01640134	0,9933968
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01640134	0,9933968
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00891083	1,021857
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,0073927	0,9962083
CPT_TR_13.8		0,00719032	1,015724
ECB_34.5 kV	34,5	0,0055309	1,019981
CPT_TR2_13.8		0,00539146	1,013903
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00446486	0,9933968
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00444328	0,9944039
PAM_40330	13,8	0,00372781	1,02686
EPF-SWG-001C	13,8	0,0036241	1,01578
EPF-SWG-001B	13,8	0,00362008	1,015839
EPF-SWG-001A	13,8	0,00361937	1,015856
SWG-40340	13,8	0,00315956	1,015724
PAM_CPT_69 kV	69	0,00285503	1,015443
CELEC_CPT_69 kV	69	0,00280077	1,016411
EPF(B)_34.5 kV	34,5	0,00225462	1,022148
EPF_34.5A	34,5	0,00225399	1,022166
EPF_34.5	34,5	0,00223702	1,022949
PAM-EP	138	0,00222056	1,013996
CELEC_CPT_138 kV	138	0,00217504	1,015724
CPT_230	230	0,00177714	1,019967
EPF_230	230	0,00144085	1,025973

Lo descrito es evidenciado a través de la obtención de las curvas P-V desarrolladas en el siguiente numeral.

b. Análisis de curvas P-V

De estas curvas es posible la evaluación global de las barras que probablemente puedan presentar inconvenientes por congestión de sus vínculos de transmisión asociados.

La Fig. 23 y la Fig. 24 presentan las curvas P-V de las barras presentadas en las Tabla 4 y Tabla 7 respectivamente. De estas curvas es posible evidenciar que las barras de la Fig. 24 presentan mejores acondicionamientos en términos de

compensación reactiva respecto a los de la Fig. 23, lo que consecuentemente implica la mejora en la capacidad de transferencia de potencia y los perfiles de voltaje para cada área del SEIP (aproximadamente 100 MW más respecto al caso base, a un voltaje en barra como límite inferior de 0.975 p.u.). Complementariamente en la Fig. 24 también se determina a la barra de 138 kV de la S/E Shushufindi como un nodo robusto el cual evita la congestión de los vínculos de transmisión y subtransmisión del sistema Shushufindi, EPF, CPT.

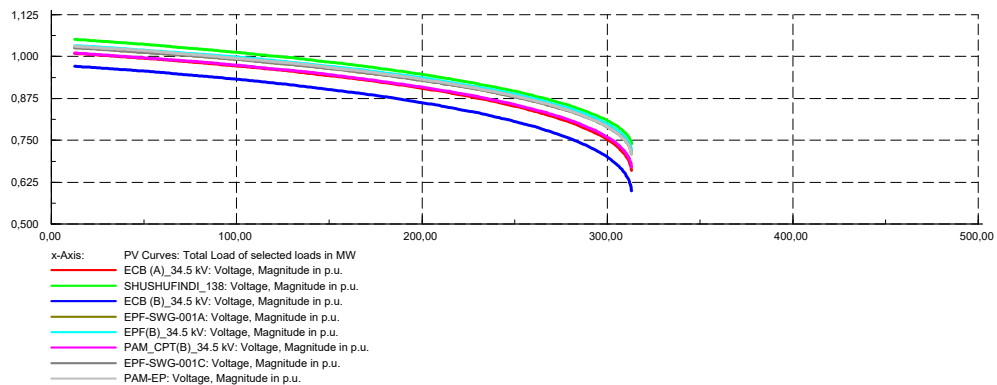


Fig. 23. Curvas P-V con mayor sensibilidad del SEIP, caso base.

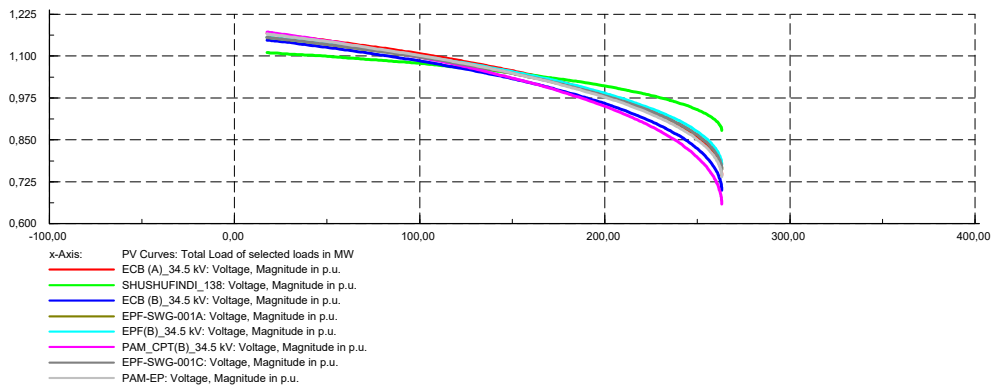


Fig. 24. Curvas P-V con mayor sensibilidad del SEIP, alternativa ii.

c. Análisis de curvas V-Q

El análisis de curvas V-Q se lo realiza en las barras representativas del SEIP que presentan mayor sensibilidad. La Fig. 25 muestra que la barra (zona) más propensa a inestabilidad de voltaje es la de ECB (B) 34.5 kV, siendo ésta la que presenta el margen más pequeño y sensibilidad más alta. La siguiente barra corresponde a la

de CPT (B) 34.5 kV y, finalmente, la de Shushufindi 138 kV la cual presenta el mayor margen.

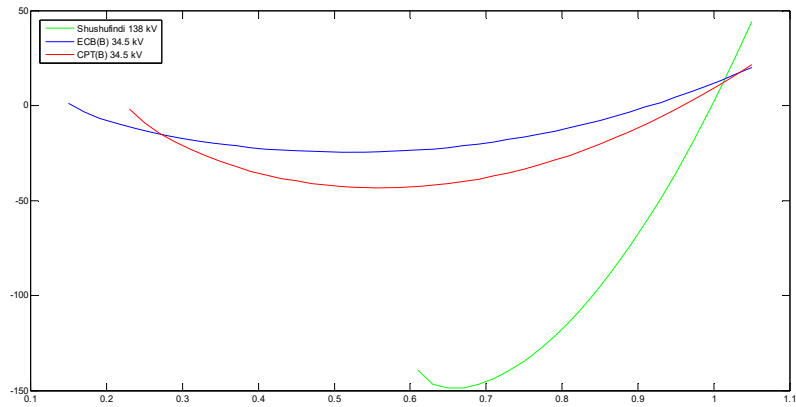


Fig. 25. Curva VQ de ECB (B) 34.5 kV y CPT (B) 34.5 kV con mayor sensibilidad del SEIP.

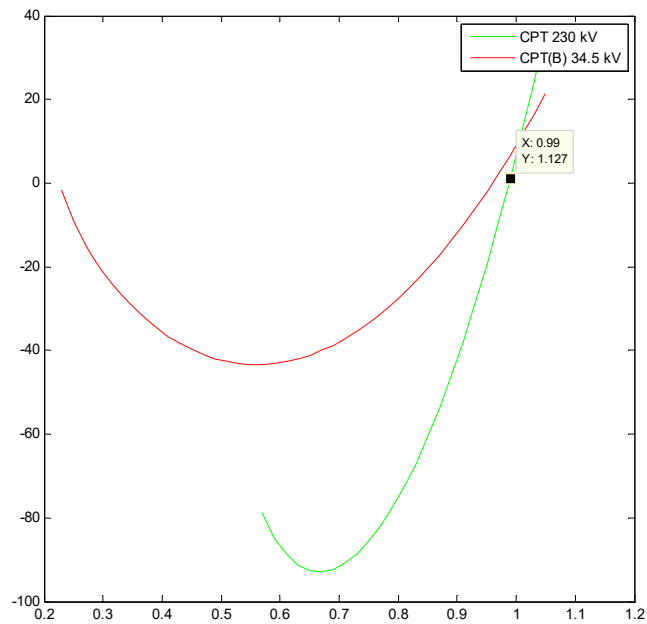


Fig. 26. Curvas VQ de barras con mayor sensibilidad en CPT, respecto a sus barras de 230 kV.

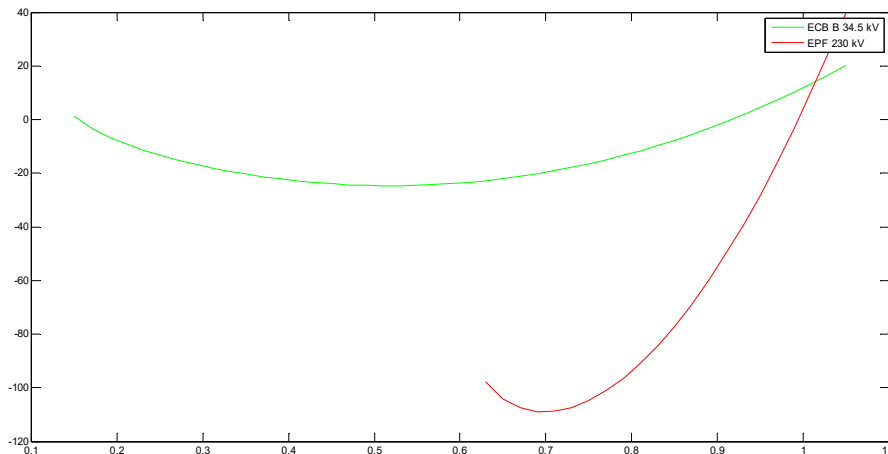


Fig. 27. Curvas VQ de barras con mayor sensibilidad en ECB, respecto a sus barras de 230 kV.

De los análisis de estabilidad estacionaria, utilizando las herramientas y conceptos de sensibilidades y curvas PV-VQ, se ha determinado las barras con mayor probabilidad de presentarse el fenómeno de inestabilidad de voltaje. A este respecto se infiere como sugerencias de mejora, las siguientes observaciones.

- a) Las barras que presentan mayores inconvenientes por congestión de sus vínculos asociados corresponden a ECB (B) 34.5 kV y CPT (B) 34.5 kV. Esto debido a la configuración radial en su topología, con vínculos simple circuitos a 34.5 kV. Para estas zonas se sugiere considerar el uso de compensación reactiva local y; para lo cual, como diseño definitivo, en el presente trabajo se ha determinado la capacidad nominal de 8.1 MVAR para ser instalados en la barra de ECB (B).
- b) Con referencia a compensación reactiva en la barra de CPT (B) 34.5 kV, si bien ésta presenta una alta sensibilidad por su configuración radial, no se recomienda la instalación de compensación reactiva en el área debido a que su conexión se encuentra vinculada con existentes pequeños grupos generadores basados en el uso de gas. Análisis basados en simulación en el dominio del tiempo deben ser realizados para verificar el grado de afectación de la carga conectada a la barra de CPT (B).

3.1.4. Formación de Islas Eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero-SEIP

Para analizar las alternativas de solución para la creación controlada de islas en las interconexiones eléctricas del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero-SEIP (específicamente del área CPT), con los tentativos sistemas de generación propuestos para las instalaciones de Petroamazonas; se debe considerar lo siguiente:

- Respuesta inercial, estatismo de las máquinas térmicas propuestas y características de regulación de Potencia para la creación de islas.
- Control frecuencia-potencia en CPT, particularmente en las áreas del ITT.

a. Alcance

El presente trabajo determinará la posible creación de islas eléctricas en el área de CPT; a más de determinar las máximas diferencias de magnitud de voltaje, ángulo de voltaje en los terminales de un disyuntor que aseguren la interconexión del sistema de subtransmisión de Petroamazonas con el posible sistema eléctrico del ITT, año proyectado al 2030.

Con base a información proporcionada por CELEC EP y Petroamazonas EP, se tiene conocimiento que las sub-áreas de Tambococha y Tiputini concentrarán una demanda de aproximadamente 48 MW, siendo el 50% de la demanda en cada área carga esencial en actividades petroleras. Para análisis de posible ubicación de generación distribuida dentro de las sub-áreas mencionadas, se modifica el modelo original para adecuar un sistema de subtransmisión a 34.5 kV, de acuerdo con lo mostrado en la Fig. 28., respecto al modelo original, el modelo propuesto final (ver Fig. 29) contempla conductores tipo cable (3x750 MCM_{34.5} kV) que representarán de manera aproximada la topología y recorrido del sistema de subtransmisión, cada uno con una longitud aproximada de 15 km para las áreas de Tambococha y Tiputini.

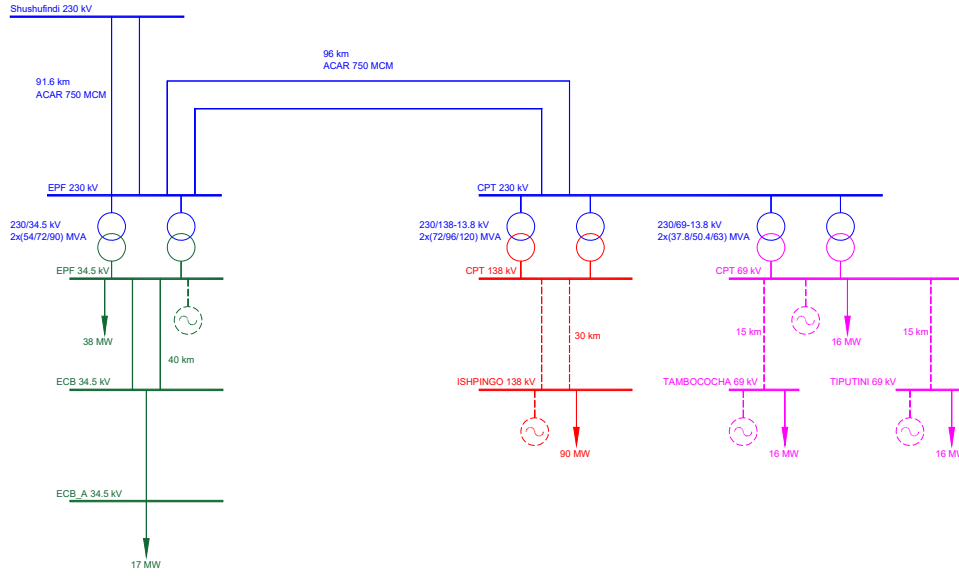


Fig. 28. Propuesta de modificación al modelo original para considerar la topología del sistema de subtransmisión de Petroamazonas EP, en el área de CPT.

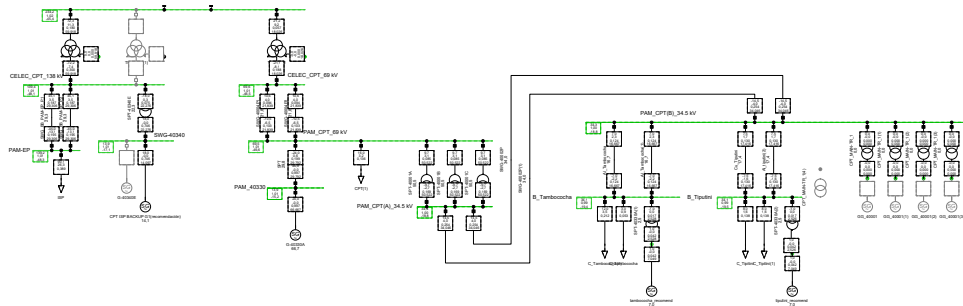


Fig. 29. Modelo eléctrico definitivo para análisis de operación en isla de las áreas Ishpingo, Tambococha, Tiputini.

3.1.5. Validación de estabilidad de voltaje en CPT bajo el nuevo modelo propuesto

Con el propósito de analizar la estabilidad de voltaje del modelo modificado que incluye los subsistemas del ITT, se realiza el análisis de sensibilidad nuevamente para determinar sensibilidades incrementales, respecto al modelo original, causadas por posibles vínculos de subtransmisión congestionados o simplemente debido a la nueva configuración radial propuesta, siendo estas líneas a doble circuito.

La Tabla 10 muestra los resultados del análisis de sensibilidades incluyendo las nuevas barras de " B_Tiputini" y " B_Tambococha". A este respecto, de forma

preliminar se demuestra que no se presenta un valor considerablemente grande (0.054 p.u./MVar) en la sensibilidad de las barras que pueda desencadenar algún evento físico relacionado con la inestabilidad de voltaje. El bajo valor corresponde a la adecuada concepción de los nuevos subsistemas conformados; es decir que se ha considerado para su diseño la no congestión de su vínculo a la barra “PAM B_34.5kV” y la inyección local de reactivos por medio de los grupos generadores propuestos para la operación en isla.

Tabla 10. Resultado análisis de sensibilidad, caso de estudio demanda máxima

BARRAS	V. nom [kV]	dv/dq [p.u./MVar]	V. operación [p.u]
CPT_MAIN-TR-1_LV	4,16	0,01662549	0,9838694
CPT_MAIN-TR_2_LV	4,16	0,01662549	0,9838694
CPT_MAIN-TR_2_LV(1)	4,16	0,01662549	0,9838694
CPT_MAIN-TR_3_LV	4,16	0,01662549	0,9838694
ECB (A)_34.5 kV	34,5	0,00898217	1,016351
ECB (B)_34.5 kV	34,5	0,00746281	0,9904307
ECB_34.5 kV	34,5	0,00558383	1,014493
B_Tiputini	34,5	0,00545677	0,976632
B_Tambococha	34,5	0,00545677	0,976632
PAM_CPT(B)_34.5 kV	34,5	0,00457342	0,9838694
PAM_CPT(A)_34.5 kV	34,5	0,00455636	0,9842317
PAM_40330	13,8	0,00383385	1,014695
EPF-SWG-001C	13,8	0,00365999	1,010735
EPF-SWG-001B	13,8	0,00365594	1,010794
EPF-SWG-001A	13,8	0,00365523	1,010811
SWG-40340	13,8	0,00320031	1,009765
PAM_CPT_69 kV	69	0,00292651	1,006103
CELEC_CPT_69 kV	69	0,00286965	1,007231
EPF(B)_34.5 kV	34,5	0,00228275	1,017137
EPF_34.5A	34,5	0,00228211	1,017155
EPF_34.5	34,5	0,00226501	1,017942
PAM-EP	138	0,00225598	1,008022
CELEC_CPT_138 kV	138	0,00220998	1,009765
CPT_230	230	0,00180817	1,014107
EPF_230	230	0,00146261	1,021123

3.1.6. Premisas para la formación de islas eléctricas en CPT

Con base al sustento teórico desarrollado en el Capítulo I, del presente trabajo, y considerando que únicamente ciertas áreas de CPT dispondrán de generación interna que permita abastecer a parte de la demanda, se ha identificado que la generación actual en CPT es menor a la carga instalada, lo que vuelve improbable el mantener abastecido al 100% de la demanda luego de una posible desconexión con Petroamazonas (interrupción en la transferencia de potencia de aproximadamente 230 MW para el caso crítico-demanda máxima).

Como primera propuesta para analizar el continuo suministro de energía eléctrica a las distintas áreas de CPT, ésta corresponde al aumento de su generación operativa.

La opción solucionaría la confiabilidad del sistema, pero también conlleva a elevar considerablemente sus costos operativos debido a la inversión en compra de grupos electrógenos, uso de combustibles para operación e infraestructura para la nueva generación. Resulta entonces ser una opción no viable.

Por otro lado, se ha identificado que luego de una desconexión del SNI es posible el abastecimiento continuo de un porcentaje de la demanda conectada al SEIP, considerando la implementación de esquemas de rechazo de carga con el fin de viabilizar la creación de islas eléctricas. Por tanto, se consideran las siguientes premisas:

- Existe generación cercana a la carga
- Es posible desconectar parte de la carga existente (carga no esencial).
- Dentro de una isla, la generación tiene la capacidad de abastecer la demanda, o cierta parte de ella, a más de las pérdidas en transmisión.
- Los generadores dispondrán de un margen de potencia activa y reactiva que les permita regular voltaje y frecuencia del sistema.
- Los niveles de voltaje en la isla formada deben mantenerse dentro de límites adecuados.

Por tanto, se propone analizar la separación controlada del CPT en 3 islas eléctricas, tales como:

- i) Sistema aislado Ishpingo-ISP**

- ii) Sistema aislado Tiputini
- iii) Sistema aislado Tambococha

3.1.7. Sistemas aislados Tiputini-Tambococha

Los sistemas conformados actualmente por grupos generadores basados en el uso de gas, la subestación PAM_CPT(B)_34.5kV y el 35% del total de la carga del área de CPT. Para fines de análisis, se ha propuesto el modelamiento de un sistema de subtransmisión a 34.5 kV que representa en cierto grado la topología y la distancia desde la subestación existente de Petroamazonas hasta las áreas de Tambococha y Tiputini. En adición, se proponen los grupos generadores SM_Tambococha y SM_Tiputini para la formación forzada de las islas eléctricas.

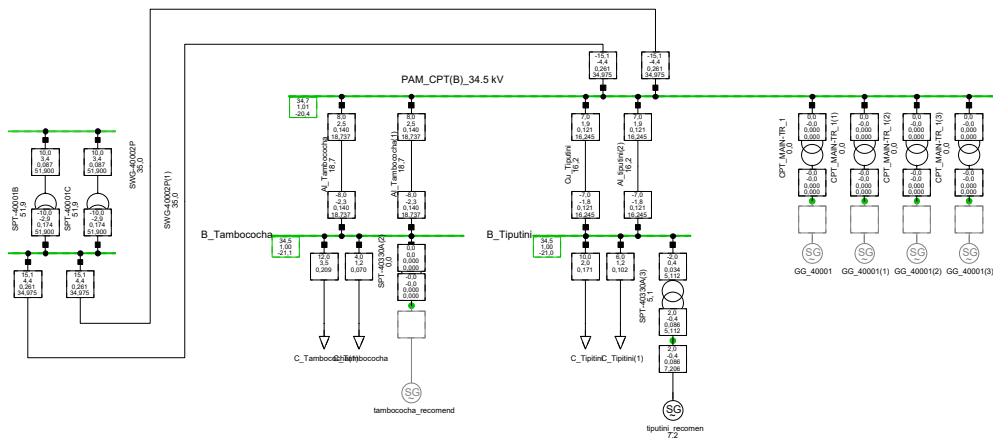


Fig. 30. Modelo eléctrico de las áreas Tiputini-Tambococha.

a. Simulaciones dinámicas de creación de islas

La perturbación que da origen a la formación de las islas corresponde a un evento de cortocircuito trifásico en la barra CPT 230 kV (perdida del vínculo de transmisión con el SNI), y al cabo de 100 ms posterior al evento se produce la apertura del transformador TR_CPT2 230/69 kV. En este caso particular, como estrategia para la separación controlada de las islas, 200 ms después de la separación del sistema se disparan las líneas de subtransmisión “Al_Tambococha”, “Al_Tambococha(1)”, “Cu_Tiputini” y “Al_tiputini(2)”; quedando únicamente en operación la generación “tiputini_recomend” y “tambococha_recomend”.

