



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DEL SISTEMA
NACIONAL INTERCONECTADO CONSIDERANDO LA
INCORPORACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
MANDURIACU**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA**

DANIEL ANDRÉS VILLEGAS TOCTAGUANO
daniel.villegas87@hotmail.com

DIRECTOR: Dr. JESÚS JÁTIVA IBARRA
jjativa@yahoo.com

Quito, marzo 2013

DECLARACIÓN

Yo, DANIEL ANDRÉS VILLEGAS TOCTAGUANO, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

DANIEL ANDRÉS VILLEGAS TOCTAGUANO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por DANIEL ANDRÉS VILLEGAS TOCTAGUANO, bajo mi supervisión.

DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA
Director del Proyecto

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quisiera agradecer a Dios y a la Virgen de El Quinche por todos los favores prestados hasta ahora, que junto a mis queridos padres y hermanos han sido el pilar, guía y motivación para culminar esta etapa de mi vida.

A mi familia, amigos de toda la vida y de aulas, que de una u otra forma han sido de gran ayuda para llegar a este objetivo.

Al doctor Jesús Játiva por el tiempo, paciencia y la valiosa ayuda prestada en este proyecto.

Al Ing. Franklin Chimarro por su ayuda en el desarrollo de esta tesis.

A mi jefe y compañeros de trabajo, por su comprensión y colaboración al momento de realizar esta tesis.

DEDICATORIA

A mis padres

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza el comportamiento de estabilidad transitoria en condiciones de máxima exigencia al SNI teniendo en cuenta la futura expansión del sistema nacional de transmisión ecuatoriano, en el cual se incorpora el Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu, principalmente verifica el comportamiento dinámico del sistema para el caso de perturbaciones como salidas súbitas de carga y generación.

Se propone un modelo para los sistemas de control de excitación, el gobernador de velocidad y turbina, y el estabilizador de potencia, EXST1, IEEEG3 y PSS2A, respectivamente, que son los encargados de proveer el voltaje de campo y potencia mecánica a cada generador de la Central Hidroeléctrica Manduriacu. Los modelos más usados están definidos por la IEEE.

Se simula los casos de estudio planteados para asegurar una correcta operación de los sistemas de control y se analiza el comportamiento de las unidades de la Central Hidroeléctrica Manduriacu con el resto del SNI.

El paquete computacional utilizado para estos estudios fue DIgSILENT Power Factory, donde se puede modelar los sistemas de control y realizar estudios de estabilidad, y de esta manera comprobar el comportamiento dinámico de los elementos del generador de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

PRESENTACIÓN

En el presente trabajo se realiza un estudio de estabilidad transitoria del Sistema Nacional Interconectado con la incorporación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

El primer capítulo presenta una introducción general de la inestabilidad en sistemas eléctricos de potencia, y sus principales causas, haciendo énfasis en la estabilidad transitoria y los sistemas de control de la máquina sincrónica.

El segundo capítulo contiene una descripción del SNI, su plan de expansión y la proyección de su demanda, una revisión del Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba, así como una descripción del Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu, sus parámetros eléctricos y la modelación de los sistemas de control a ser usados.

El tercer capítulo presenta el estudio de estabilidad transitoria de la Central Hidroeléctrica Manduriacu, para el cual se formulan los escenarios a trabajar, se establecen las condiciones iniciales y se analiza los resultados obtenidos para los diferentes casos de estudio.

El cuarto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones extraídas de este trabajo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Realizar un estudio de estabilidad transitoria en condiciones de máxima y mínima demanda en los períodos lluvioso y de estiaje del Sistema Nacional Interconectado (SNI) debido a perturbaciones de desconexiones de carga y generación, considerando el desarrollo del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT) hasta la Incorporación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer los modelos que deben tener los reguladores de velocidad, voltaje y estabilizador de sistemas de potencia (PSS) para la Central Hidroeléctrica Manduriacu.
- Analizar el comportamiento de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu ante la ocurrencia de desconexiones súbitas de carga y generación.
- Simular casos de estabilidad transitoria en el SNI con la entrada de la Central Hidroeléctrica Manduriacu, mediante el paquete computacional DIgSILENT Power Factory.

ALCANCE

El estudio de estabilidad partirá de la base de datos y corridas de flujos de potencia para las condiciones de máxima y mínima demanda en los períodos lluvioso y de estiaje disponibles en CELEC EP.

Se realizará la modelación de los componentes dinámicos de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

Se determinarán los ajustes necesarios que deben realizarse a los sistemas de control (regulador de velocidad y regulador de voltaje, el estabilizador de sistemas de potencia mantendrá sus valores característicos).

Con ello se ejecutarán estudios de estabilidad transitoria del SNI con la incorporación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu ante la ocurrencia de desconexiones súbitas de carga y generación en los escenarios lluvioso y de estiaje para máxima y mínima demanda mediante el paquete computacional DIgSILENT Power Factory.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Debido al constante crecimiento de la demanda es necesaria la incorporación de nuevas centrales de generación. Previo a la puesta en servicio de nuevas instalaciones es necesario conocer cuál será la respuesta del sistema ante la ocurrencia de desconexiones súbitas de carga y generación, por ende cuáles deben ser las características específicas de los sistemas de control con el fin de prever la salida de unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Manduriacu.

Por ello es necesaria la modelación, simulación y posterior estudio de estabilidad transitoria de las unidades de generación de la central Hidroeléctrica Manduriacu, con el fin de asegurar la correcta operación de las mismas, previniendo que se pierda el sincronismo de los generadores con el resto del sistema.

Con estos estudios se tendrá un panorama más claro acerca del comportamiento de este tipo de centrales en eventos de desconexiones súbitas de carga y generación y un mejor entendimiento de la estabilidad transitoria.

Para la realización de estos estudios es de vital importancia contar con modelos matemáticos elaborados de tal forma que se pueda representar cada elemento de la red con su respectivo comportamiento dinámico.

Actualmente se cuenta con herramientas computacionales avanzadas para el estudio de Sistemas de Potencia que poseen modelos de todos los elementos de la red que pueden ser modificados para distintos escenarios o casos de estudio, uno de ellos es el paquete computacional DIgSILENT Power Factory, que cuenta con las herramientas necesarios para estudios de estabilidad y modelación de sistemas de control.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
RESUMEN.....	V
PRESENTACIÓN.....	VI
OBJETIVOS.....	VII
OBJETIVO GENERAL.....	VII
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	VII
ALCANCE.....	VIII
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	IX

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN	1
1.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO	3
1.1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE	16
1.1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	17
1.2 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	18
1.2.1 CONTROL MECÁNICO-HIDRÁULICO	19
1.2.2 CONTROL ELÉCTRICO-HIDRÁULICO	21
1.2.3 TURBINA HIDRÁULICA	21
1.3 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE ¹	21
1.3.1 REPRESENTACIÓN DE LA EXCITACIÓN DEL GENERADOR	22
1.3.2 TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN	23
1.4 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA	25
1.4.1 MODELOS DEL ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA	29

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL SNI HASTA LA ENTRADA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANDURIACU	31
2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	31
2.1.1 PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	32
2.2 EXPANSIÓN DEL SNI SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL CONELEC..	34
2.2.1 RECURSOS HIDROENERGÉTICOS.....	35
2.2.2 EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	38
2.2.3 EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	42
2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO INTEGRADO GUAYLLABAMBA	45
2.3.1 SISTEMA INTEGRADO DE LA CUENCA DEL RIO GUAYLLABAMBA ...	45
2.3.2 ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS	49
2.3.3 DEFINICIÓN DE LOS PUNTOS DE CONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DEL SHIG CON EL SNT	50
2.4 PROYECTO HIDROELÉCTRICO MANDURIACU.....	54
2.4.1 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL GENERADOR...	54
2.4.2 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	59
2.4.3 SISTEMAS DE REGULADORES DE VOLTAJE	63
2.4.4 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA	67
 CAPÍTULO 3	
ESTUDIO DE ESTABILIDAD	69
3.1 FORMULACIÓN DE LOS ESCENARIOS	69
3.2 CONDICIONES INICIALES	69
3.2.1 RESULTADOS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	70
3.3 CASOS DE ESTUDIO.....	74
3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	76
3.4.1 CRITERIOS DE OPERACIÓN	77
3.4.2 RESULTADO DE LOS CASOS DE ESTUDIO	78

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
4.1 CONCLUSIONES	86
4.2 RECOMENDACIONES.....	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	90
ANEXOS	
A.1 CÁLCULO DE LA CONTANTE DE INERCIA	92
A.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	93
A.3 RESULTADOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	98
A.3.1 PERÍODO LLUVIOSO - DEMANDA MÁXIMA	104
A.3.2 PERÍODO LLUVIOSO – DEMANDA MÍNIMA. ¡Error! Marcador no definido.	
A.3.3 PERÍODO SECO - DEMANDA MÁXIMA	¡Error! Marcador no definido.
A.3.4 PERÍODO SECO - DEMANDA MÍNIMA	¡Error! Marcador no definido.

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Clasificación de Estabilidad en Sistemas de Potencia	2
Figura 1.2 Diagrama unifilar	7
Figura 1.3 Modelo del SEP ideal.....	8
Figura 1.4 Curva Potencia – Ángulo	9
Figura 1.5 Límites por potencia activa y corriente de armadura.....	11
Figura 1.6 Límites por corriente de campo	13
Figura 1.7 Margen de Estabilidad en el Plano P- δ	14
Figura 1.8 Límite por margen de estabilidad.....	15
Figura 1.9 Diagrama de bloque funcional del Sistema Regulador de Velocidad.....	19
Figura 1.10 Sistema de Regulación de Velocidad Mecánico-Hidráulico para Turbina Hidráulica.....	20
Figura 1.11 Sistema de Regulación de Velocidad mecánico-hidráulico de Hidroturbina	20
Figura 1.12 Modelo Lineal Aproximado de la Turbina	21
Figura 1.13 Diagrama de Bloque Funcional para control de Sistemas de Excitación del Generador ...	23
Figura 1.14 Excitatriz Rectificador de Potencia de Fuente Controlada Tipo ST1.....	24
Figura 1.15 Tipo de PSS con entrada ΔP	26
Figura 1.16 Tipo de PSS con entrada ΔW	27
Figura 1.17 Tipo de PSS con entrada Δf	27
Figura 1.18 Diagrama de bloques con control de excitación y señal estabilizante	28
Figura 1.19 Diagrama de bloques de la señal estabilizante	30

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica	32
Figura 2.2 Estructura de la energía bruta a nivel nacional, año 2010	35
Figura 2.3 Vertientes del Ecuador.....	36
Figura 2.4 Ubicación de las Centrales del Sistema Guayllabamba	45
Figura 2.5 Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba	46
Figura 2.6 Ubicación proyectos Tortugo y El Tigre	49
Figura 2.7 Descripción SHIG para el año 2015	51
Figura 2.8 Descripción SHIG para el año 2017	52
Figura 2.9 Descripción SHIG para el año 2020	53

Figura 2.10 Modelo del Generador Manduriacu	57
Figura 2.11 Parámetros eléctricos de Manduriacu ingresados en DIgSILENT	58
Figura 2.12 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina hidráulica IEEE3	59
Figura 2.13 Parámetros de regulador de velocidad IEEE3 en DIgSILENT	60
Figura 2.14 Modelo del sistema de turbina hidráulica y regulador de velocidad IEEE3	61
Figura 2.15 Respuesta al cambio carga, modelo del regulador PCU	62
Figura 2.16 Excitatriz Rectificador de Potencia de Fuente Controlada Tipo ST1	63
Figura 2.17 Parámetros del sistema de excitación EXST1 en DIgSILENT	64
Figura 2.18 Modelo del sistema de excitación estático EXTS1	65
Figura 2.19 Respuesta del regulador de excitación ante un cambio en el voltaje de entrada del 2% ..	66
Figura 2.20 Diagrama de bloque Estabilizador de Sistemas de Potencia PSS2A	67
Figura 2.21 Parámetros del estabilizador PSS2A en DIgSILENT	67
Figura 2.22 Modelo del estabilizador de sistemas de potencia PSS2A	68

ANEXOS

A.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 93

Figura A.1 Cálculo de flujo de carga	94
Figura A.2 Definición de eventos de switcheo	95
Figura A.3 Eventos de simulación	95
Figura A.4 Cálculo de condiciones iniciales	96
Figura A.5 Inicio simulación	97

A.3 RESULTADOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 98

Figura A.6 SNI para el año 2015	99
Figura A.7 SNI Año 2015-Estación Lluviosa – Demanda Máxima	100
Figura A.8 SNI Año 2015-Estación Lluviosa – Demanda Mínima	101
Figura A.9 SNI Año 2015-Estación Seca – Demanda Máxima	102
Figura A.10 SNI Año 2015-Estación Seca – Demanda Mínima	103

A.3.1 PÉRDIDA DE CARGA EN SANTO DOMINGO, F.P. 0,96 INDUCTIVO 104

Figura A.11 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima	105
--	-----

Figura A.12 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima	106
Figura A.13 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario seco demanda máxima	107
Figura A.14 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario seco demanda máxima	108

A.3.2 PÉRDIDA DE CARGA EN ESMERALDAS, F.P. 0,96 INDUCTIVO 109

Figura A.15 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario lluvioso demanda máxima	110
Figura A.16 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario lluvioso demanda máxima	111
Figura A.17 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario seco demanda máxima	112
Figura A.18 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario seco demanda máxima	113

A.3.3 PÉRDIDA DE CARGA EN CHONE, F.P. 0,96 INDUCTIVO..... 114

Figura A.19 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario lluvioso demanda máxima	115
Figura A.20 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario lluvioso demanda máxima	116
Figura A.21 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario seco demanda máxima	117
Figura A.22 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario seco demanda máxima	118

A.3.4 PÉRDIDA DE CARGA EN MANTA, F.P. 0,96 INDUCTIVO..... 119

Figura A.23 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario lluvioso demanda máxima	120
Figura A.24 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario lluvioso demanda máxima	121
Figura A.25 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario seco demanda máxima	122

Figura A.26 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario seco demanda máxima.....	123
A.3.5 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE	124
Figura A.27 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. H. Paute AB de 100 MW, escenario lluvioso demanda mínima.....	125
Figura A.28 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. H. Paute AB de 100 MW, escenario lluvioso demanda mínima.....	126
Figura A.29 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Paute AB de 90 MW, escenario seco demanda máxima.....	127
Figura A.30 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Paute AB de 90 MW, escenario seco demanda máxima	128
A.3.6 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS	129
Figura A.31 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 130 MW, escenario seco demanda mínima.....	130
Figura A.32 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 130 MW, escenario seco demanda mínima	131
Figura A.33 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 127 MW, escenario seco demanda máxima.....	132
Figura A.34 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 127 MW, escenario seco demanda máxima.....	133
A.3.7 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN FRANCISCO ...	134
Figura A.35 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda mínima.....	135
Figura A.36 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda mínima	136
Figura A.37 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda máxima.....	137
Figura A.38 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda máxima.....	138
A.3.8 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN	139

Figura A.39 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 78 MW, escenario seco demanda mínima.....	140
Figura A.40 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 78 MW, escenario seco demanda mínima	141
Figura A.41 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 71 MW, escenario seco demanda máxima	142
Figura A.42 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 71 MW, escenario seco demanda máxima	143

A.3.9 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA TOACHI PILATÓN .. 144

Figura A.43 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 89 MW, escenario seco demanda máxima.....	145
Figura A.44 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 89 MW, escenario seco demanda máxima	146
Figura A.45 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 65 MW, escenario lluvioso demanda máxima.....	147
Figura A.46 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 65 MW, escenario lluvioso demanda máxima.....	148

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1 Proyección del consumo de energía eléctrica facturado	33
Tabla 2.2 Proyección de potencia máxima anual en bornes de generación	33
Tabla 2.3 Cuencas hidrográficas de mayor interés.....	37
Tabla 2.4 Proyectos considerados en el escenario de análisis	39
Tabla 2.5 Proyectos en marcha zona norte	42
Tabla 2.6 Proyectos en marcha zona nororiental	42
Tabla 2.7 Proyectos en marcha zona noroccidental	42
Tabla 2.8 Proyectos en marcha zona sur	43
Tabla 2.9 Proyectos en marcha zona suroccidental	43
Tabla 2.10 Resumen líneas de transmisión.....	43
Tabla 2.11 Resumen subestaciones	44
Tabla 2.12 Resumen compensación capacitiva.....	44
Tabla 2.13 Características Técnicas de Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba	50
Tabla 2.14 Reactancias del generador	55
Tabla 2.15 Constantes de tiempo del generador.....	56

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 Despacho del SHIG 2015-Lluvioso Máximo	70
Tabla 3.2 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Máximo	70
Tabla 3.3 Flujos Potencia y cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Máximo	71
Tabla 3.4 Despacho del SHIG 2015-Lluvioso Mínimo	71
Tabla 3.5 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015- Lluvioso Mínimo.....	71
Tabla 3.6 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Mínimo	72
Tabla 3.7 Despacho del SHIG 2015-Seco Máximo	72
Tabla 3.8 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Seco Máximo	72
Tabla 3.9 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Seco Máximo.....	73
Tabla 3.10 Despacho del SHIG 2015-Seco Mínimo	73
Tabla 3.11 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Seco Mínimo.....	73
Tabla 3.12 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Seco Mínimo	74
Tabla 3.13 Valores máximos y mínimos de las variables analizadas en cada caso de estudio	79

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta una descripción de los problemas más graves que puede presentar un sistema eléctrico de potencia, que sin duda es la pérdida de la estabilidad, lo que puede ocasionar que se produzcan grandes oscilaciones en los generadores conectados al sistema, y si las protecciones no actúan adecuada y oportunamente varios generadores pueden entrar en un funcionamiento inestable, llevando a un colapso parcial o total del SEP.

1.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA ^[2]

La estabilidad transitoria se refiere a la capacidad que posee el sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo de las máquinas, cuando este sufre grandes perturbaciones como: pérdida de carga o de generación o fallas en las líneas de transmisión.

La inestabilidad del sistema afecta directamente a las máquinas sincrónicas ya que estas son las encargadas de suministrar el torque sincronizante cuando existe algún desbalance entre la generación y la carga, y si este suministro es ineficiente, las máquinas perderán el sincronismo, lo que puede conllevar a la pérdida parcial o total del sistema si no se aplican las acciones correctas.

El primer problema encontrado de estabilidad de sistemas de potencia fue relacionado a la estabilidad del ángulo de rotor del generador, ya sea en la forma de oscilaciones electromecánicas no amortiguadas, o en la forma de aceleración monótona del rotor que conduce a la pérdida de sincronismo.

El primer tipo de inestabilidad es debido a una falta de torque de amortiguamiento, y el último a una falta de torque sincronizante. En la Figura 1.1 se muestra una clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.

Escala de tiempo	Causado por la generación		Causado por la carga
corto plazo	estabilidad de ángulo de rotor		estabilidad de voltaje de corto plazo
	transitorio	estado estable	
largo plazo	estabilidad de frecuencia		estabilidad de voltaje de largo plazo

Figura 1.1 Clasificación de Estabilidad en Sistemas de Potencia

El primer tipo de inestabilidad está presente incluso para pequeñas perturbaciones y es llamado estado estable o estabilidad de pequeña señal. La segunda es iniciada por grandes perturbaciones y es llamada estabilidad transitoria o estabilidad de grandes perturbaciones. Para el análisis de estabilidad de estado estable es suficiente considerar la versión linealizada del sistema alrededor de un punto de operación, típicamente usando valor propio o técnicas de vectores propios. Para estabilidad transitoria tiene que evaluar el desempeño del sistema para un grupo de perturbaciones específicas.

El marco de tiempo de la estabilidad del ángulo de rotor es la de la dinámica electromecánica, típicamente perdurable para unos pocos segundos. Reguladores de voltaje automáticos, sistemas de excitación, turbina y gobernadores dinámicos todos actúan dentro de este marco de tiempo.

Las dinámicas relevantes han sido llamadas dinámicas transitorias en concordancia con la estabilidad transitoria; sin embargo, estas pueden crear malas interpretaciones, ya que “transitorio” es también usado en estabilidad transitoria para distinguir de la estabilidad en estado estable, que también pertenecen a los mismos

marcos de tiempo. Por esta razón se prefiere referirse al marco de tiempo por encima de unos pocos segundos como la escala de tiempo de corto plazo.

Cuando los cortos plazos dinámicos son estables, eventualmente desaparecen algún tiempo después de una perturbación, y el sistema entra en un marco de tiempo más pequeño. Varios componentes dinámicos están presentes en este marco de tiempo, tal como cambiadores de tap de transformadores, limitadores del generador, calderas, etc. Los transitorios relevantes por lo general duran algunos minutos. Estos son llamados como escala de tiempo de largo plazo.

En la escala de tiempo de largo plazo se puede distinguir entre dos tipos de problemas de estabilidad:

1. Problemas de frecuencia debido al desbalance de generación-carga con independencia de los aspectos del sistema dentro de cada área conectada.
2. Problemas de voltaje debido a la distancia eléctrica entre generación y carga y su dependencia con la estructura de la red.

1.1.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO ^[13]

Se refiere a la capacidad que posee el sistema de potencia en mantener el sincronismo de las máquinas cuando es sujeto a grandes perturbaciones, tales como: pérdida de generación, pérdida de carga o fallas en las líneas de transmisión. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema.

Cuando ocurre una perturbación, la inestabilidad aparece como un incremento de las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, lo cual produce que pierdan sincronismo con otros generadores.

El ángulo es función del balance entre:

- Potencia mecánica aplicada al rotor (máquina motriz o turbina)
- Potencia eléctrica transferida a la red.

En estado permanente, el torque de entrada mecánico y el torque de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. La pérdida de este equilibrio puede producir variación de la velocidad en los rotores de las máquinas.

La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un torque sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un torque amortiguador (en fase con la variación de velocidad, causando su falta una inestabilidad oscilatoria).

Es útil caracterizar la estabilidad de ángulo en dos subcategorías.

1.1.1.1 Estabilidad oscilatoria (pequeña señal)

Estabilidad del ángulo del rotor de pequeña señal es la capacidad de mantener el sincronismo del sistema bajo pequeñas perturbaciones. Se considera una perturbación pequeña si es posible linealizar las ecuaciones del sistema para fines analíticos.

La inestabilidad puede aparecer de dos formas:

- Como un incremento no periódico del ángulo del rotor debido a la falta de un torque sincronizante, solucionado en la mayoría con el uso de reguladores de voltaje de actuación continua.

- Como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de torque amortiguador, corregidos mediante el uso de estabilizadores de sistemas de potencia.

1.1.1.2 Estabilidad transitoria (perturbación grande)

La estabilidad del ángulo del rotor en gran señal, se refiere a la capacidad para mantener el sincronismo del sistema cuando está sujeto a una perturbación severa que provoca grandes desplazamientos de los ángulos de los rotores de los generadores.

La inestabilidad aparece como una separación angular no periódica como respuesta al insuficiente torque sincronizante, el mismo que se pone de manifiesto en la primera oscilación.

En el caso de la separación angular, se considera que un sistema de potencia permanece estable luego de una perturbación, si las diferencias entre los ángulos de los rotores de los generadores con respecto al generador de referencia son menores a 180° .

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de operación inicial del sistema así como también de la severidad de la perturbación.

Las variables a monitorear son los ángulos de los rotores de todos los generadores del sistema; los mismos que oscilan luego de la ocurrencia de una perturbación.

El tiempo de interés para estudios de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos luego de la perturbación; sin embargo, este puede extenderse alrededor de 10 segundos para sistemas muy grandes con tipos de oscilación dominantes interárea.

1.1.1.3 Máquina sincrónica

La máquina sincrónica se divide en dos principales elementos: el campo que normalmente se encuentra en el rotor y la armadura en el estator.

El devanado de campo es excitado con corriente continua; cuando el rotor es impulsado por la turbina, el campo magnético giratorio del devanado de campo induce voltajes alternos en las tres bobinas de la armadura de las fases del estator.

Cuando una carga está conectada, la frecuencia del voltaje alterno inducido y el flujo de corriente resultante en los devanados del estator dependen del rotor. La frecuencia del estator se sincroniza con la velocidad mecánica del rotor, de aquí la designación de “máquina sincrónica”.

Cuando dos o más máquinas sincrónicas están interconectadas, los voltajes del estator y las corrientes de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia, y la velocidad mecánica del rotor de cada máquina es sincronizada a esta frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas sincrónicas interconectadas deben estar en sincronismo.

El arreglo físico (distribución espacial) de las bobinas de la armadura del estator es tal que las corrientes alternas que varían en el tiempo, fluyen en las tres bobinas de fase produciendo un campo magnético giratorio, que bajo estado constante de operación, gira a la misma velocidad que el rotor.

Los devanados del estator y del rotor reaccionan uno con otro y un torque electromagnético resulta de la tendencia de los dos campos a alinearse. En un generador, este torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, por tanto el torque mecánico debe ser aplicado por la turbina para mantener la rotación.