La carga pico del área de estudio corresponde a 31 MW, siendo 15 MW en Tiputini y 16 MW en Tambococha. Para esta condición se proponen las siguientes alternativas:

- **Alternativa 1:** Despacho mínimo de grupos generadores “tiputini_recomend” y “tambococha_recomend” con el modelo de máquina “GT_JIVINO_III” (14.18 MVA). El total de carga conectada en barra Tiputini: 16 MW, p. f=0.98. El total de carga conectada en barra Tambococha: 15 MW, p. f=0.98.
- **Alternativa 2:** Despacho mínimo de grupos generadores “tiputini_recomend” y “tambococha_recomend” con el modelo de máquina “Hyundai” (2.127 MVA). El total de carga conectada en barra Tiputini: 16 MW, p. f=0.98. El total de carga conectada en barra Tambococha: 15 MW, p. f=0.98.
- **Alternativa 3:** Despacho mínimo de grupos generadores “tiputini_recomend” y “tambococha_recomend” con el modelo de máquina “GT_JIVINO_III” (14.18 MVA). 50% de carga esencial permanece conectada en barra Tambococha y Tiputini luego del evento de operación aislada.
- **Alternativa 4:** Despacho mínimo de grupos generadores “tiputini_recomend” y “tambococha_recomend” con el modelo de máquina “Hyundai” (2.127 MVA). 50% de carga esencial permanece conectada en barra Tambococha y Tiputini luego del evento de operación aislada.

b. Resultados Alternativa 1

Como ejemplo de los resultados obtenidos en esta alternativa, en la Fig. 31 se presenta la respuesta dinámica de la potencia activa (MW), velocidad de rotor (p.u.) y frecuencia eléctrica (Hz) de la generación propuesta para el área de Tambococha, ante un evento de formación forzada de isla eléctrica en el escenario de demanda máxima. Se puede observar que después de la perturbación simulada el sistema de generación no logra alcanzar un nuevo punto estacionario de operación, por tanto, no es posible la formación de la isla considerando un solo grupo generador.

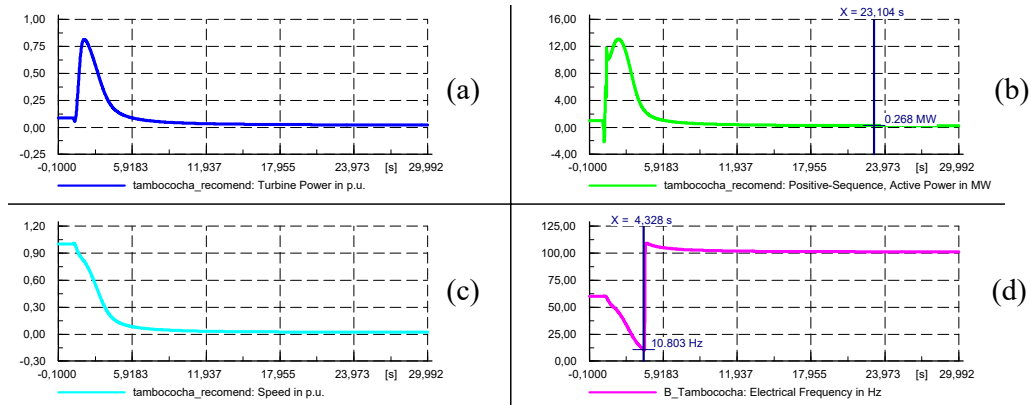


Fig. 31. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

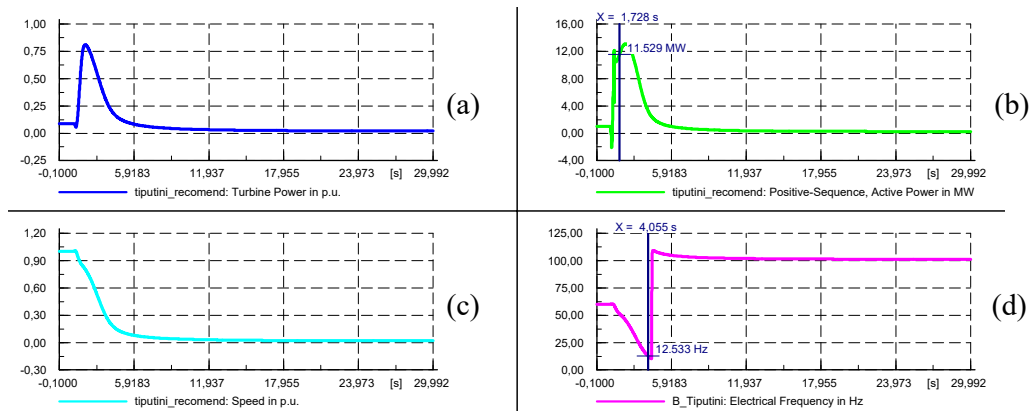


Fig. 32. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

Por otra parte, en la Fig. 32 se aprecia que, como las características de la isla en Tambococha son similares a las de Tiputuni, la formación en isla tampoco es viable.

Se observa una disminución progresiva de la frecuencia de la isla por debajo de los 12 Hz y un pico transitorio en la inyección de potencia activa de aproximadamente 12 MW, esto debido a la actuación de los controladores automáticos. En conclusión, no es posible la formación de la isla en Tiputini considerando un solo grupo generador.

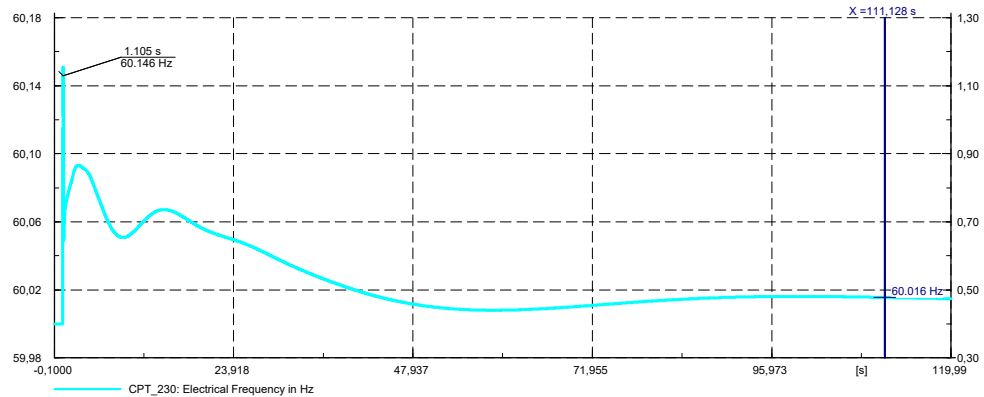


Fig. 33. Respuesta de la frecuencia ante un evento de cortocircuito en la barra de CPT 230 kV, seguido de su despeje de falla a los 100 ms.

Asimismo, la Fig. 33 presenta la evolución dinámica de la frecuencia en la barra de CPT 230 kV y en la cual se evidencia la aceleración típica causada por el evento de cortocircuito, seguida de la desaceleración luego del despeje de la falla. En general, el comportamiento mostrado se ajusta a lo esperado para este tipo de eventos. El sistema de transmisión desde SNI logra alcanzar un estado estacionario adecuado posterior al evento de falla.

Las simulaciones obtenidas en situaciones en las que las islas son inestables, como las mostradas en la Fig. 31 y Fig. 32, podrían entregar resultados irreales; es decir, que no se podrían presentar en casos reales debido a que el resultado obtenido es netamente matemático, donde el sistema de ecuaciones diferenciales no lineales que definen a la isla eléctrica no converge. En un contexto netamente físico, un problema en la estabilidad de las variables de estado de la isla se manifiesta como por ejemplo en colapsos de voltaje.

En relación con los resultados anteriores, y como objetivo del presente estudio, corresponde el analizar la posibilidad de crear islas eléctricas en Tambococha y Tiputini al aumentar grupos generadores (mejoras en la capacidad instalada). A este respecto, estos análisis requieren considerar los lineamientos descritos en el numeral 1.10.1 del presente documento y los cuales son tomados de manera particular para el caso de estudio de la alternativa 1. Se presentan de igual forma los parámetros característicos de la formación de las islas de acuerdo con la Tabla 11 y Tabla 12.

Tabla 11. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tiputini

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	2
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	16
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	58
Nadir de frecuencia (Hz)	53.5
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVar)	3.7

Tabla 12. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tambococha

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	2
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	16
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	58
Nadir de frecuencia (Hz)	53.6
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVar)	3.7

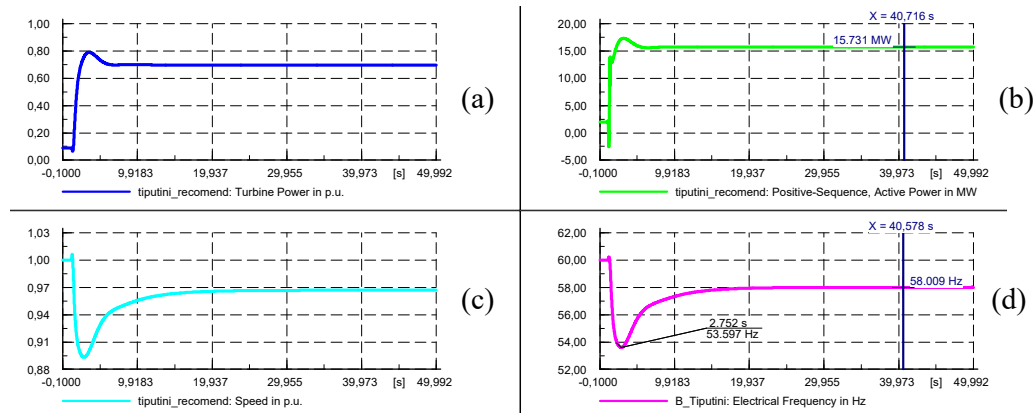


Fig. 34. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

En virtud de que el mismo esquema de control (mismos composites y common models) ha sido implementado en todos los generadores propuestos para los subsistemas del CPT, se espera que su respuesta de formación en isla para Tambococha sea similar a la isla de Tiputini, a más de ser estable, por lo que presentar los resultados de las pruebas a esta isla no brinda mayor valor agregado.

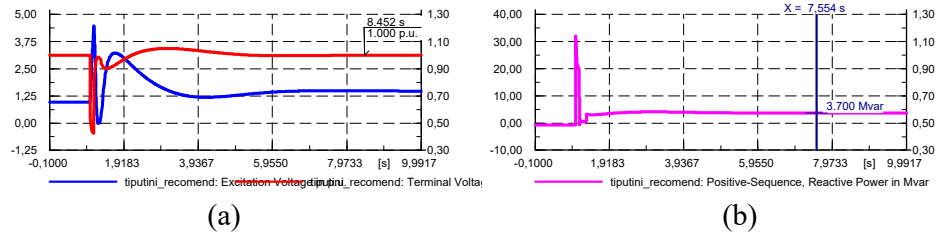


Fig. 35. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVar.

En conclusión, para el área de Tiputini, en la Fig. 34 y Fig. 35 se observa que la respuesta dinámica de frecuencia y voltaje se estabilizan en el tiempo, lo que motiva a inferir que la isla ha alcanzado un punto operativo estático adecuado con el despacho de 2 grupos generadores, y al suministrar estos un total de 16 MW.

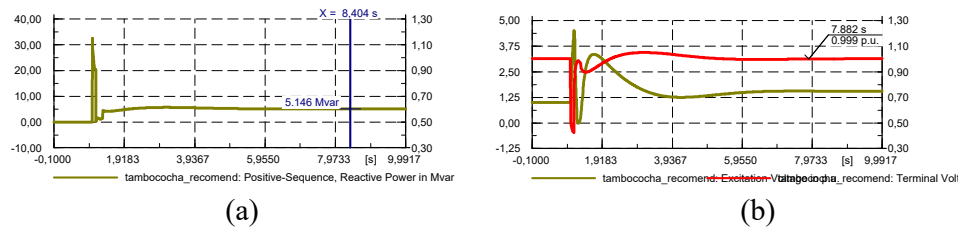


Fig. 36. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia Reactiva en MVar. (b) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u.

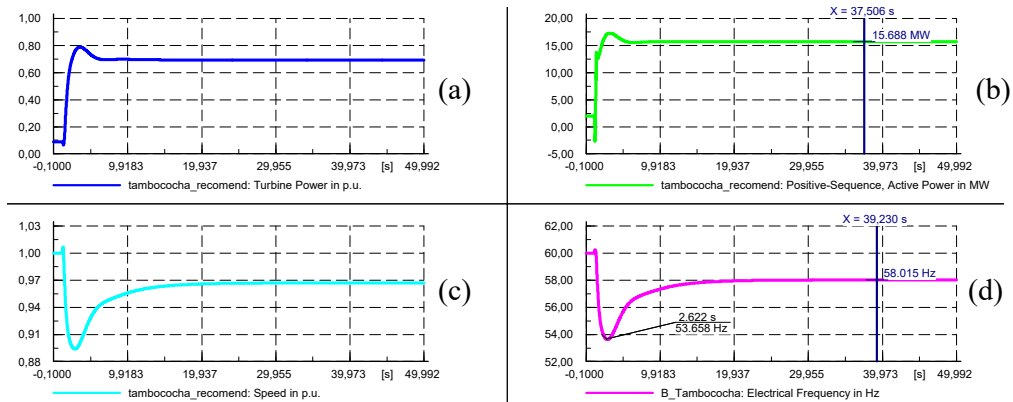


Fig. 37. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

Para el área de Tambococha, en la Fig. 36 y Fig. 37 se observa que la respuesta dinámica de frecuencia y voltaje se estabilizan en el tiempo, lo que motiva a concluir que la isla ha alcanzado un punto operativo estático adecuado, igualmente con el despacho de 2 grupos generadores al suministrar estos un total de 16 MW.

c. Resultados alternativa 2

En las siguientes tablas resúmenes (Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15), a manera de compendio, se presenta los resultados del estatus en la formación de islas para las áreas de Tambococha y Tiputini contando con distintos números de grupos generadores. Las simulaciones dinámicas que corroboran los resultados de las tablas se presentan dentro del Anexo D.

Tabla 13. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "Hyundai" (2.127 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 1	Inestable	Inestable

Tabla 14. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "Hyundai" (2.127 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 9	Inestable	Inestable

Tabla 15. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "Hyundai" (2.127 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 10	Estable	Estable

El resultado presentado en la Tabla 15 es concluyente para determinar que es posible conformar islas eléctricas en las áreas descritas, al despachar un mínimo de 10 máquinas de tipo Hyundai 2.12 MVA. En adición se considera para esta alternativa el 100 % de la carga conectada en las dos áreas.

Tabla 16. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tiputini

Modelo de Máquina	HYUNDAI (2.127 MVA)
Número de máquinas en Operación	10
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	15
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	59
Nadir de frecuencia (Hz)	57
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVA _r)	4.5

Tabla 17. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tambococha

Modelo de Máquina	HYUNDAI (2.127 MVA)
Número de máquinas en Operación	10
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	15
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	59
Nadir de frecuencia (Hz)	57
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVar)	5.5

En los resultados presentados en la Tabla 16 y Tabla 17 se aprecia que las islas mantienen su estabilidad con parámetros adecuados tanto en reserva rodante como en reserva de potencia reactiva para regulación de voltaje en las áreas. Sin embargo, se debe tener en cuenta que este tipo de unidades se caracterizan por tener valores restrictivos en cuanto diferencia angular de sincronización, puesto que son generadores térmicos de baja inercia incapaces de soportar grandes variaciones transitorias de potencia. Estas restricciones pueden plantear problemas al momento de sincronizar las islas nuevamente con el SNI.

d. Resultados Alternativa 3

En la Tabla 18 se presentan los resultados del estatus en la formación de islas para las áreas de Tambococha y Tiputini contando con distintos números de grupos generadores. Las simulaciones dinámicas que corroboran los resultados de las tablas se presentan dentro del Anexo E.

Los resultados presentados son concluyentes para determinar que es posible conformar islas eléctricas en las áreas descritas, al despachar una sola unidad de tipo GT JIVINO III 14.18 MVA. En adición se considera para esta alternativa el 50% de la carga conectada en cada una de las dos áreas, y que corresponden a carga esencial en los procesos de tratamiento de petróleo.

Tabla 18. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "GT_JIVINO III" (14.18 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 1 50% de carga esencial no desconectada	Estable	Estable

En los resultados mostrados en la Tabla 19 y Tabla 20 se viabiliza como una opción adecuada la compra, instalación y operación de máquinas tipo GT_JIVINO III 14,18 MVA, puesto que, a más de ser robustas, estas permiten un adecuado margen de control en la regulación primaria de frecuencia de la isla. En este tipo de máquinas se espera no ver afectado el parámetro de sincronización "diferencia angular" y, con base al análisis realizado en esta alternativa, el implementar esquemas de alivio de carga reducirán los costos de operación al despachar a una mínima potencia dentro de sus curvas de capacidad, haciendo que la transferencia de potencia provenga en su mayoría desde el SNI (vínculo de transmisión Shushufindi-EPF-CPT 230 kV).

Tabla 19. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tiputini

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	1
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	8
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	58
Nadir de frecuencia (Hz)	54
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	0.99
Inyección de reactivos (MVar)	2

Tabla 20. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tambococha

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	1
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	8
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	58
Nadir de frecuencia (Hz)	54
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	0.99
Inyección de reactivos (MVar)	2

e. Resultados Alternativa 4

En la Tabla 21 y Tabla 22 se presenta los resultados del estatus en la formación de islas para las áreas de Tambococha y Tiputini contando con distintos números de grupos generadores. Las simulaciones dinámicas que corroboran los resultados de las tablas se presentan dentro del Anexo F.

El resultado presentado en la Tabla 22 es concluyente para determinar que es posible conformar islas eléctricas en las áreas descritas, al despachar un mínimo de 5 máquinas de tipo Hyundai 2.12 MVA, considerando para esta alternativa el 50 % de la carga esencial conectada en cada una de las dos áreas.

Tabla 21. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "Hyundai" (2.127 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 4 50% de carga esencial no desconectada	Inestable	Inestable

Tabla 22. Resultado estabilidad de conformación de islas eléctricas, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla Tiputini	Resultado de formación en Isla Tambococha
Grupo Generador: "Hyundai" (2.127 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 5 50% de carga esencial no desconectada	Estable	Estable

De la Tabla 23 y Tabla 24 se aprecia que las islas formadas por la alternativa 4 mantienen su estabilidad en el tiempo. De las simulaciones dinámicas la respuesta inercial de las islas dura pocos segundos (primea oscilación de frecuencia), posteriormente la actuación del controlador GOV modifica la inyección de combustible para que los generadores a Diesel entreguen más potencia y se puedan conformar las islas eléctricas. De esta manera se evidencia la formación de las islas en Tiputini y Tambococha al despachar 5 máquinas térmicas de tipo Hyundai, junto con la implementación de esquemas de rechazo de carga.

Tabla 23. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tiputini

Modelo de Máquina	HYUNDAI (2.127 MVA)
Número de máquinas en Operación	5
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	8
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	59
Nadir de frecuencia (Hz)	56.6
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVA _r)	2

Tabla 24. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de Tambococha

Modelo de Máquina	HYUNDAI (2.127 MVA)
Número de máquinas en Operación	5
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	8
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	59
Nadir de frecuencia (Hz)	56.6
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1
Inyección de reactivos (MVA _r)	5

3.1.8. Sistema aislado Ishpingo-ISP

El sistema ISP futuro estará conformado por la subestación CELEC CPT 138 kV y la demanda general del área (90 MW, p. $f=0.95$), de acuerdo con el horizonte de planificación de la expansión del SNI. Se propone el modelo de generador CPT BACKUP G1 para la formación de la isla.

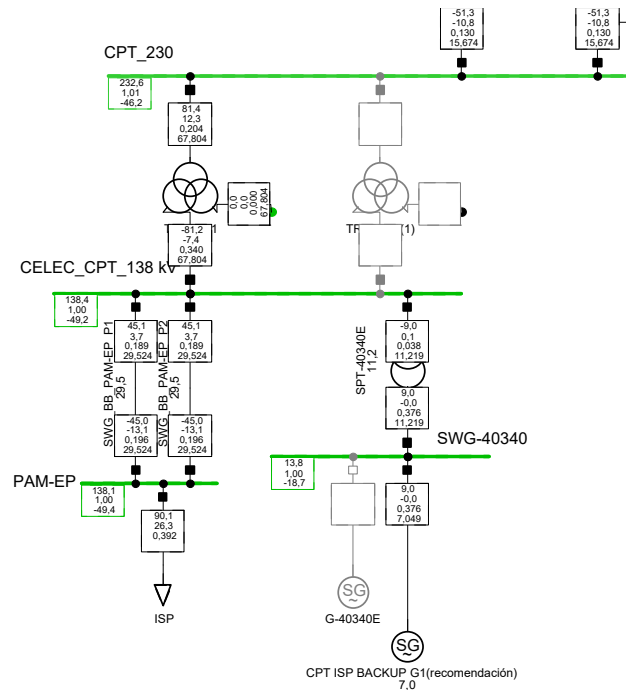


Fig. 38. Modelo eléctrico del área ISP.

a. Simulaciones dinámicas de creación de isla

La perturbación que da origen a la formación de isla en ISP corresponde a un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, y al cabo de 100 ms posterior al evento se produce la apertura de los disyuntores asociados al transformador TR_CPT1 230/138 kV. La generación asociada a la isla corresponde al modelo “CPT ISP BACKUP G1(recomendación)”.

Para la evaluación de formación de isla eléctrica se proponen las siguientes alternativas:

- **Alternativa 1:** Despacho mínimo de grupos generadores CPT ISP BACKUP G1(recomendación) con el modelo de maquina “GT_JIVINO_III” (14.18 MVA)”. El total de carga conectada en barra PAM-EP: 90 MW, p. $f=0.95$.

- **Alternativa 2:** Despacho mínimo de grupos generadores CPT ISP BACKUP G1(recomendación) con el modelo de maquina “GT_JIVINO_III” (14.18 MVA)”. El total de carga conectada en barra PAM-EP: 90 MW, p. f=0.95. 50% de carga esencial permanece en operación.

b. Resultados Alternativa 1

De los resultados obtenidos para esta alternativa, en la Fig. 39 se muestra la respuesta dinámica de la potencia activa (MW), velocidad del rotor (p.u.) y frecuencia eléctrica de la generación (Hz) propuesta para el área del ISP. Se puede observar que después de la perturbación simulada el sistema de generación no logra alcanzar un nuevo punto estacionario operativo adecuado, decayendo su evolución dinámica en el tiempo. El resultado hace referencia a que no es posible la creación de la isla, a pesar de que dentro de las curvas de capacidad del generador se ha configurado la operación de 9 máquinas en paralelo con un despacho mínimo de 1 MW cada una. De igual forma en la Fig. 40 se muestra el decaimiento del voltaje de la isla en ISP debido a la actuación del regulador AVR. En conclusión, no es posible la formación de la isla al considerar 9 grupos generadores despachados.