El torque eléctrico o potencia de salida del generador es cambiado solamente por el cambio en la entrada del torque mecánico de la turbina. El efecto de aumentar la entrada del torque mecánico es de avanzar al rotor a una nueva posición relativa al

movimiento magnético de campo del estator. Inversamente una reducción del torque mecánico o potencia de entrada es retrasar la posición del rotor.

Bajo condiciones de operación en estado estable, el campo del rotor y la rotación del campo del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos dependiendo del torque eléctrico o potencia de salida del generador.

En un motor sincrónico, los roles del torque eléctrico y mecánico se invierten comparados con el generador. El torque electromagnético mantiene la rotación mientras la carga mecánica se opone a la rotación. El efecto de incrementar la carga mecánica es retrasar la posición del rotor con respecto al campo que gira del estator.

1.1.1.4 Relación Potencia-Ángulo

La relación altamente no lineal que existe entre la potencia de transferencia y la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas, es una característica importante en cuanto a estabilidad de sistemas de potencia se refiere.

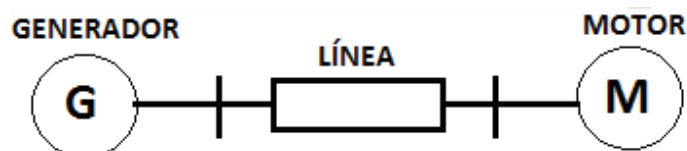


Figura 1.2 Diagrama unifilar

Considerando el sistema simple de la Figura 1.2 consistente de dos máquinas sincrónicas conectadas por una línea de transmisión, la cual tiene una reactancia inductiva X_L con su resistencia y capacitancia despreciables, se asume que la máquina 1 representa un generador que alimenta un motor sincrónico representado por la máquina 2.

La potencia que se transfiere del generador hacia el motor esta en relación a la separación angular δ entre los rotores de las dos máquinas. Esta separación angular depende de tres componentes: el ángulo interno del generador δ_G (ángulo por el cual el rotor del generador adelanta al campo que gira del estator); la diferencia angular entre los voltajes terminales del generador y el motor (ángulo por el cual el campo del estator del generador adelanta al del motor); y el ángulo interno del motor δ_M (ángulo por el cual el rotor se retrasa al campo que gira del estator).

En la Figura 1.3 se presenta un modelo del sistema que puede ser usado para determinar la relación entre el ángulo y la potencia.

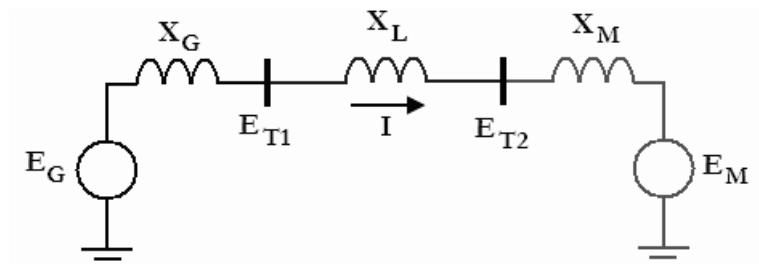


Figura 1.3 Modelo del SEP ideal

Este es un modelo simple en el cual la máquina sincrónica se representa con un voltaje interno y una reactancia efectiva. Para el análisis de funcionamiento en estado estable, es apropiado usar la reactancia sincrónica con el voltaje interno igual al voltaje de excitación.

La potencia transferida del generador al motor está dada por:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (1.1)$$

donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (1.2)$$

La Figura 1.4 corresponde a la relación existente entre potencia y ángulo, la potencia varía con el seno del ángulo: relación altamente no lineal.

Al tener modelos más exactos de la máquina, que incluya los efectos de los reguladores automáticos de voltaje, la variación de potencia-ángulo se desviaría de la relación sinusoidal; sin embargo, la forma general debería ser similar.

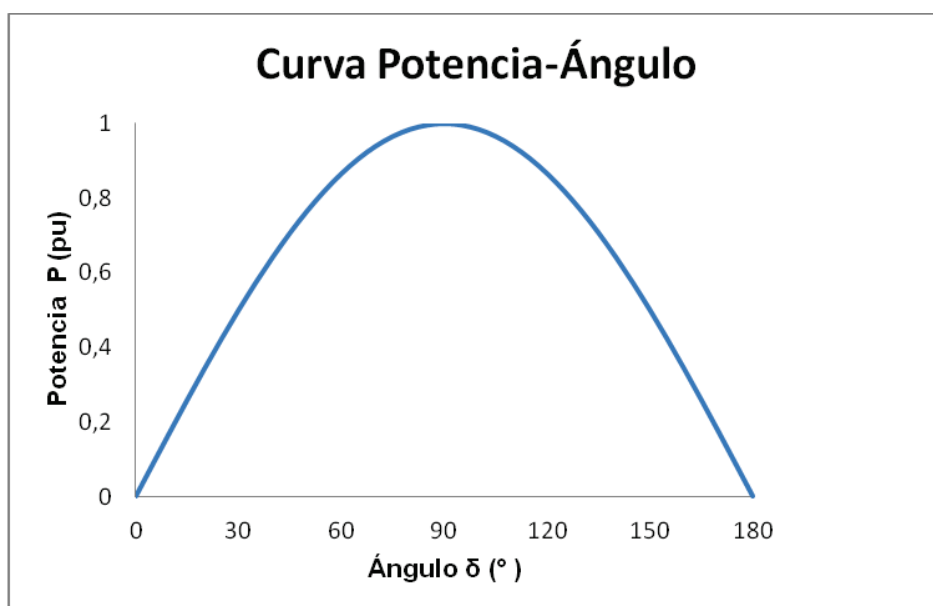


Figura 1.4 Curva Potencia – Ángulo

Analizando la Figura 1.4 se puede ver que la transferencia de potencia se incrementa a medida que se incrementa el ángulo, hasta llegar a su valor máximo de transferencia, que es el valor máximo dado por el seno de 90° . Después de este ángulo, un aumento posterior en ángulo resulta en un decrecimiento de la potencia transferida. La magnitud de la potencia máxima es directamente proporcional a los voltajes internos de la máquina e inversamente proporcional a la reactancia entre los voltajes, las cuales incluyen las reactancias de la línea de transmisión conectadas a las máquinas y las reactancias de las máquinas.

Cuando existen más de dos máquinas, sus desplazamientos angulares relativos afectan la transferencia de potencia de una manera similar. Sin embargo, valores

limitados de transferencia de potencia y separación angular son una función compleja de generación y distribución de carga.

Además, los límites de las potencias activa y reactiva de un generador sincrónico vienen dados por las zonas seguras de operación, las cuales deben ser consideradas en la solución del flujo de potencia.

1.1.1.5 Zonas seguras de operación

1.1.1.5.1 Límites de Potencia Activa

Estos límites están relacionados con la capacidad de entregar potencia de la turbina sin que afecte el rendimiento y la integridad de la máquina sincrónica. El límite máximo y mínimo de la potencia activa se muestra en la Figura 1.5.

La potencia activa máxima de la central de generación está relacionada con la potencia máxima que puede entregar el grupo turbina-generador.

El límite de potencia activa está relacionado con la potencia aparente y el factor de potencia

$$P_{max} = S_{disponible} * fp \quad (1.3)$$

La potencia activa mínima del generador está dada por la capacidad de operación de potencia de la turbina dentro de un rango de eficiencia aceptable. Como criterio se considera aceptable el 40% de la potencia nominal.

1.1.1.5.2 Límites Potencia Reactiva

Los límites de potencia reactiva están dados por el límite térmico de los devanados de la máquina, la máxima transferencia de potencia reactiva en condición de subexcitación (MEEE) y los límites de los voltajes de servicios auxiliares.

1.1.1.5.2.1 Límite por corriente de armadura (estator)

Es referido al límite de calentamiento de los devanados del estator, para evitar el deterioro del aislamiento de los conductores. Por lo que una de las limitaciones del generador es la corriente de armadura máxima que puede soportar el devanado. La potencia aparente que puede entregar el generador en por unidad es:

$$S = P + jQ \quad (1.4)$$

$$S = VI^* \quad (1.5)$$

$$S = V_t I_t (\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta) \quad (1.6)$$

El lugar geométrico de la corriente de armadura es un semicírculo de centro en el origen y con un radio de MVA disponibles. La curva para el límite de la corriente de armadura es la misma para generador de rotor cilíndrico, como para la de polos salientes como se puede ver en la Figura 1.5.

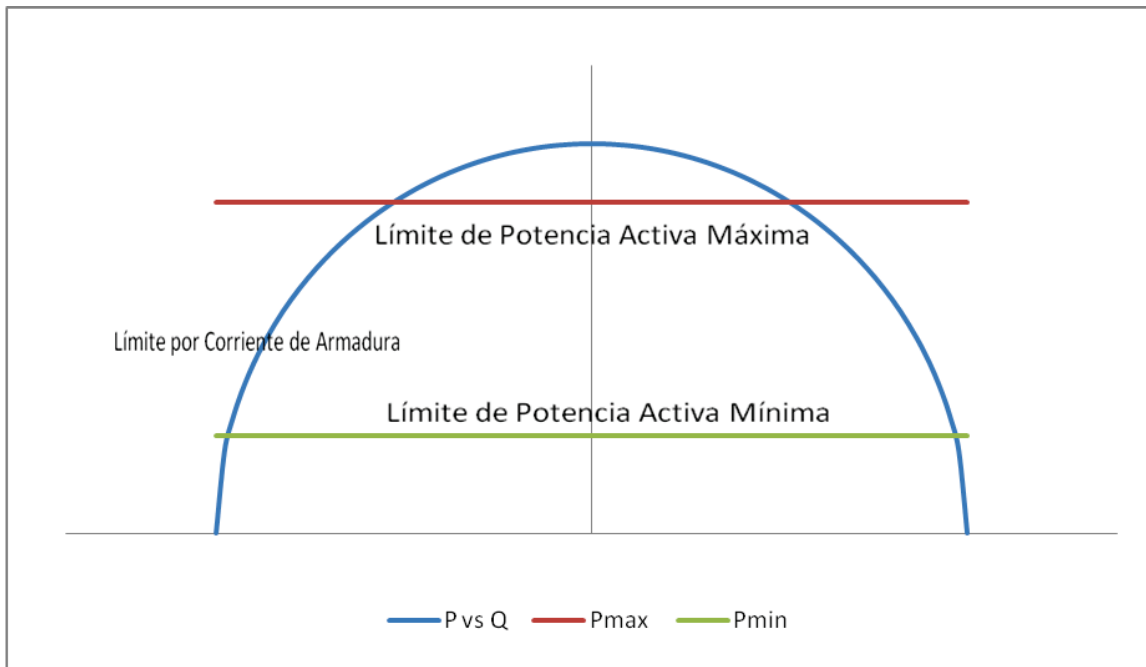


Figura 1.5 Límites por potencia activa y corriente de armadura

1.1.1.5.2.2 Límite por corriente de campo (rotor)

Es referido al límite de calentamiento de los devanados del rotor y es proporcional a la corriente de campo del generador. Por lo que para el cálculo del límite de la corriente de campo máxima es necesario a su vez calcular el voltaje interno máximo. Por lo general está dado por la corriente de campo nominal en tanto que el límite de la corriente de campo mínima se obtiene como un porcentaje de la corriente de campo mínima.

$$E_q = (V + jX_q I) \angle \delta \quad (1.7)$$

$$I_q = \frac{V \sin \delta}{X_q} \angle \delta \quad (1.8)$$

$$I_d = \sqrt{I^2 - I_q^2} \angle (90 - \delta) \quad (1.9)$$

$$E_{nom} = V + jX_d I_d + jX_q I_q \quad (1.10)$$

$$E_{min} = 0,2 (E_{nom}) \quad (1.11)$$

En un generador de polos salientes se tienen las ecuaciones (1.12) y (1.13) para el cálculo de las potencias activa y reactiva.

$$P_{max} = \frac{VE_{nom}}{X_d} \text{sen } \delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen } 2\delta \quad (1.12)$$

$$Q_{max} = \frac{VE_{nom}}{X_d} \text{cos } \delta + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{cos } 2\delta - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (1.13)$$

Para graficar los lugares geométricos de la corriente de campo mínima se aplican las ecuaciones (1.12) y (1.13) pero con el valor del voltaje interno mínimo.

La intersección entre los dos lugares geométricos de los límites de corriente de armadura y de campo, representa los datos de placa de los MVA y el factor de potencia de la máquina.

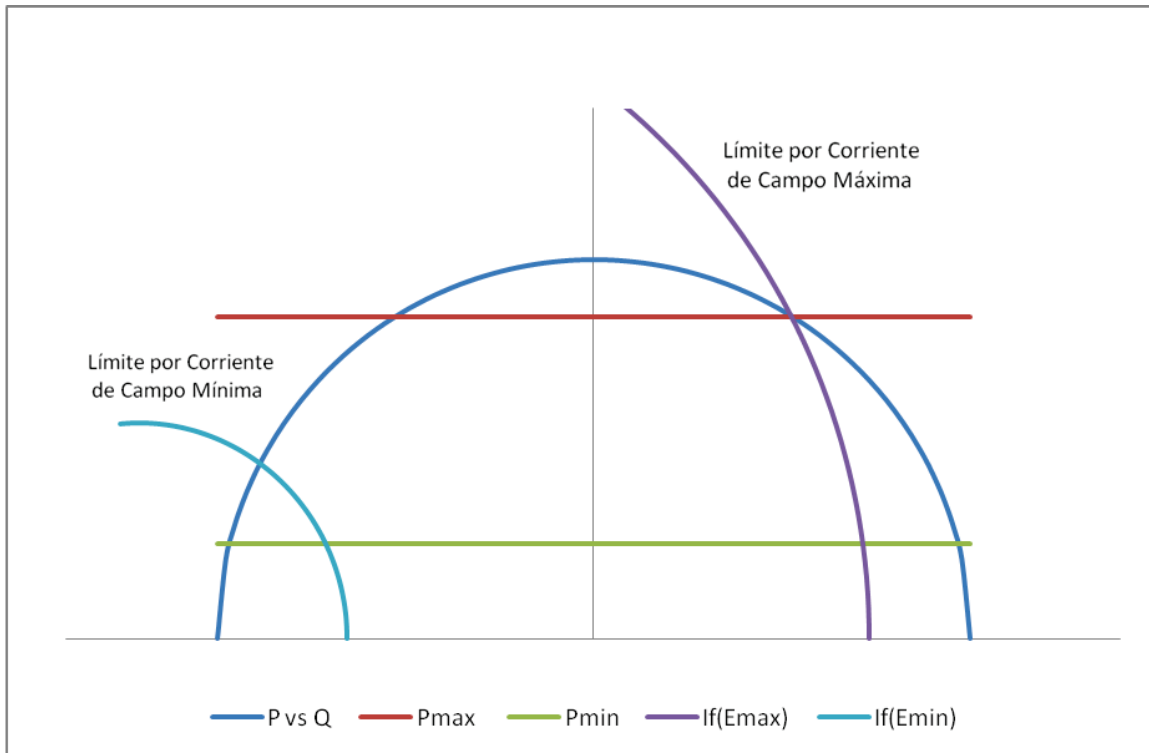


Figura 1.6 Límites por corriente de campo

1.1.1.5.2.3 Límite por margen de estabilidad en estado estable (MEEE)

El MEEE es una reserva que se considera en los generadores síncronos para no llegar al límite de transferencia de potencia, y así evitar situaciones de inestabilidad por variaciones de demanda de la carga. Esta condición sucede en una máquina operada en la región de subexcitación.

Como criterio de margen se considera un valor entre el 10% y 20% de la potencia nominal del generador, como se puede ver en la Figura 1.7.

$$P_0 = P_1 - P_n * MEEE \quad (1.14)$$

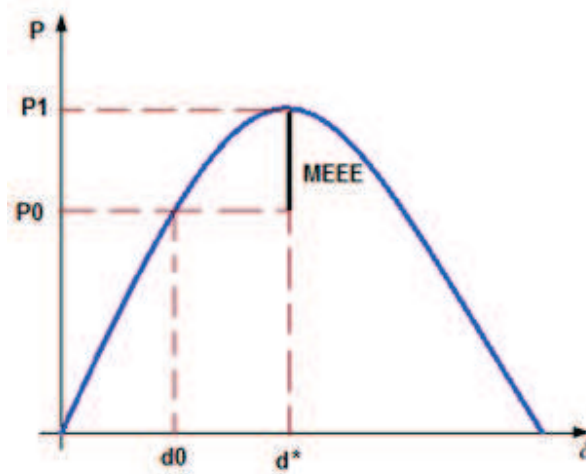


Figura 1.7 Margen de Estabilidad en el Plano P-δ

Para el cálculo del MEEE primero se debe hallar un $\delta_{\text{óptimo}}$ en la condición de potencia máxima que puede obtenerse a partir de la derivada de la ecuación (1.12).

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta} = \frac{VE_1}{X_d} \cos \delta^* + V^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta^* = 0 \quad (1.15)$$

despejando el voltaje interno E_1 , se tiene:

$$E_1 = - \frac{VX_d \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta^*}{\cos \delta^*} \quad (1.16)$$

Reemplazando la ecuación (1.15) en la ecuación (1.12), se obtiene la potencia activa máxima:

$$P_1 = V^2 \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \tan \delta^* \sen \delta^* \quad (1.17)$$

Para cada valor de P_1 se calcula el valor del ángulo δ^* mediante la ecuación (1.17), y con el valor de δ^* en la ecuación (1.16) se obtiene E_1 , siendo este igual a E_0 .

Aplicando el concepto de MEEE que en este caso es de 20% de la potencia nominal del generador, se tiene:

$$P_0 = P_1 - 0,2 * P_n = \frac{VE_0}{X_d} \text{sen } \delta_0 + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen } 2\delta_0 \quad (1.17)$$

Se calcula el ángulo δ_0 , y luego la potencia reactiva para P_0 y δ_0 , con la ecuación:

$$Q_0 = \frac{VE_0}{X_d} \cos \delta_0 + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos 2\delta_0 - \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (1.13)$$

La Figura 1.8 muestra el lugar geométrico del MEEE en la condición de subexcitación del generador sincrónico.

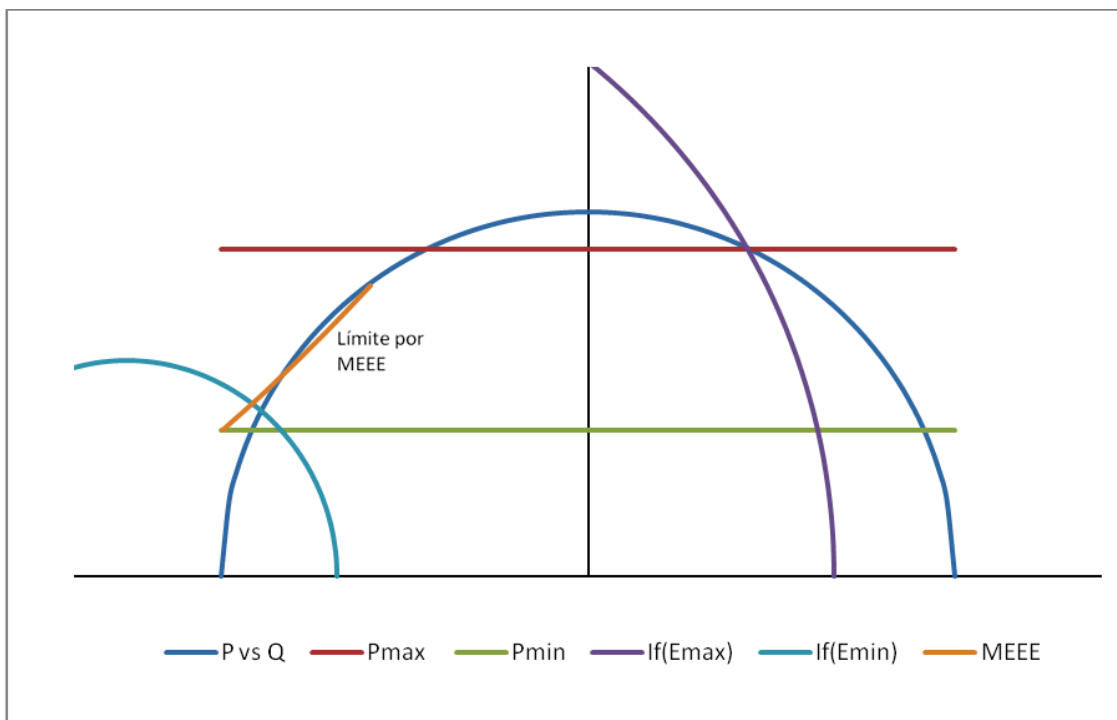


Figura 1.8 Límite por margen de estabilidad

1.1.1.5.2.4 Límite por voltaje de servicios auxiliares (SSAA)

La potencia que demandan los SSAA es suministrada por la potencia generada por la máquina síncrona, para evitar que colapsen estos sistemas se los considera dentro de las zonas seguras de operación. Los equipos que representan los SSAA operan dentro de un rango de voltaje, cuyos límites contemplan restricciones de voltaje tanto máximo como mínimo.

Pero dado que la central Manduriacu es hidroeléctrica, no se considera este análisis para las zonas seguras de operación, ya que una hidroeléctrica no demanda tanta potencia para servicios auxiliares como en una central térmica.

1.1.1.6 FLUJOS DE POTENCIA

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema eléctrico bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. Su análisis consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente, dados los consumos en cada barra y la potencia generada, con lo cual se encuentra valores de magnitudes de voltajes y ángulos en barras, flujos de potencia por líneas y transformadores, así como las potencias reactivas en las barras de generación y las potencias activa y reactiva de la barra de compensación.

1.1.2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Se refiere a la capacidad que posee el sistema para mantener los voltajes constantes en todas las barras del sistema después de haber estado sujeto a una perturbación, partiendo de una condición inicial de operación dada.

La estabilidad depende en cierta manera de la capacidad que tiene el sistema para restaurar el equilibrio entre la carga y la generación. Al ocurrir esta inestabilidad

ocasionaría una continua disminución o incremento de voltaje en algunos nodos, lo que conllevaría a pérdida de carga o a la actuación de protecciones que causaría aperturas en cascada, interrupciones que pueden provocar la pérdida del sincronismo de algunos generadores. Este fenómeno también puede producirse al exceder los límites de operación de la corriente de campo.

El colapso de voltaje se da por la secuencia de eventos consiguientes a una inestabilidad de voltaje que conlleva a la presencia de bajos voltajes en una parte significativa del sistema, o incluso en un apagón total. En la inestabilidad de voltaje las cargas juegan usualmente un papel determinante.

También existe el riesgo de inestabilidad por sobrevoltaje, causado por un comportamiento capacitivo de la red, como por el uso de limitadores de baja excitación que protegen a los generadores sincrónicos.

Es importante observar que la distinción entre las estabilidades de voltaje y de ángulo del rotor no está basada solo en la relación entre variaciones de potencia activa/ángulo y potencia reactiva/voltaje. De hecho, existe una fuerte relación en condiciones de carga elevada, tal que las perturbaciones de potencia activa como los flujos de potencia reactiva, afectan tanto a la estabilidad de ángulo como a la de voltaje.

1.1.3 ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

Se refiere a la capacidad que posee un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante después de estar sometido a una perturbación, que como resultado da un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Cuando el sistema es sometido a perturbaciones severas puede ocurrir una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de voltaje, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación.

En grandes sistemas interconectados, la inestabilidad de frecuencia está asociada a respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación de equipos de control y de protecciones o insuficiente reserva de generación.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno de corto o largo plazo, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos de protección de sobrecargas).

1.2 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD ^[4]

En 1968, se empezó a considerar los efectos de centrales eléctricas en sistemas eléctricos de potencia. Se presentaron algunos programas computacionales que representaban los efectos del control de velocidad de la turbina en estudios de estabilidad y muchas empresas eléctricas habían reunido archivos de datos relacionados o estaban en el proceso de hacerlo.

Los estudios fueron realizados para identificar el origen de los modelos actualmente en uso y tener un mejor entendimiento de cuando pueden ser usados.

La función principal del regulador de velocidad es controlar la velocidad y/o la carga del generador. Este control tiene que ver con la realimentación de la variación de velocidad a fin de regular la posición de la compuerta.

El conjunto turbina – sistema de regulación de velocidad provee un medio para controlar la frecuencia y la potencia de salida de la planta de generación.

La acción de los reguladores de velocidad puede considerarse despreciable en oscilaciones de modo local de frecuencia en el orden de 1 Hz. Al contrario, en oscilaciones de bajas frecuencias pueden tener un efecto significativo.

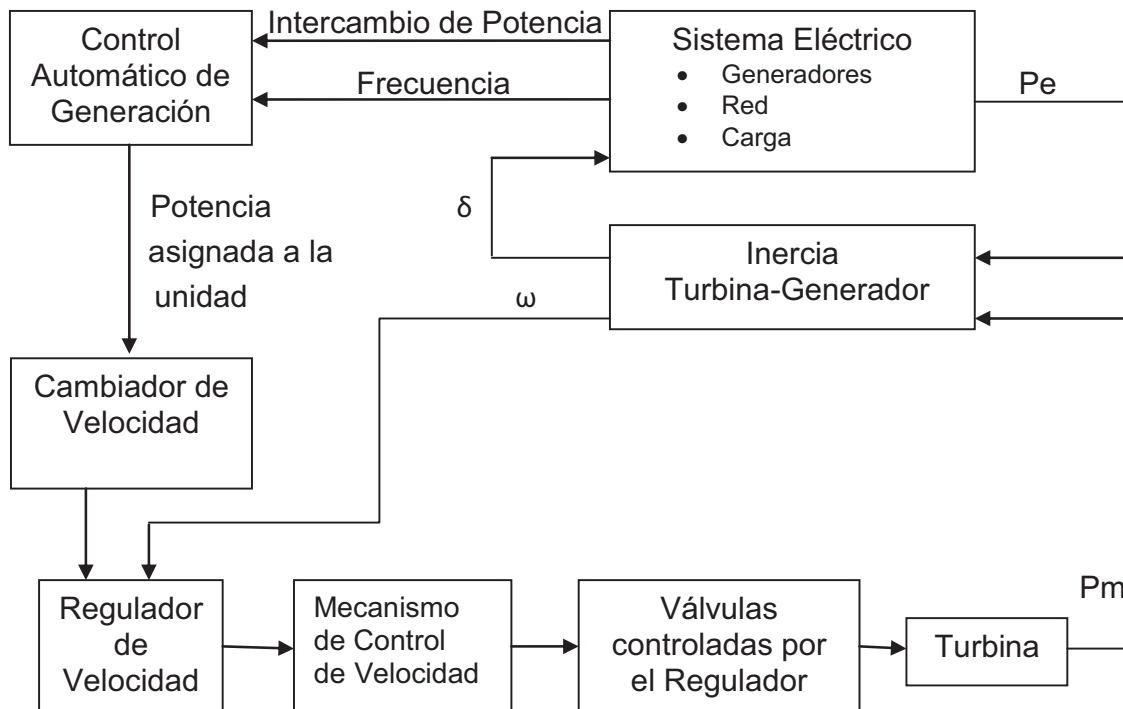


Figura 1.9 Diagrama de bloque funcional del Sistema Regulador de Velocidad

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

En el diagrama de la Figura 1.9 se incluyen los bloques funcionales del cambiador de velocidad y el control automático de generación.

El período de tiempo de la mayoría de estudios de estabilidad son cortos en comparación a los tiempos requeridos para hacer un cambio de carga significativa, por lo que el equipo de cambio de carga no es representado.

1.2.1 CONTROL MECÁNICO-HIDRÁULICO

El sistema regulador de velocidad mecánico-hidráulico para una hidroturbina consiste de un regulador de velocidad, una válvula piloto y servomotor, una válvula distribuidora y un servomotor de válvula, y válvulas controladas por el regulador de velocidad, como se muestra en la Figura 1.10.

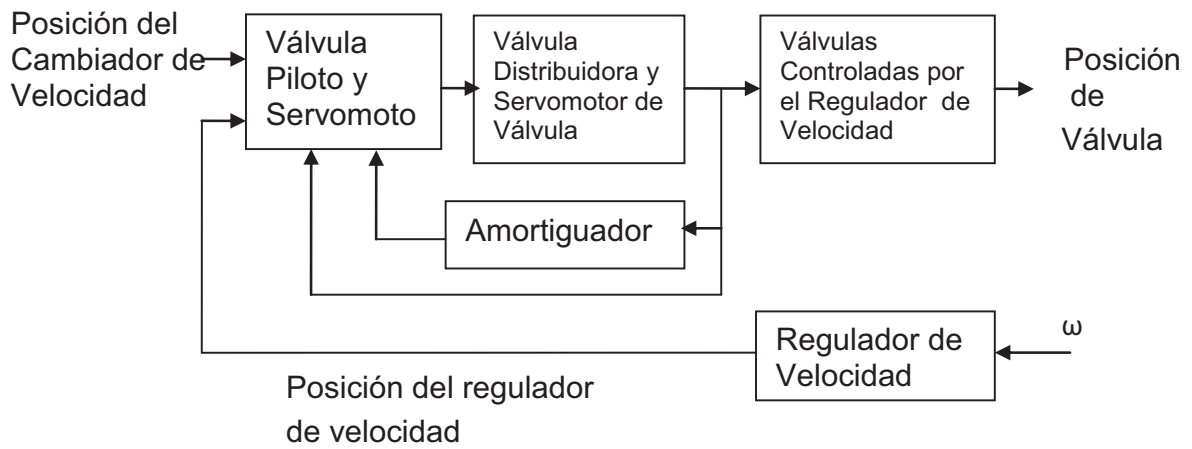


Figura 1.10 Sistema de Regulación de Velocidad Mecánico-Hidráulico para Turbina Hidráulica

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

El regulador de velocidad es influenciado por los efectos de la inercia del agua y el amortiguamiento realimentado. La Figura 1.11 es un modelo no lineal aproximado del sistema de regulación de velocidad de una turbina hidráulica.

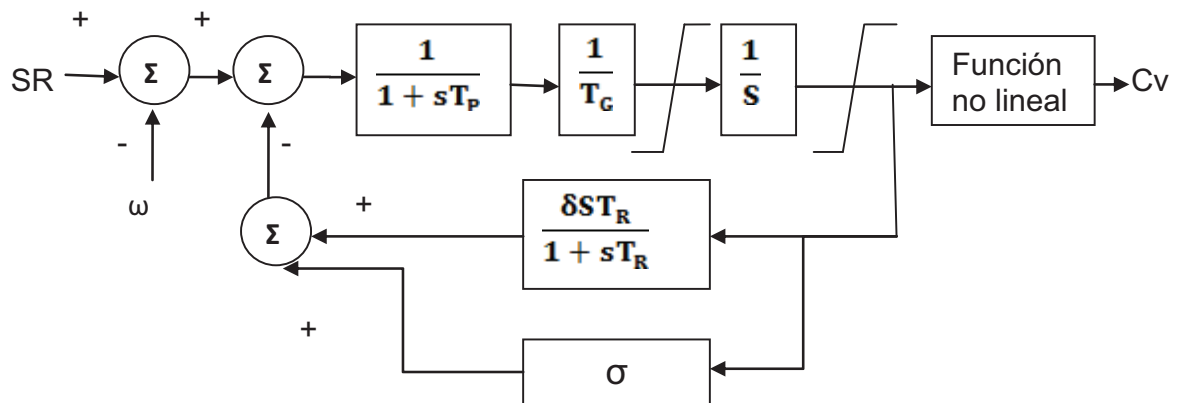


Figura 1.11 Sistema de Regulación de Velocidad mecánico-hidráulico de Hidroturbina

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

1.2.2 CONTROL ELÉCTRICO-HIDRÁULICO

Los modernos sistemas de regulación de velocidad para hidroturbinas pueden incorporar elementos electrónicos para realizar las funciones asociadas a la baja potencia con sensores y compensaciones de caída. Los aparatos electrónicos proveen la más grande flexibilidad y rendimiento, mejorando su funcionamiento en la zona y tiempo muertos.

1.2.3 TURBINA HIDRÁULICA

Las características transitorias de las hidroturbinas están determinadas por la dinámica del flujo del agua en la compuerta. Los modelos más exactos de presión de agua y flujo en la compuerta son aquellos que tratan el fenómeno de onda viajera. No son usualmente necesarios modelos de onda viajera para estudios de estabilidad, aunque ellos son usados regularmente para realizar estudios de diseños de centrales, como se muestra en la Figura 1.12.

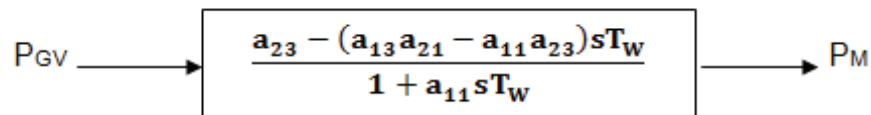


Figura 1.12 Modelo Lineal Aproximado de la Turbina

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

1.3 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VOLTAJE ^[3]

Los modelos para los sistemas fueron presentados en 1968 y desde ese tiempo han sido utilizados por la industria, muchos de los modelos son todavía adecuados para varios tipos de estudios de estabilidad, como consecuencia se han mejorado los modelos de excitación.

Para modelar los sistemas de excitación de una máquina síncrona en estudios de estabilidad, es esencial representarlo con suficiente detalle, tal que sean adecuados para representar tanto grandes y severos desbalances como pequeñas perturbaciones.

Los sistemas de excitación son representados con modelos matemáticos y parámetros establecidos dentro de rangos. La amplia variedad de parámetros aplicables para algunos de los modelos hace que la definición de datos típicos sea difícil.

Los modelos son válidos para desviaciones de frecuencia de $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal y oscilaciones de frecuencias hasta de aproximadamente 3Hz.

El sistema de excitación debe contribuir al control del voltaje y al mejoramiento de la estabilidad transitoria del sistema (respondiendo rápidamente ante perturbaciones) y la estabilidad de pequeña señal (modulando el campo del generador).

La función principal de un sistema de excitación es proveer corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona. A través del control del voltaje y la corriente de campo realiza funciones de control para una operación satisfactoria del sistema de potencia, tales como control de voltaje en terminales del generador, control de flujo de potencia reactiva y el mejoramiento de la estabilidad del sistema de potencia; y funciones de protección como el control de los límites de capacidad de la máquina síncrona, del sistema de excitación y de otros equipamientos.

1.3.1 REPRESENTACIÓN DE LA EXCITACIÓN DEL GENERADOR

En el diagrama de bloques de la Figura 1.13 se puede observar los diferentes subsistemas de excitación del generador que son adecuadamente representados en los estudios de sistemas eléctricos de potencia.

Este incluye transductor de voltaje terminal y un compensador de carga, un regulador de voltaje, una excitatriz, elementos estabilizadores del sistema de excitación, y en muchos casos un estabilizador de sistema de potencia.

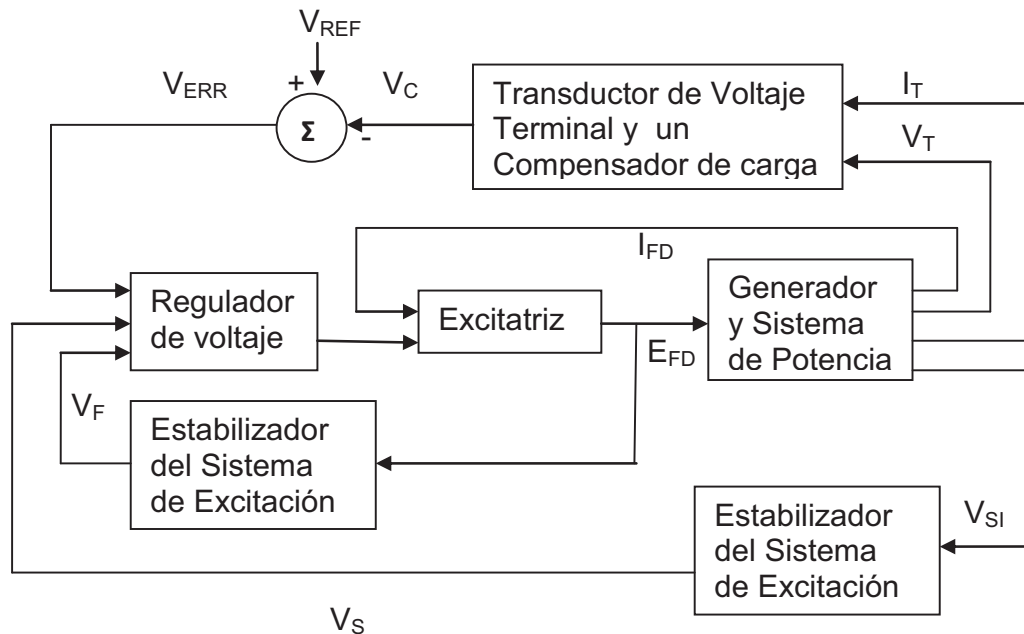


Figura 1.13 Diagrama de Bloque Funcional para control de Sistemas de Excitación del Generador

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

1.3.2 TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Tres tipos distintos de sistemas de excitación son identificados en base de la fuente de potencia de excitación.

1.3.2.1 Sistemas de excitación Tipo DC

Utiliza un generador de corriente continua con un conmutador, como la fuente de excitación del sistema de potencia.

1.3.2.2 Sistemas de excitación Tipo AC

Usa un alternador y rectificadores estacionarios o rotativos, para producir la corriente continua que necesita el campo generador.

1.3.2.3 Sistemas de excitación Tipo ST

En este sistema de excitación, la potencia es suministrada a través de transformadores y rectificadores.

Estos sistemas utilizan un transformador para convertir el voltaje (y también corriente en sistemas compuestos) a un nivel apropiado. Rectificadores, ya sean controlados o no controlados, proporcionan la corriente continua necesaria para el campo del generador.

Para muchos de los sistemas estáticos, el voltaje máximo de la excitatriz es muy alto. Para tales sistemas existen circuitos límites de campo de corriente adicionales que protegen la excitación y el rotor del generador, como se muestra en la Figura 1.14.

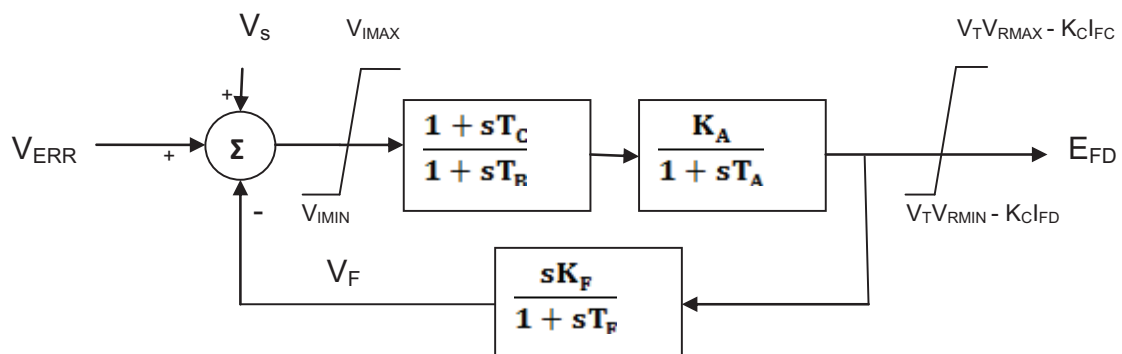


Figura 1.14 Excitatriz Rectificador de Potencia de Fuente Controlada Tipo ST1

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

1.4 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTENCIA ^[8]

El estabilizador de sistemas de potencia (PSS por sus siglas en inglés) fue empleado por primera vez en los años 60, debido a los problemas obtenidos al implementar el diseño de generadores más económicos, los que dio como resultado máquinas con grandes reactancias sincrónicas en estado estable, que en consecuencia produjeron voltajes bajos en la carga, especialmente en conexiones con líneas de transmisión largas.

El efecto de reacción de armadura causaba la disminución de flujo de campo, que como resultado daba una caída significativa del torque sincronizante. Problema que fue resuelto con la implementación de controles de excitación de respuesta rápida y alta ganancia. El regulador de voltaje genera el suficiente torque sincronizante a través de la eliminación del efecto de reacción de armadura.

Sin embargo, la acción de los reguladores de voltaje producía torque de amortiguamiento negativo con altas potencias de salida, lo que causaba problemas de inestabilidad transitoria. Problema que se llegó a corregir mediante la aplicación de una señal adicional que module la referencia del regulador de voltaje y que es generada por el estabilizador de sistemas de potencia.

Los PSS son utilizados en generadores ubicados estratégicamente para evitar oscilaciones en el sistema eléctrico. La implementación de un PSS es una de las mejores alternativas al ser más eficiente y económico.

Mediante la aplicación de PSS en determinados generadores del sistema eléctrico, pueden superarse los problemas de inestabilidad oscilatoria electromecánica permanente.

La función principal del PSS es extender los límites de estabilidad controlando la excitación del generador para amortiguar las oscilaciones de los rotores de las

máquinas sincrónicas. Para dar amortiguamiento el PSS produce una componente del torque eléctrico en el rotor en fase con las variaciones de velocidad.

El PSS, que se encuentra instalado en el regulador de voltaje del generador, puede mejorar la estabilidad del sistema de potencia. Aunque la potencia de salida de un generador es decidida por un torque mecánico de la turbina, la potencia de salida de un generador puede también ser modificada transitoriamente por el valor de la excitación.

Un PSS detecta el cambio de la potencia de salida del generador, controla el valor de la excitación y reduce rápidamente la oscilación de potencia.

El tipo de PSS es identificado por la señal que detecta; la señal más simple y típica es la variación de potencia eléctrica ΔP mostrado en la Figura 1.15, y también se han adoptado la variación de velocidad ΔW mostrado en la Figura 1.16 y de frecuencia Δf mostrado en la Figura 1.17, con el fin de mejorar la estabilidad de modo inter-área.

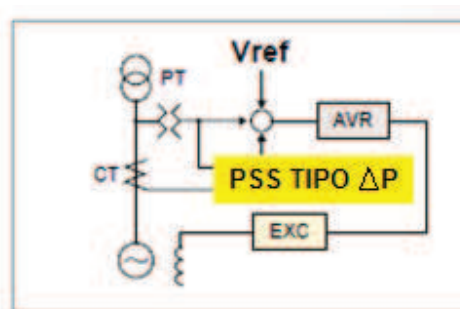
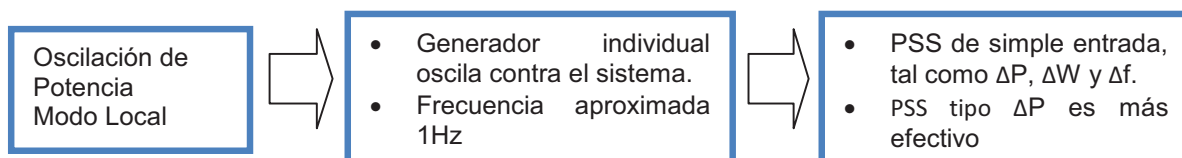


Figura 1.15 Tipo de PSS con entrada ΔP

Fuente: Mitsubishi Power System Stabilizer (PSS)

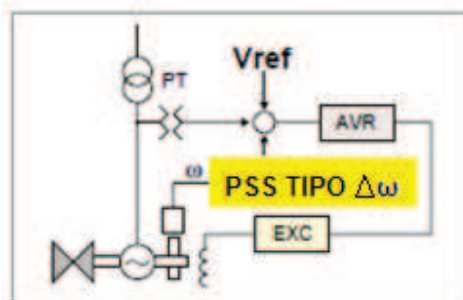
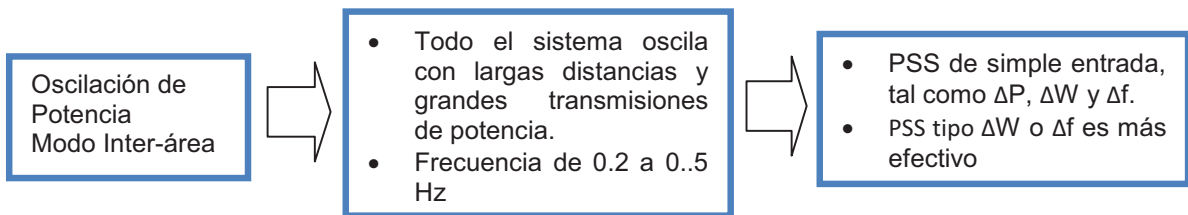


Figura 1.16 Tipo de PSS con entrada ΔW

Fuente: Mitsubishi Power System Stabilizer (PSS)

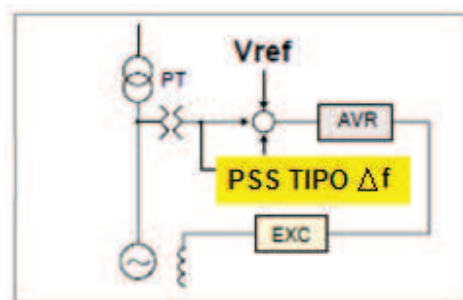
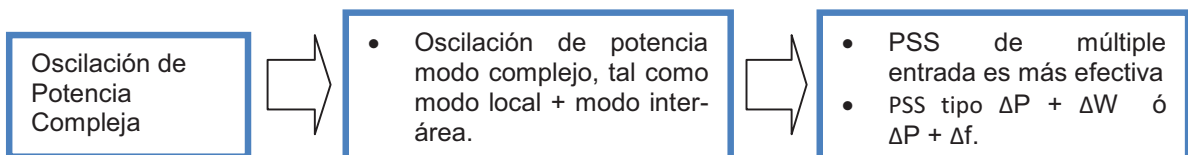


Figura 1.17 Tipo de PSS con entrada Δf

Fuente: Mitsubishi Power System Stabilizer (PSS)

En el diagrama de bloques del sistema de excitación de la Figura 1.18, si las funciones de transferencia $G_{EX}(s)$ y $\Delta T_e(s)/\Delta E_{fd}(s)$ fueran ganancias puras, la realimentación directa ΔW_r resultaría en una componente de torque de amortiguamiento.

Sin embargo, el sistema de excitación y el generador presentan características de ganancia y de fase dependientes de la frecuencia, entonces $G_{PSS}(s)$ debe proveer una compensación de fase adecuada para compensar el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación ΔV_1 y su salida ΔT_e .

En el caso ideal la fase de $G_{PSS}(s)$ debería ser inverso a la del conjunto sistema de excitación – generador, entonces el PSS aportaría un torque de amortiguamiento puro en todas las frecuencias de oscilación.

Para simplificar el modelo considerado no incluye los circuitos de amortiguamiento. Los circuitos de amortiguamiento afectan la fase del generador por lo tanto influyen en el diseño del PSS, agregan 3 variables de estado y aportan torque de amortiguamiento.

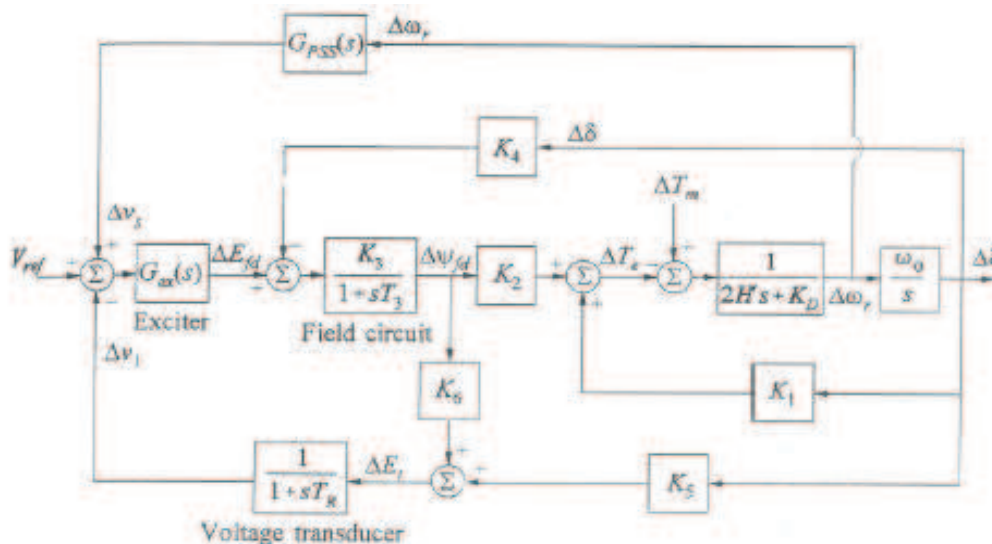


Figura 1.18 Diagrama de bloques con control de excitación y señal estabilizante

El sistema puede ser clasificado en dos estados:

Sistema sobre-compensado

Si el adelanto de fase de $G_{PSS}(s)$ es mayor al atraso de fase de $G_{EX}(s)$ y $\Delta T_e(s)/\Delta E_{fd}(s)$:

- Aporta torque de amortiguamiento positivo
- Aporta torque sincronizante negativo

Sistema sub-compensado

Si el adelanto de fase de $G_{PSS}(s)$ es menor al atraso de fase de $G_{EX}(s)$ y $\Delta T_e(s)/\Delta E_{fd}(s)$:

- Aporta torque de amortiguamiento positivo
- Aporta torque sincronizante positivo

1.4.1 MODELOS DEL ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA ^[1]

La modelación del PSS consiste de tres bloques:

- Bloque de compensación de fase que provee las características de adelanto de fase para compensar el atraso de fase entre la entrada de la excitatriz y el torque eléctrico del generador (rango de interés 0,1Hz a 2Hz).
- Bloque “signal washout” sirve como filtro pasa alto con constante de tiempo T_w suficientemente alta para permitir que señales asociadas con oscilaciones en la velocidad del rotor ω_r pasen sin cambio.