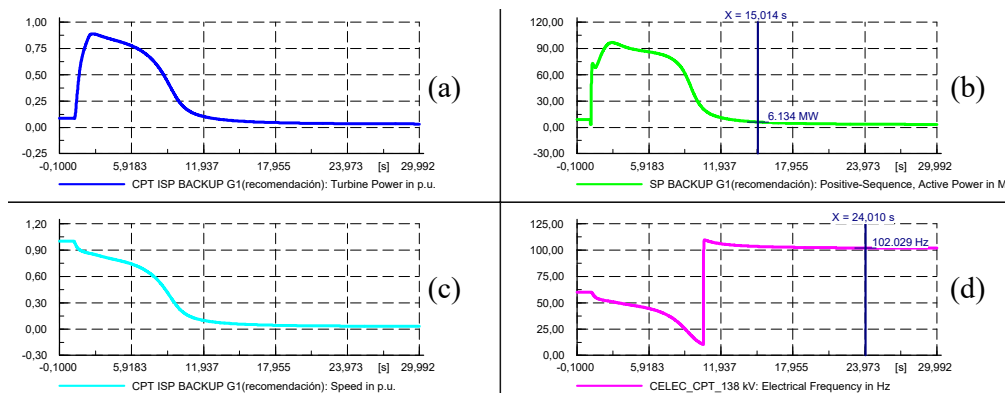


Fig. 39. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

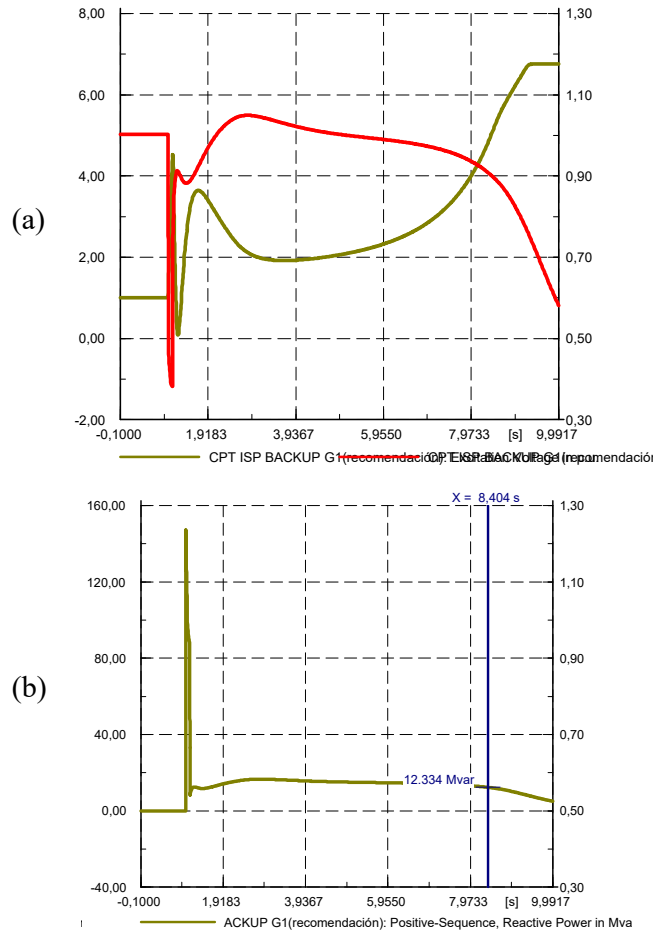


Fig. 40. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP (controlador AVR) ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVar.

En la Fig. 41 muestra la evolución dinámica de la frecuencia en la barra de CPT 230 kV, y en la cual se evidencia la aceleración típica causada por el evento de cortocircuito trifásico simulado, seguida de la desaceleración luego del despeje de esta. El comportamiento presentado se ajusta a lo esperado para este tipo de eventos. En conclusión, el sistema de transmisión perteneciente al SNI (Sistema Shushufindi-EPF-CPT 230 kV) logra alcanzar un nuevo punto estacionario de operación adecuado posterior al evento de falla.

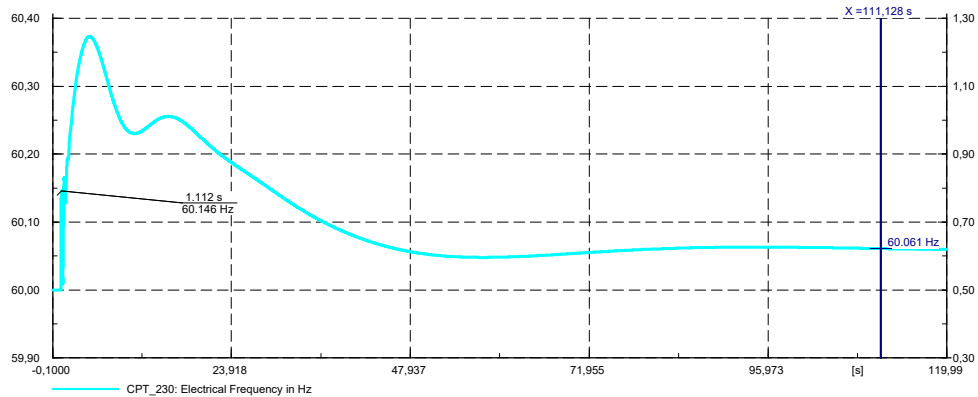


Fig. 41. Respuesta de la frecuencia ante un evento de cortocircuito en la barra de CPT 230 kV, seguido del despeje de la falla a los 100 ms.

En relación con los resultados previos, se realiza una evaluación del porqué ocurre este comportamiento inestable en la formación de la isla, considerando que la carga total a la que es sometida el generador corresponde al 90% de su potencia activa nominal, lo que en teoría dejaría una reserva adicional de un 10%, por lo que el problema de inestabilidad no se relacionaría con déficit de reserva. En este sentido, se concluye que el problema debe relacionarse con la potencia mínima de despacho para cada unidad.

Basado en la anterior conclusión, se procede a modificar el parámetro de despacho mínimo de cada unidad a un valor de 2.5 MW, donde se indica que el valor de Pmin debe ser escogido basado en aspectos operativos realistas y de acuerdo con el tipo de máquina.

Tabla 25. Resultado estabilidad de conformación de isla eléctrica, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla ISP
Grupo Generador: "GT_JIVINO III" (14.18 MVA) Despacho mínimo: 2.5 MW N° de máquinas en operación: 9	Estable

Tabla 26. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de ISP

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	9
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	2.5
P estab (MW)	90
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	57.8
Nadir de frecuencia (Hz)	51.2
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	1.01
Inyección de reactivos (MVar)	14.5

En la Fig. 42 y Fig. 43 se presentan las respuestas dinámicas de la formación de la isla en ISP. En general, el comportamiento mostrado se ajusta a lo esperado para la formación de la isla eléctrica. En esta prueba es posible determinar los parámetros de interés de la isla formada, y que son resumidos de acuerdo con lo presentado en la Tabla 26. Asimismo, se aprecia que la frecuencia de la isla se estabiliza a un valor de 57.8 Hz por acción del modo DROOP de los GOV, lo cual hace referencia a la necesidad de implementarse el AGC (Automatic Generation Control) para establecer un adecuado control en la regulación secundaria de frecuencia-RSF para la isla, y así retornar a una frecuencia de operación a 60 Hz. El AGC debe ejercer un control suplementario a los GOV modificando su *setpoint*.

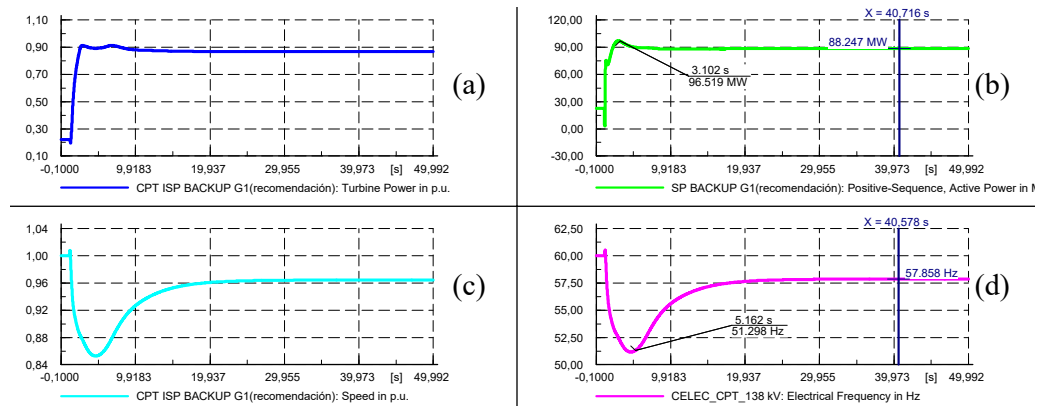


Fig. 42. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

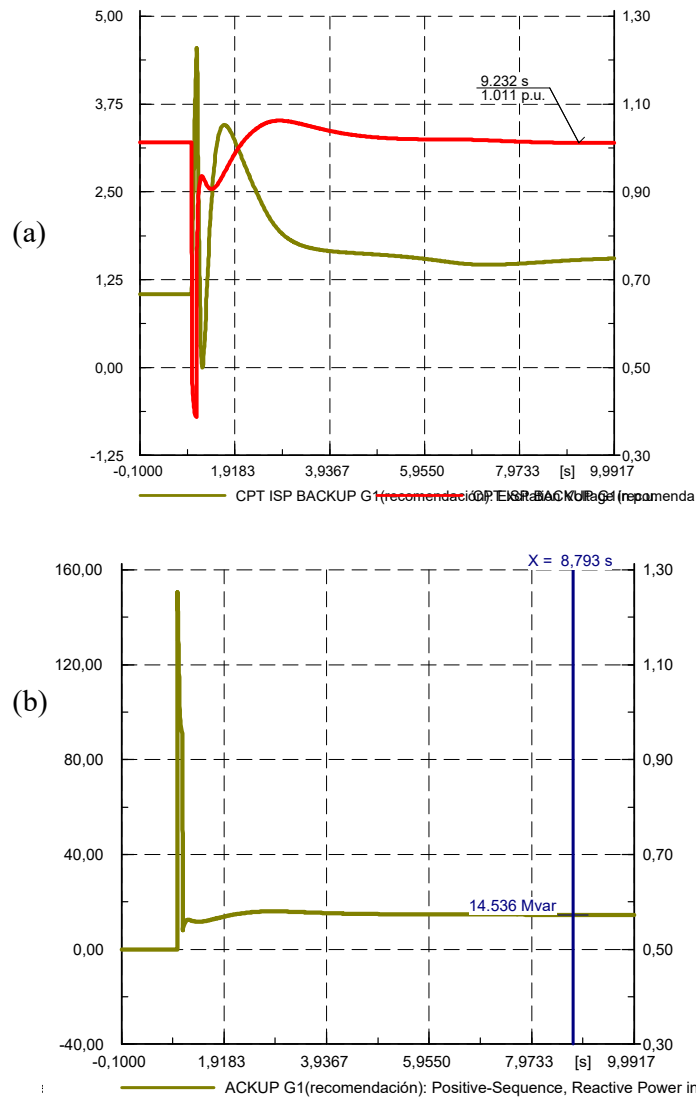


Fig. 43. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP (controlador AVR) ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVar.

c. Resultados Alternativa 2

En las siguientes tablas resúmenes, a manera de compendio, se presentan los resultados del estatus en la creación de isla para el área del ISP. Las simulaciones dinámicas que corroboran los resultados presentados en las tablas se adjuntan dentro del Anexo G.

El resultado presentado en la Tabla 27 es concluyente para determinar la posibilidad de conformar una isla eléctrica en ISP al despachar 5 máquinas de tipo GT_JIVINO a una P.min de 1MW, y al realizar esquemas de deslastre de carga para el abastecimiento continuo del 50% del total de la carga conectada en la barra de PAM-EP.

Tabla 27. Resultado estabilidad de conformación de isla eléctrica, Demanda máxima

Elemento bajo análisis	Resultado de formación en Isla ISP
Grupo Generador: "GT_JIVINO III" (14.18 MVA) Despacho mínimo: 1 MW N° de máquinas en operación: 5 50% de carga esencial no desconectada	Estable

En la Tabla 28 se resumen los parámetros característicos de la isla eléctrica desarrollada, en la cual se aprecia que esta mantiene su estabilidad con parámetros adecuados tanto en RPF como en reserva de potencia reactiva para regulación de voltaje en ISP.

Tabla 28. Resumen de parámetros característicos en la isla eléctrica de ISP

Modelo de Máquina	GT JIVINO III (14.18 MVA)
Número de máquinas en Operación	5
BALANCE GENERACIÓN/CARGA	
P min (MW)	1
P estab (MW)	45
Frec. Inicial (Hz)	60
Frec. de la Isla (Hz)	57.6
Nadir de frecuencia (Hz)	52.1
REGULACIÓN DE VOLTAJE	
Vt estab isla (p.u.)	0.99
Inyección de reactivos (MVar)	-4

3.1.9. Determinación del ángulo y tiempo crítico

Para la determinación del ángulo y tiempo crítico se realiza la simulación de cortocircuitos trifásicos en las barras cercanas a la generación a un tiempo de 0 segundos, con la apertura de los interruptores asociados a la barra en un tiempo superior a la pérdida de paso de los generadores.

a. Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 34.5 kV

En la Fig. 44 se muestra el comportamiento del ángulo de las máquinas sincrónicas, se evidencia que el bloque de generación CPT BACKUP G1 comienza a perder su estabilidad a los 1,802 segundos de ocurrida la falla con un ángulo de -176.9° .

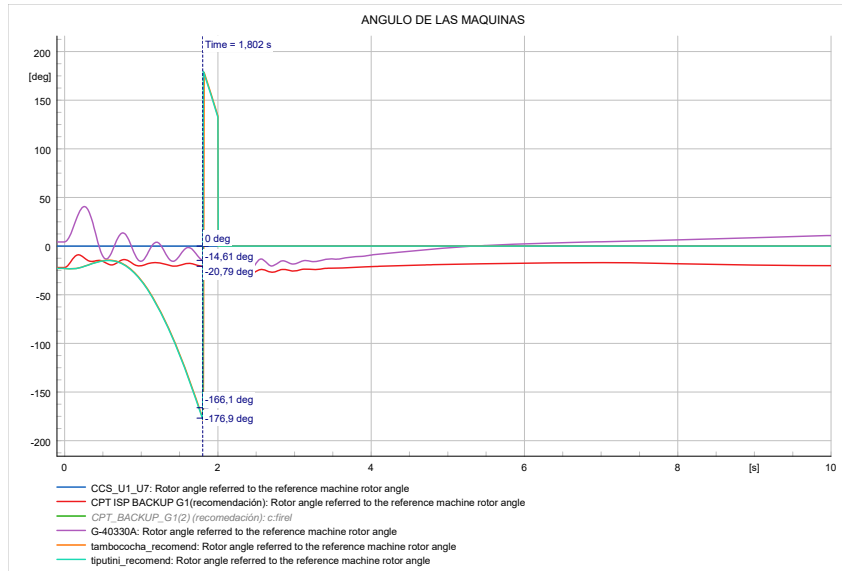


Fig. 44. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 34.5 kV.

b. Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 69 kV

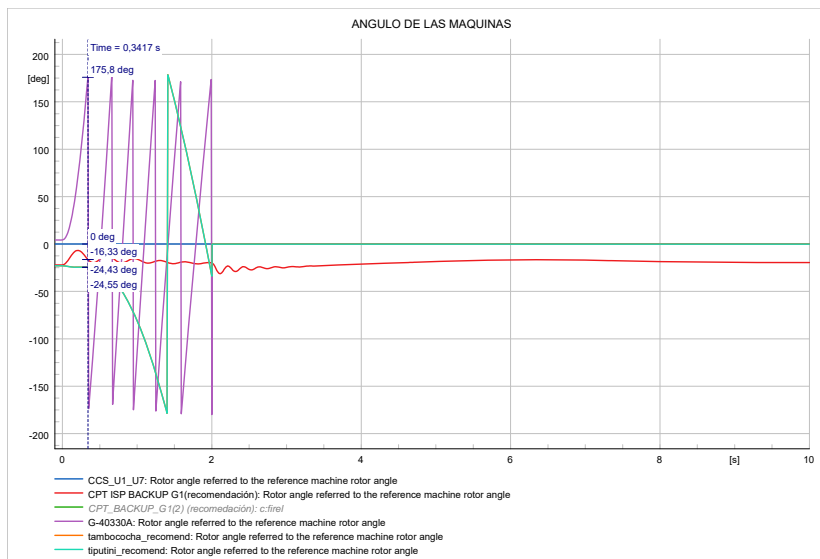


Fig. 45. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 69 kV.

En la Fig. 45 se muestra el comportamiento del ángulo de las máquinas sincrónicas, se evidencia que el bloque de generación G-40330A comienza a perder su estabilidad a los 0,3417 segundos de ocurrida la falla con un ángulo de 175.8°.

c. Cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV

En la Fig. 46 se muestra el comportamiento del ángulo de las máquinas sincrónicas, se evidencia que el bloque de generación G-40330A comienza a perder su estabilidad a los 0,4017 segundos de ocurrida la falla con un ángulo de 174.6°.

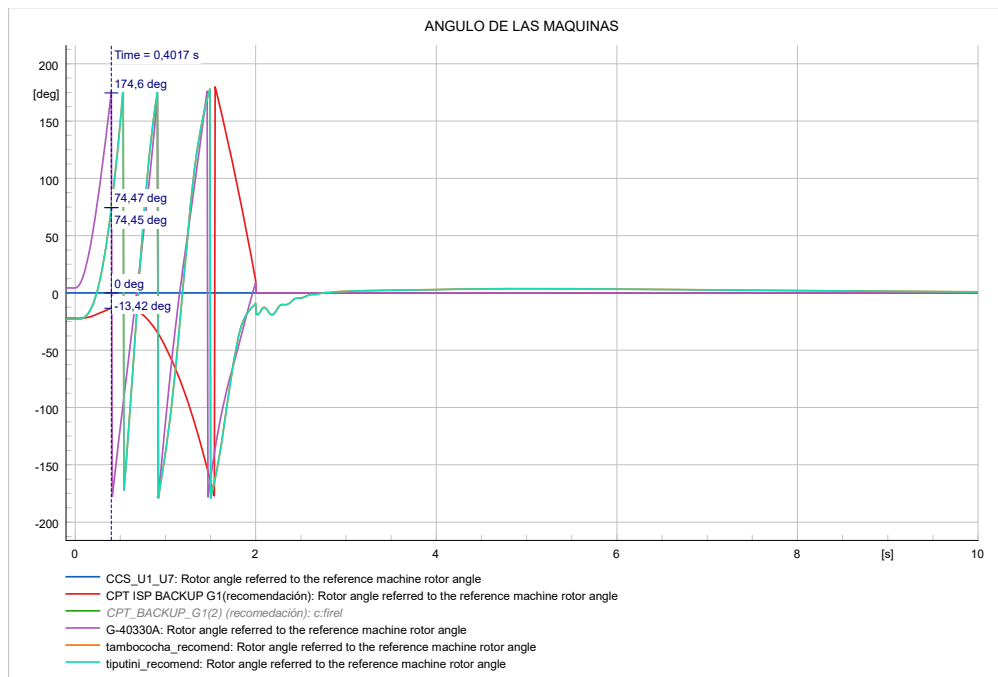


Fig. 46. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de PAM CPT 230 kV.

d. Cortocircuito trifásico en la barra de EPF 230 kV

En la Fig. 47 se muestra el comportamiento del ángulo de las máquinas sincrónicas, se evidencia que el bloque de generación G-40330A comienza a perder su estabilidad a los 0,5417 segundos de ocurrida la falla con un ángulo de 175.6°.

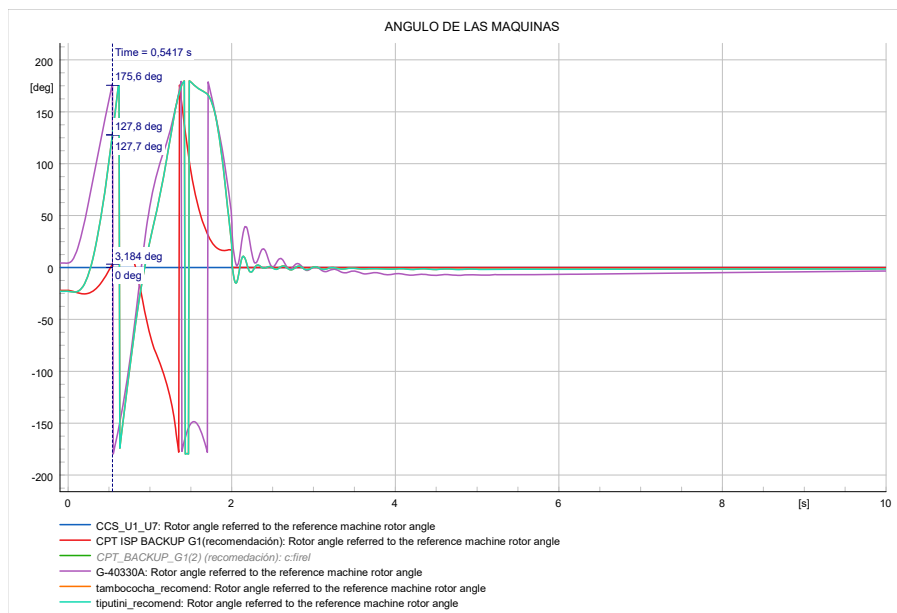


Fig. 47. Determinación del ángulo y tiempo crítico- Cortocircuito trifásico en la barra de EPF 230 kV.

e. Cortocircuito trifásico en la barra de SHUSHUFINDI 230 kV

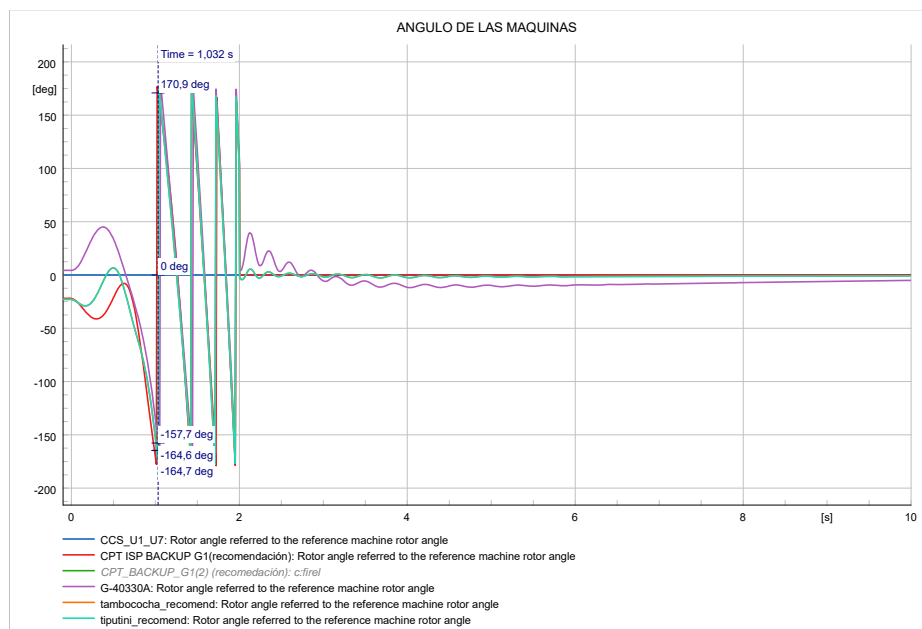


Fig. 48. Determinación del ángulo y tiempo crítico-Cortocircuito trifásico en la barra de SHUSHUFINDI 230 kV.