Permite que el PSS responda a cambios oscilatorios en la velocidad. Los valores del T_w van de 1 a 20 s, y debe ser lo suficientemente grande para

dejar pasar las señales estabilizantes en las frecuencias de interés sin cambio, pero no tan grande como para permitir excursiones indeseadas del voltaje en condiciones de operación aislada en respuesta a desviaciones de velocidad en estado estacionario.

- Ganancia del estabilizador K_{STAB} determina la cantidad de amortiguamiento introducido por el PSS, debe ser ajustado a un valor tal que aporte el máximo amortiguamiento. Se prefiere levemente sub-compensado para mejorar la estabilidad transitoria.

La señal estabilizante V_s se suma a la señal de error de voltaje en terminales. El modelo de PSS de la Figura 1.19 incluye dos variables de estado al modelo V_2 y V_s .

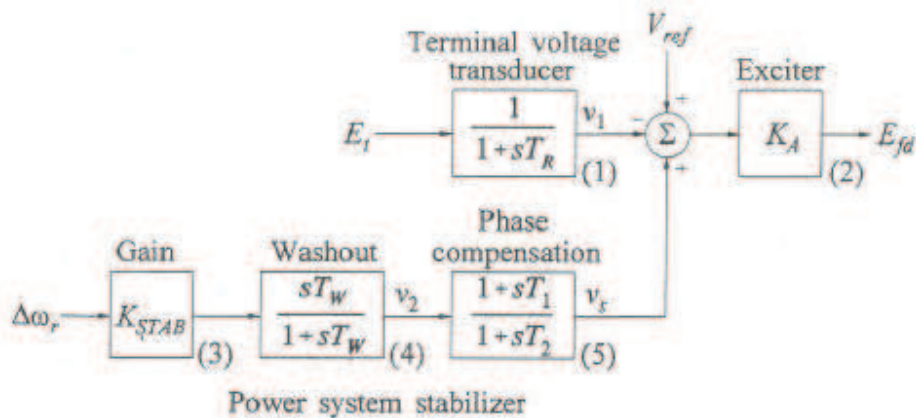


Figura 1.19 Diagrama de bloques de la señal estabilizante

CAPÍTULO 2.

DESCRIPCIÓN DEL SNI HASTA LA ENTRADA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANDURIACU

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ^[9]

La proyección de la demanda es una herramienta necesaria en la formulación y desarrollo de proyectos para ofrecer electricidad segura y confiable. Los planes de expansión entregados y las proyecciones de demanda preparadas por algunas distribuidoras, así como las futuras centrales de generación que se incorporarán al SNI, son analizados para obtener datos y tendencias del comportamiento del mercado, que permitan determinar la proyección de la demanda en cada una de las barras del SNT durante las tres bandas horarias de carga: mínima, media y máxima.

Las dificultades de carácter económico son la principal incertidumbre para la proyección de la demanda, por lo que se ha hecho un seguimiento a las variables e indicadores, para de esta forma realizar ajustes y lograr una adecuada proyección.

El mercado eléctrico ecuatoriano ha tenido un crecimiento sostenido de energía eléctrica en los últimos 7 años, en la Figura 2.1 se presenta la tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica.

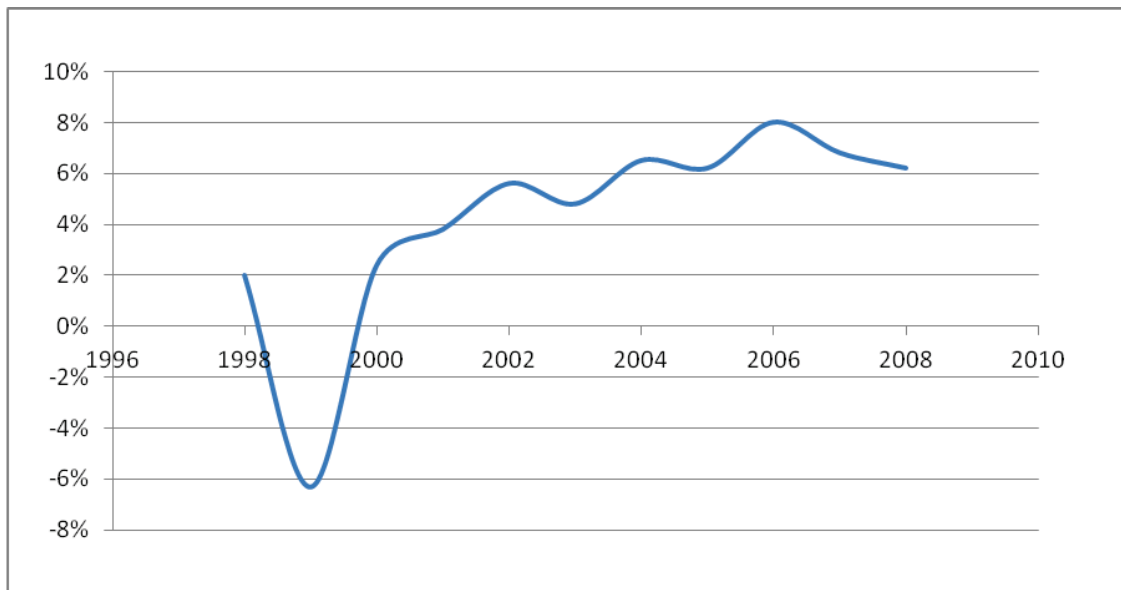


Figura 2.1 Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.1.1 PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para la proyección del consumo al igual que la proyección de potencia, se mantienen las tres bandas horarias: valle, media, punta. Un aspecto de suma importancia en la proyección es la recuperación de pérdidas de energía, al establecer el CONELEC regulaciones para la reducción anual de pérdidas no técnicas en las empresas distribuidoras, donde se fija que el porcentaje máximo admisible será del 2%. Con lo cual se prevé que se reducirán gradualmente, hasta llegar a unas pérdidas totales de energía de distribución a nivel del país de 8,5%, para el año 2020.

La proyección del consumo ha sido analizada en base a las referencias de crecimiento de los sectores de consumo y de las proyecciones de las empresas eléctricas de distribución, así como las tendencias estadísticas de la facturación, la recuperación de las pérdidas no técnicas, las cargas especiales y la intervención energética por la sustitución del gas licuado de petróleo.

En la Tabla 2.1 se muestran los resultados de las proyecciones del consumo facturado en energía eléctrica en el período 2011 – 2021 en un escenario de crecimiento medio.

Tabla 2.1 Proyección del consumo de energía eléctrica facturado

	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público y Otros	Total
Composición 2011	35 %	19 %	31%	14 %	100 %
Composición 2015	34%	19 %	36%	11 %	100 %
Composición 2021	31 %	17 %	39 %	13 %	100 %
Crecimiento 2011 - 2021	6,9 %	6,6 %	10,6 %	7 %	8,2 %

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

Para encontrar la demanda en bornes de generación, se suma la demanda proyectada en los puntos de entrega del SNT, los sistemas auxiliares de las plantas generadoras las pérdidas del SNT. En la Tabla 2.2 se muestran los resultados de las proyecciones de potencia máxima y de energía en los bornes de generación del SNI, para los tres escenarios de crecimiento en el período 2011 – 2021.

Tabla 2.2 Proyección de potencia máxima anual en bornes de generación

	Demanda de Potencia			Demanda de Energía		
	Menor	Medio	Mayor	Menor	Medio	Mayor
Composición 2011	3.034	3.052	3.069	18.497	18.645	18.831
Composición 2015	3.974	4.108	4.262	23.997	24.965	25.997
Composición 2021	5.513	5.920	6.369	34.539	37.299	40.270
Crecimiento 2011 - 2021	6,2 %	6,8 %	7,6 %	6,4 %	7,2 %	7,9 %

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.2 EXPANSIÓN DEL SNI SEGÚN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL CONELEC ^[9]

Para llegar a abastecer la demanda de energía eléctrica, la generación es el eje fundamental de dicho objetivo, por lo cual se debe mantener en equilibrio la oferta de generación y la demanda, de tal manera de que no conlleve a problemas de abastecimiento, cuyas soluciones pueden demorar mucho tiempo y significar un alto costo económico.

Ecuador posee un gran potencial hidroeléctrico, que dada la falta de inversión no se ha aprovechado, y ha generado que la energía necesaria para abastecer la demanda del país sea suplida con importaciones de países vecinos a grandes costos o por el uso de centrales de generación termoeléctrica a diesel, que no solo afectan la economía del país sino que también no contribuyen a la conservación del ambiente.

Dado que las inversiones no se han dado por varios motivos, solamente los proyectos Mazar y San Francisco han sido implementados.

El plan de expansión desea tener una complementariedad hidrológica del régimen pluvial amazónico (donde se localiza la mayor cantidad de centrales hidroeléctricas instaladas) con centrales ubicadas en la vertiente del Pacífico, para de esta manera superar los episodios cíclicos de baja hidrología de la vertiente amazónica. La gran disponibilidad de recursos hídricos que posee el país debe ser aprovechado para así disminuir los problemas de abastecimiento y los efectos económicos consecuentes al no obtener una reducción de las tarifas, que produce el consumo de los recursos económicos del país al subsidiar e importar energía eléctrica.

El gobierno ha puesto empeño en la estructuración e implementación de proyectos hidroeléctricos grandes, medianos y pequeños en la vertiente del Pacífico, instalación de generación termoeléctrica eficiente y el aprovechamiento de energía renovable

para de esta manera garantizar el abastecimiento de la futura demanda, con precio más bajo, mejorar las condiciones de vida de la población y fomentar la competitividad del comercio nacional e internacional.

Considerando que los proyectos hidroeléctricos importantes a implementarse requieren de un período largo de tiempo, se debe poner en marcha un plan de generación térmica de corto y mediano plazo, que garantice el abastecimiento de la creciente demanda y así no depender de importaciones de energía, como sucedió años anteriores, según se muestra en la Figura 2.2 para el año 2010.

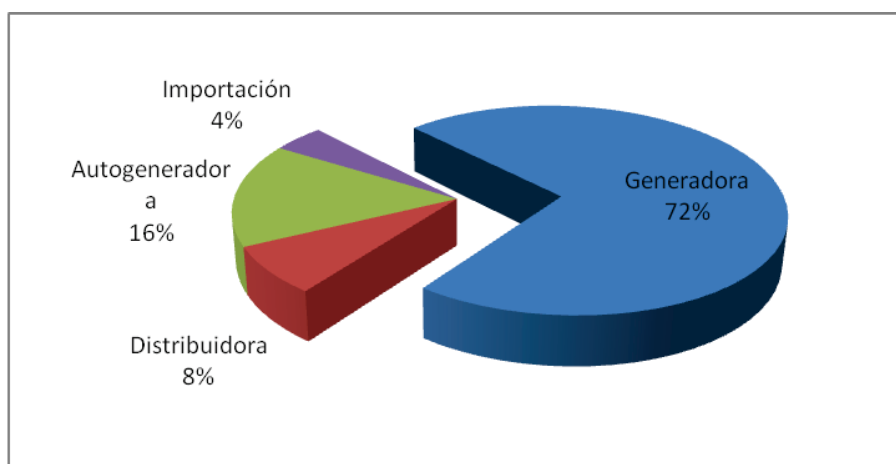


Figura 2.2 Estructura de la energía bruta a nivel nacional, año 2010

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.2.1 RECURSOS HIDROENERGÉTICOS

Ecuador es un país con un gran potencial hídrico distribuido en todo el territorio ecuatoriano, principalmente en sus dos vertientes, la Amazónica que se encuentra al este del país con una capacidad de caudales del 71% y la del Pacífico que se encuentra al oeste del país con una capacidad de caudal del 29%.

La compensación entre las vertientes del Pacífico y Amazonas, viene dada por ciertos comportamientos naturales del clima, como la disposición geográfica sobre la línea ecuatorial, la presencia de sistemas atmosféricos, la zona de convergencia intertropical, el relieve, entre otros.

En la región Litoral del país, el período de lluvia se da entre los meses de enero a junio, con una transición entre lluvias de la Costa y Sierra a través de lluvias y lloviznas entre junio y octubre. En la región Amazónica, el período de lluvia va desde marzo a octubre, con la particularidad de presentar lluvias casi permanentes la mayor parte del año.

En conclusión, el inicio de los períodos de lluvia en la región Amazónica esta en secuencia con la terminación de la temporada del período lluvioso de la Región Litoral como se muestra en la Figura 2.3, existiendo una reducción de lluvias en los meses de octubre a diciembre en las dos regiones.



Figura 2.3 Vertientes del Ecuador

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

El Ecuador cuenta actualmente con una potencia hidráulica instalada de 2.219 MW, lo que representa el 43% del total de la potencia eléctrica instalada.

Del potencial hidráulico, se estima que la potencia aprovechable es de 21.520 MW, de los cuales 90% pertenecen a la vertiente del Amazonas y 10% a la del Pacífico. El mayor potencial se distribuye en 11 sistemas como se muestra en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Cuencas hidrográficas de mayor interés

Cuencas Hidrográficas	Potencial Teórico MW	Pot. Tec. Aprovechable MW	Pot. Econ. Aprovechable MW
<i>VERTIENTE DEL PACÍFICO</i>			
Mira	2887,2	488,5	-
Esmeraldas	7530,4	1878,5	1194
Guayas	4204,7	310,7	-
Cañar	1338,6	112,2	-
Jubones	1122,7	687,7	590
Puyango	960,9	298,7	229
Catamayo	1085,9	459,6	-
SUBTOTAL 1	19130,4	4235,9	2013
<i>VERTIENTE DEL AMAZONAS</i>			
Napo-Coca	7643,5	6355	4640
Napo-Napo	13125	5929,5	3839
Pastaza	11101,7	1434	1121
Santiago-Namangoza	11259,7	5810,6	4006
Santiago-Zamora	9395,5	5857,6	5401
Mayo	1733,9	859	500
SUBTOTAL 2	54259,3	26245,7	19507
TOTAL	73389,7	30481,6	21520

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

En la Tabla 2.3 se puede ver que en la vertiente del Pacífico, la cuenca del río Esmeraldas representa la mayor aportación de potencial. En el caso de la vertiente del Amazonas, la mayor aportación de potencial es la de los ríos Santiago, Pastaza y Napo.

2.2.2 EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El Sistema Nacional Interconectado está constituido principalmente de seis grandes centrales hidroeléctricas. Paute Molino 1100 MW, Mazar 160 MW, San Francisco 230 MW, Marcel Laniado 213 MW, Agoyán 156 MW y Pucará 74 MW, de las cuales la única perteneciente a la vertiente del Pacífico es la central Marcel Laniado, que junto al complejo Paute – Mazar – Molino poseen los embalses más grandes del sistema eléctrico ecuatoriano.

El embalse Mazar entró a operar a finales de 2010 con una capacidad de 410 Hm³, lo cual permite tener mayores reservas de energía en las centrales aguas abajo. El embalse Daule – Peripa de la central Marcelo Laniado de 6000 Hm³ es el mayor volumen en el país, y se encuentra ubicado en la vertiente del Pacífico.

En la Tabla 2.4 se muestran los proyectos que pertenecen a la vertiente del Amazonas y del Pacífico, y se incluyen proyectos que ya se encuentran en construcción, otros en operación y un grupo importante en etapas estudios.

De estos proyectos, la mayoría tienen apoyo del Estado para su desarrollo, como es el caso de los proyectos del Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba, que han sido transferidos a CELEC EP, a excepción del proyecto El Tigre.

Tabla 2.4 Proyectos considerados en el escenario de análisis. (1 de 3)

Proyecto/Central	Empresa/Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de operación
Trasvase Baba a Marcel Laniado	Hidrolitoral EP	Operando	Público	Hidroeléctrico	NA	ene-12
Ocaña	Elecauto S.A.	Operando	Público	Hidroeléctrico	26	mar-12
Buenos Aires	Empresa Eléctrica Norte S.A.	Operando	Público	Hidroeléctrico	1	abr-12
Térmica Etapa 2 Jivino	CELEC - EP	Operando	Público	Termoeléctrico	45	may-12
Térmica Etapa 2 Santa Elena III	CELEC - EP	Operando	Público	Termoeléctrico	42	may-12
Térmica Etapa 2 Jaramijó	CELEC - EP	Operando	Público	Termoeléctrico	149	jun-12
Villonaco	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Eólico	16,5	dic-12
Baba	Hidrolitoral EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	42	dic-12
Térmica Cuba I- Guangopolo	CELEC - EP	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	50	feb-13
Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	may-13
San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8	oct-13
Topo	Pemaf Cia. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	22,8	nov-13
San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	6,4	ene-14
Maza-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	En construcción	Publico	Hidroeléctrico	21	ene-14
Esmeraldas II	CELEC EP - Tremoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96	feb-14
Machala Gas 3a Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	70	jun-14
Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	jul-14

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

Tabla 2.4 Proyectos considerados en el escenario de análisis. (2 de 3)

Proyecto/Central	Empresa/Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de operación
Victoria	EEQSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10	sep-14
Sigchos	Triolo S.R.L.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	17,4	sep-14
Paute- Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487	dic-14
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Contrato de construcción	Público	Termoeléctrico	100	mar-15
Toachi-Pilatón	CELEC EP - Hidrotoapi	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253	mar-15
Manduriacu	CELEC EP - Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	62	may-15
Pilaló 3	Qualitec comercio e Industria Cia. Ltda.	En obras preliminares	Privado	Hidroeléctrico	9,3	jul-15
Apaqui	Current Energy of Ecuador S.A.	En obras preliminares	Privado	Hidroeléctrico	36	jul-15
Río Luis	Energyhdine S.A	Financiamiento	Privado	Hidroeléctrico	15,5	jul-15
Santa Cruz	Hidroacruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129	jul-15
Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116	nov-15
Quijos	CELEC EP - Enernorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50	dic-15
La Merced de Jondachi	CELEC EP	Financiamiento	Público	Hidroeléctrico	18	ene-16
Angamarca Inside	CELECEP	En análisis	Público	Hidroeléctrico	33	ene-16
Soldados Yanuncay Minas	Elecautro S.A.	En análisis	Público	Hidroeléctrico	27,8	ene-16
Minas- San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276	ene-16
La Unión	CELEC EP - Enerjubones	En análisis	Público	Hidroeléctrico	87,3	ene-16

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

Tabla 2.4 Proyectos considerados en el escenario de análisis. (3 de 3)

Proyecto/Central	Empresa/Institución	Estado	Público o Privado	Tipo	Potencia (MW)	Fecha de operación
Refinería del Pacífico	Refinería del Pacífico	En estudios	Público	Termoeléctrico	150	ene-16
Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1500	feb-16
El Tigre	Hidroequinoccio EP	Financiamiento	Público	Hidroeléctrico	80	mar-16
Tortugo	CELEC EP - Enernorte	En estudios	Público	Hidroeléctrico	201	abr-16
Angamarca	Produastro C.A.	En obras preliminares	Privado	Hidroeléctrico	66	jul-16
Baeza	EEQSA	En análisis	Público	Hidroeléctrico	50	dic-16
Eólico I	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Eólico	15	ene-17
Tufiño Chiles	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Geotérmico	50	jun-17
Eólico II	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Eólico	15	jul-17
Chirapi	CELEC EP - Enernorte	En estudios	Público	Hidroeléctrico	169,2	abr-18
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	30	may-18
Chontal	CELEC EP - Enernorte	En estudios	Público	Hidroeléctrico	184	may-18
Chespí-Palma Real	CELEC EP - Enernorte	Estudios Finalizados	Público	Hidroeléctrico	460	jun-18
Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	400	ene-19
Geotérmico I	CELEC EP - Renovables	En estudios	Público	Geotérmico	30	ene-19
San Miguel	CELEC EP	En estudios	Público	Hidroeléctrico	686	jul-19
Gualaquiza	CELEC EP	En estudios	Público	Hidroeléctrico	800	jul-19

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.2.3 EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El Plan de Expansión del SNT tiene como finalidad determinar la red de transmisión que se debe implementar, para atender los requerimientos del crecimiento de la demanda y permitir la incorporación de los proyectos de generación al SNI, cumpliendo con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, mediante la ejecución de estudios eléctricos para condiciones de demanda máxima, media y mínima, para los escenarios de alta y baja hidrología del SNI.

En las Tablas 2.5 a 2.10 se muestra un resumen de los proyectos de expansión del SNT que se encuentran en marcha.

Tabla 2.5 Proyectos en marcha zona norte

Proyecto	Ingreso en operación
S/E Pomasqui, instalación reactor 25 MVAR 230 kV	ene-12
Sistema de Transmisión Santa Rosa - Pomasqui II, 230 kV	jul-13
S/E Ambato, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	mar-13
S/E Mulaló, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	mar-13
S/E El Inga, 230/138 kV	jun-13

Tabla 2.6 Proyectos en marcha zona nororiental

Proyecto	Ingreso en operación
Sistema de transmisión Nororiente 138 kV; patio de 138 kV	feb-12

Tabla 2.7 Proyectos en marcha zona noroccidental

Proyecto	Ingreso en operación
S/E Quinindé 138/69 kV	jun-13
S/E Chone, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	mar-13
S/E Santo Domingo, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	mar-13
S/E Santo Domingo, ampliación capacidad de transformación 230/138 kV	dic-12
Sistema de Transmisión Quevedo - Portoviejo (San Gregorio) 138/69 kV	jun-12

Tabla 2.8 Proyectos en marcha zona sur

Proyecto	Ingreso en operación
Ampliación S/E Cuenca 69 kV, 1 bahía de línea (EE Azogues)	dic-14
S/E Babahoyo, ampliación capacidad de transformación 138/69 kV	dic-12
Sistema de Transmisión Milagro - Machala 230 kV	ago-12
Sistema de Transmisión Cuenca - Loja 138 kV	mar-13
Sistema de Transmisión Loja - Cumbaratza 138 kV	jun-13
Sistema de Transmisión Plan de Milagro - Macas 138 kV	dic-12

Tabla 2.9 Proyectos en marcha zona suroccidental

Proyecto	Ingreso en operación
Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Santa Elena, 138 kV	jul-13
S/E Dos Cerritos, compensación capacitiva a nivel de 69 kV	jul-12

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.2.3.1 Proyectos sistema nacional de transmisión

El Plan de Expansión de Transmisión 2012 - 2021, establece la construcción de 55 proyectos, incluyendo los 22 que se encuentran en ejecución y que ingresarán en operación a partir del año 2012, los mismos que comprenden la construcción de líneas de transmisión de simple y doble circuito, instalación de transformadores y la incorporación de compensación capacitiva, tal como se presenta en las Tablas 2.10, 2.11 y 2.12 respectivamente.

Tabla 2.10 Resumen líneas de transmisión

Año	Kilómetros de las Líneas de Transmisión			
	138 kV	230kV	500kV	Total
2012	83	323		406
2013	276	123		399
2014	6	305	370	681
2015		190	180	370
2016		20		20
2017	55	2		57

2018	34	100		134
2019				
2020				
2021				
Total	454	1063	550	2067

Tabla 2.11 Resumen subestaciones

Año	MVA de transformación				Total
	138/69	230/138	230/69	500/230	
2012	307	392			699
2013	486	750			1236
2014	66	634	951		1651
2015				2500	2500
2016			717		717
2017		392	225		617
2018		225			225
2019					
2020					
2021					
Total	859	2393	1893		7645

Tabla 2.12 Resumen compensación capacitiva

Año	MVAr de Compensación			Total
	230	138	69	
2012			24	24
2013				
2014			12	12
2015	240	60		300
2016		30	24	54
2017				
2018				
2019				
2020				
2021				
Total	240	90	60	390

Fuente: Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO INTEGRADO GUAYLLABAMBA ^[15]

El mayor potencial hidroeléctrico de la vertiente del Pacífico se encuentra en los proyectos del río Guayllabamba, la cual prevé tener una potencia instalada cercana a los 1300 MW.

2.3.1 SISTEMA INTEGRADO DE LA CUENCA DEL RIO GUAYLLABAMBA ^[14]

Once proyectos hidroeléctricos en la cuenca del río Guayllabamba fueron estudiados inicialmente por INECEL en los años 80 y 90, e incluidos en el catálogo de proyectos hidroeléctricos nacionales, como se muestra en la Figura 2.9.



Figura 2.4 Ubicación de las Centrales del Sistema Guayllabamba

Fuente: www.heq.com.ec

En el año 2008, el Gobierno de la Provincia de Pichincha retomó el desarrollo de los proyectos antes estudiados, esta vez agrupándolos en el Sistema Integrado Guayllabamba, el cual a más de generar beneficios energéticos para el país.