En la Fig. 48 se muestra el comportamiento del ángulo de las máquinas sincrónicas, se evidencia que el bloque de generación G-40330A y CPT BACKUP G1 comienzan a perder su estabilidad a los 1,032 segundos de ocurrida la falla con un ángulo de 170.9°.

3.2.Evaluación de expertos

Durante nueve años he realizado estudios eléctricos para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Desde febrero de 2014 hasta la presente fecha trabajo en la Corporación Eléctrica del Ecuador, Unidad de Negocio Transelectric, como Jefe de Departamento de Planeamiento de Expansión de la Transmisión. Mi experiencia profesional incluye el desarrollo de estudios eléctricos para:

- Bancos de capacitores en las subestaciones Loja, Esmeraldas, Santa Elena y Portoviejo
- Reactor de 25 MVar en la subestación el Inga 230 kV
- Análisis de capacidad de transformadores para modernización de Subestación Molino
- Factibilidad de conexión proyecto central Ciclo Combinado gas natural 400 MW
- Factibilidad de conexión de proyecto eólico Villonaco III 110 MW
- Factibilidad de conexión de proyecto fotovoltaico El Aromo 200 MW
- Sistema Delsitanisagua – Cumbaratza – Bomboiza 230 kV
- Impacto de la incorporación de la línea de transmisión Tisaleo - seccionamiento línea Totoras - Riobamba en 230 kV
- Validación técnica de la futura configuración Sopladora – Cardenillo – Taday – Guayaquil
- Interconexión Ecuador – Perú 500 kV
- Análisis de cortocircuitos en el SNT para diseño y construcción de obras
- Estudios de compensación reactiva para zona nororiental del país
- Alternativas de interconexión para reforzamiento zona de Chone
- Otros

Precisamente estas participaciones me permiten evaluar el alcance de los estudios eléctricos contenidos en el trabajo de titulación “REQUERIMIENTOS DE

GENERACIÓN PARA EL SISTEMA PETROLERO EN EL BLOQUE ITT”. Considero que, para la adecuada operación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero-SEIP, los requerimientos de generación planteados en el presente trabajo permitirán establecer alcances adicionales a los establecidos para el desarrollo del Proyecto, de modo que la operación integral de los sistemas eléctricos y petroleros sean sustentables, técnicos y económicamente adecuados, por cuanto se ha identificado unidades de generación a ser implementadas en el Bloque 43, para asegurar la producción ininterrumpida de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT).

Mgs. Jhery Javier Saavedra Tamay

CI. 1713416673

Cel: 0984431958

e-mail: jhery.saavedra@celec.gob.ec

3.3.Evaluación de usuarios

Conforme se tengan los modelos de expansión definitivos de PETROECUADOR sobre el SEIP, es decir de la capacidad de sus instalaciones, los parámetros de su red de distribución repotenciadas y la estimación de sus cargas; y se comparta la información para considerarlo en mesas de trabajo de las instituciones gubernamentales, se podrá establecer si el usuario final considera que la información detallada en este proyecto permite el establecimiento de los requerimientos de generación a ser instalados en el Bloque 43, para un funcionamiento adecuado ante contingencias y posibles operaciones en islas eléctricas.

3.4.Conclusiones del Capítulo III

- Del resultado de las curvas PV se evidencia la necesidad de instalar un banco de capacitores en la S/E Shushufindi 138 kV, con una capacidad nominal de 40 MVar como método de compensación reactiva global para el área del SEIP.
- De acuerdo con los análisis realizados, la implementación de compensación reactiva en el área del SEIP es adecuada para el caso de estudio *ii* y, por tanto, no se espera la ocurrencia del fenómeno de inestabilidad de voltaje. Estudios

respecto a estabilidad de voltaje a corto plazo deben ser realizados para verificar la capacidad del SEIP en retornar hacia un nuevo punto de equilibrio operativo, después de la presencia de alguna falla o perturbación en el balance generación-carga.

- El cálculo del tiempo crítico de despeje de la falla permite determinar el tiempo máximo permisible para mantener estabilidad en el sistema de potencia, en los casos modelados se determinó un tiempo crítico mínimo de 340 ms aproximadamente con una falla trifásica franca en la barra de PAM CPT 69kV.

CONCLUSIONES GENERALES

- El análisis de resultados de las curvas PV del presente informe de investigación determina que, para mantener una transferencia de potencia de aproximadamente 196 MW, se requiere instalar un banco de capacitores en la S/E Shushufindi 138 kV, con una capacidad nominal de 40 MVar como método de compensación reactiva global para el área del SEIP. El análisis de la curva V-Q permite el dimensionamiento de los bancos de capacitores propuestos, la barra CPT 138 kV mejora su perfil de voltaje en un 4.039%, pasando de 0.98 p.u. a 1.02 p.u.
- En las pruebas de Step Response para el AVR propuesto se determina que no existen problemas tanto en su modelación como en la parametrización. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que este controlador de voltaje puede dar problemas de inestabilidad numérica al modelo cuando no se escoge adecuadamente el valor límite **Tmin** del GOV. Este no puede ser mayor a 0 si el generador está rodando en vacío.
- De las simulaciones dinámicas la evolución temporal de las variables de estado de las islas creadas, tales como: voltaje terminal en bornes del generador, voltaje de excitación, potencia activa y reactiva entregadas por el generador, se ajustan a lo esperado para este tipo de eventos. Sin embargo, para obtener una reproducción fiel al fenómeno de creación de islas en CPT, se debe disponer y desarrollar para aplicaciones en campo, una metodología de pruebas, parametrización y sintonización de los reguladores de velocidad.
- En los resultados mostrados se aprecia que las islas en Tambococha y Tiptuni pueden ser conformadas de las siguientes maneras:
 - a) 2 grupos generadores de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad, 100% de carga conectada, P.min=1 MW.
 - b) 10 grupos generadores de tipo HIUNDAY de 2.127 MVA de capacidad, 100 % de carga conectada, P.min=1 MW.

- c) 1 grupo generador de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad, 50% de carga esencial conectada, P.min=1 MW.
 - d) 5 grupos generadores de tipo HIUNDAY de 2.127 MVA de capacidad, 50 % de carga esencial conectada, P.min=1 MW.
- Del resultado de creación de isla en ISP, esta puede ser conformada de acuerdo con:
 - a) 9 grupos generadores de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad, 100% de carga conectada, P.min=2.5 MW.
 - b) 5 grupos generadores de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad, 50% de carga esencial conectada, P.min=2.5 MW.
- La opción viable para la formación de islas eléctricas en el área de CPT corresponde en la mejora de la capacidad instalada para las áreas del ITT, a más de analizar la implementación de esquemas de rechazo de carga para el abastecimiento continuo del total de la carga esencial. Como resultado de los análisis en las islas, éstas pueden mantener su operación considerando un 50% de carga esencial conectada, y la desconexión con el SNI, al contar con 5 grupos generadores de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad para ISP, 1 grupo generador de tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad para Tambococha y 1 grupo generador tipo GT_JIVINO III de 14.18 MVA de capacidad para Tiputini. En estos casos de estudio se debe necesariamente implementar esquemas de rechazo de la carga no esencial.
- Si el Estado Ecuatoriano considera la compra de grupos electrógenos con características térmicas de baja inercia, durante la sincronización entre las islas con el SNI, el ángulo entre los bornes del interruptor que interconecta las islas corresponderá a un parámetro altamente restrictivo debido a que estos generadores son incapaces de soportar grandes variaciones transitorias de potencia, durante posibles eventos de sincronización en áreas.
- Los resultados de formación de islas en CPT muestran que el área de ISP puede retornar a un estado estacionario adecuado, implementando esquemas de

rechazo de carga y operando a una frecuencia aproximada de 57.6 Hz. Por tanto, para regresar a la frecuencia de operación nominal es necesario una regulación secundaria de frecuencia, la cual puede provenir de distintos grupos generadores que dispongan de una adecuada reserva rodante. Se recomienda realizar estos análisis cuando se diseñe, se especifiquen los equipos y se ejecute el diseño definitivo del subsistema eléctrico ISP.

- La separación controlada del sistema de CPT en islas pequeñas autosuficientes como las analizadas se deben considerar como una última medida de control de emergencia para evitar un evento de blackout total. Esta medida puede ser aplicada con el fin de detener la propagación de fallas, evitar la separación incontrolada del sistema y si la estrategia de partición es adecuada, la fuente de disturbio puede ser contenida dentro de cada isla.

RECOMENDACIONES

- La eficiencia del sistema primo motor-GOV está parametrizada por el valor de KPTPG. A este respecto, es recomendable que el valor sea sustentado en aspectos realistas de diseño, los resultados deberán ser ajustados con los parámetros de diseño definitivo.
- El presente trabajo se plantea como un análisis introductorio para la creación controlada de islas eléctricas en el área del CPT, oriente ecuatoriano. Por tal razón, los modelos de control utilizados corresponden a conceptualizaciones y parametrizaciones sugeridas en la literatura técnica. De disponer información de los equipos a ser adquiridos por PETROECUADOR, se sugiere modelar los grupos generadores con sus respectivos controladores de voltaje y velocidad de acuerdo con los datos otorgados por el fabricante.
- Como trabajo complementario al presente estudio, se sugiere un análisis de actuación de protecciones debido a los transitorios producidos por la formación de la isla eléctrica en las áreas del ITT. Las principales protecciones que se sugiere evaluar son:

- a) Sub-frecuencia= instantánea por debajo de 48Hz,
 - b) Sobre-frecuencia= instantánea por encima de 52Hz,
 - c) Sobre corriente estatórica: Temporizada (2s) por encima de 1.2 p.u.,
 - d) Sobre corriente rotórica: Curva inversa de tiempo.
-
- Los resultados de formación de islas en CPT muestran que el área de ISP concentrará a futuro una gran parte de la carga industrial para actividades petroleras. A este respecto, [17] recomienda diseñar los esquemas de Separación Controlada en Islas Eléctricas (ESCI) con base a listas de escenarios operativos y contingencias críticas, con el fin de definir los vínculos de transmisión que deben ser abiertos cuando las condiciones así lo requieran. Sin embargo, los esquemas ESCI, al ser estrategias fijas, no presentan un desempeño óptimo para cada contingencia. Se recomienda la implementación de estrategias capaces de adaptar su comportamiento a la evolución de las variables del sistema frente a una perturbación. Como recurso tecnológico se recomienda utilizar las tecnologías WAMS y algoritmos recursivos de agrupamiento.
 - Una vez definido el equipamiento para el área del CPT, se recomienda realizar análisis basados en simulaciones dinámicas con respecto a estudios de sincronización entre islas eléctricas y el sistema interconectado de Petroamazonas. Inclusive del sistema de Petroamazonas con el SNI.
 - De manera general, para la operación del CPT en sus distintos modos en isla, se sugiere la instalación de equipos para el monitoreo de la diferencia angular en los terminales del vínculo de interconexión con el sistema, además de relés de sincronización adecuadamente calibrados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Ulloa, «PROYECTO ISPCPT055A: “INTERCONEXIÓN 230 kV, SHUSHUFINDI (BL 57) - EDÉN YUTURI (EPF-BL 12) - APAIKA - NENKE (ECB-BL 31) – TIPUTINI (CPT-BL 43)”», p. 12, 2017.
- [2] P. Kundur *et al.*, «Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387-1401, ago. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [3] EPRI, «EPRI Power Systems Dynamics Tutorial», p. 1010, jul. 2009.
- [4] P. Kundur, N. J. Balu, y M. G. Lauby, *Power system stability and control*, First edition. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [5] C. G. Galindo, «Análisis Estático de Estabilidad de Voltaje Aplicado al Sistema Nacional Interconectado», 2004.
- [6] T. V. Cutsem y C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [7] Z. G. Sánchez y S. Leyva, «Revisión sobre métodos matemáticos para el estudio de la estabilidad del voltaje en los sistemas eléctricos de potencia», *Rev. Científica Ing. Energética*, vol. 31, n.º 3, pp. 62-69, 2010.
- [8] C. A. Canizares y F. L. Alvarado, «Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, n.º 1, pp. 1-8, feb. 1993, doi: 10.1109/59.221241.
- [9] R. Ramos, J. Vallejos, y B. Baran, «Multiobjective reactive power compensation with voltage security», en *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE Cat. No. 04EX956)*, Sao Paulo, Brazil, 2004, pp. 302-307. doi: 10.1109/TDC.2004.1432396.
- [10] J. P. Poblete y S. M. Deckmann, «Stability margin reduction due to synchronous machine saturation», en *38th Midwest Symposium on Circuits and Systems. Proceedings*, Rio de Janeiro, Brazil, 1996, vol. 2, pp. 1090-1093. doi: 10.1109/MWSCAS.1995.510284.
- [11] D. Esmail Moghadam, A. Shiri, S. Sadr, y D. A. Khaburi, «A practical method for calculation of over-excited region in the synchronous generator capability curves», en *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Istanbul, jun. 2014, pp. 727-732. doi: 10.1109/ISIE.2014.6864702.
- [12] N. Granda y D. Colomé, «Esquema Adaptable para la Separación Controlada en Islas Eléctricas basado en Tecnología WAMS», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 11, n.º 1, ene. 2015, doi: 10.37116/revistaenergia.v11.n1.2015.85.
- [13] J. X. Aimara y J. F. Ordoñez, «Metodología para la Determinación de Ángulos de Sincronismo y Tiempos de Recierre en el Sistema Nacional Interconectado», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 13, n.º 1, ene. 2017, doi: 10.37116/revistaenergia.v13.n1.2017.8.

- [14] «Proyectos», *Proyectos Energéticos Ecuador*.
<https://proyectos.energiayminas.gob.ec/transmisionNororiental.php> (accedido 10 de septiembre de 2022).
- [15] P. Kundur y O. P. Malik, *Power system stability and control*, Second edition. New York: McGraw Hill Education, 2022.
- [16] «DIgSILENT PowerFactory 15 Tutorial». DIgSILENT GmbH, octubre de 2014.
- [17] S. Shahnawaz Ahmed, N. Chandra Sarker, A. B. Khairuddin, M. R. Abd Ghani, y H. Ahmad, «A scheme for controlled islanding to prevent subsequent blackout», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, n.º 1, pp. 136-143, feb. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807043.

|

ANEXOS

ANEXO A. PARÁMETROS DINÁMICOS DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS PROPUESTOS

Tipo	CAT 3512	CAT PM3516	CAT C32	HYUNDAI
Potencia nominal en MVA (Sgn)	0.812	1.375	1.137	2.127
Factor de potencia nominal (cosn)	0.80	0.80	0.80	0.80
Tensión nominal en kV (kVn)	0.48	0.48	0.48	4.16
Conexión	YN	YN	YN	YN
Tipo de Rotor	Polos Salientes	Polos Salientes	Polos Salientes	Polos Salientes
Constante de Inercia en MWs/MVA (H)	3.301	5.136	4.106	2.702 (3)
Pérdidas rotacionales en p.u. (D)	0.0 (1)	0.0 (1)	0.0 (1)	0.0 (1)
Resistencia del estator en p.u. (rstr)	0.027	0.015	0.03	0.0 (1)
Reactancia de dispersión en p.u. (Xl)	0.1264	0.09976	0.131	0.109 (2)
Reactancia eje D en p.u. (Xd)	1.7266	1.6728	3.4663	1.62
Reactancia eje Q en p.u. (Xq)	0.9264	0.9113	1.7146	1.25 (2)
Reactancia transitoria eje D en p.u. (Xd')	0.2366	0.2095	0.2429	0.237
Reactancia transitoria eje Q en p.u. (Xq')	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Reactancia subtrans. eje D en p.u. (Xd'')	0.158	0.1247	0.1639	0.137
Reactancia sat. subtrans. eje D en p.u. (Xd''sat)	0.20 (2)	0.20 (2)	0.20 (2)	0.20 (2)
Reactancia subtrans. eje Q en p.u. (Xq'')	0.1597	0.1235	0.3505	0.161
Reactancia de sec. Negativa en p.u. (X2)	0.1597	0.1241	0.2572	0.20 (2)
Reactancia de sec. Cero en p.u. (X0)	0.0885	0.0358	0.0657	0.10 (2)
Const. de tiempo de c.a. trans. Eje D (Td0')	2.29	3.295	3.686	0.76215 (4)
Const. de tiempo de c.a. trans. Eje Q (Tq0')	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Const. de tiempo de c.a. subtrans. Eje D (Td0'')	0.0123	0.0149	0.0054	0.00865 (2)
Const. de tiempo de c.a. subtrans. Eje Q (Tq0'')	0.0083	0.0094	0.0096	0.05435 (2)
Parámetros de saturación (Tabular)	Ver Tabla 2-4	Ver Tabla 2-4	Ver Tabla 2-4	N.A.
Parámetros de saturación (SG10/SG12)	N.A.	N.A.	N.A.	0.2 / 0.6 (2)

(1) Valores Indisponibles, se asume 0.0

(2) Valores Estimados o típicos

(3) El parámetro original se refiere a la inercia del generador. Se modificó el valor para incluir la inercia total de las masas mecánicas

(4) Valor derivado de la constante de cortocircuito

ANEXO B. CONTROLADORES AUTOMÁTICOS PROPUESTOS.

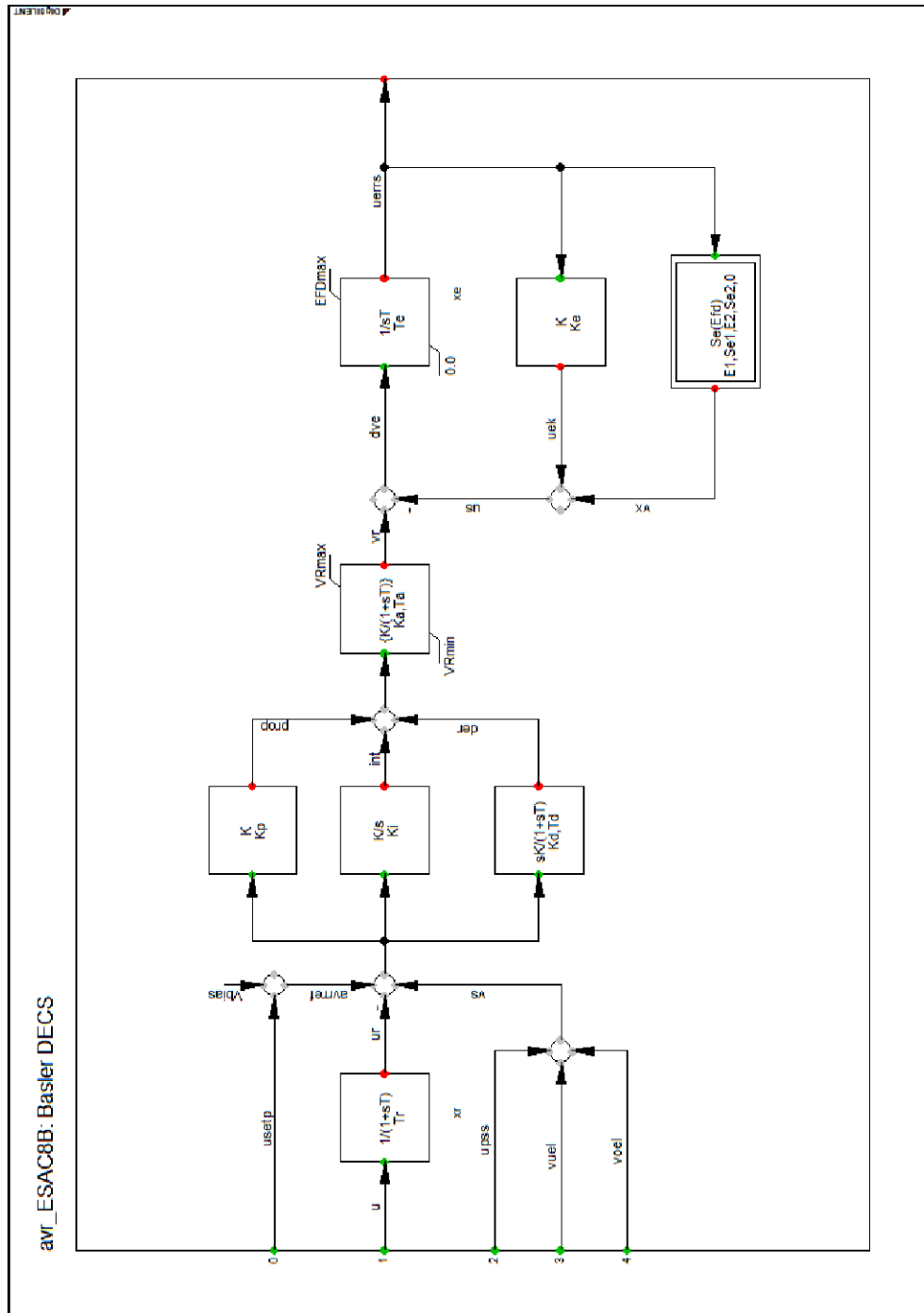
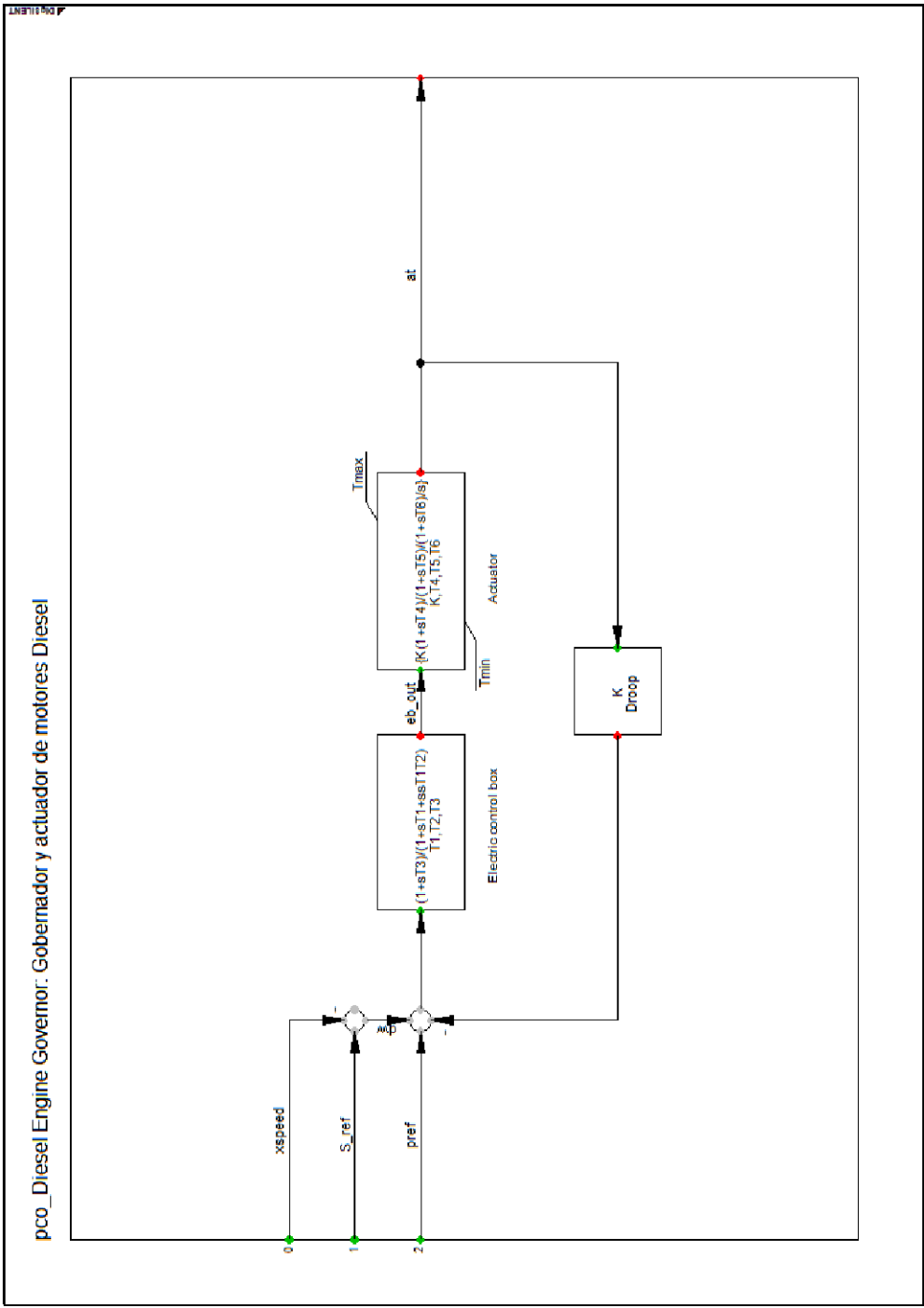


Fig. B1. Common model AVR ESAC8B [16].



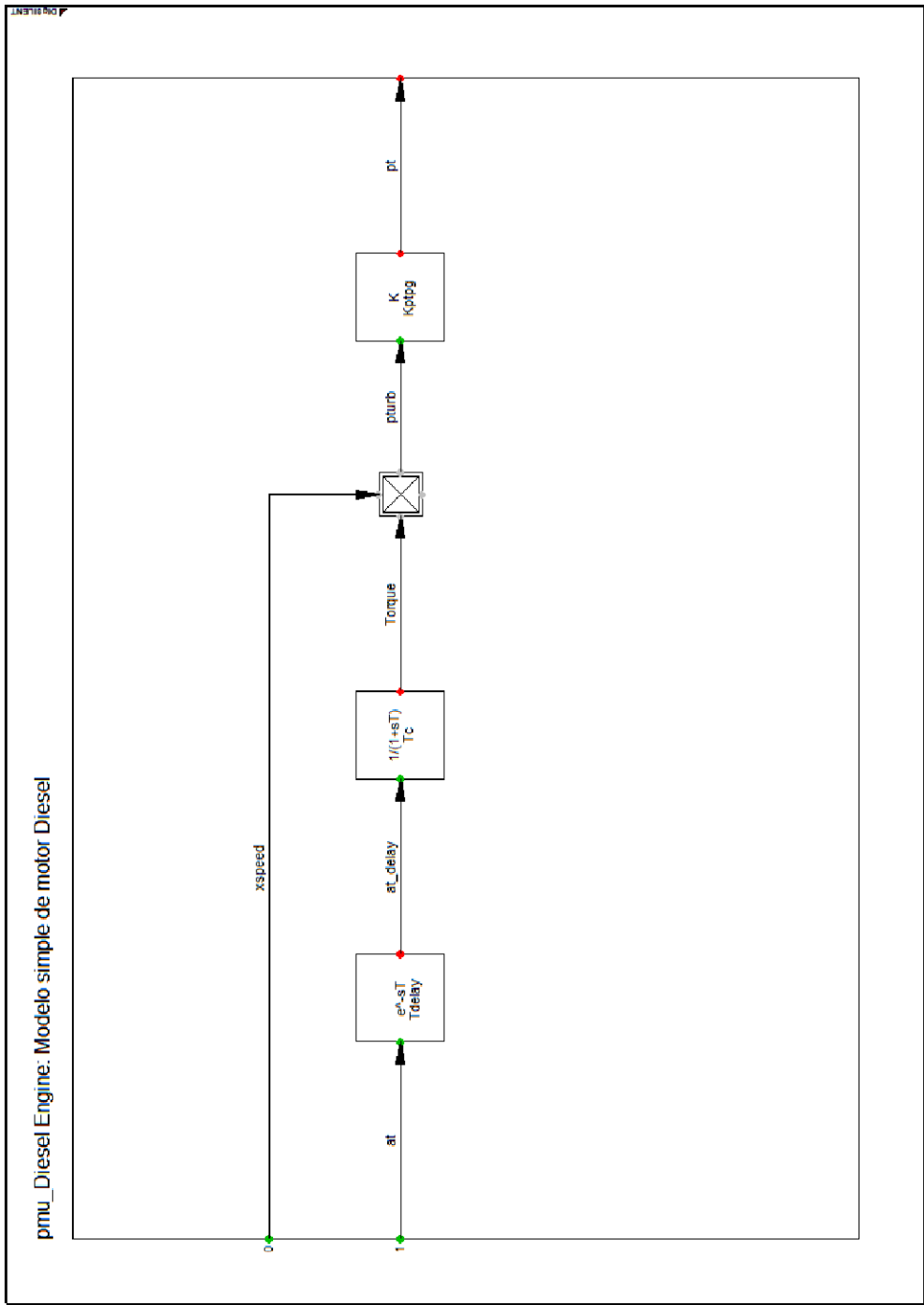


Fig. B3. Common model DIESEL ENGINE [16].

Model Definition ▼ ▶ ... AQUINAS DIESEL\avr_ESAC8B

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter	
▶ Tr	Measurement Time const [s]	0,02
Kp	Proportional Gain [pu]	2000,
Ka	Controller Gain [pu]	0,0085
Ta	Controller Time Constant [s]	0,03
Ke	Exciter Constant [pu]	1,
Ki	Integral Gain [pu]	1750,
Te	Exciter Time Constant [s]	0,2
E1	Saturation Factor 1 [pu]	5,5
Se1	Saturation Factor 2 [pu]	0,05
E2	Saturation Factor 3 [pu]	7,33
Se2	Saturation Factor 4 [pu]	0,77
Kd	Derivative Gain [pu]	400,
Td	Time Const. Derivative Action [s]	0,003
VRmin	Controller Minimum Output [pu]	-10,
VRmax	Controller Maximum Output [pu]	10,
EFDmax	Maximum Field voltage [pu]	7,33

Export to Clipboard

Fig. B4. Parametrización AVR ESAC8B.

Model Definition ▼ ▶ ... EL\pco_Diesel Engine Governor

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter	
▶ K	Actuator Gain [pu/pu]	2,
T4	Actuator derivative time constant [s]	5,
T5	Actuator first time constant [s]	0,01
T6	Actuator second time constant [s]	0,06
	Droop Static droop [pu]	0,05
T1	Electric control box first time constant [s]	0,01
T2	Electric control box second time constant [s]	0,05
T3	Electric control box derivative time constant [s]	0,1
Tmin	Min. Throttle [pu]	0,
Tmax	Max. Throttle [pu]	1,1

Fig. B5. Parametrización DIESEL ENGINE GOV.

Model Definition ... S DIESEL\pmu_Diesel Engine

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter	
▶ Tdelay Combustion Delay [s]	0.01	▲
Tc Engine Time constant [s]	0.15	
Kptpg Engine rating to generator rating ratio [-]	0.95	

Fig. B6. Parametrización DIESEL ENGINE.

ANEXO C: RESULTADOS ADICIONALES: GENERADOR HYUNDAI

C1. PRUEBAS STEP RESPONSE GOV: CONDICIÓN 1

- Condiciones de prueba 1:
 - Carga inicial= 0.5 MW a $pf=0.99$ ind.,
 - Carga final= 1.5 MW a $pf=0.99$ ind.,
 - Capacidad efectiva de la máquina Hyundai= 1.7 MW

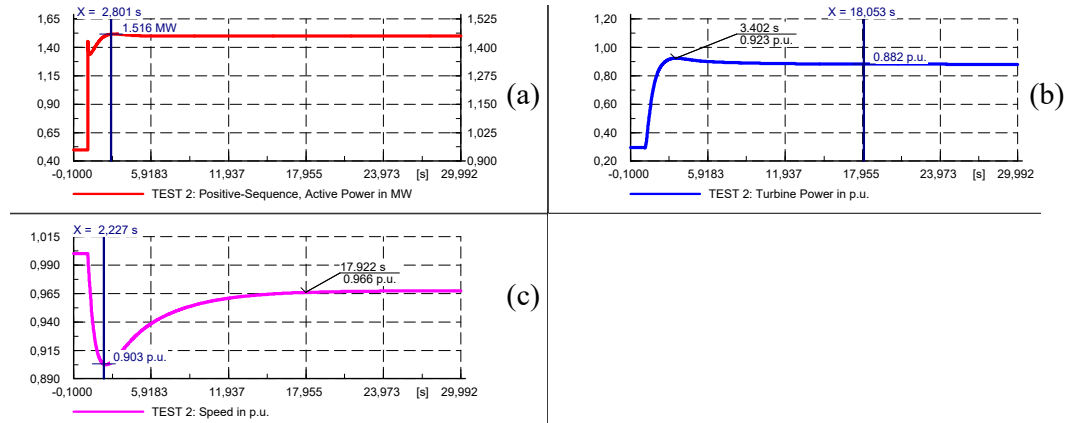


Fig. C1. GOV Step response, condición de prueba 1. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c) Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).

C2. PRUEBAS STEP RESPONSE GOV: CONDICIÓN 2

- Condiciones de prueba 2:
 - Carga inicial= 0.5 MW a $pf=0.99$ ind.,
 - Carga final= 2 MW a $pf=0.99$ ind.,
 - Capacidad efectiva de la máquina Hyundai= 1.7 MW

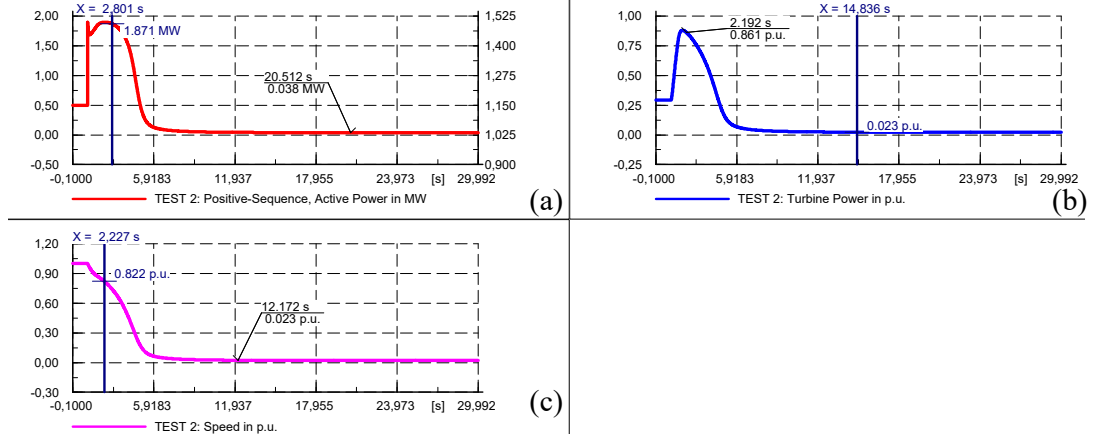


Fig. C2. GOV Step response, condición de prueba 2. (a) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia activa en MW. (b) Pruebas de estado estable y step de carga para la potencia del primo motor en p.u. (curvas del PCU). (c) Pruebas de estado estable y step de carga para la velocidad en p.u. (curvas del PCU).

C3. PRUEBAS STEP RESPONSE AVR

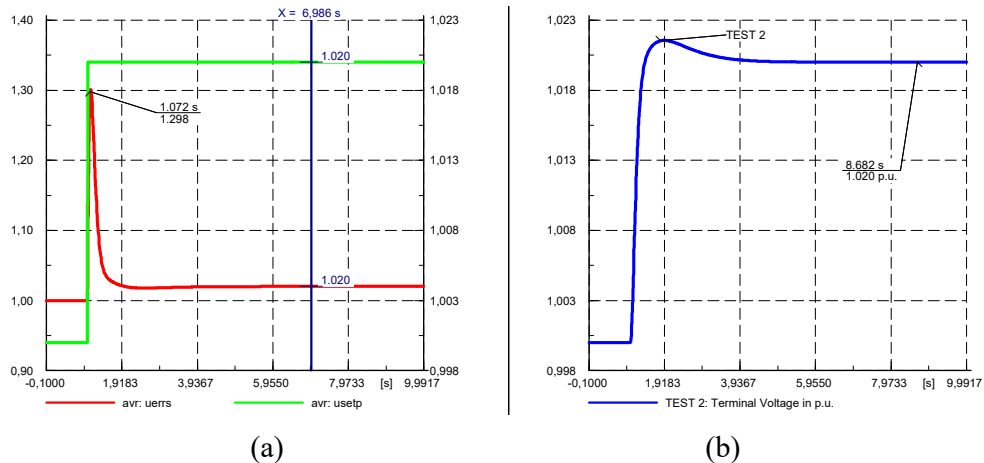


Fig. C3. AVR Step response. (a) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del VCO). (b) Pruebas de estado estable y escalón al 2% del voltaje de referencia del VCO (curvas del PCU).

ANEXO D: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 2: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”

D1. UNA (1) MÁQUINA (INESTABLE)

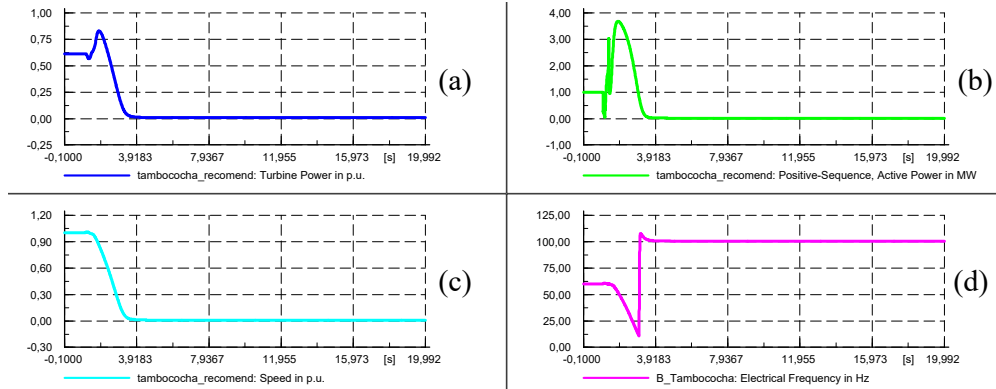


Fig. D1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

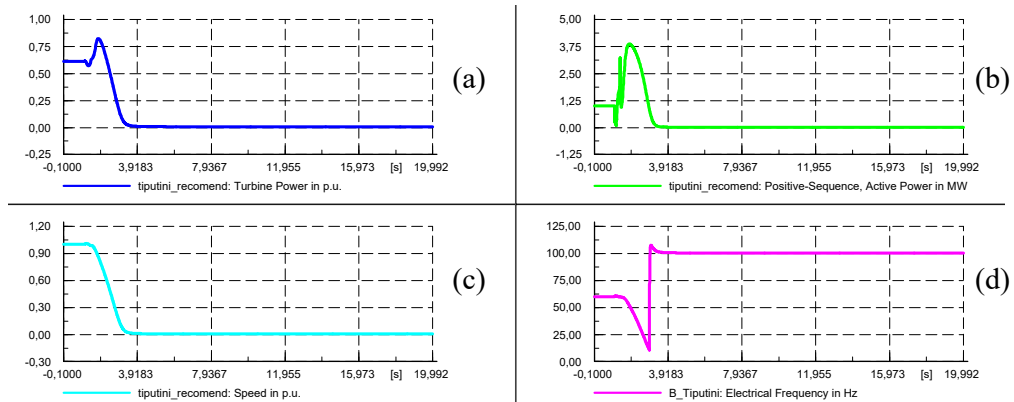


Fig. D1.2. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

D2. NUEVE (9) MÁQUINA (INESTABLE)

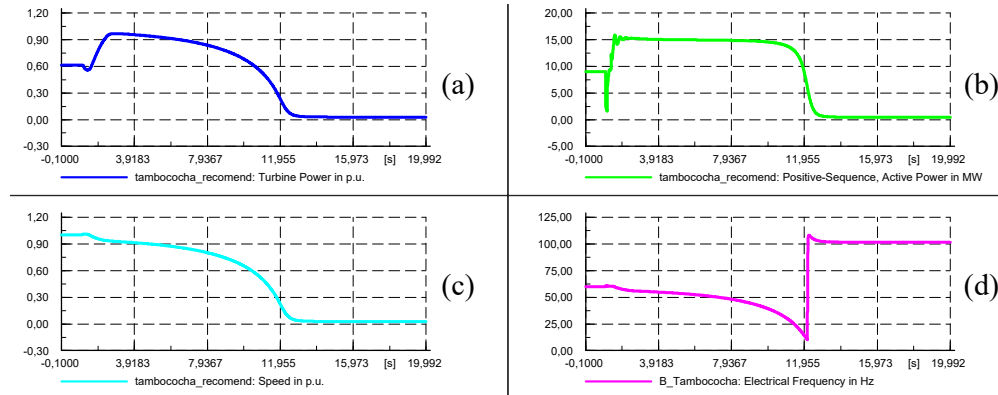


Fig. D2.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococho ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

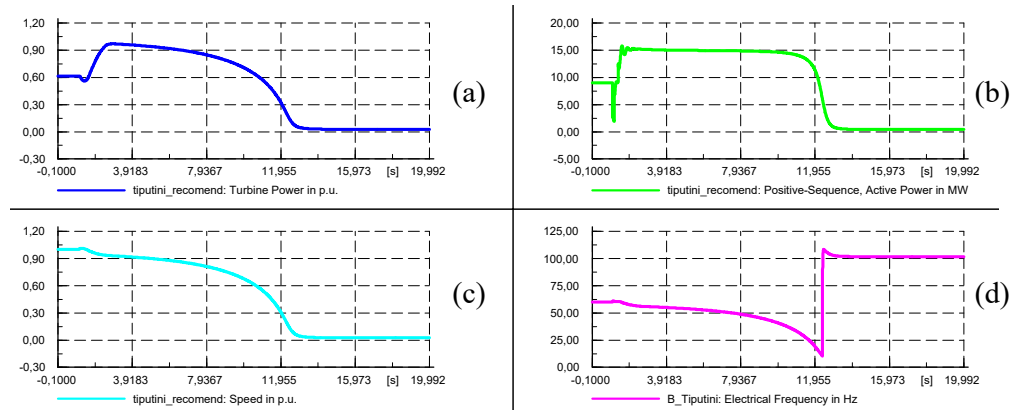


Fig. D2.2. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

D3. DIEZ (10) MÁQUINA (ESTABLE)

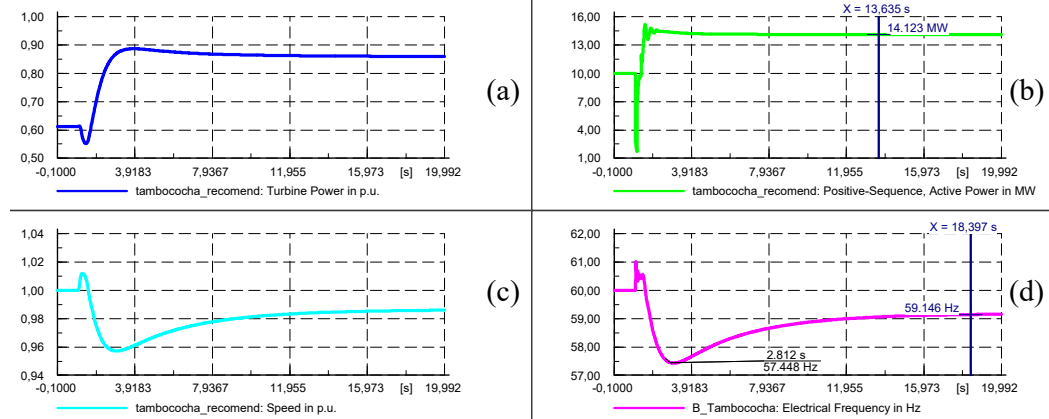


Fig. D3.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

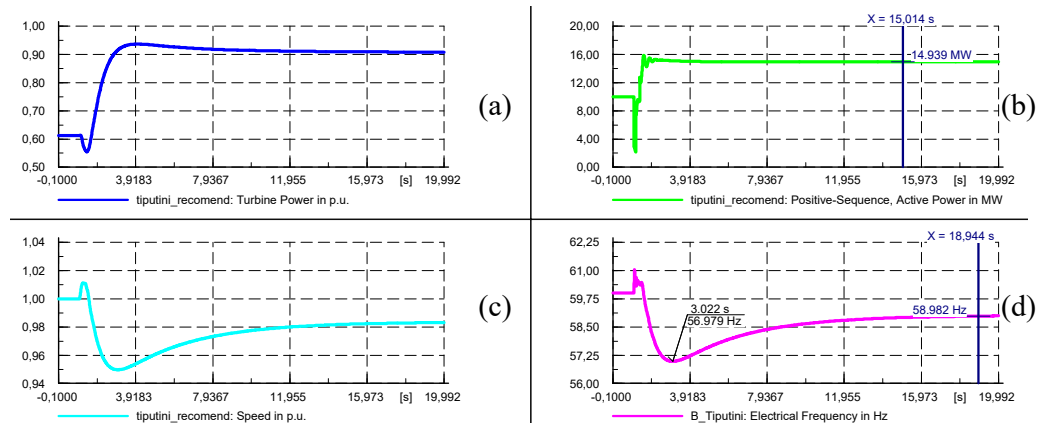


Fig. D3.2. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

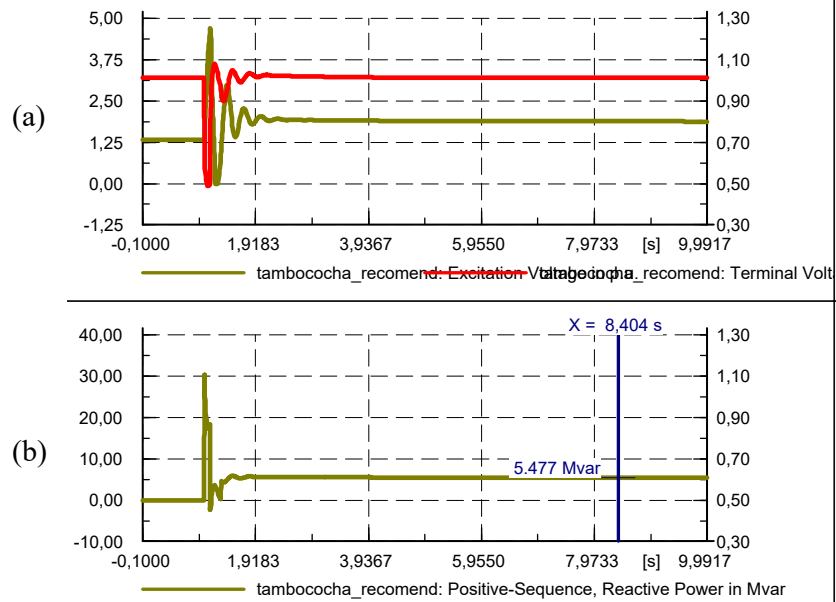


Fig. D3.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.