De los once proyectos propuestos por el INECEL, dos fueron inicialmente descartados, Villadora por problemas de geología que no fueron debidamente analizados por los consultores de INECEL y Palma Real el cual junto a Chespí fue optimizado el proyecto Chespí – Palma Real para así maximizar el potencial energético, como se indica en la Figura 2.10.

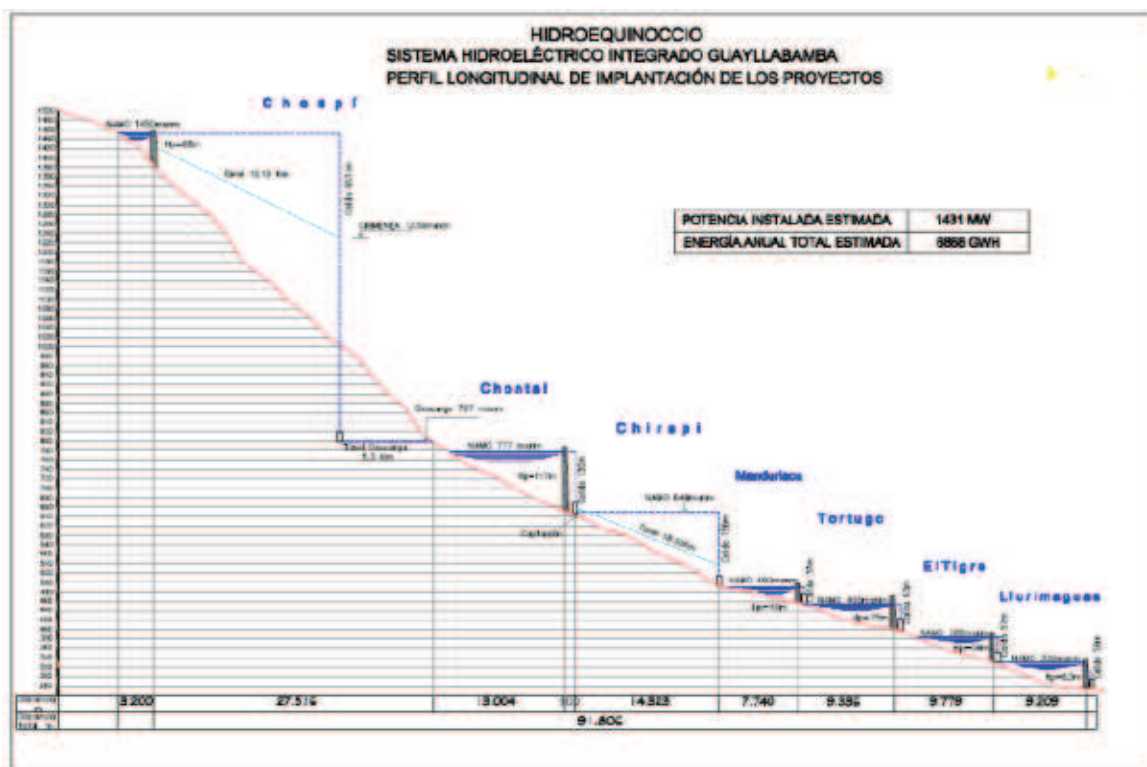


Figura 2.5 Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba

Fuente: www.heq.com.ec

2.3.1.1 Proyectos de la Cuenca Media

2.3.1.1.1 Proyectos Chespi- Palma Real

En los estudios de INECEL se identificaron y estudiaron dos proyectos: Chespi y Palma Real. En los estudios realizados por parte de los consultores de Hidroequinoccio (HEQ), se propuso un esquema donde los dos proyectos fueron optimizados en un proyecto unificado, alargando el túnel de carga de Chespi para aprovechar con una sola caída el potencial hidroenergético de los dos y así eliminando el proyecto Palma Real.

La nueva alternativa consiste en una presa de 68 m de altura, posiblemente en arco, con un túnel de 18 km de largo que conduce el caudal de 80 m³/s a una central subterránea que aprovecha una caída de 653 m y generar 2.000 GWh al año con una potencia de 460 MW.

2.3.1.1.2 Proyecto Chontal

INECEL en sus estudios también había identificado y estudiado dos proyectos: Villadora y Chontal. Estos proyectos al ser estudiados por los consultores de HEQ detectaron problemas relacionados con la geología, por lo que como en el caso anterior, se estudio alternativas que determinaron un proyecto donde se generará la misma energía de los dos proyectos originales.

Chontal tiene un embalse de 53 Hm³ con una central ubicada a 700 m aguas abajo y una potencia de 184 MW, que generará más de 1.000 GWh al año.

2.3.1.2 Proyectos de la Cuenca Baja

Se considera cuenca baja, al tramo del Guayllabamba comprendido entre la presa de Chontal (inicio del proyecto Chirapí) y la presa del proyecto El tigre

Los proyectos de la cuenca baja del Guayllabamba, disponían de estudios de menor nivel realizados por INECEL en los años 80 y 90.

Los estudios realizados por HEQ contemplan un alcance mayor, que cuenta con los resultados de las investigaciones de geología básica y estudios de ingeniería que han permitido seleccionar las mejores alternativas.

2.3.1.2.1 Proyecto Chirapí

El proyecto Chirapí se encuentra aguas abajo del proyecto Chontal, captará el caudal turbinado de la central Chontal, que será conducido por un túnel a lo largo de 18 km de longitud hasta la central, para aprovechar la caída de 156 m y generar 968,4 GWh al año con una potencia de 169,2 MW.

2.3.1.2.2 Proyecto Manduriacu

El Proyecto Manduriacu está conformado por la central del mismo nombre, se encuentra a pie de presa y alojará dos unidades con turbinas tipo Kaplan para generar 60 MW y una capacidad de 356 GWh al año.

2.3.1.2.3 Proyectos Tortugo y El Tigre

Los proyectos Hidroeléctricos Tortugo y El Tigre se encuentran localizados al norte del país, en la cuenca baja del río de Guayllabamba, en los límites de la Provincia de Pichincha, Imbabura y Esmeraldas, como se detalla en la Figura 2.11.



Figura 2.6 Ubicación proyectos Tortugo y El Tigre

Fuente: www.heq.com.ec

Inicialmente se realizaron estudios de los dos proyectos: Tortugo y Llurimaguas. Pero en dichos estudios se identificó El Tigre, un esquema que complementa el total aprovechamiento del respectivo tramo del río Guayllabamba y a su vez el proyecto Llurimaguas no pasó la etapa de factibilidad.

2.3.2 ESTADO ACTUAL DE LOS PROYECTOS

En la Tabla 2.13 constan las principales características técnicas de los proyectos estudiados por HEQ. Estos valores son los recomendados por los consultores.

Tabla 2.13 Características Técnicas de Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba

PROYECTOS	INGRESO EN OPERACIÓN	TIPO TURBINA	CAUDAL DE DISEÑO [m ³ /s]	ENERGIA MEDIA ANUAL[GWh]	POTENCIA ACTIVA TOTAL[MW]	UNIDADES	POTENCIA ACTIVA INDIVIDUAL[MW]	VOLTAJE NOMINAL [kV]	FACTOR DE POTENCIA
CHESPÍ	2020	Pelton	80	2000	460	4	115	13,8	0,9
CHONTAL	2020	Francis	180	1034	184	2	92	13,8	0,9
CHIRAPÍ	2020	Francis	142	968,4	169	2	85	13,8	0,9
MANDURIACU	2015	Kaplan	105	356	60	2	31	13,8	0,9
TORTUGO	2020	Francis	370	886	201	3	67	13,8	0,9
EL TIGRE	2017	Kaplan	174	351	80	2	40	13,8	0,9

Fuente: HEQ EP

2.3.3 DEFINICIÓN DE LOS PUNTOS DE CONEXIÓN DE LOS PROYECTOS DEL SHIG CON EL SNT

Los proyectos del SHIG estudiados tienen una potencia instalada de 1300 MW aproximadamente, que abastecerán al SNI una energía producida anual de 6300 GWh, por distintos puntos de conexión hacia el SNT.

Según los estudios realizados en base a los criterios operativos y al análisis del comportamiento en estado estacionario y dinámico del SNI, se determinaron los puntos de conexión con el SNT.

La alternativa elegida está dada en base a la fecha de entrada de las centrales, en la que existirá una interconexión interna de los proyectos y una conexión con el SNT a un nivel de 230 kV.

2.3.3.1 Descripción cronológica de los estudios de interconexión

2.3.3.1.1 Año 2015

Ingresa el Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu y conexión a la EEQ a través de una línea de transmisión aislada a 230 kV y operada a 69 kV en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM de aproximadamente 30 km hacia la subestación Los Bancos 69 kV, y saldrá de operación el tramo Los Bancos 13,8 kV hasta Cotocollao 46 kV como se muestra en la Figura 2.12.

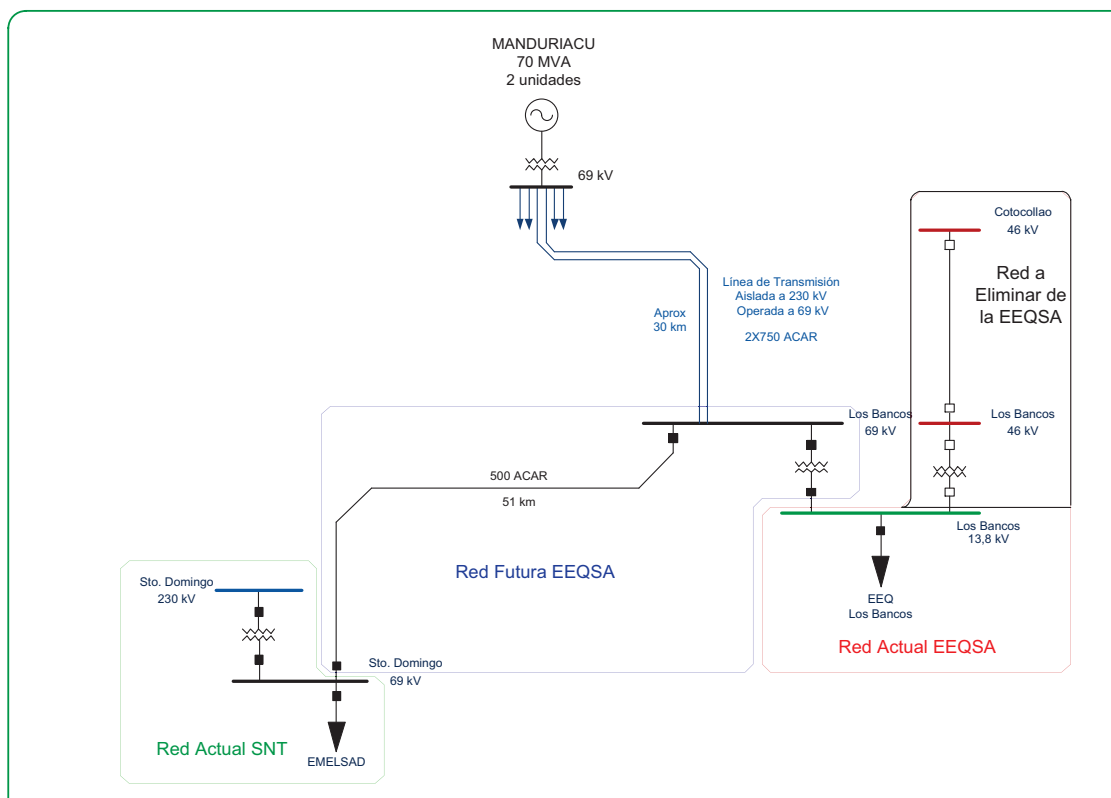


Figura 2.7 Descripción SHIG para el año 2015

Fuente: HEQ EP

2.3.3.1.2 Año 2017

Ingreso del Proyecto Hidroeléctrico El Tigre y conexión interna hacia la subestación Manduriacu 230 kV a través de una línea de transmisión aislada y operada a 230 kV, en un solo conductor tipo ACAR 750 MCM, de aproximadamente 7 km hasta una torre para desvío a la subestación Tortugo y luego una línea de transmisión, doble circuito, aislada y operada a 230 kV, en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM, de aproximadamente 10 km hasta la subestación Manduriacu.

Adicionalmente, en este mismo período, se considera la construcción de la línea de transmisión Santo Domingo – Los Bancos aislada a 230 kV y operada a 230 kV, en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM, de aproximadamente 35 km, que se conectará al antiguo tramo Manduriacu – Los Bancos, como se muestra en la Figura 2.13.

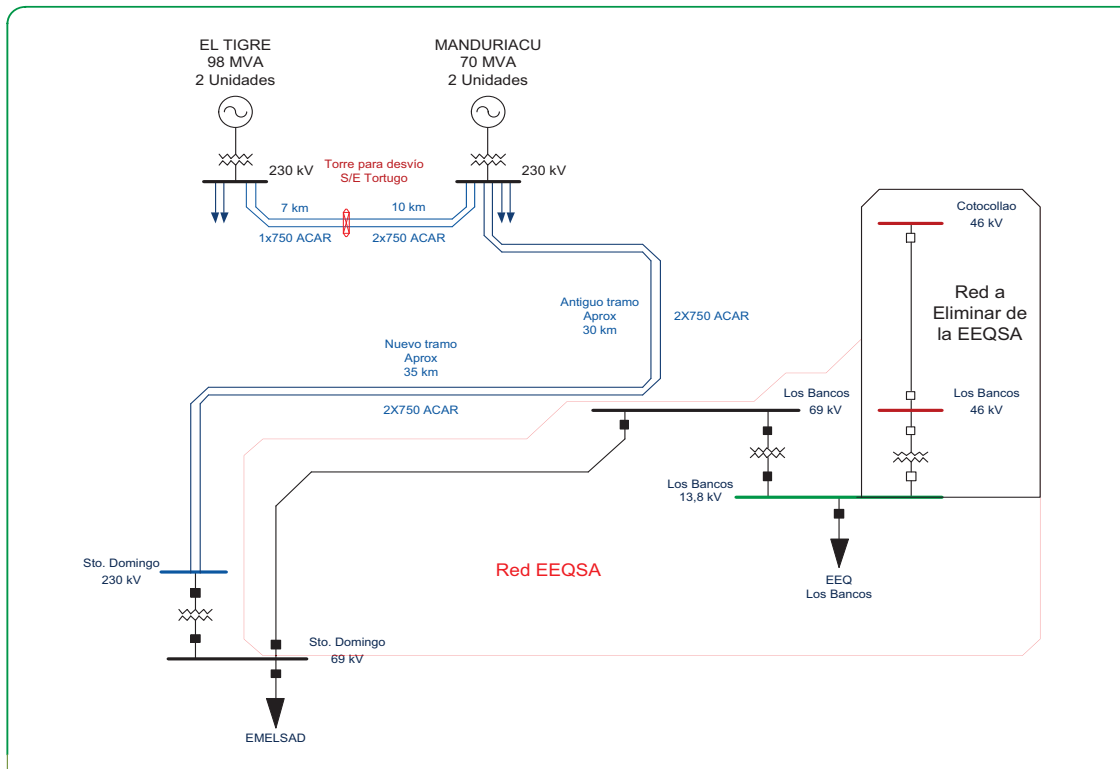


Figura 2.8 Descripción SHIG para el año 2017

Fuente: HEQ EP

2.3.3.1.3 Año 2020

Ingreso de los Proyectos Hidroeléctricos Tortugo, Chirapí, Chontal, Chespí y la conexión interna de todos los proyectos a través de una línea de transmisión, doble circuito, aislada y operada a 230 kV en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM.

Adicionalmente, en el mismo período, se realizará la conexión de la línea de transmisión Chontal – Subestación Seccionamiento 2, doble circuito, aislada a 230 kV en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM de aproximadamente 60 km y una conexión de la línea de transmisión Chespí – subestación El Inga aislada a 230 kV en haz de 2 conductores tipo ACAR 750 MCM de aproximadamente 100 km, como se indica en la Figura 2.14.

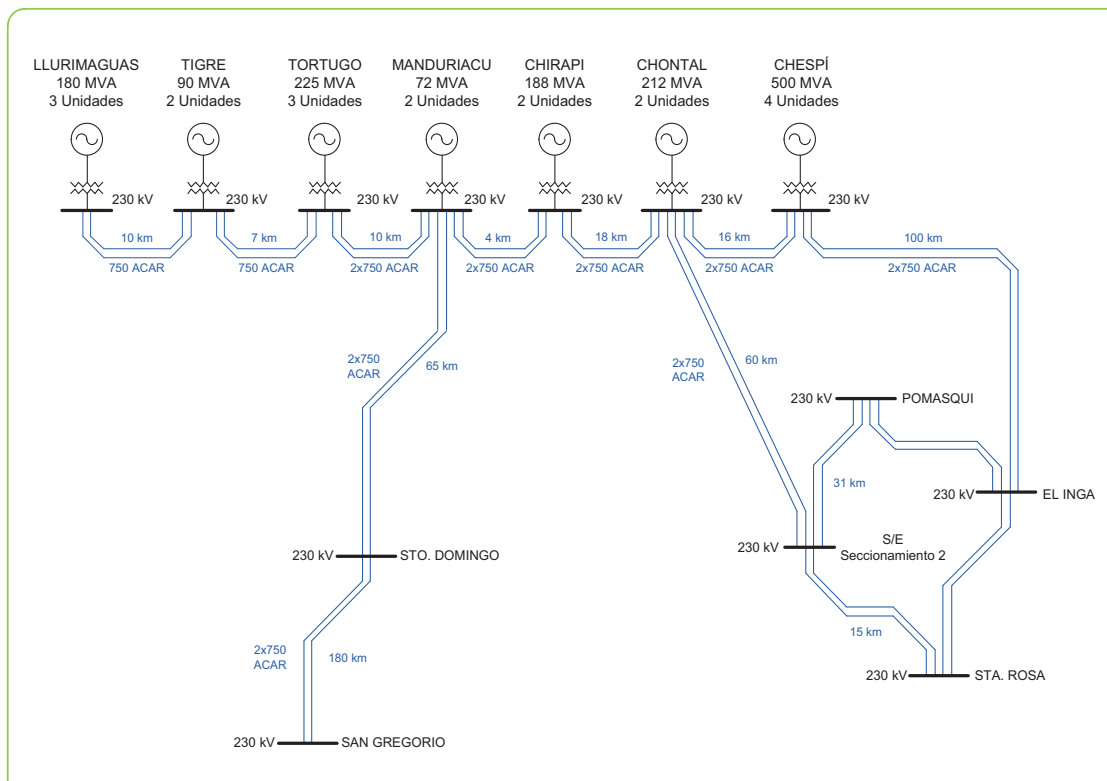


Figura 2.9 Descripción SHIG para el año 2020

Fuente: HEQ EP

2.4 PROYECTO HIDROELÉCTRICO MANDURIACU

El proyecto hidroeléctrico Manduriacu está ubicado en las parroquias Pacto y García Moreno de los cantones Quito y Cotacachi de las provincias de Pichincha e Imbabura respectivamente. La central hidroeléctrica Manduriacu aportará aproximadamente 356 GWh al año con una potencia de 60 MW.

2.4.1 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL GENERADOR

El diseño del proyecto hidroeléctrico Manduriacu, tiene entre sus componentes principales 2 generadores trifásicos sincrónicos de 36 MVA de potencia máxima continua cada uno, con un factor de potencia de 0,9, a 13,8 kV, 60Hz, 200 rpm, acoplados a turbinas Kaplan de eje vertical.

Los generadores, en la primera etapa, operarán conectados al sistema de la Empresa Eléctrica Quito (S/E Los Bancos) mediante una línea de transmisión aislada a 230 kV y operada a 69 kV de aproximadamente 30 km. En la segunda fase se conectarán al SNI (S/E Santo Domingo) mediante una línea de transmisión aislada a 230 kV operada a 230 kV de aproximadamente 65 km.

2.4.1.1 Valores Nominales

Los datos de potencia, velocidad nominal, rendimiento y características técnicas fueron entregados por HEQ EP y se detallan a continuación.

2.4.1.1.1 Potencia

Cada generador garantizará una potencia nominal de 32,4 MVA y una potencia máxima de 36 MVA, con un factor de potencia de 0,9, voltaje nominal de 13,8 kV, frecuencia nominal de 60 Hz

2.4.1.1.2 Velocidad nominal

La velocidad nominal de rotación del generador es de 200 rpm en el sentido antihorario.

2.4.1.1.3 Rendimiento y pérdidas

El rendimiento nominal mínimo del generador será 98%, en las condiciones nominales de voltaje, velocidad de rotación, frecuencia y factor de potencia.

Las pérdidas totales incluirán las pérdidas óhmicas en los devanados del estator y de campo (rotor) referidas a 75 °C, las pérdidas en el sistema de excitación incluyendo el transformador de excitación, las pérdidas por ventilación y fricción, las pérdidas en el hierro, las pérdidas en las escobillas y las pérdidas en el cojinete guía superior.

2.4.1.1.4 Momento de Inercia ^[7]

El momento de inercia (GD^2) de las partes giratorias del generador es de 372 746,84 kg·m² para la rotación de 200 rpm y su constante de inercia es de 2,307 seg. En el Anexo A.1 se detalla el cálculo del momento de inercia de cada uno de los grupos turbina – generador.

2.4.1.1.5 Reactancias

Las reactancias y constantes de tiempo del generador, sobre la base de la potencia nominal, tomados de una planta eléctrica de similar tamaño, se muestran en la Tabla 2.14 y 2.15.

Tabla 2.14 Reactancias del generador

Reactancias	Xd	Xq	Xo	X2	Xd''	Xd'	Xq''
(p.u.)	0,978	0,59	0,1	0,2	0,2	0,275	0,204

Tabla 2.15 Constantes de tiempo del generador

Constantes de tiempo (s)	Tdo'	Td'	Tdo''	Td''
	3,965	1,114903	0,04699999	0,003486545

2.4.1.2 Características Técnicas

Los generadores trifásicos tendrán las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal 32,4 MVA
- Potencia máxima continua 36 MVA
- Eficiencia mínima 98 %
- Voltaje nominal 13,8 kV
- Rango de voltaje operativo 13,8 kV \pm 5 %
- Factor de potencia nominal 0,90
- Frecuencia nominal 60 Hz
- Velocidad sincrónica 200 rpm
- Número de polos 36
- Conexión del devanado del estator Y accesible
- Puesta a tierra referido al primario (2267 + j129) Ω

La curva de cargabilidad del generador y las demás características eléctricas deben ser ingresadas en el modelo del generador sincrónico de DIgSILENT, como se puede ver en las Figuras 2.10 y 2.11.