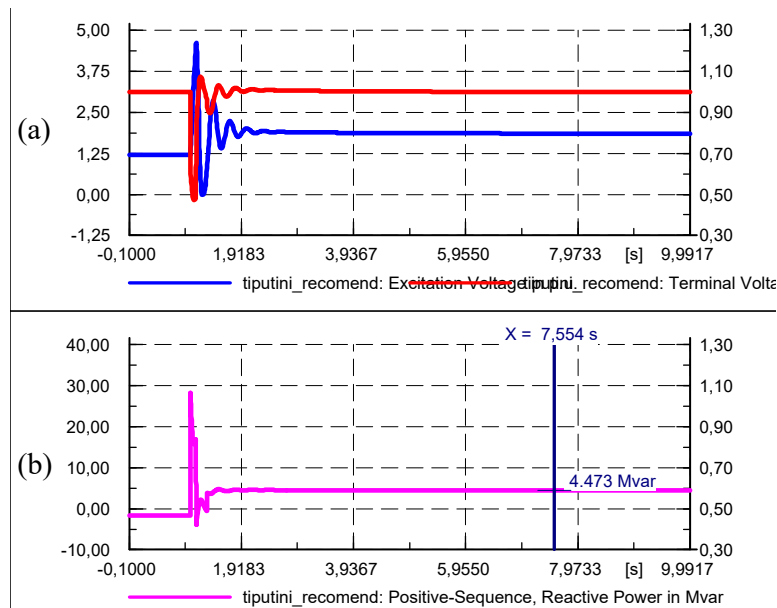


Fig. D3.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.

ANEXO E: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 3: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”, 50% DE CARGA CONECTADA

E1. UNA (1) MÁQUINA (ESTABLE)

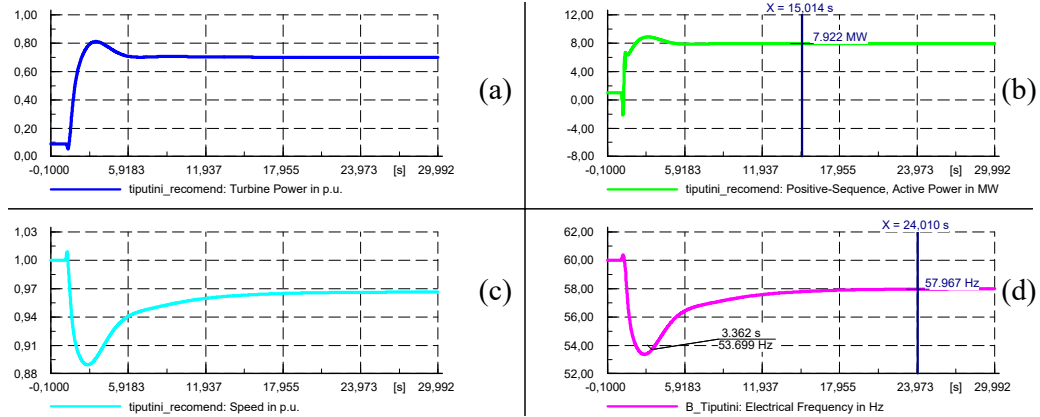


Fig. E1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

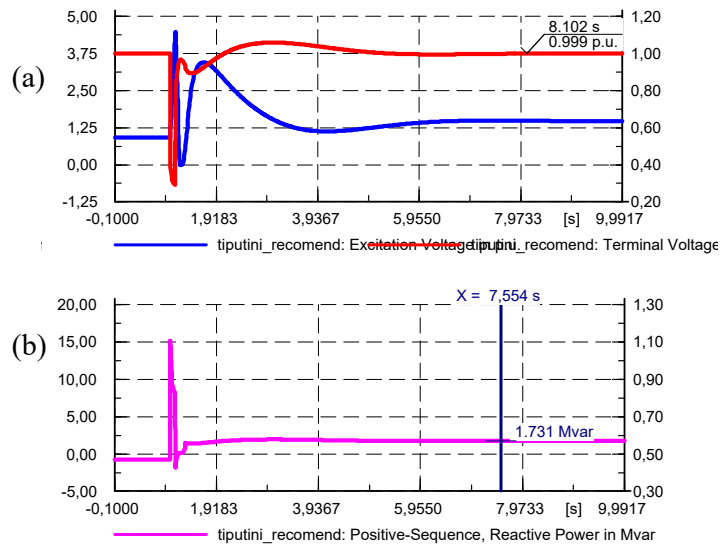


Fig. E1.2. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.

ANEXO F: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 4: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”, 50% DE CARGA CONECTADA

F1. CUATRO (4) MÁQUINAS (INESTABLE)

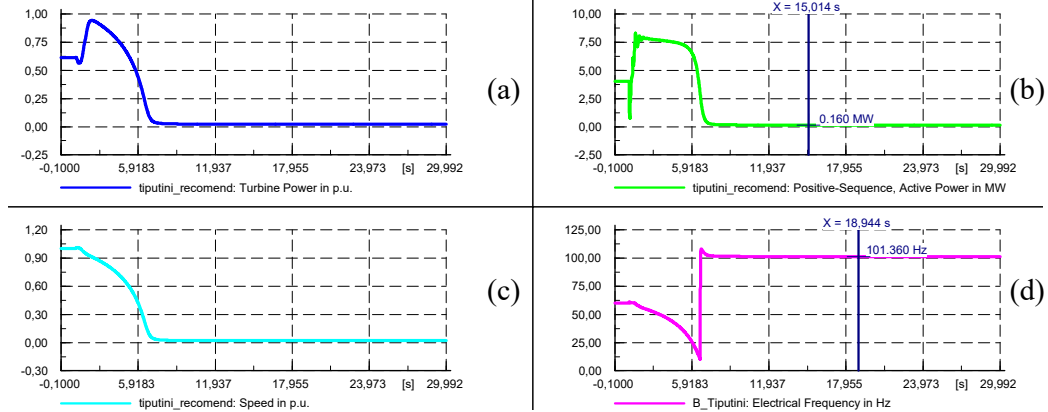


Fig. F1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

F2. CINCO (5) MÁQUINAS (ESTABLE)

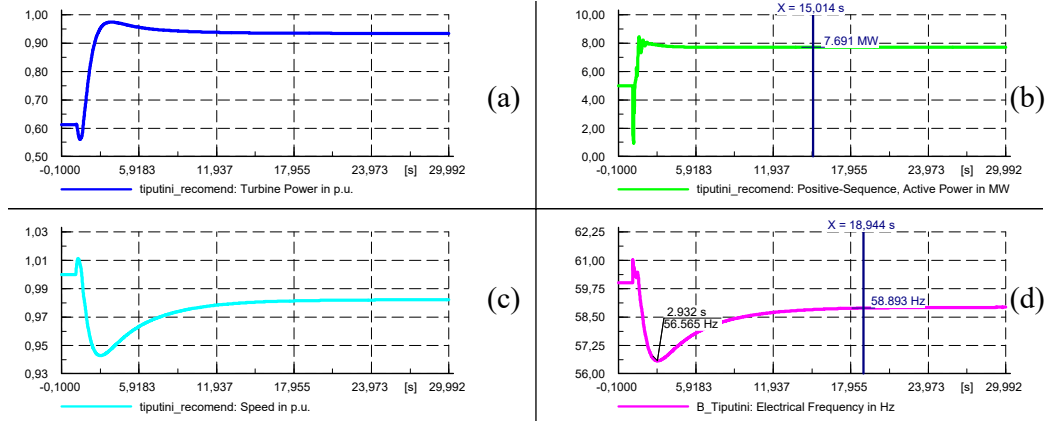


Fig. F2.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

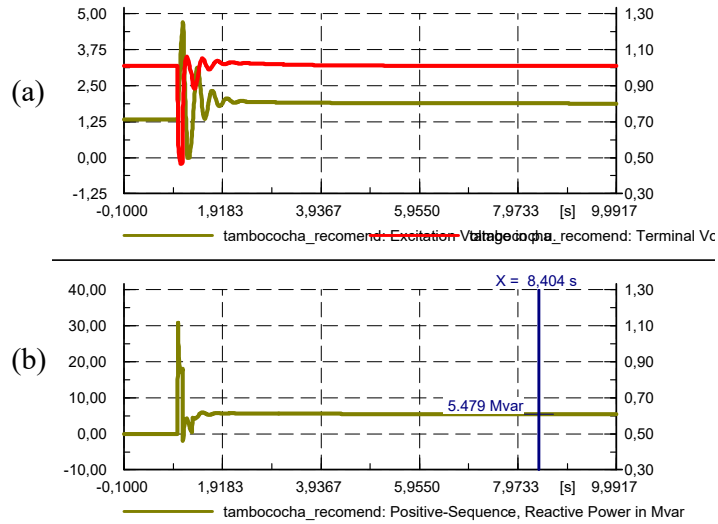


Fig. F2.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.

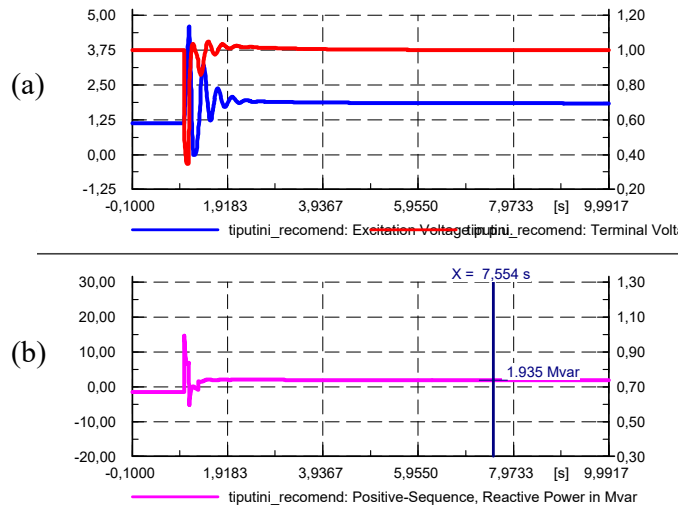


Fig. F2.4. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u. (b) Potencia Reactiva en MVAR.

ANEXO G: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 2: SISTEMA AISLADO ISHPINGO, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”, 50% DE CARGA CONECTADA

G1. CINCO (5) MÁQUINAS (ESTABLE)

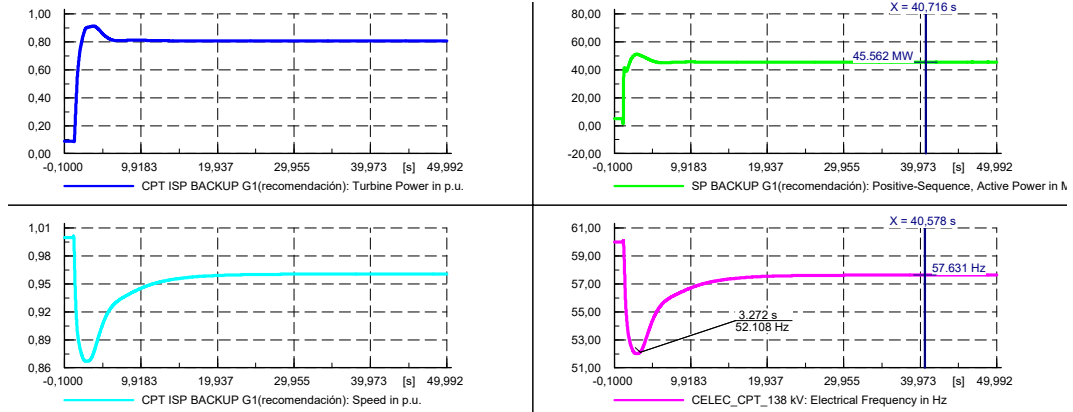


Fig. G1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

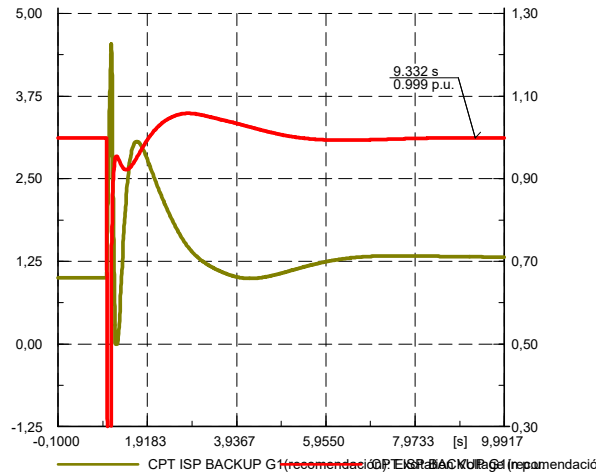


Fig. G1.2. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u.

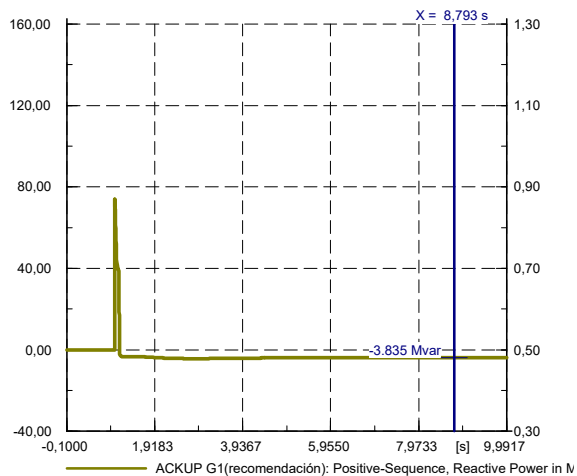
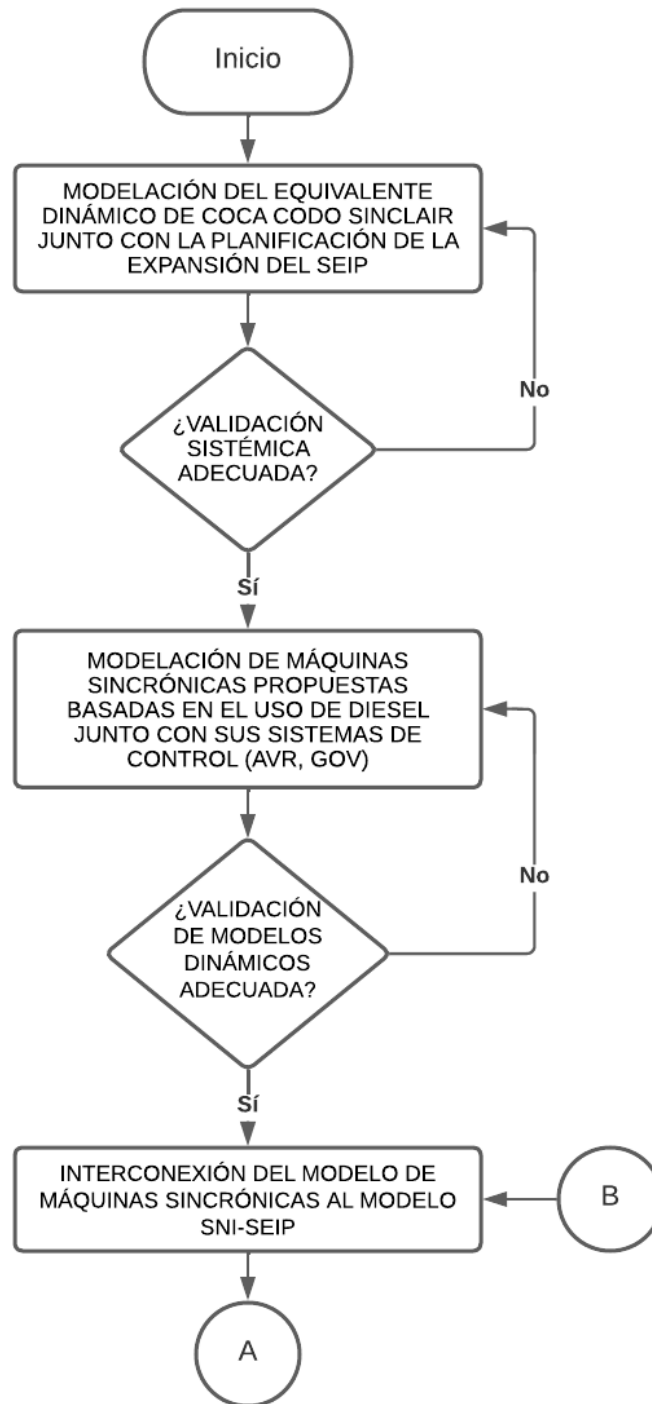
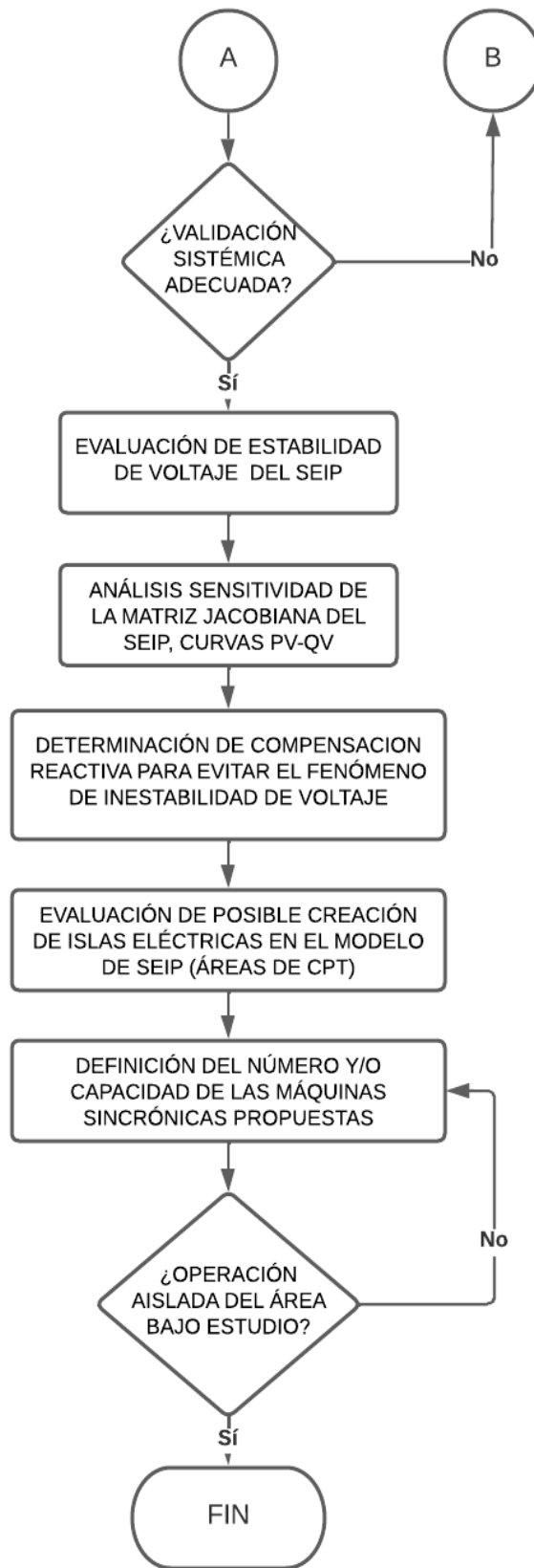


Fig. G1.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Potencia Reactiva en MVar.

ANEXO H: FLUJOGRAMA DE METODOLOGÍA PROPUESTA





Notas:

1. Para el cumplimiento de los objetivos planteados en el presente trabajo es estrictamente necesario el modelamiento, la implementación y el análisis de los resultados dinámicos para la creación de islas eléctricas en el área de CPT. La regulación primaria de frecuencia en una posible isla corresponde netamente a la respuesta del GOV de las unidades térmicas propuestas, por ende, estos tienen que compensar las variaciones de potencia activa hasta volver a un nuevo punto de equilibrio operativo.

La validación y uso de los modelos de control de las máquinas sincrónicas del SEIP ha sido desarrollado en el Capítulo II.

2. El análisis de sensibilidad de la Matriz Jacobiana corresponde a un método en el cual permite identificar barras críticas dentro del modelo de SNI-SEIP y en las que se debería aplicar medidas correctivas con el fin de aumentar el margen de cargabilidad y volver así estable al sistema.