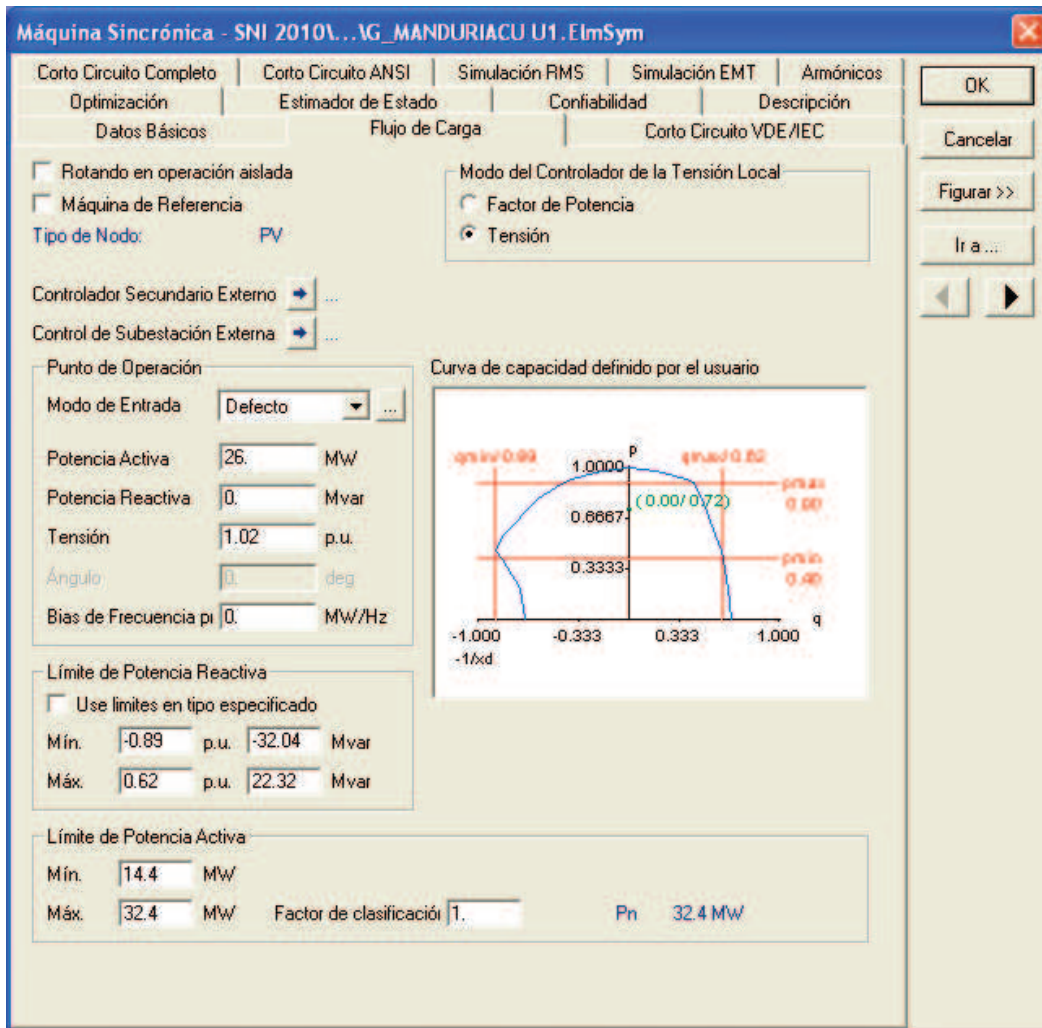


Figura 2.10 Modelo del Generador Manduriacu

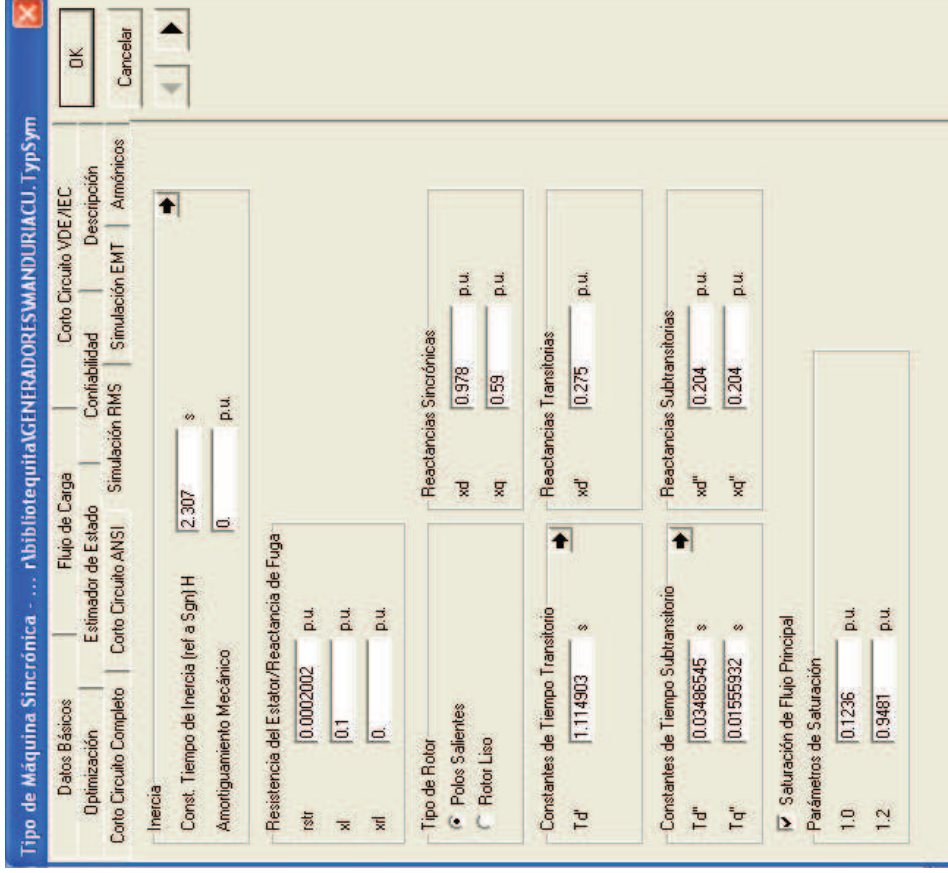
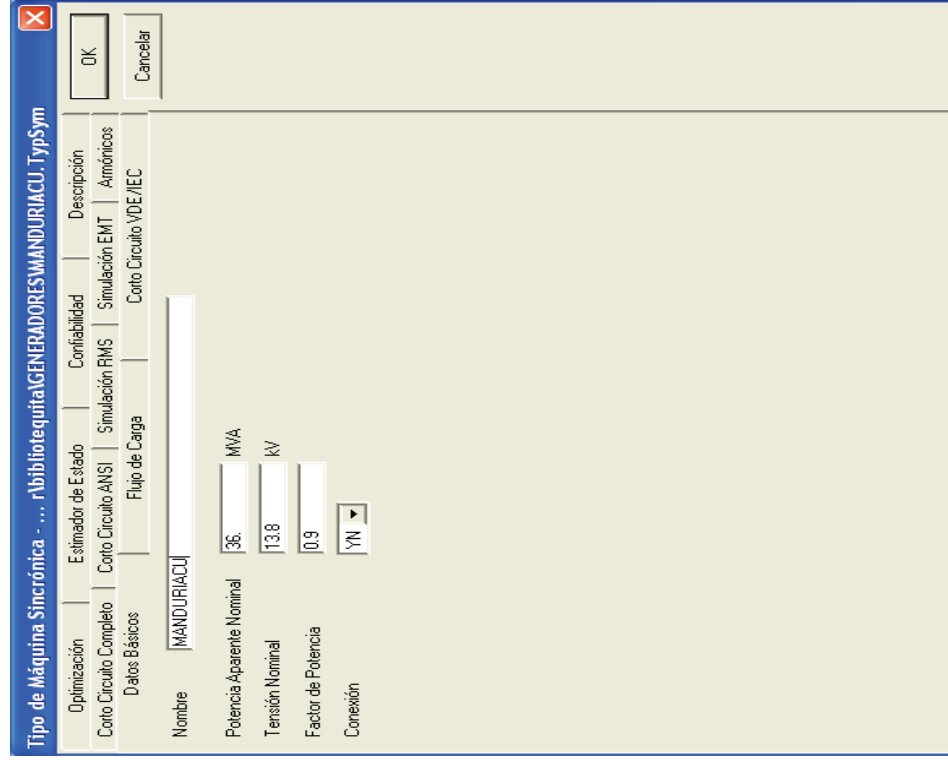


Figura 2.11 Parámetros eléctricos de Manduriacu ingresados en DigSILENT

2.4.2 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD ^[4]

En la Figura 2.12 se muestra el modelo compuesto IEEEG3, que representa a una turbina hidráulica con regulador de velocidad de manera conjunta. La turbina asumida usa el flujo de agua en la tubería de presión como ondas viajeras. El regulador permite tomar en cuenta el estatismo permanente y transitorio así como las constantes de tiempo de válvula piloto y servomotor de compuerta.

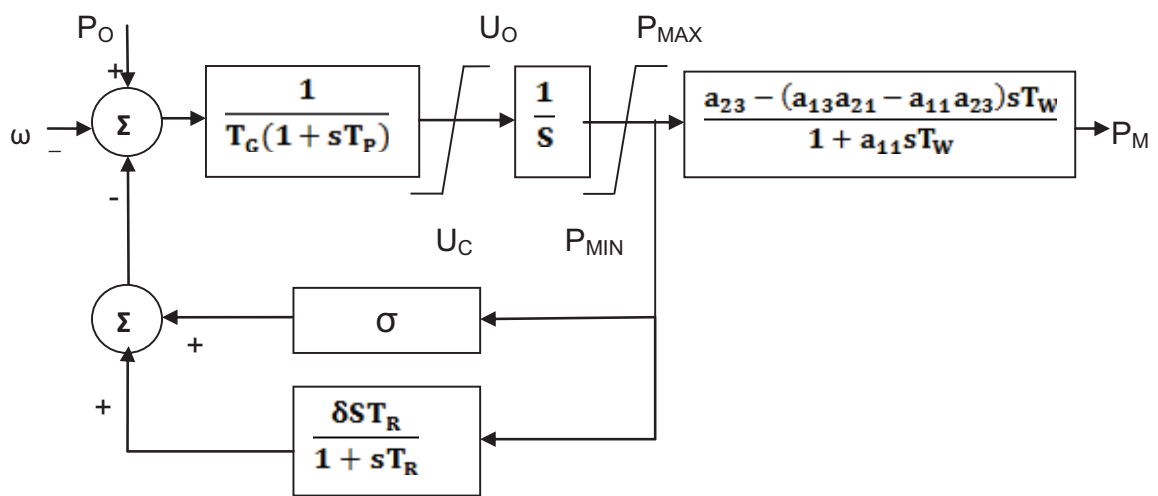


Figura 2.12 Diagrama de bloque del regulador de velocidad y turbina hidráulica IEEEG3

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

En las Figura 2.13, 2.14 y 2.15 se muestran los valores, el modelo matemático y la respuesta al escalón del modelo utilizado en el paquete computacional DigSILENT.

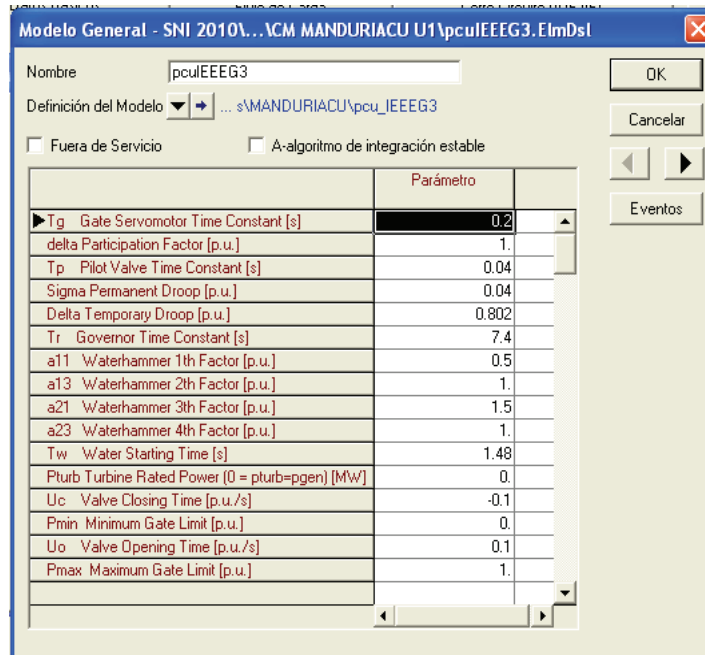


Figura 2.13 Parámetros de regulador de velocidad IEEEG3 en DIgSILENT

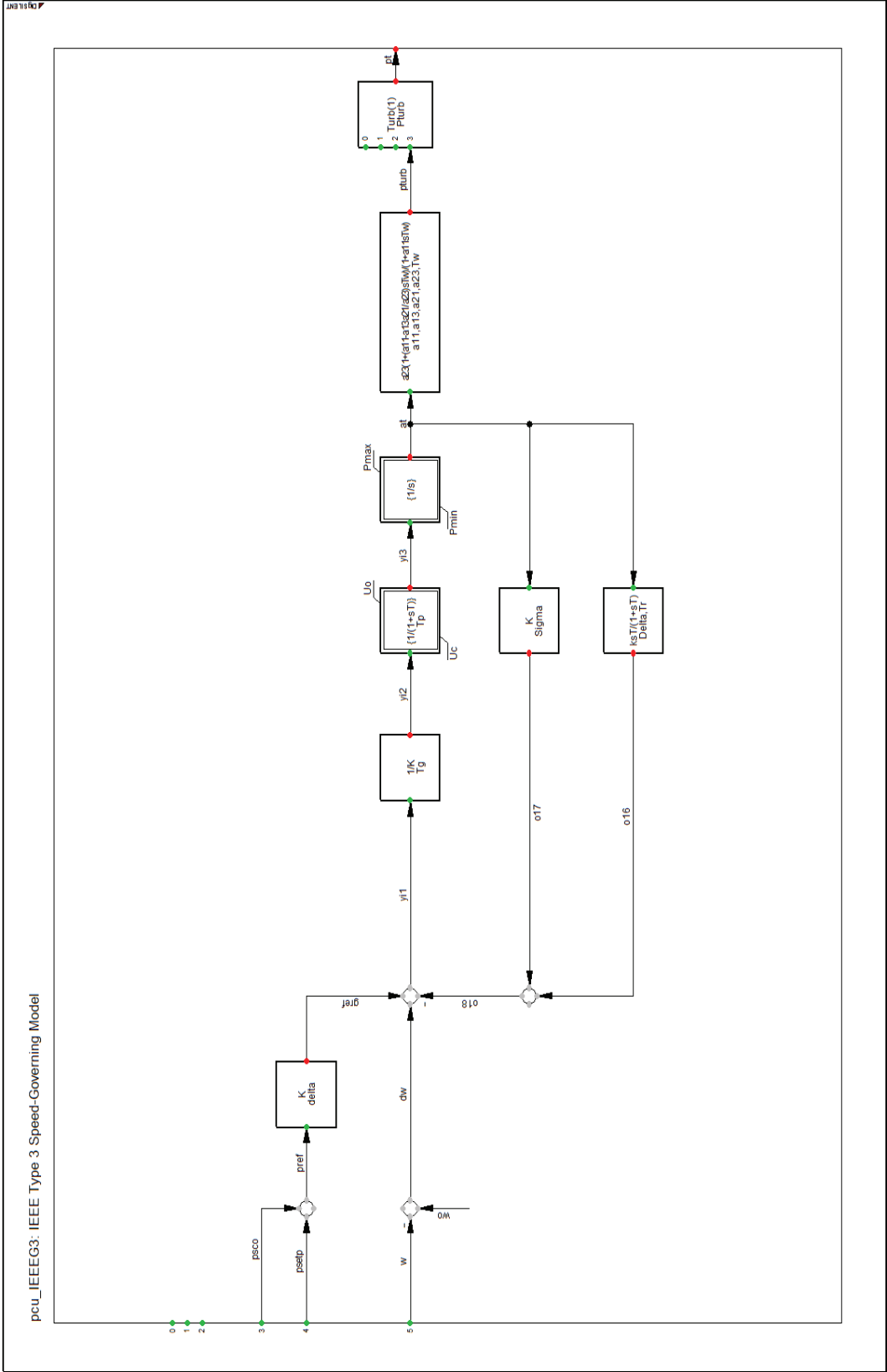


Figura 2.14 Modelo del sistema de turbina hidráulica y regulador de velocidad IEEE3

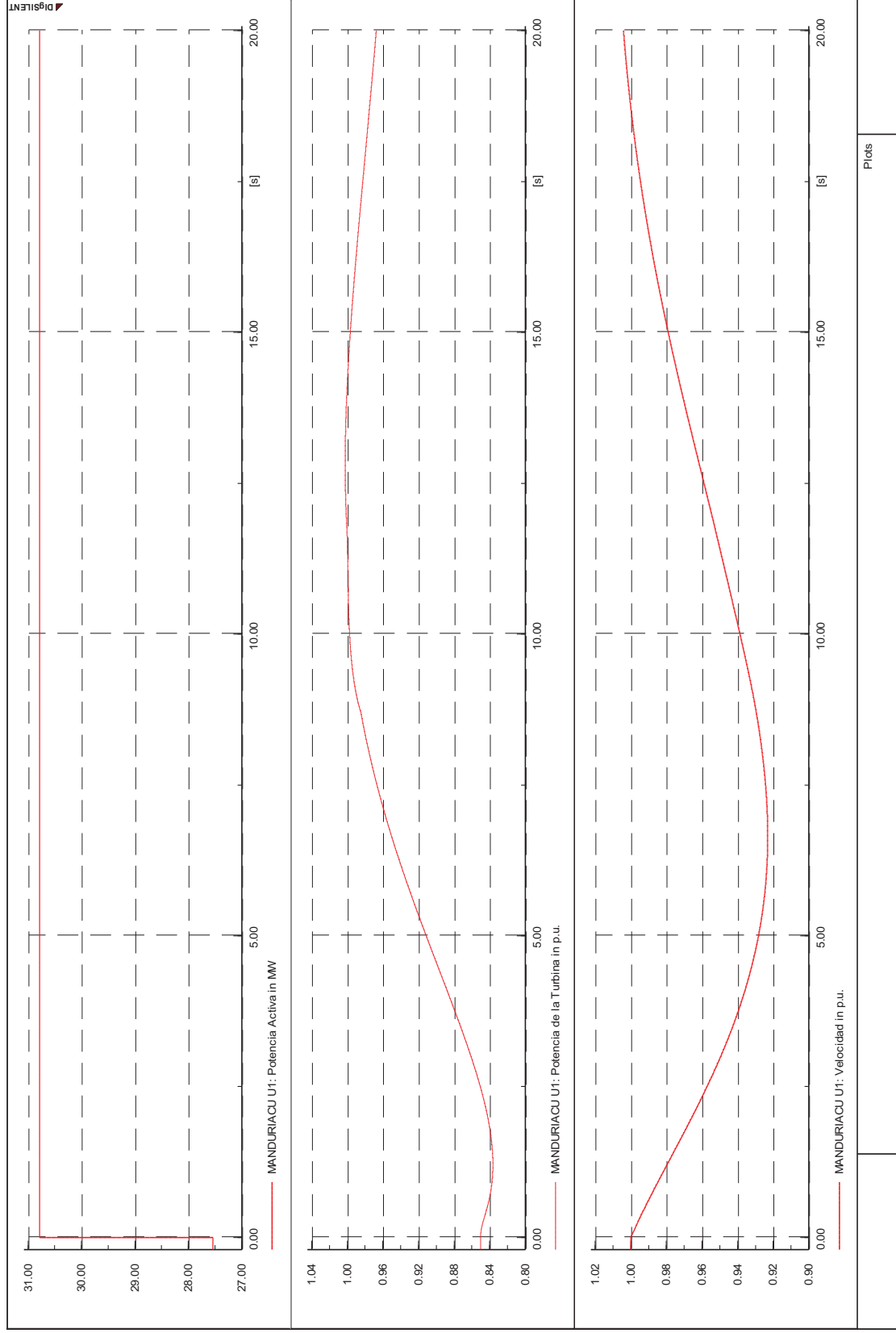


Figura 2.15 Respuesta al cambio carga, modelo del regulador PCU

2.4.3 SISTEMAS DE REGULADORES DE VOLTAJE ^[3]

El modelo computarizado de la Excitatriz Rectificador de Potencia de Fuente Controlada Tipo ST1, mostrado en la Figura 2.16 representa a los sistemas en que la excitación de potencia es suministrada a través de un transformador desde los terminales del generador o sus barras auxiliares y es regulada por medio de rectificadores controlados.

El máximo voltaje de la excitatriz disponible de estos sistemas es directamente relacionado al voltaje terminal del generador.

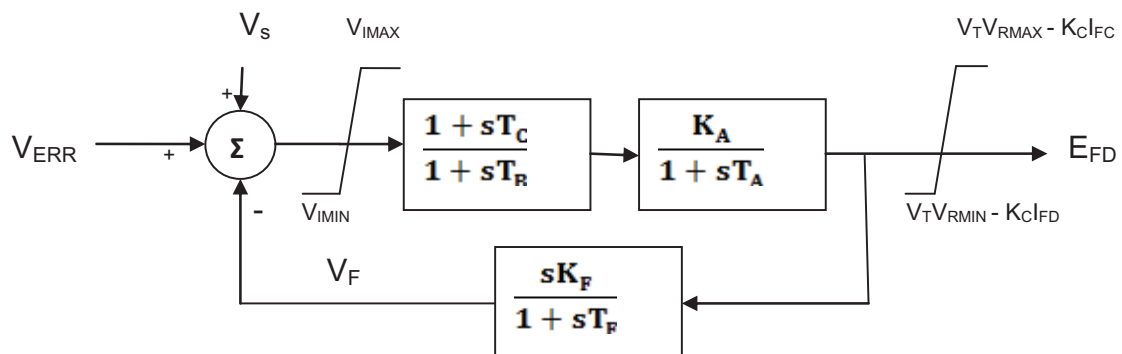


Figura 2.16 Excitatriz Rectificador de Potencia de Fuente Controlada Tipo ST1

Fuente: IEEE COMMITTEE REPORT

En este tipo de sistemas la constante de tiempo inherente al regulador es muy pequeña y la estabilización de la excitatriz como tal no es normalmente requerida.

Aunque esto puede ser deseable para reducir la ganancia transitoria de tales sistemas, los modelos indicados son suficientemente versátiles para representar la reducción de ganancia transitoria implementada, ya sea a través de constantes de tiempo T_B y T_C o en la ruta de realimentación para una adecuada elección de los parámetros nominales de realimentación K_F y T_F . Donde K_A y T_A representan la ganancia del regulador del voltaje y la constante de tiempo del sistema de excitación respectivamente.

En muchos casos el limitador interno localizado después del sumador puede ser despreciable, pero pueden modelarse los límites del voltaje de campo que son funciones de ambos terminales de voltaje y la corriente de campo del generador.

Para muchos sistemas alimentados por transformadores, la constante K_C es pequeña, permitiendo descartar el término para muchos estudios.

Mientras para la mayoría de estos sistemas de excitación, se emplea un puente totalmente controlado, el modelo es aplicable para sistemas semi-controlados siempre y cuando el límite negativo sea cero.

En las Figura 2.17, 2.18 y 2.19 se muestran los valores, el modelo matemático y la respuesta al escalón del modelo utilizado en el paquete computacional DIgSILENT.

	Parámetro	
▶ Tr	Measurement Delay [s]	0.
Tb	Filter Delay Time [s]	1.
Tc	Filter Derivative Time Constant [s]	1.
Ka	Controller Gain [p.u.]	225.
Ta	Controller Time Constant [s]	0.02
Kc	Excitor Current Compensation Factor [p.u.]	0.
Kf	Stabilization Path Gain [p.u.]	0.01
Tf	Stabilization Path Delay Time [s]	0.15
Vimin	Controller Minimum Input [p.u.]	-3.
Vmin	Controller Minimum Output [p.u.]	-7.
Vimax	Controller Maximum Input [p.u.]	3.
Vmax	Controller Maximum Output [p.u.]	7.