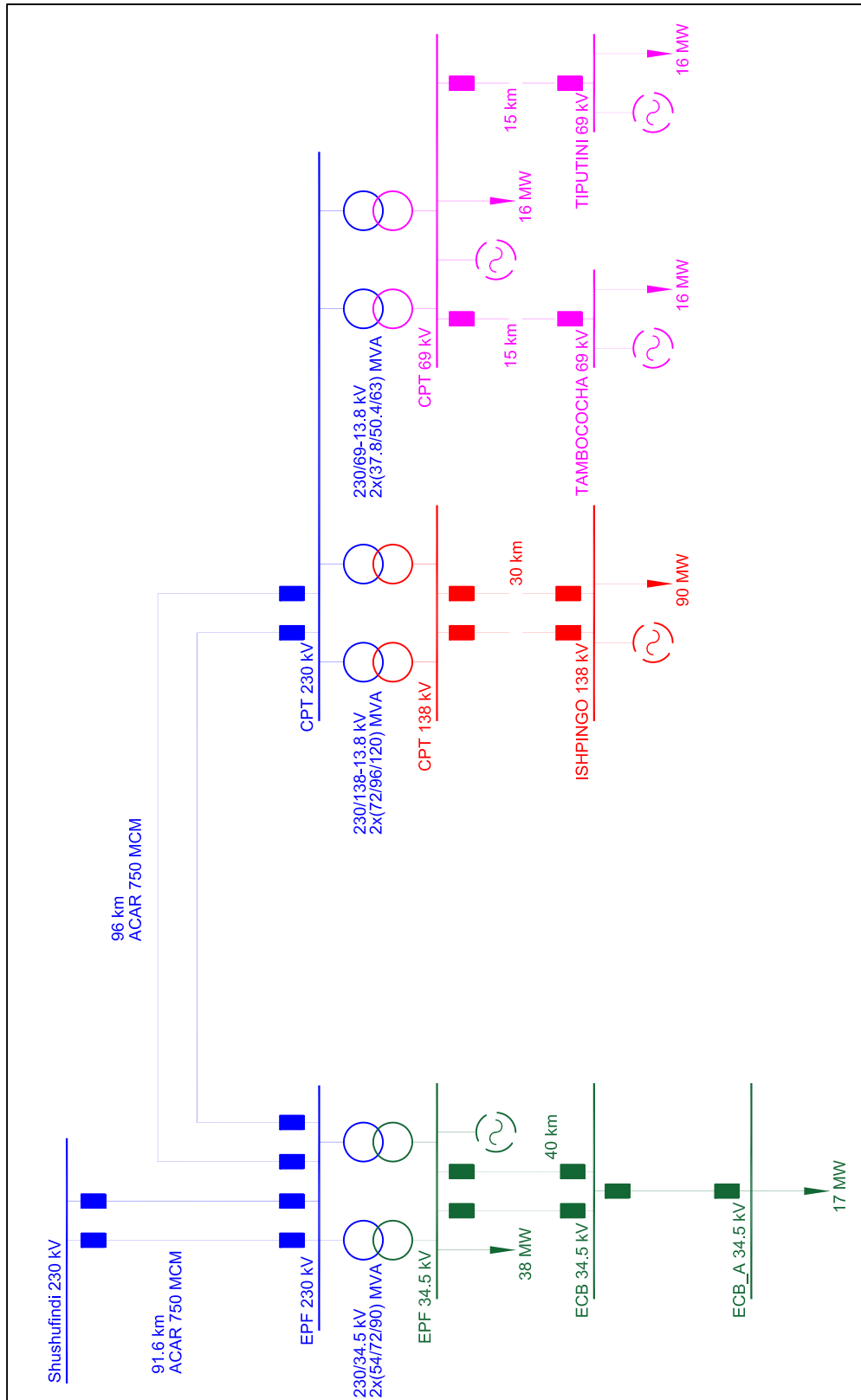
Este análisis permitió identificar la vulnerabilidad de la barra de ECB (B) 34.5 kV y su solución para descongestión del vínculo de transmisión. Este método fue aplicado bajo consideraciones en el que el SEIP operará de manera altamente radial y es propenso a distintos fenómenos de inestabilidad por su baja confiabilidad.

ANEXO I: GLOSARIO DE TÉRMINOS

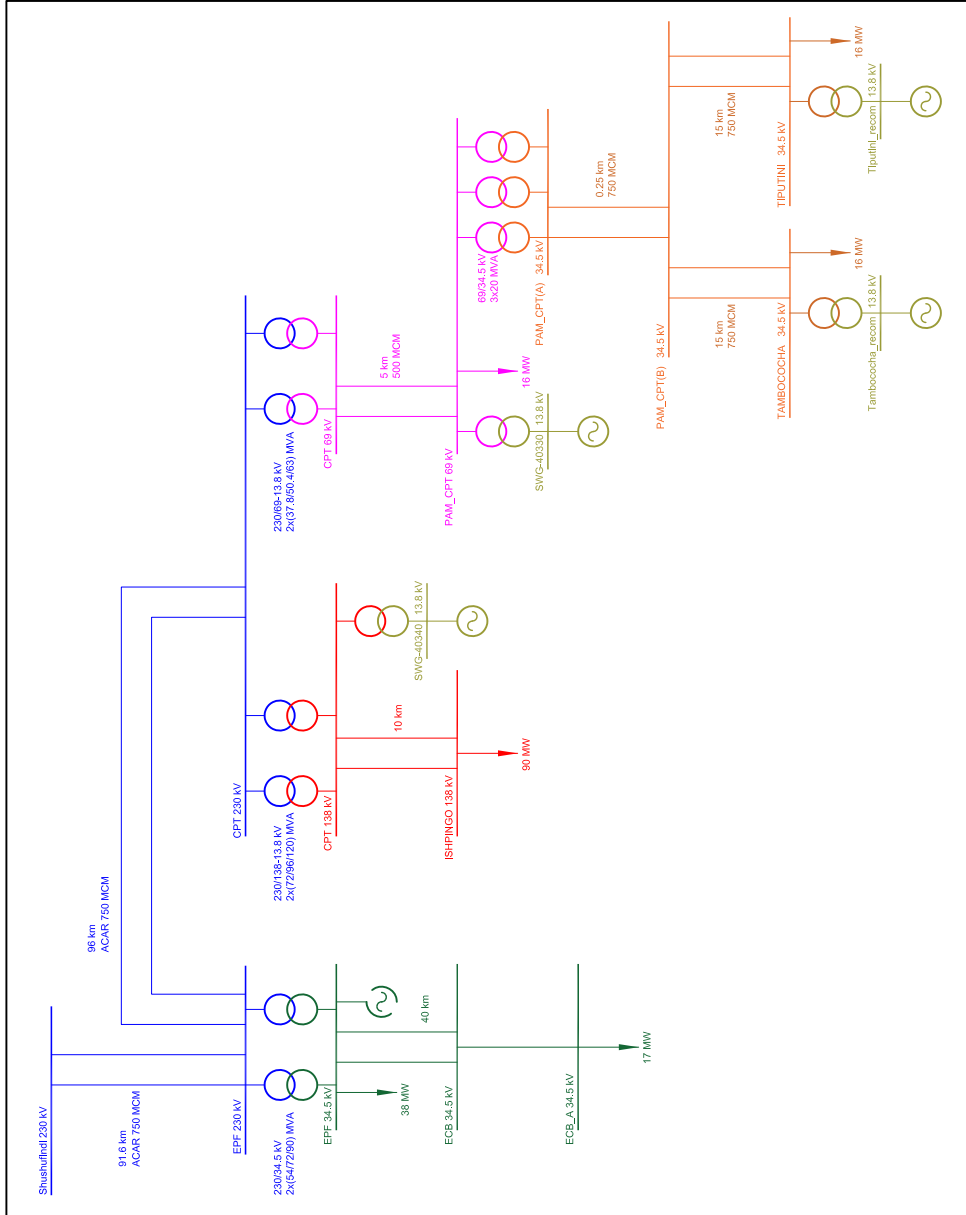
AGC	Automatic Generation Control
AVR	Automatic Voltage Regulator
CCS	Coca Codo Sinclair
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CPF	Central Production Facilities
CPT	Central de Procesos Tiputini
ECB	Estación Central de Bombeo
EPF	Edén Production Facilities: Estación que procesa crudo de los campos Apaika y Nenke (Bloque 31); y Tiputini y Tambococha (Bloque 43)
EPRI	The Electric Power Research Institute
ESCI	Separación Controlada en Islas Eléctricas
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
ISP	Ishpingo
ITT	Ishpingo, Tambococha y Tiputini
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables
MEM	Ministerio de Electricidad y Minas
MCM	Mil Circular Mils
MC	Margen de Carga

MCR	Margen de Potencia Reactiva
OLTC	Cambiador de tomas bajo carga
PAM	PETROAMAZONAS
PETROAMAZONAS	Empresa Hidrocarburífera del Ecuador
PCU	Primary Control Unit (Regulador de velocidad)
PMU	Unidad primo motriz
Pmin	Potencia Mínima
PSS	Estabilizador del sistema de potencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEIP	Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero
SNI	Sistema Nacional Interconectado
STNO	Sistema de Transmisión Nororiental
SSFD	Shushifindi
SVC	Static Var Compensators
TRANSELECTRIC	Unidad de Negocio Transelectric de CELEC EP
VCO	Voltage Controller (Regulador de tensión)
WAMS	Wide Area Monitoring System

ANEXO J: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SSFD-EPF-CPT, ESTADO INICIAL

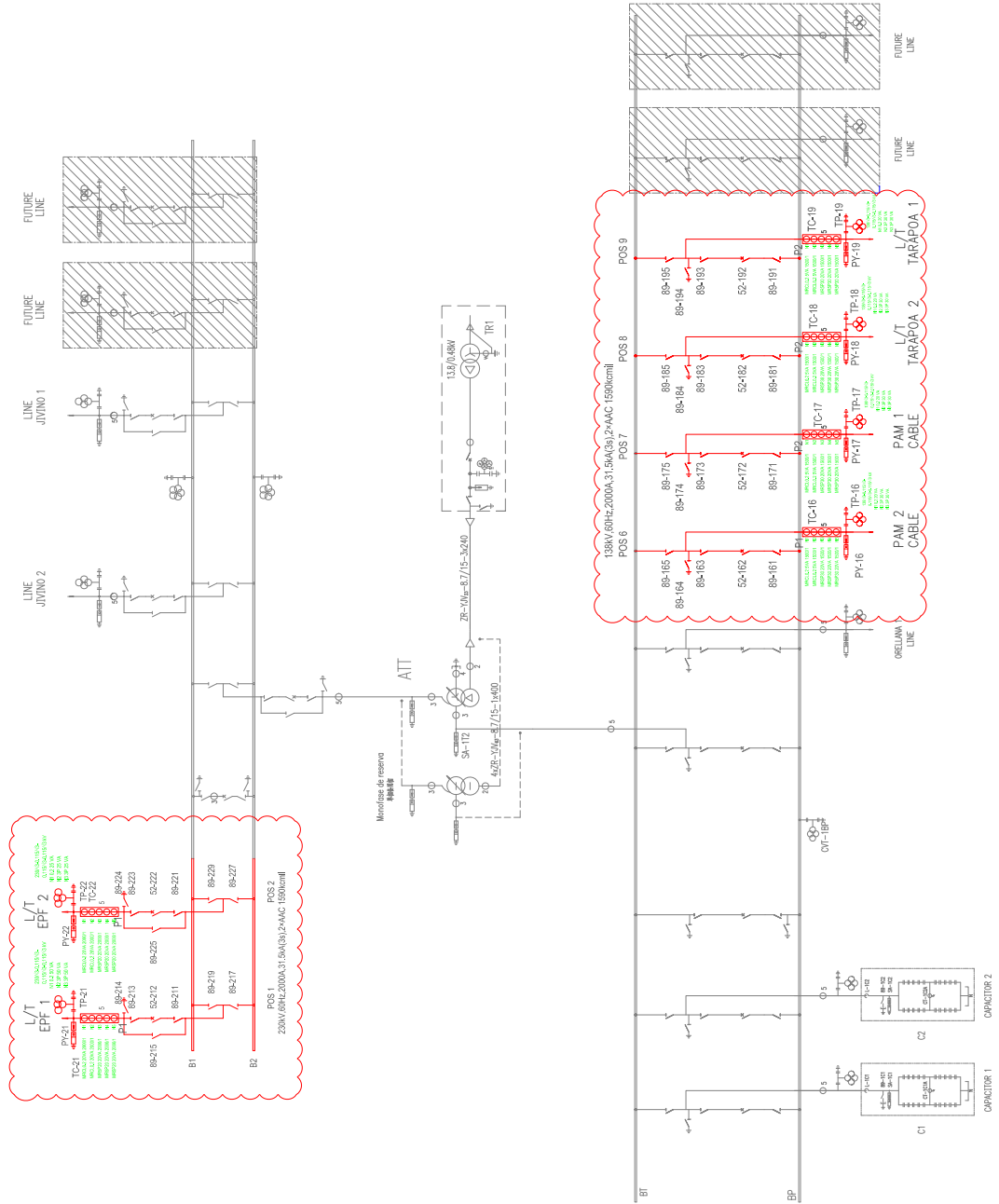


ANEXO K: DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SSFD-EPF-CPT, PROPUESTA

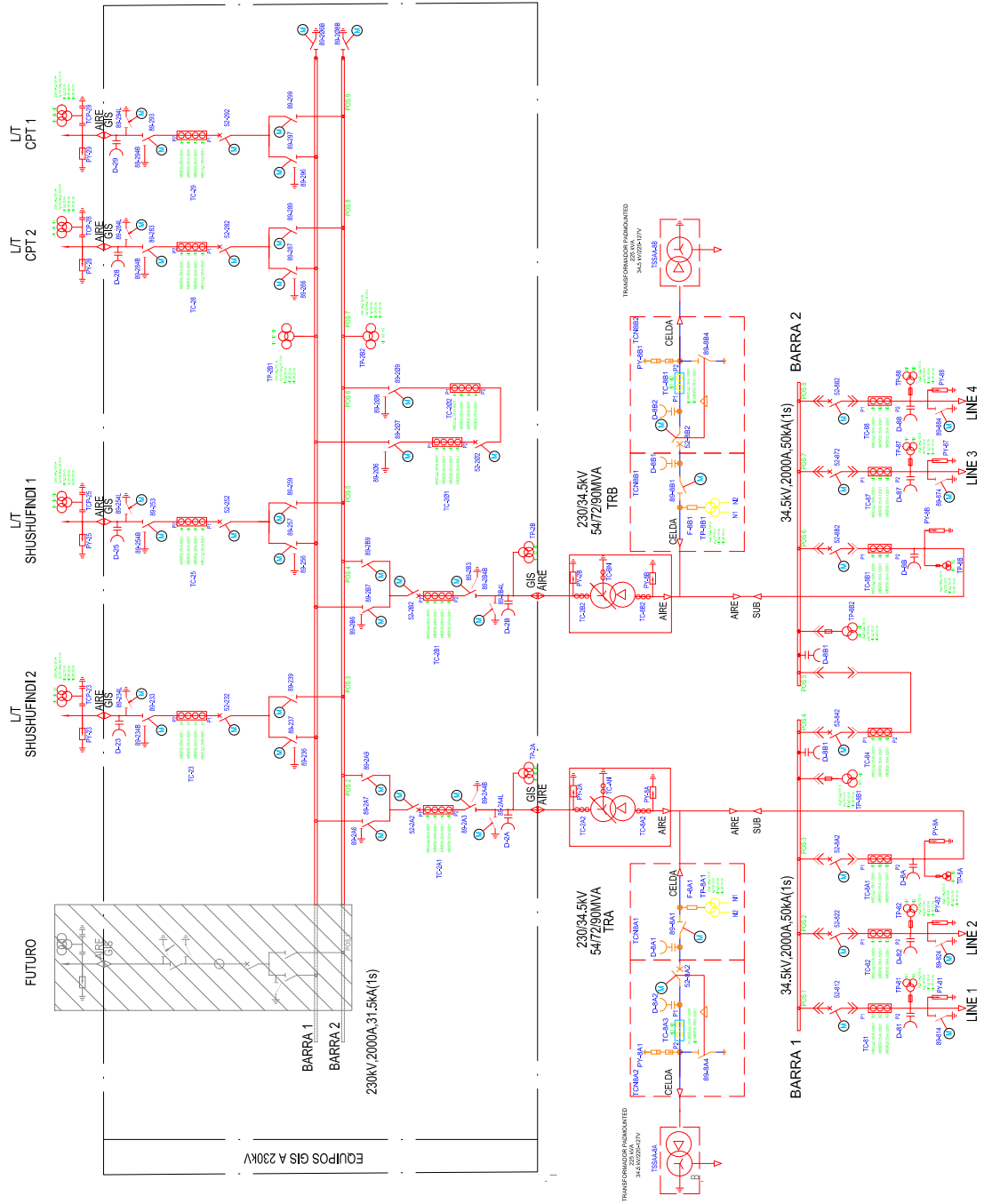


ANEXO L: DIAGRAMAS UNIFILARES

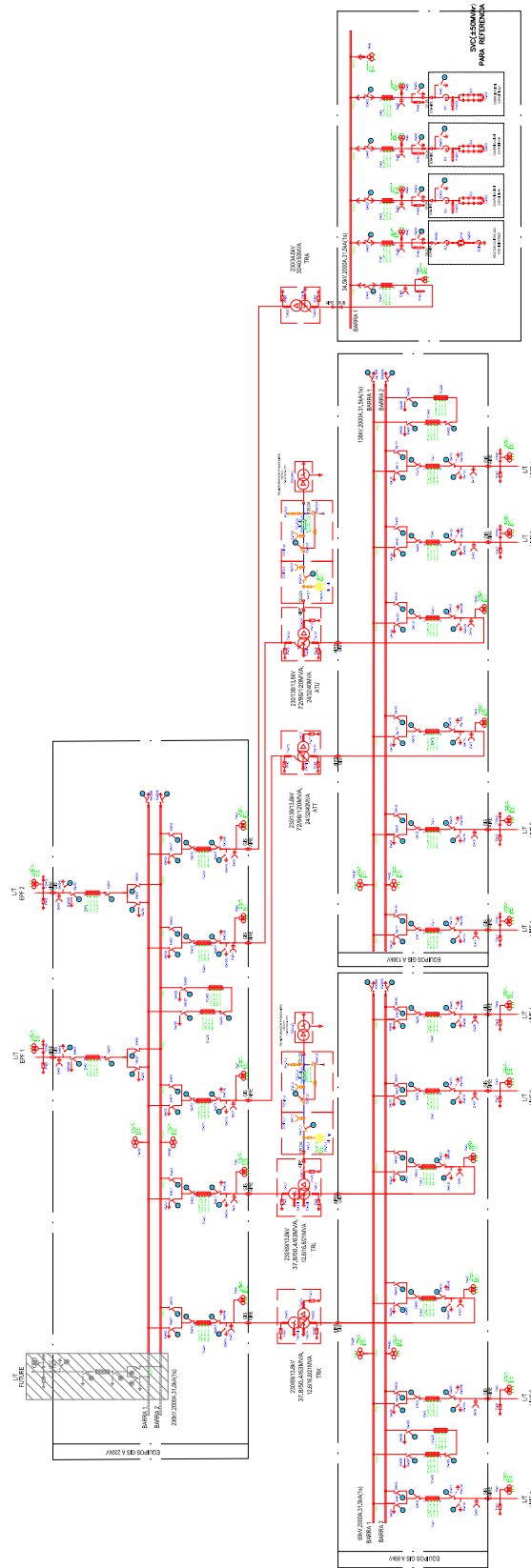
L1. SUBESTACIÓN SHUSHUFINDI



L2. SUBESTACIÓN EPF



L3. SUBESTACIÓN CPT



ANEXO M: EQUIVALENTE DE RED (EXTERNAL GRID)

En el caso particular de los estudios dinámicos y de estado estacionario requeridos para evaluar el impacto de la INTERCONEXIÓN A 230 kV SHUSHUFINDI-EDÉN YUTURI (EPF)-TIPUTINI (CPT), es posible considerar un concepto de análisis por áreas, esto más aun considerando que el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero se conectaría de forma radial al SNI.

El área de estudio del modelo de SEIP realizado está delimitado por cierta cantidad de nodos, en la cual se desea analizar el comportamiento dinámico de generadores o demás elementos del sistema, ante cierta falla o cambio de configuración dentro del área de estudio (posible creación de islas eléctricas), mientras que el área externa es la parte restante del SEP en la cual no se requiere analizar ningún componente; sin embargo, esta área requiere una adecuada conceptualización (modelo que puede ser:

- a) Sistema representado a detalle
- b) Sistema simplificado o
- c) Equivalente dinámico mediante un modelo validado.

Considerando que, con base a los análisis y conclusiones en los “SERVICIOS DE CONSULTORÍA PARA LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS E INGENIERÍA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA SHUSHUFINDI EDEN -YUTURI EPF - APAIKA NENKE ECB - TIPUTINI CPT A 230 kV, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA SHUSHUFINDI - TARAPOA A 138 kV, TARAPOA CUYABENO A 69 kV, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DEL SISTEMA LORETO OSO A 69 kV DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NORORIENTAL; LOS ENTREGABLES PERMITIRÁN A CELEC EP CONTRATAR SUMINISTRO CONSTRUCCIÓN PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO”, se definió la necesidad de estructurar un modelo simplificado de SNI que contemple la expansión del sistema petrolero de la siguiente forma:

- i) Usando como punto de partida la base de datos proporcionada por CELEC EP TRANSELECTRIC, se estructuró un equivalente dinámico de las

máquinas de Coca Codo Sinclair (1500 MW), a más de considerar el modelamiento de la expansión del SEIP.

ii) Los modelos de expansión del SEIP se estructuraron usando como referencia los estudios preliminares facilitados por CELEC EP TRANSELECTRIC y PETROAMAZONAS EP, en donde se adecuaron, para cumplimiento de los objetivos, modelos típicos sugeridos en la literatura técnica y que están disponibles en la biblioteca del software DigSilent PowerFactory para el modelamiento de máquinas térmicas. Para esto se realizaron validaciones previas a los modelos que son presentadas en el Capítulo II, que incluye:

- Validación de los parámetros de los modelos de los generadores.
- Validación de los modelos dinámicos de controladores mediante pruebas de step response de reguladores automáticos de voltaje (AVR) y reguladores de velocidad (GOV).
- Análisis de estabilidad numérica del modelo del sistema SNI-SEIP mediante el método sistémico que consiste en simulación en dominio del tiempo y análisis modal.

La validación sistémica consiste en ejecutar el análisis modal para verificar la dinámica (presencia de modos oscilatorios) del modelo dinámico equivalente de Coca Codo Sinclair junto con el modelo de SEIP.

Respecto del análisis modal, este método corresponde a la principal herramienta para análisis de estabilidad oscilatoria y por el cual se determina la magnitud, porcentaje de amortiguamiento y frecuencia de los distintos modos de oscilación que se pueden presentar en el sistema. La herramienta se basa en el cálculo de los valores y vectores propios izquierdos y derechos, a más de factores de participación del sistema linealizado a fin de evaluar todos los modos oscilatorios.

A continuación, se presentan los resultados del análisis modal para verificar estabilidad oscilatoria del modelo de SNI-SEIP bajo la siguiente premisa.

- Se analizan que los resultados correspondan a una respuesta netamente física del sistema, y más no una respuesta matemática no adecuada por parte del modelo (oscilaciones numéricas).