Figura 2.17 Parámetros del sistema de excitación EXST1 en DIgSILENT

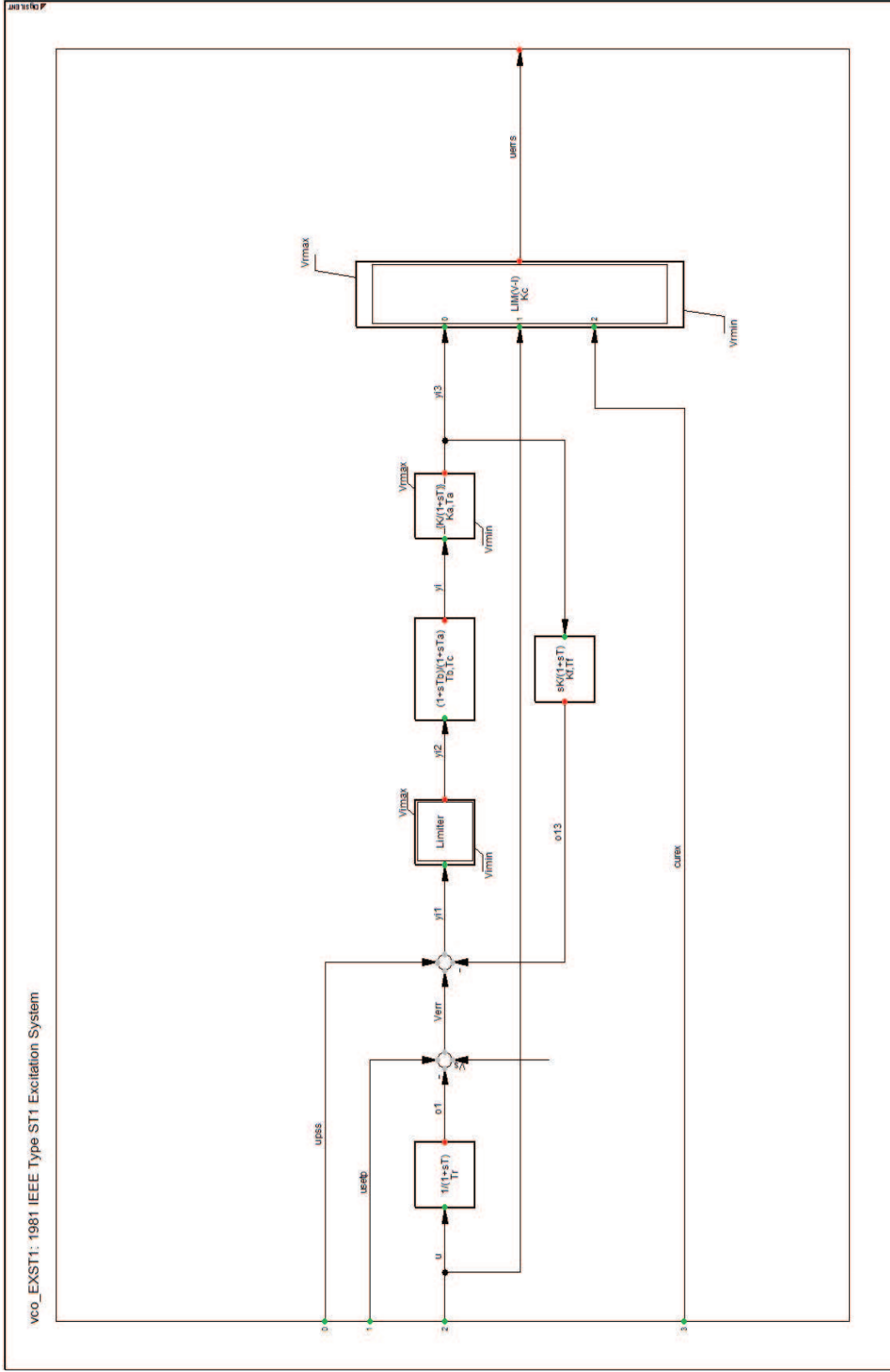


Figura 2.18 Modelo del sistema de excitación estático EXTS1

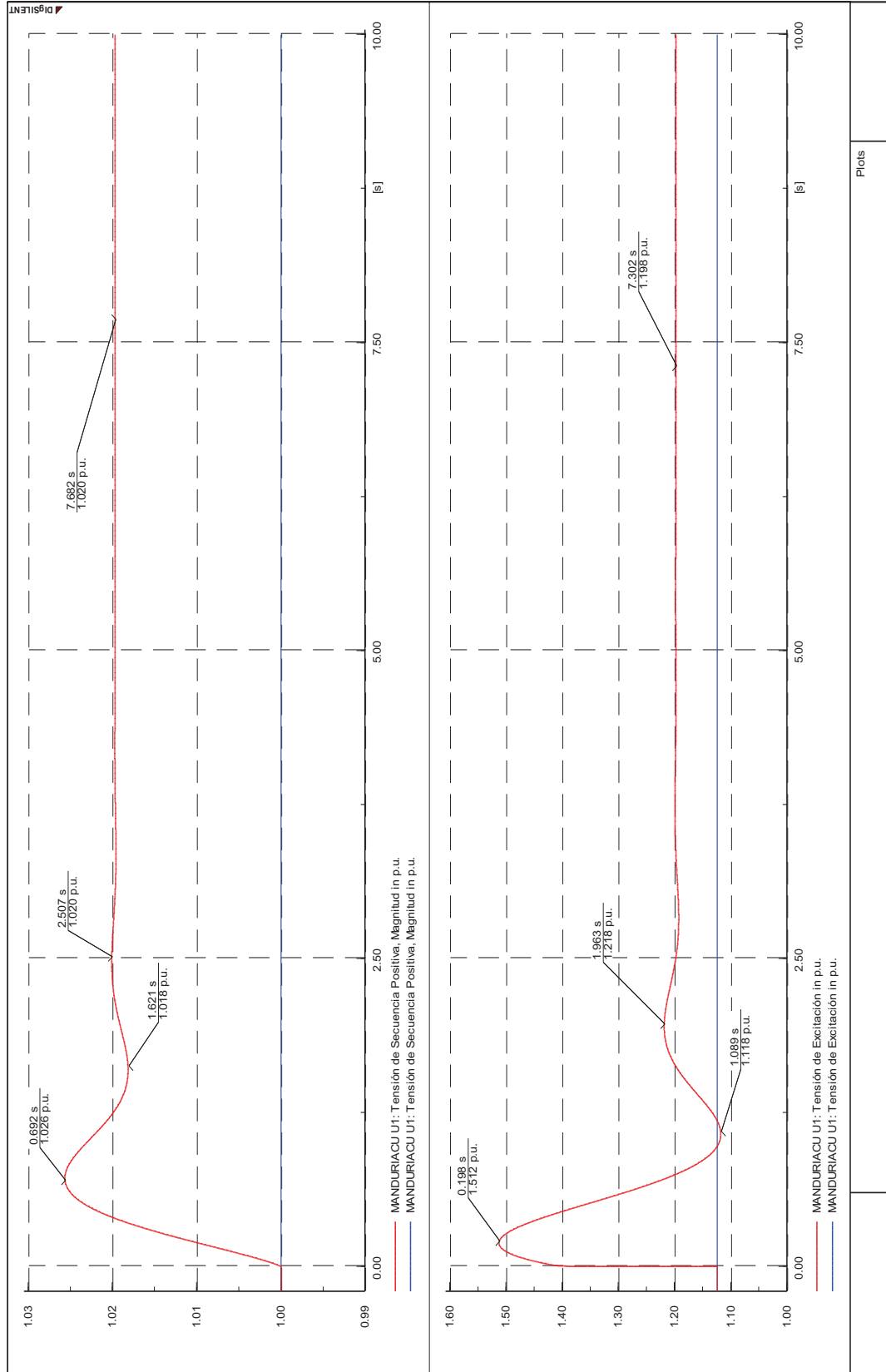


Figura 2.19 Respuesta del regulador de excitación ante un cambio en el voltaje de entrada del 2%

2.4.4 ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA ^[15]

En la Figura 2.20 se muestra el diagrama de bloques del PSS2A, que representa a un estabilizador de potencia acelerante, dispositivo ampliamente utilizado.

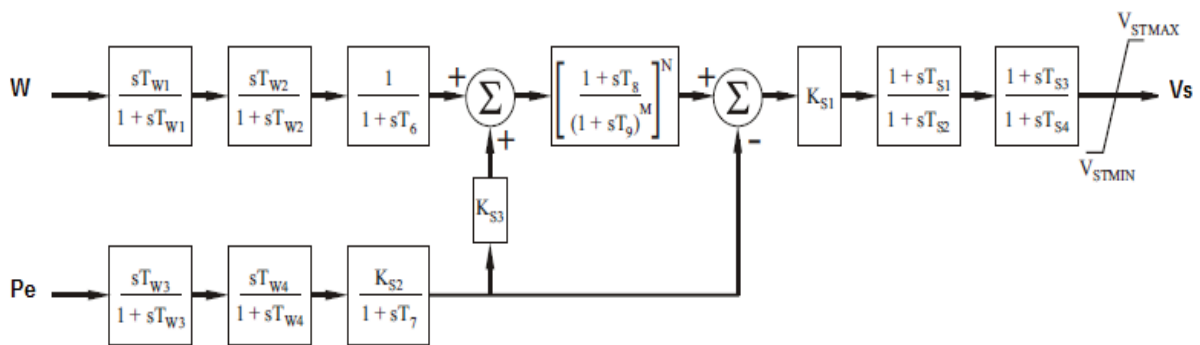


Figura 2.20 Diagrama de bloque Estabilizador de Sistemas de Potencia PSS2A

En las Figura 2.21 y 2.22 se muestran los valores y el modelo matemático del modelo utilizado en el paquete computacional DIgSILENT.

Modelo General - SNI 2010\...CM MANDURIACU U1\pssPSS2A.EImDsI

Nombre: pssPSS2A

Definición del Modelo: ...sMANDURIACU\pss_PSS2A

Fuera de Servicio A-algoritmo de integración estable

Parámetro	Valor
Ic1: 1th Input Selector [1-6]	1
Ic2: 2th Input Selector [1-6]	3
Tw1: 1th Washout 1th Time Constant [s]	1.5
Tw2: 1th Washout 2th Time Constant [s]	1.5
T6: 1th Signal Transducer Time Constant [s]	0.
Tw3: 2th Washout 1th Time Constant [s]	1.5
Tw4: 2th Washout 2th Time Constant [s]	0.
Ks2: 2th Signal Transducer Factor [p.u.]	0.5
T7: 2th Signal Transducer Time Constant [s]	1.5
Ks3: Washouts Coupling Factor [p.u.]	1.5
T8: Ramp Tracking Filter Deriv. Time Constant [s]	0.4
T9: Ramp Tracking Filter Delay Time Constant [s]	0.1
Ks1: PSS Gain [p.u.]	8
Ts1: 1th Lead-Lag Derivative Time Constant [s]	0.18
Ts2: 1th Lead-Lag Delay Time Constant [s]	0.02
Ts3: 2th Lead-Lag Derivative Time Constant [s]	2.5
Ts4: 2th Lead-Lag Delay Time Constant [s]	5.
Kd: Derivator Factor [p.u.]	0.01
Vstmin Controller Minimum Output [p.u.]	-0.01
Vstmax Controller Maximum Output [p.u.]	0.01

Figura 2.21 Parámetros del estabilizador PSS2A en DIgSILENT

CAPÍTULO 3.

ESTUDIO DE ESTABILIDAD

En este capítulo se analiza el comportamiento de estabilidad transitoria en condiciones de máxima exigencia al SNI con la incorporación del Proyecto Manduriacu. Como primer punto se formula los escenarios de estudio, luego se establece las condiciones iniciales con las que se van a comenzar las simulaciones con sus respectivos casos de estudio, terminando con un análisis detallado de los resultados conseguidos, poniendo énfasis en el impacto que produce el ingreso de esta central de generación al Sistema Nacional Interconectado.

3.1 FORMULACIÓN DE LOS ESCENARIOS

El presente estudio analiza el comportamiento de estabilidad transitoria del SNI al ingreso del futuro Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu considerando los lineamientos generales del Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012 – 2021 y la simulación del SNI en función de las condiciones hidrológicas seca y lluviosa para los dos escenarios de demanda representativas: máxima (19:30) y mínima (03:00), para el año 2015, tanto para condiciones normales de operación (con la red completa de transmisión) y de contingencia (indisponibilidad de elementos). El procedimiento a seguir para realizar estudios de estabilidad transitoria se muestra en el Anexo A.2.

3.2 CONDICIONES INICIALES

Se simulan flujos de potencia bajo condiciones normales de operación de demanda máxima y mínima, considerando escenarios típicos de despacho de generación correspondientes a las estaciones seca y lluviosa de la región amazónica. Para lo cual se utilizó la base de datos del CELEC EP –TRANSELECTRIC.

3.2.1 RESULTADOS DE ESTADO ESTACIONARIO

En las tablas 3.1 a 3.12 se presenta el resumen de los despachos, perfiles de voltaje y distribución de los flujos de potencia en la central Hidroeléctrica Manduriacu y en su zona de influencia.

Los resultados son presentados en los diagramas unifilares del Anexo A.3, en los cuales se visualizan los flujos de potencia, perfiles de voltaje en el sistema de transmisión SHIG y en el S.N.I.

3.2.1.1 Resultado Año 2015 - Estación Lluviosa – Demanda Máxima

Tabla 3.1 Despacho del SHIG 2015-Lluvioso Máximo

UNIDAD	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Máquinas en Paralelo	Potencia Aparente Nominal	V, Magnitud	Factor de Potencia
	MW	MVAr	MVA		MVA	p.u.	
U1 Manduriacu	30	3,487694	30,20205	1	36	1,02	0,99331
U2 Manduriacu	30	3,487694	30,20205	1	36	1,02	0,99331

Tabla 3.2 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Máximo

BARRAS	V, Magnitud	V, Magnitud	θ , Ángulo
	kV	p.u.	deg
B_LOS_BANCOS_69	71,08707	1,03024	13,22601
B_MANDURIACU_69	71,8162	1,04081	16,71591
B_SDM_69	68,44545	0,99196	-1,18003
B_SDM_138	138,93	1,0067	-0,22374
B_ESM_138	143,1714	1,03747	5,28521
B_PMQ_230	232,4122	1,01048	-7,83935

Tabla 3.3 Flujos Potencia y cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Máximo

LÍNEAS	Corriente Nominal	X'	Nivel de Carga	Carga Capacitiva	Pérdidas (Totales)
	kA	Ohm/km	%	MVAr	MW
L_LOS_BANCOS_MAND_1	1,45	0,34855	16,68972	0,7148323	0,21729
L_SDM_LOS_BANCOS	0,619	0,44321	70,33581	0,184578	3,56938
L_SDM_ESM_1_1	0,47485	0,49582	21,70516	10,34859	0,77543
L_SDM_QVD_2_1	0,88611	0,47266	7,449875	19,86121	0,044977
L_ING_PMQ_2_1	1,3	0,34863	9,8654	9,001097	0,070227

3.2.1.2 Resultado Año 2015 - Estación Lluviosa – Demanda Mínima

Tabla 3.4 Despacho del SHIG 2015-Lluvioso Mínimo

UNIDAD	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Máquinas en Paralelo	Potencia Aparente Nominal	V, Magnitud	Factor de Potencia
	MW	MVAr	MVA		MVA	p.u.	
U1 Manduriacu	23	0,3448322	23,00258	1	36	1,02	0,9998876
U2 Manduriacu	-	-	-	1	36	-	-

Tabla 3.5 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015- Lluvioso Mínimo

BARRAS	V, Magnitud	V, Magnitud	θ , Ángulo
	kV	p.u.	deg
B_LOS BANCOS_69	71,95629	1,04284	-1,73589
B_MANDURIACU_69	72,14963	1,04564	-0,41009
B_SDM_69	70,46647	1,02125	-7,06826
B_SDM_138	141,74	1,02713	-6,48326
B_ESM_138	144,5223	1,04726	-2,77801
B_PMQ_230	234,7639	1,02071	-8.27523

Tabla 3.6 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Lluvioso Mínimo

LÍNEAS	Corriente Nominal	X'	Nivel de Carga	Carga Capacitiva	Pérdidas (Totales)
	kA	Ohm/km	%	MVAr	MW
L_LOS_BANCOS_MAND_1	1,45	0,34855	6,348118	0,7269738	0,031444
L_SDM_LOS_BANCOS	0,619	0,44321	26,99779	0,1922563	0,5258584
L_SDM_ESM_1_1	0,47485	0,49582	15,2146	10,65537	0,3587955
L_SDM_QVD_2_1	0,88611	0,47266	11,80564	20,19627	0,1526075
L_ING_PMQ_2_1	1,3	0,34863	5,727392	9,206041	0,0215693

3.2.1.3 Resultado Año 2015- Estación Seca – Demanda Máxima

Tabla 3.7 Despacho del SHIG 2015-Seco Máximo

UNIDAD	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Máquinas en Paralelo.	Potencia Aparente Nominal	V , Magnitud	Factor de Potencia
	MW	MVAr	MVA			p.u.	
U1 Manduriacu	30	3,495866	30,203	1	36	1,02	0,9932789
U2 Manduriacu	30	3,495866	30,203	1	36	1,02	0,9932789

Tabla 3.8 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Seco Máximo

BARRAS	V, Magnitud	V, Magnitud	θ , Ángulo
	kV	p.u.	deg
B_LOS BANCOS_69	71,08492	1,03021	14,80643
B_MANDURIACU_69	71,81524	1,0408	18,29637
B_SDM_69	68,43813	0,99185	0,39958
B_SDM_138	138,9105	1,00659	1,35608
B_ESM_138	143,1647	1,03604	6,94452
B_PMQ_230	228,222	0,99226	-7,7752

Tabla 3.9 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Seco Máximo

LÍNEAS	Corriente Nominal	X'	Nivel de Carga	Carga Capacitiva	Pérdidas (Totales)
	kA	Ohm/km	%	MVar	MW
L_LOS_BANCOS_MAND_1	1,45	0,34855	16,69035	0,7148013	0,2173049
L_SDM_LOS_BANCOS	0,619	0,44321	70,33794	0,1845538	3,569602
L_SDM_ESM_1_1	0,47485	0,49582	21,99461	10,34699	0,7961011
L_SDM_QVD_2_1	0,88611	0,47266	8,531217	20,02328	0,087654
L_ING_PMQ_2_1	1,3	0,34863	10,20563	8,678761	0,0751776

3.2.1.4 Resultado Año 2015-Estación Seca– Demanda Mínima

Tabla 3.10 Despacho del SHIG 2015-Seco Mínimo

UNIDAD	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Máquinas en Paralelo	Potencia Aparente Nominal	V, Magnitud	Factor de Potencia
	MW	MVar	MVA			p.u.	
U1 Manduriacu	26	3,012828	26,17398	1	36	1,02	0,993353
U2 Manduriacu	-	-	-	1	36	-	-

Tabla 3.11 Voltajes en Barras del SHIG y zona de influencia 2015-Seco Mínimo

BARRAS	V, Magnitud	V, Magnitud	θ , Ángulo
	kV	p.u.	deg
B_LOS_BANCOS_69	71,46033	1,03565	3,98356
B_MANDURIACU_69	71,85041	1,04131	5,48258
B_SDM_69	69,07491	1,00108	-2,11688
B_SDM_138	138,90	1,00651	-1,56275
B_ESM_138	143,3305	1,03862	5,93071
B_PMQ_230	232,159	1,00938	-8.31706

Tabla 3.12 Flujos Potencia y Cargabilidad en el SHIG y zona de influencia 2015-Seco Mínimo

LÍNEAS	Corriente Nominal	X'	Nivel de Carga	Carga Capacitiva	Pérdidas (Totales)
	kA	Ohm/km	%	MVAr	MW
L_LOS_BANCOS_MAND_1	1,45	0,34855	7,258168	0,7189765	0,0409255
L_SDM_LOS_BANCOS	0,619	0,44321	31,20244	0,1872278	0,702522
L_SDM_ESM_1_1	0,47485	0,49582	28,9833	10,35852	1,382368
L_SDM_QVD_2_1	0,88611	0,47266	8,855438	19,68338	0,0808377
L_ING_PMQ_2_1	1,3	0,34863	5,609193	8,999695	0,0210305

3.3 CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio se basan en el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012 – 2021 y la simulación del SNI en función de las condiciones hidrológicas seco y lluviosa para los dos escenarios de demanda representativas: máxima (19:30) y mínima (03:00), con la interconexión a Colombia, pero sin transferencia de potencia.

A continuación se detallan los casos analizados con la red completa para el año 2015:

- Pérdida de carga en Santo Domingo
- Pérdida de carga en Esmeraldas
- Pérdida de carga en Chone
- Pérdida de carga en Manta
- Pérdida de carga en Pomasqui
- Pérdida de carga en Santa Rosa
- Pérdida de carga en Cumbayá
- Salida de una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Paute AB
- Salida de una unidad de generación de la Central Térmica Esmeraldas
- Salida de una unidad de generación de la Central H. San Francisco
- Salida de una unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Agoyán
- Salida de la unidad de generación de la Central Hidroeléctrica Toachi Pilatón

Este análisis se realiza con la finalidad de verificar que los valores extremos de la frecuencia ante la salida de grupos de generadores de gran tamaño se encuentren dentro de los rangos establecidos por los criterios de despacho y operación.

La secuencia de eventos para la desconexión de carga y generación es la siguiente:

- 0,1 s: salida de generación
- 10 s: fin de la simulación

En las gráficas mostradas en el Anexo A.3 se muestran los siguientes parámetros:

- Ángulos de rotor en máquinas sincrónicas:
Manduriacu
Paute
Sopladora
Esmeraldas
- Flujos de potencia activa en las líneas:
Los Bancos – Manduriacu (69kV)
Santo Domingo – Los Bancos (69kV)
Santo Domingo – Esmeraldas (138kV)
Santo Domingo – Quevedo (230kV)
El Inga – Pomasqui (230kV)
- Velocidad sincrónica de la máquina:
Manduriacu
Paute
Sopladora
Esmeraldas

- Flujo de potencia activa por la interconexión Ecuador – Colombia

- Voltaje en barras:
 - Manduriacu (69kV)
 - Los Bancos (69kV)
 - Santo Domingo (69kV)
 - Santo Domingo (138kV)
 - Esmeraldas (138kV)
 - Pomasqui (138kV)

- Frecuencia en barras:
 - Manduriacu (69kV)
 - Los Bancos (69kV)
 - Santo Domingo (69kV)
 - Santo Domingo (138kV)
 - Esmeraldas (138kV)
 - Pomasqui (138kV)

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se analiza el comportamiento de estabilidad transitoria en condiciones de máxima exigencia al SNI teniendo en cuenta la futura expansión del sistema nacional de transmisión ecuatoriano, en el cual se incorpora el Proyecto Hidroeléctrico Manduriacu. Se verifica el comportamiento dinámico del sistema para el caso de perturbaciones como salidas súbitas de carga y generación. Verificando que el sistema permanezca estable dentro de los límites de operación.

Se verifica en general que las variables transitorias de los ángulos en rotores, velocidades, potencia en líneas y voltajes en barras puedan ser controladas después de las perturbaciones.

3.4.1 CRITERIOS DE OPERACIÓN ^[12]

Se aplican las normas de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en la regulación del CONELEC No,006/2000 correspondiente a los Procedimientos de Despacho y Operación, que hacen referencia a los criterios aplicables a los análisis de estado estacionario.

Para el nivel de voltaje 230 kV se adoptan los siguientes criterios:

- Perfil de voltaje en condiciones normal del sistema entre -5% y +7% del voltaje nominal (entre 218,5 kV y 246,1 kV).
- Perfil de voltaje en condiciones de contingencia entre $\pm 10\%$ del voltaje nominal (entre 207 kV y 253 kV).

Para el nivel de voltaje 138 kV se adoptan los siguientes criterios:

- Perfil de voltaje en condiciones normal del sistema entre -7% y +5% del voltaje nominal (entre 128,3 kV y 144,9 kV).
- Perfil de voltaje en condiciones de contingencia entre $\pm 10\%$ del voltaje nominal (entre 124,2 kV y 151,8 kV).

Para el nivel de voltaje 69 kV se adoptan los siguientes criterios:

- Perfil de voltaje en condiciones normal del sistema entre -3% y +3% del voltaje nominal (entre 66,9 kV y 71,1 kV).
- Perfil de voltaje en condiciones de contingencia entre $\pm 10\%$ del voltaje nominal (entre 62,1 kV y 75,9 kV).

Además se admite una variación del voltaje inferior al 5% del voltaje nominal debido a conexión o desconexión de bancos de capacitores o inductores en la barra donde la compensación está ubicada.

Para líneas de niveles de voltaje 230 kV, 138 kV y 69 kV se admite:

- Ninguna sobrecarga en condiciones de operación normal del sistema,
- Sobrecarga máxima del 10% de la capacidad nominal de la línea en contingencia,
- Sobrevoltaje a la extremidad abierta de una línea inferior al 15% del voltaje nominal,
- Sobrevoltaje transitoria máxima del 30% después rechazo de carga.

Para transformadores entre los niveles de voltaje 230 kV, 138 kV y 69 kV se admite:

- Factor de carga máxima del 80% de la capacidad nominal en condición de operación normal del sistema,
- Factor de carga máxima del 100% de la capacidad nominal en condición de contingencia.

En general, el sistema opera en condiciones normales con una frecuencia de $60 \pm 0,15$ Hz. El sistema de transmisión debe permanecer estable ante la salida de la unidad de mayor capacidad sin afectar la demanda. Los generadores deben operar dentro del rango de frecuencia de 57,5 Hz y 62 Hz. En este rango no se admite la actuación de dispositivos de desconexión instantánea. Además los generadores deben permanecer conectados para un tiempo mínimo de:

- 10 segundos con frecuencia inferior a 58 Hz o superior a 61,5 Hz
- 20 segundos con frecuencia inferior a 59 Hz o superior a 61 Hz
- Sin límite de tiempo entre 59 Hz y 61 Hz.

3.4.2 RESULTADO DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En la tabla 3.13 se presenta el resumen de los valores máximos y mínimos de las variables analizadas en cada caso de estudio.