	Name	Real part 1/s	Imaginary part rad/s	Magnitude 1/s	Angle deg	Damped Frequency Hz	Period s	Damping 1/s	Damping Ratio	Damping Time Co... s	Ratio A1/A2
+	Mode 00002	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00135	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00137	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00140	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00154	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00157	0.	0.	0.	0.	0.	0.	-0.	0.	0.	0.
+	Mode 00119	-0.00898	0.	0.00898	180.	0.	0.	0.00338	1.	111.2935458	0.
+	Mode 00117	-0.04441	0.07416	0.08644	120.91399	0.0118041E	84.71584	0.04441	0.513750	22.51587324	43.05568
+	Mode 00118	-0.04441	-0.07416	0.08644	-120.91399	0.0118041E	84.71584	0.04441	0.513750	22.51587324	43.05568
+	Mode 00120	-0.04763	0.	0.04763	180.	0.	0.	0.04763	1.	20.99121019	0.
+	Mode 00131	-0.06660	0.	0.06660	180.	0.	0.	0.06660	1.	15.01349094	0.
+	Mode 00134	-0.06660	0.	0.06660	180.	0.	0.	0.06660	1.	15.01349094	0.
+	Mode 00132	-0.06660	0.	0.06660	180.	0.	0.	0.06660	1.	15.01349094	0.
+	Mode 00133	-0.06660	0.	0.06660	180.	0.	0.	0.06660	1.	15.01349094	0.
+	Mode 00121	-0.07336	0.	0.07336	180.	0.	0.	0.07336	1.	13.62992434	0.
+	Mode 00122	-0.08745	0.	0.08745	180.	0.	0.	0.08745	1.	11.43475834	0.
+	Mode 00123	-0.08757	0.	0.08757	180.	0.	0.	0.08757	1.	11.41920914	0.
+	Mode 00130	-0.09999	0.	0.09999	180.	0.	0.	0.09999	1.	10.00001291	0.
+	Mode 00128	-0.09999	0.000000	0.09999	179.99993	0.00000001145357.947	0.09999	1.	10.	#INF	#INF
+	Mode 00129	-0.09999	-0.000000	0.09999	-179.99993	0.00000001145357.947	0.09999	1.	10.	#INF	#INF
+	Mode 00127	-0.10000	0.	0.10000	180.	0.	0.	0.10000	1.	9.99998708	0.
+	Mode 00124	-0.10626	0.00238	0.10629	178.71191	0.0003802E	2629.59137	0.10626	0.999747	9.41032642	#INF
+	Mode 00125	-0.10626	-0.00238	0.10629	-178.71191	0.0003802E	2629.59137	0.10626	0.999747	9.41032642	#INF
+	Mode 00099	-0.20971	0.52100	0.56162	111.92582	0.08292041	12.05975	0.20971	0.373406	4.76837000	12.54240

Fig. M1. Respuesta al modelo de SEIP con respecto al análisis modal.

De los resultados obtenidos se ha verificado que no se presentan problemas oscilatorios, puesto que no se observa en los resultados modos con componentes reales positivas, y esto correspondería a un indicativo adecuado sobre la estabilidad numérica en el modelo.

Por ejemplo, es típico que por una mala conceptualización de los sistemas de control el análisis modal arroje resultados indicando la presencia de modos de muy baja frecuencia con amortiguamiento negativo. Este aspecto reflejaría que la base de datos presente problemas de modelación que la vuelven relativamente inestable por razones no relacionadas a dinámica electromecánica, sino a acondicionamiento e inicialización de modelos (problemas numéricos).

De acuerdo con [2], no se recomienda el uso de equivalentes externos estáticos (external grid) para análisis dinámicos, ya que estos al no considerar parámetros de inercia ni elementos de regulación primaria de frecuencia, pueden resultar en dinámicas inestables de muy baja frecuencia y, por ende, no ser apropiados para los fines del presente trabajo.

ANEXO N: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 5: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, 25% DE CARGA CONECTADA

N1. MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”: UNA (1) MÁQUINA (ESTABLE)

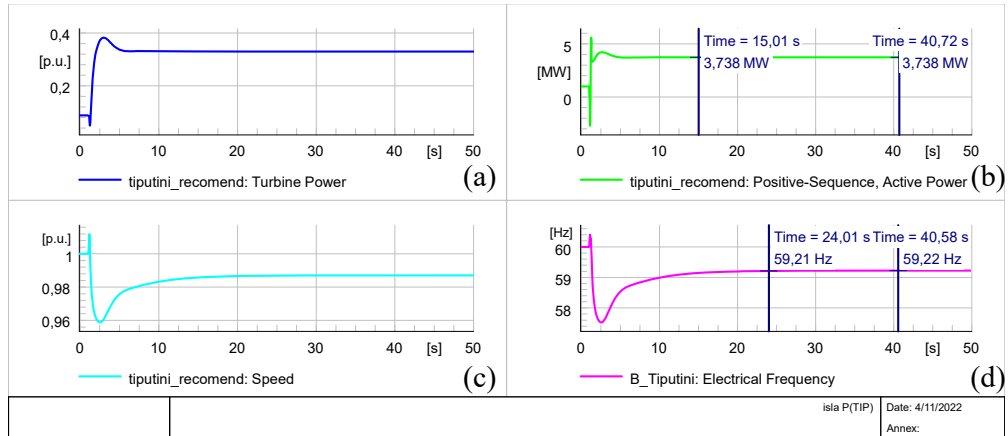


Fig. N1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

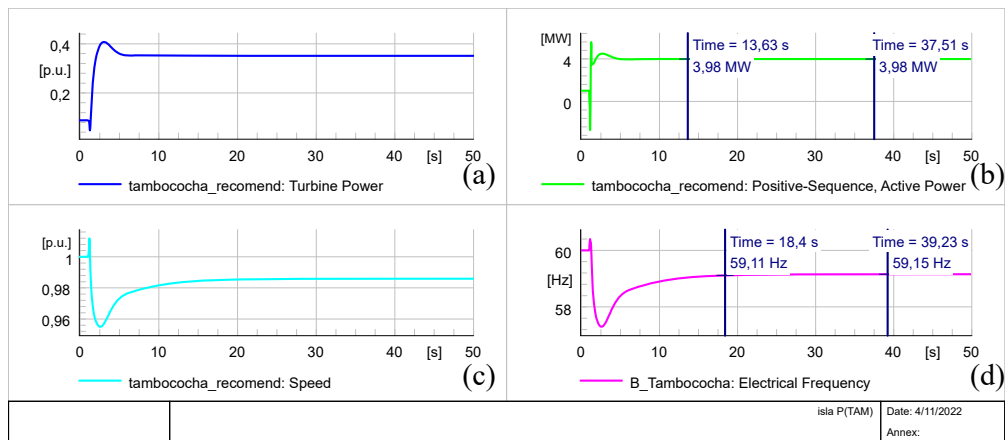


Fig. N1.2. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

N2. MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”: TRES (3) MÁQUINAS (ESTABLE)

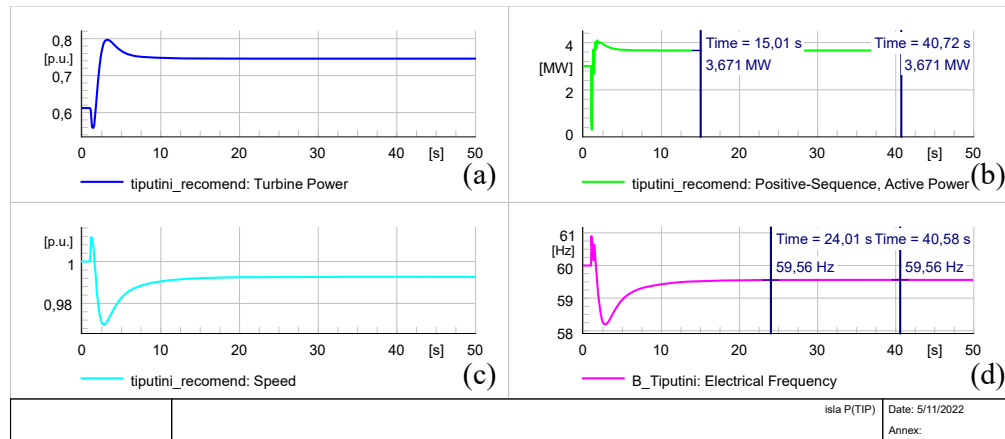


Fig. N2.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

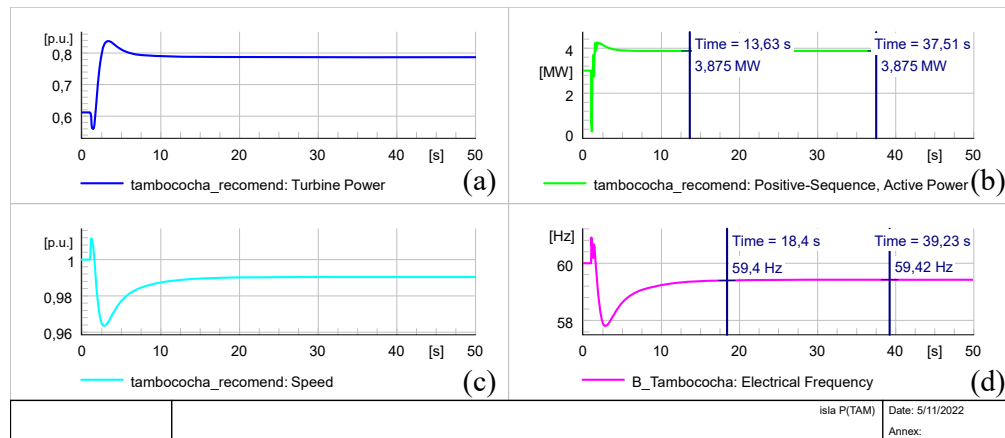


Fig. N2.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

ANEXO O: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 6: SISTEMAS AISLADOS TIPUTINI-TAMBOCOCHA, 75% DE CARGA CONECTADA

01. MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”: DOS (2) MÁQUINAS (ESTABLE)

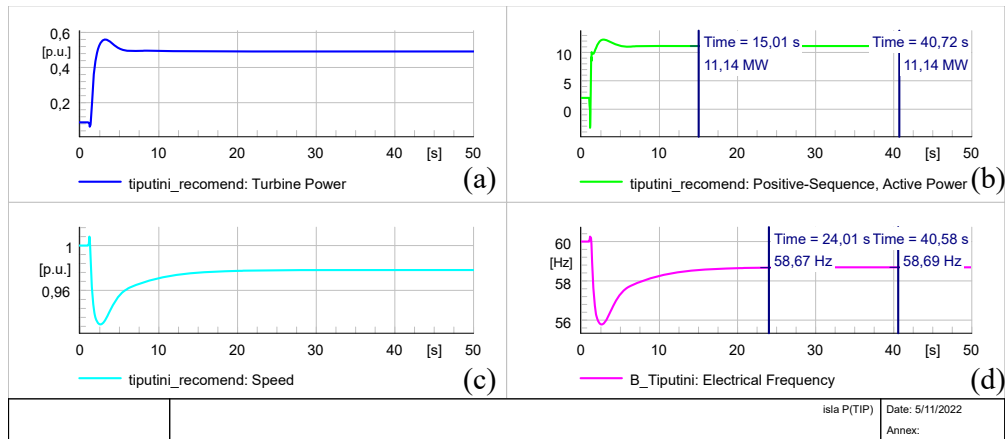


Fig. O1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tiputini ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

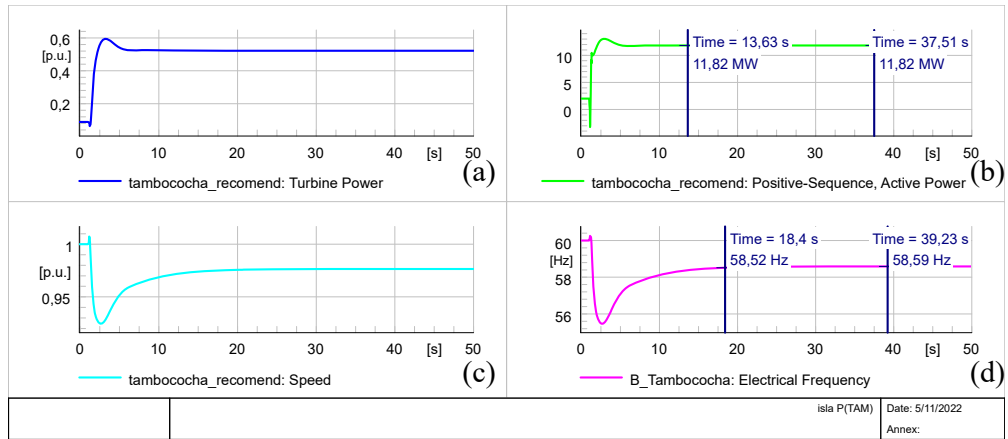
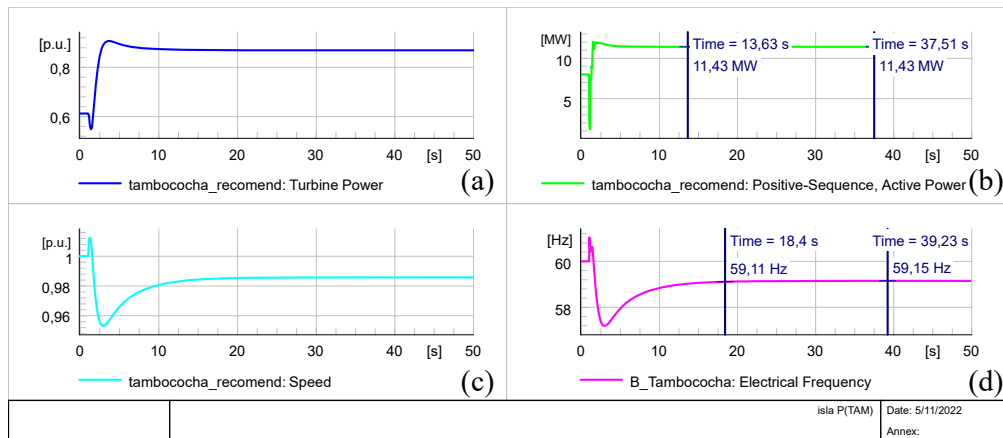
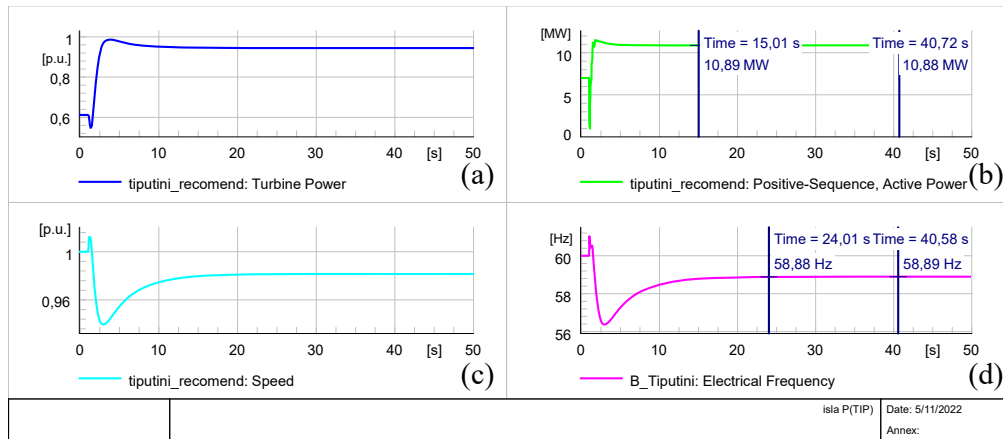


Fig. O1.2. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en Tambococha ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

O2. MODELO DE MÁQUINA “HYUNDAI”: SIETE (7) MÁQUINAS (ESTABLE)



ANEXO P: SIMULACIONES DINÁMICAS, ALTERNATIVA 3: SISTEMA AISLADO ISHPINGO, MODELO DE MÁQUINA “JIVINO III”.

P1. 25% DE CARGA CONECTADA: TRES (3) MÁQUINAS (ESTABLE)

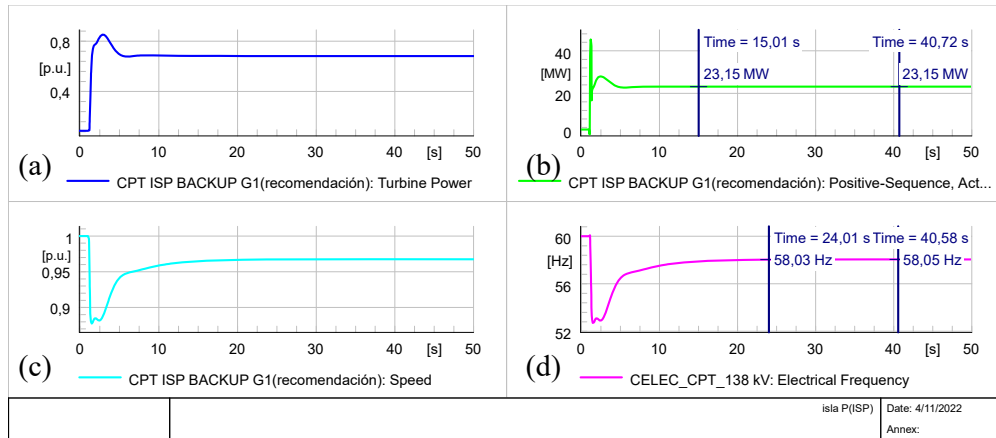


Fig. P1.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la falla formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

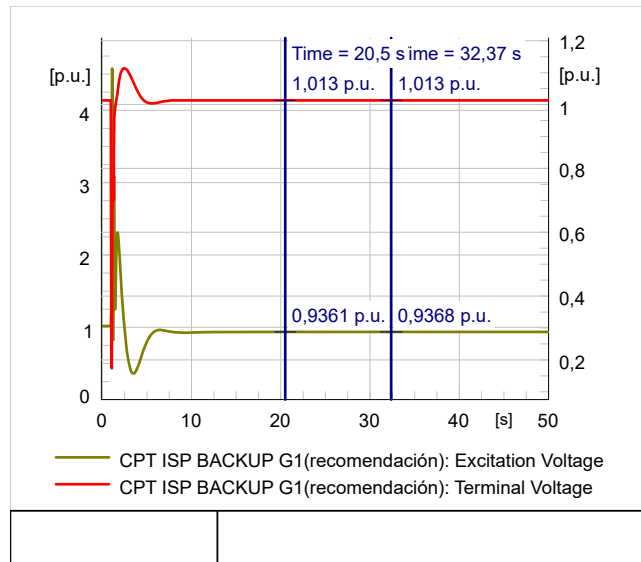


Fig. P1.2. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u.

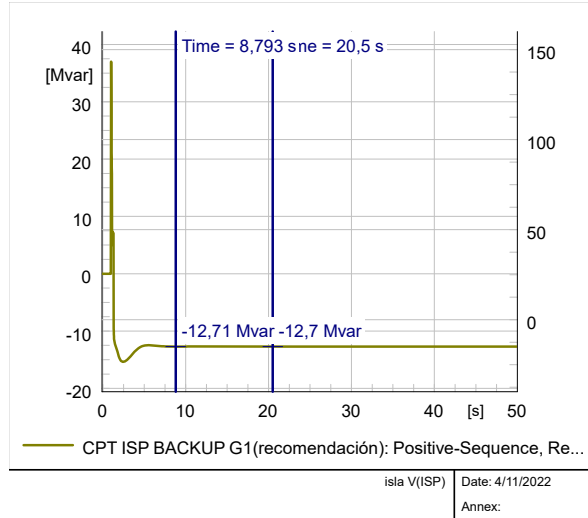


Fig. P1.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Potencia Reactiva en MVar.

P2. 75% DE CARGA CONECTADA: NUEVE (9) MÁQUINAS (ESTABLE)

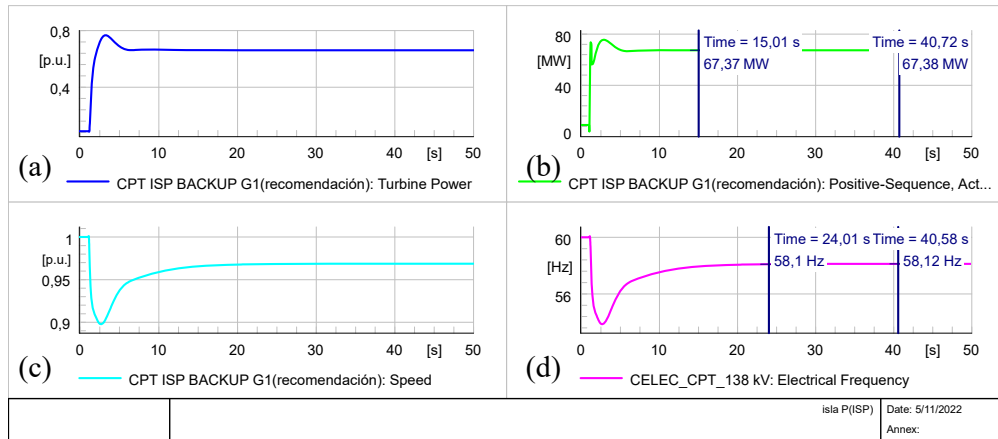


Fig. P2.1. Comportamiento dinámico de la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la fallida formación en isla a los 300 ms de simulación. (a) Potencia de la Turbina en p.u. (b) Potencia Activa en MW. (c) Velocidad en p.u. (d) Frecuencia en Hz.

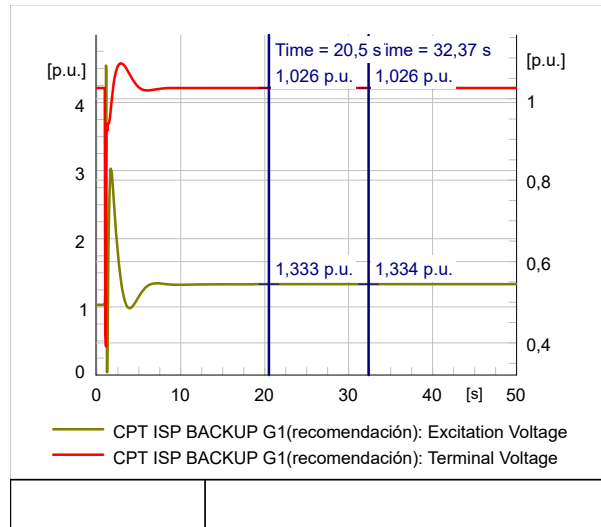


Fig. P2.2. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Voltaje de Excitación (ve) y Voltaje Terminal (ut) en p.u.

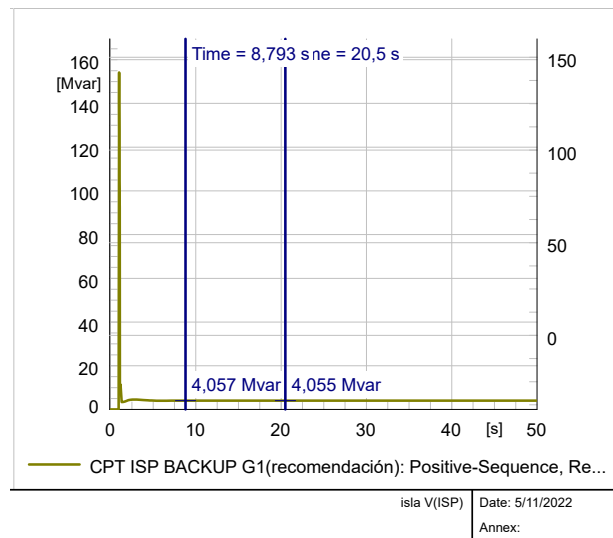


Fig. P2.3. Comportamiento dinámico de la regulación de voltaje por la generación propuesta en ISP ante un evento de cortocircuito trifásico en la barra de CPT 230 kV, seguido de la formación en isla a los 300 ms de simulación. Potencia Reactiva en MVAR.