Tabla 3.13 Valores máximos y mínimos de las variables analizadas en cada caso de estudio (1 de 3)

CONTINGENCIA	PERÍODO	DEMANDA	POTENCIA FUERA (MW)	Flujo Col - Ecu por c/circuito (MW)		FRECUENCIA (Hz)		RESPUESTA UNIDAD MANDURIACU (MW)			ÁNGULO (deg)			VELOCIDAD (p.u.)			
				Máx	Mín	Máx	Mín	P ₀	Transitoria	A 10 s	δ ₀	Transitoria	A 10 s	Máx	Mín	A 10 s	
1	Lluvioso	Máxima	98,62	28,762	6,695	60,086	60,001	60,059	30	26,893	29,881	45,187	60,811	53,459	1,002	1	1,001
		Mínima	51,4	15,456	4,175	60,044	60,005	60,037	11,5	10,202	11,497	23,477	31,688	29,235	1,001	1	1,001
	Seco	Máxima	98,62	27,764	8,294	60,08	60,005	60,063	30	27,506	29,928	46,762	62,063	56,976	1,002	1	1,001
		Mínima	51,4	16,204	3,863	60,048	60,005	60,041	13	11,694	12,976	30,947	39,631	35,06	1,001	1	1,001
2	Lluvioso	Máxima	70,6	21,584	4,617	60,064	60,009	60,041	30	30,628	29,915	45,187	54,482	49,152	1,001	1	1,001
		Mínima	46,06	14,244	3,654	60,04	60,003	60,034	11,5	11,249	11,467	23,477	29,534	26,087	1,001	1	1,001
	Seco	Máxima	70,6	20,927	5,939	60,06	60,014	60,047	30	29,459	29,958	46,762	55,835	52,158	1,001	1	1,001
		Mínima	46,06	14,85	3,179	60,043	60,002	60,037	13	13,175	12,989	30,947	37,317	32,891	1,001	1	1,001
3	Lluvioso	Máxima	62,79	20,673	2,744	60,058	60,008	60,034	30	29,787	29,931	45,187	53,57	47,959	1,001	1	1,001
		Mínima	37,34	11,245	2,159	60,029	60,001	60,024	11,5	11,423	11,471	23,477	28,179	26,027	1,001	1	1
	Seco	Máxima	62,79	19,892	4,452	60,053	60,011	60,041	30	29,777	29,976	46,762	55,012	51,35	1,001	1	1,001
		Mínima	37,34	12,647	1,74	60,035	60	60,03	13	12,912	12,976	30,947	36,306	31,997	1,001	1	1,001
4	Lluvioso	Máxima	66,47	21,066	2,446	60,058	60,006	60,033	30	29,796	29,92	45,187	53,077	47,984	1,001	1	1,001
		Mínima	48,42	14,677	2,571	60,04	60,001	60,033	11,5	11,386	11,493	23,477	29,611	26,262	1,001	1	1,001
	Seco	Máxima	66,47	20,214	4,289	60,054	60,009	60,04	30	29,686	29,973	46,762	55,522	51,358	1,001	1	1,001
		Mínima	48,42	15,934	2,037	60,027	60,001	60,038	13	12,907	12,976	30,947	37,804	34,477	1,001	1	1,001

Tabla 3.13 Valores máximos y mínimos de las variables analizadas en cada caso de estudio (2 de 3)

CONTINGENCIA	PERÍODO	DEMANDA	POTENCIA FUERA (MW)	Flujo Col-Ecu por c/circuito (MW)		FRECUENCIA (Hz)			RESPUESTA UNIDAD MANDURIACU (MW)			ÁNGULO (deg)			VELOCIDAD (p.u.)		
				Máx	Mín	Máx	Mín	A 10 s	P ₀	Transitoria	A 10 s	δ ₀	Transitoria	A 10 s	Máx	Mín	A 10 s
5	Lluvioso	Máxima	30,16	6,362	2,911	60,015	60,004	60,01	30	29,925	29,992	45,187	47,15	46,116	1	1	1
		Mínima	17,99	4,724	1,987	60,009	60,001	60,007	11,5	11,447	11,497	23,477	25,039	24,352	1	1	1
	Seco	Máxima	30,16	6,128	3,074	60,013	60,004	60,011	30	29,931	29,99	46,762	48,701	47,946	1	1	1
		Mínima	17,99	4,779	1,844	60,01	60,001	60,008	13	12,995	12,993	30,947	32,683	31,714	1	1	1
6	Lluvioso	Máxima	13,33	2,627	1,335	60,003	60	60,001	30	29,971	30	45,187	46,036	45,743	1	1	1
		Mínima	8,67	2,09	1,037	60,004	59,998	60	11,5	11,512	11,502	23,477	24,16	23,844	1	1	1
	Seco	Máxima	13,33	2,669	1,314	60,003	60	60,001	30	29,987	30,001	46,762	47,717	47,356	1	1	1
		Mínima	8,67	2,119	0,902	60,003	59,999	60	13	12,972	13,001	30,947	31,704	31,328	1	1	1
7	Lluvioso	Máxima	49,51	8,262	4,45	60,02	60,006	60,015	30	29,903	29,993	45,187	47,655	46,441	1,0003	1	1
		Mínima	29,53	7,278	3,043	60,016	60,002	60,014	11,5	11,394	11,486	23,477	25,924	24,744	1,0003	1	1
	Seco	Máxima	49,51	7,766	4,617	60,018	60,006	60,015	30	29,918	29,987	46,762	49,092	48,252	1,0003	1	1
		Mínima	29,53	7,36	2,908	60,018	60,003	60,015	13	12,946	12,99	30,947	31,248	31,98	1,0003	1	1
8	Lluvioso	Máxima	90	-32,449	-3,431	59,986	59,895	59,931	30	30,389	30,145	45,187	31,842	42,485	1	1	0,999
		Mínima	100	-35,546	-4,747	59,993	59,884	59,897	11,5	11,58	11,542	23,477	8,886	16,242	1	1	0,998
	Seco	Máxima	90	-29,933	-6,197	59,981	59,906	59,923	30	30,36	30,067	46,762	34,207	41,087	1	1	0,999
		Mínima	100	-35,201	-5,195	59,996	59,881	59,892	13	13,195	13,052	30,947	16,193	22,337	1	1	0,998

Tabla 3.13 Valores máximos y mínimos de las variables analizadas en cada caso de estudio (3 de 3)

CONTINGENCIA	PERÍODO	DEMANDA	POTENCIA FUERA (MW)	Flujo Col -Ecu por c/circuito (MW)		FRECUENCIA (Hz)			RESPUESTA UNIDAD MANDURIACU (MW)			ÁNGULO (deg)			VELOCIDAD (p.u.)		
				Máx	Mín	Máx	Mín	A 10 s	P ₀	Transitoria	A 10 s	δ ₀	Transitoria	A 10 s	Máx	Mín	A 10 s
9	Lluvioso	Máxima	125	-37,44	-15,712	59,984	59,872	59,906	30	31,376	30,143	45,187	28,989	38,668	1	1	0,998
		Mínima	103	-33,174	-8,233	59,988	59,885	59,895	11,5	11,942	11,545	23,477	9,217	18,821	0,999	0,999	0,998
	Seco	Máxima	127	-36,249	-11,827	59,976	59,877	59,894	30	31,282	30,1	46,762	30,931	37,629	1	1	0,998
		Mínima	130	-42,529	-10,002	59,992	59,853	59,866	13	14,129	12,991	30,947	12,251	25,14	1	1	0,998
10	Lluvioso	Máxima	106	-31,222	-7,02	59,978	59,893	59,922	30	29,771	30,154	45,187	33,649	42,178	1	0,998	0,999
		Mínima	100	-33,147	-7,416	59,984	59,886	59,899	11,5	11,735	11,539	23,477	10,887	21,113	1	0,998	0,998
	Seco	Máxima	106	-29,217	-9,382	59,976	59,901	59,914	30	30,303	30,069	46,762	35,26	41,24	1	0,998	0,999
		Mínima	106	-34,448	-8,465	59,985	59,88	59,89	13	13,298	13,065	30,947	17,188	24,434	1	0,998	0,998
11	Lluvioso	Máxima	78	-23,628	-4,959	59,983	59,918	59,94	30	29,907	30,067	45,187	36,603	42,923	1	0,999	0,999
		Mínima	72,5	-23,584	-5,619	59,987	59,917	59,925	11,5	11,347	11,556	23,477	14,549	21,501	1	0,999	0,999
	Seco	Máxima	71	-19,789	-6,328	59,983	59,932	59,943	30	30,067	30,056	46,762	39,513	43,289	1	0,999	0,999
		Mínima	78	-25,327	-6,444	59,986	59,909	59,917	13	13,152	13,029	30,947	21,246	28,691	1	0,998	0,999
12	Lluvioso	Máxima	65	-35,887	-9,946	59,976	59,876	59,908	30	31,209	30,162	45,187	31,103	39,683	1	0,998	0,998
		Mínima	25	-14,803	-3,871	59,992	59,945	59,95	11,5	11,903	11,537	23,477	17,367	21,636	1	0,999	0,999
	Seco	Máxima	89	-46,41	-17,604	59,959	59,844	59,865	30	31,186	30,14	46,762	27,981	35,832	0,999	0,997	0,998
		Mínima	50	-32,252	-8,473	59,986	59,887	59,899	13	13,802	13,013	30,947	18,071	22,968	1	0,998	0,998

3.4.2.1 Pérdida de carga en Santo Domingo, f.p. 0,96 inductivo

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 28,762 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 60,086 Hz, al desconectar carga de 98,62 MW en el escenario lluvioso demanda máxima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.11 y A.12 del Anexo A.3.1.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de 60,811° y una velocidad máxima de 1,002 p.u., cuando se pierde 98,62 MW en el escenario lluvioso demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.13 y A.14 del Anexo A.3.1.

3.4.2.2 Pérdida de carga en Esmeraldas, f.p. 0,96 inductivo

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 21,584 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 60,064 Hz, al desconectar carga de 70,6 MW en el escenario lluvioso demanda máxima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.15 y A.16 del Anexo A.3.2.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de 55,835° y una velocidad máxima de 1,001 p.u., cuando se pierde 70,6 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.17 y A.18 del Anexo A.3.2.

3.4.2.3 Pérdida de carga en Chone, f.p. 0,96 inductivo

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 20,673 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 60,058 Hz, al desconectar carga de 62,79 MW en el escenario lluvioso

demanda máxima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.19 y A.20 del Anexo A.3.3.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $55,012^\circ$ y una velocidad máxima de 1,001 p.u., cuando se pierde 62,79 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.21 y A.22 del Anexo A.3.3.

3.4.2.4 Pérdida de carga en Manta, f.p. 0,96 inductivo

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 21,066 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 60,058 Hz, al desconectar carga de 66,47 MW en el escenario lluvioso demanda máxima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.23 y A.24 del Anexo A.3.4.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $55,522^\circ$ y una velocidad máxima de 1,001 p.u., cuando se pierde 66,47 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.25 y A.26 del Anexo A.3.4.

3.4.2.5 Pérdida de generación en la Central Hidroeléctrica Paute AB

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 35,546 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 59,993 Hz, al desconectar carga de 100 MW en el escenario lluvioso demanda mínima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.27 y A.28 del Anexo A.3.5.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $34,207^\circ$ y una velocidad máxima de 1 p.u., cuando se pierde 90

MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.29 y A.30 del Anexo A.3.5.

3.4.2.6 Pérdida de generación en la Central Térmica Esmeraldas

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 42,529 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 59,992 Hz, al desconectar carga de 130 MW en el escenario seco demanda mínima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.31 y A.32 del Anexo A.3.6.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $30,931^\circ$ y una velocidad máxima de 1 p.u., cuando se pierde 127 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.33 y A.34 del Anexo A.3.6.

3.4.2.7 Pérdida de generación en la C. Hidroeléctrica San Francisco

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 34,448 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 59,985 Hz, al desconectar carga de 106 MW en el escenario seco demanda mínima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.35 y A.36 del Anexo A.3.7.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $35,26^\circ$ y una velocidad máxima de 1 p.u., cuando se pierde 106 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.37 y A.38 del Anexo A.3.7.

3.4.2.8 Pérdida de generación en la Central Hidroeléctrica Agoyán

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 25,327 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 59,986 Hz, al desconectar carga de 78 MW en el escenario seco demanda mínima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.39 y A.40 del Anexo A.3.8.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $39,513^\circ$ y una velocidad máxima de 1 p.u., cuando se pierde 71 MW en el escenario seco demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.41 y A.42 del Anexo A.3.8.

3.4.2.9 Pérdida de generación en la C. Hidroeléctrica Toachi Pilatón

Se registran variaciones del flujo de potencia que alcanzan un máximo temporal de 46,41 MW en el circuito 1 de la Pomasqui – Jamondino de 230 kV y una frecuencia máxima de 59,959 Hz, al desconectar carga de 89 MW en el escenario seco demanda máxima, el cual no afecta el comportamiento dinámico del sistema, como se muestra en las Figuras A.43 y A.44 del Anexo A.3.9.

Mientras que las unidades de Manduriacu adquieren un máximo temporal en el ángulo de rotor de $31,103^\circ$ y una velocidad máxima de 1 p.u., cuando se pierde 65 MW en el escenario lluvioso demanda máxima, como se muestra en las Figuras A.45 y A.46 del Anexo A.3.9.

CAPÍTULO 4.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Los estudios de estabilidad permitieron analizar el comportamiento de las unidades de la Central Hidroeléctrica Manduriacu cuando el SNI es sometido a perturbaciones como las desconexiones súbitas de carga y generación para los diferentes escenarios.
- La Central Hidroeléctrica Manduriacu representa un aporte de generación de potencia activa y soporte de voltaje para que el SNI sea más robusto y de esta manera disminuir la transferencia de energía eléctrica desde Colombia a Ecuador.
- La determinación de las zonas seguras de operación para el modelamiento de la máquina sincrónica de la Central Hidroeléctrica Manduriacu permite establecer límites máximos y mínimos de operación del grupo turbina – generador sin afectar su rendimiento ni su vida útil.
- Se simuló correctamente todos los casos de estudio planteados para el estudio de estabilidad transitoria en el SNI con la entrada de la Central Manduriacu, mediante el programa computacional DIgSILENT Power Factory.
- En la realización de estudios de estabilidad transitoria se debe tomar en cuenta los sistemas de control (regulador de excitación y de velocidad, y estabilizador de potencia), los cuales deben estar ajustados de tal manera que la respuesta del grupo turbina – generador satisfaga criterios normalizados en condiciones normales y de emergencia.

- Se verificó las respuestas de los reguladores de velocidad y voltaje del generador de la Central Hidroeléctrica Manduriacu, ante el cambio de carga y de voltaje respectivamente.
- Se puede ver que las oscilaciones de potencia activa en el tiempo de 10 s debido a los parámetros sintonizados en los sistemas de control de la Central Hidroeléctrica Manduriacu se amortiguan rápidamente en la línea de transmisión Los Bancos – Manduriacu y en las líneas de transmisión de las zonas de influencia del proyecto.
- Los voltajes de barra en todos los casos analizados del SNI se encuentran dentro del rango del +/- 5 % del voltaje nominal para 69 kV, 138 kV y 230 kV, cumpliendo con la normativa ecuatoriana.
- El máximo flujo de potencia activa en la línea de transmisión Jamondino - Pomasqui es de 46,41 MW cuando ocurre la salida de generación en la Central Hidroeléctrica Toachi Pilatón de 89 MW en el escenario seco demanda máxima.
- El mínimo flujo de potencia activa en la línea de transmisión Jamondino - Pomasqui es de 0,902 MW cuando ocurre una pérdida de carga en Santa Rosa de 8,67 MW en el escenario seco demanda mínima.
- El valor de la frecuencia en los casos de estudio analizados no superó el rango de 57,5 Hz a 62 Hz, cumpliendo con la normativa ecuatoriana.
- Al realizar las simulaciones de salida de carga y generación en los casos de estudio se establecieron valores máximos y mínimos de las velocidades que adquieren las unidades de la Central Manduriacu, donde se observó que no hubo variaciones significativas, teniendo el máximo valor de 1,002 p.u. cuando existe una pérdida de carga de 98,62 MW en Santo Domingo.

- Al realizar las simulaciones de salida de carga y generación en los casos de estudio se establecieron valores máximos y mínimos de las velocidades que adquieren las unidades de la Central Manduriacu, donde se observó que no hubo variaciones significativas, teniendo el mínimo valor de 0,997 p.u., cuando se pierde la generación en la central hidroeléctrica Toachi Pilatón de 89 MW en el escenario seco demanda máxima.
- Al realizar las simulaciones de salida de carga y generación en los casos de estudio se establecieron las máximas variaciones de ángulo de rotor que adquieren las unidades de la Central Manduriacu, donde se observó que el transitorio máximo de ángulo es de $60,811^\circ$ cuando ocurre la salida de carga de 98,62 MW en Santo Domingo en el escenario lluvioso demanda máxima.
- Se puede observar que en ninguno de los casos analizados se presenta inestabilidad en el sistema ya que tanto el regulador de velocidad como de voltaje responden de una manera adecuada.

4.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda mantener la interconexión Ecuador - Colombia debido a que la inercia del sistema interconectado internacional se ve ampliamente fortalecida, permitiendo aumentar la capacidad para soportar perturbaciones, como salidas de carga y generación.
- Se recomienda realizar los estudios de estabilidad del ángulo del rotor de pequeña señal para obtener datos que permitan una calibración más detallada del PSS.
- Se recomienda realizar estudios de estabilidad transitoria y pequeña señal para el año 2017, donde la Central Hidroeléctrica Manduriacu ya entrega energía a través de líneas de transmisión de 230 kV, a fin de sintonizar los parámetros de los equipos de control.
- Se recomienda realizar el análisis de estabilidad del SNI considerando la incorporación del Sistema Hidroeléctrico Integrado Guayllabamba para el año 2020, de tal manera de observar la respuesta de la Central Hidroeléctrica Manduriacu y de este sistema en conjunto como parte del SNI.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. KUNDUR Prabha, Power System Stability and Control, McGraw - Hill, 1994.
2. VAN CUTSEM Thierry, VOURNAS Costas, Voltage Stability of Electric Power Systems, 1998
3. IEEE COMMITTEE REPORT, Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and System, 1981.
4. IEEE COMMITTEE REPORT, Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies, USA, February 1973
5. KIAMEH Philip, Power Generation Handbook, McGraw-Hill Professional, 1 edition, 2002.
6. WOOD Allen, WOLLENBERG Bruce, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, second edition, 1996.
7. UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Selecting Hydraulic Reaction Turbines, 1976.
8. MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION, Power System Stabilizer (PSS), 2001.
9. PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR 2012 - 2021
10. CENACE, "Base de datos de los componentes estáticos y dinámicos del S.N.I. ecuatoriano para el software Power Factory".

11. TRANSELECTRIC, “Base de datos de los componentes estáticos y dinámicos del S.N.I. para el software Power Factory”.
12. <http://www.conelec.gob.ec/images/normativa/ProcedimientosDespacho.pdf>, última visita noviembre 2012.
13. <http://biblioteca.cenace.org.ec/jspui/bitstream/123456789/88/1/an%C3%A1lisis%20de%20estabilidad%20transitoria.pdf>, última visita septiembre 2012.
14. <http://www.heq.com.ec/>, última visita enero 2013.
15. http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/caa/caa_Addendum_2003-107.pdf, última visita enero 2013.

ANEXOS

A.1 CÁLCULO DE LA CONTANTE DE INERCIA ^[7]

Juntos, el rodete de la turbina y el generador conforman el momento de inercia WR^2 , que puede ser calculado mediante las ecuaciones (A.1) y (A.2).

$$WR^2_t = 1003 \left(\frac{P_d}{n^{3/2}} \right)^{5/4} [kg.m^2] \quad (A.1)$$

$$WR^2_g = 15000 \left(\frac{S}{n^{3/2}} \right)^{5/4} [kg.m^2] \quad (A.2)$$

Donde:

WR^2_t y WR^2_g son los momentos de inercia de la turbina y el generador, respectivamente.

P_d y S son las potencias de la turbina y el generador en kVA, respectivamente.

n es la velocidad del generador en rpm.

Con el WR^2 total se calcula la constante de inercia H con la ecuación (A.3).

$$H = \frac{\frac{1}{2} J n^2}{S_B} [s] \quad (A.3)$$

Donde:

J es el momento de inercia total en $kg.m^2$

S_B es la potencia del generador en VA

n es la velocidad del generador en rad/s.

A.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

La secuencia de procedimientos a seguir son los siguientes:

Una vez creados todos los elementos a usarse en el sistema de potencia y de haber asignado todos los parámetros eléctricos a cada uno de ellos, se está en condiciones de correr un flujo de carga del sistema como se muestra en la Figura A.1.

Concluido el flujo de carga, en la ventana de salida se muestran el número de iteraciones hasta obtener convergencia, y todas las máquinas excedidas o ajustadas en sus límites eléctricos como potencia activa, reactiva y voltaje.

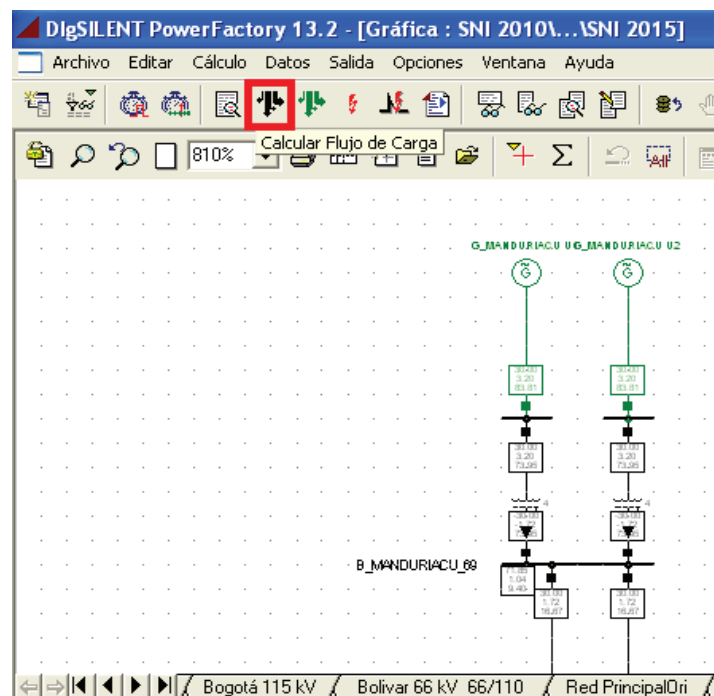


Figura A.1 Cálculo de flujo de carga

Se procede a definir los eventos de switcheo a realizarse en el respectivo caso de estudio como se puede ver en la Figura A.2, en el caso de este análisis se realizaran los eventos de salida de generación y carga los cual se pueden visualizar en la Figura A.3.

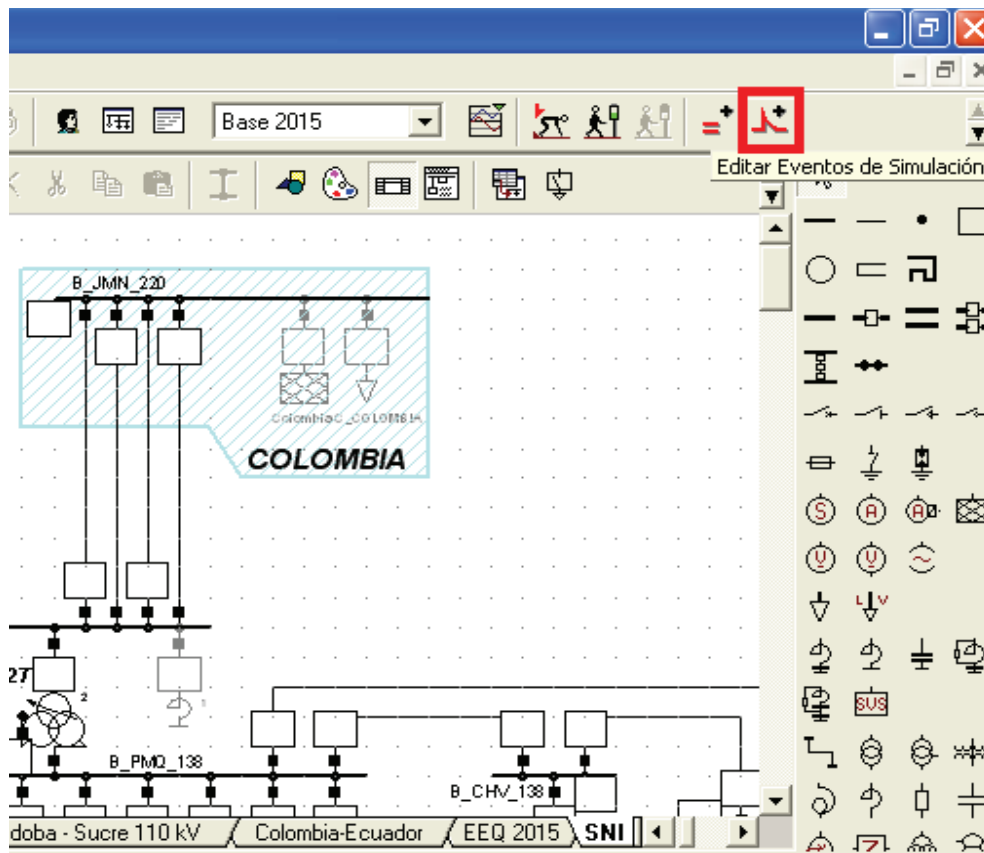


Figura A.2 Definición de eventos de switcheo

Nombre	Tiempo	Objeto	Fuera de Ser...
Evento de Switcheo	0.1	C_EMELESA_ESM	<input checked="" type="checkbox"/>
Evento de Switcheo(1)	0.1	G_U1_SFCD	<input checked="" type="checkbox"/>
Evento de Switcheo(2)	0.1	G_U1_PAUTE	<input checked="" type="checkbox"/>
Evento de Switcheo(3)	0.1	G_U1_AGO	<input type="checkbox"/>
Evento de Switcheo(4)	0.1	G_G1_CTESM	<input checked="" type="checkbox"/>
Evento de Switcheo(5)	0.1	C_CATEG_SAL	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura A.3 Eventos de simulación

El siguiente paso es calcular las condiciones iniciales, con la opción de cálculo de condiciones iniciales que se muestra en la Figura A.4, opción que es de suma importancia ya que con los valores obtenidos se procederá a realizar la simulación.

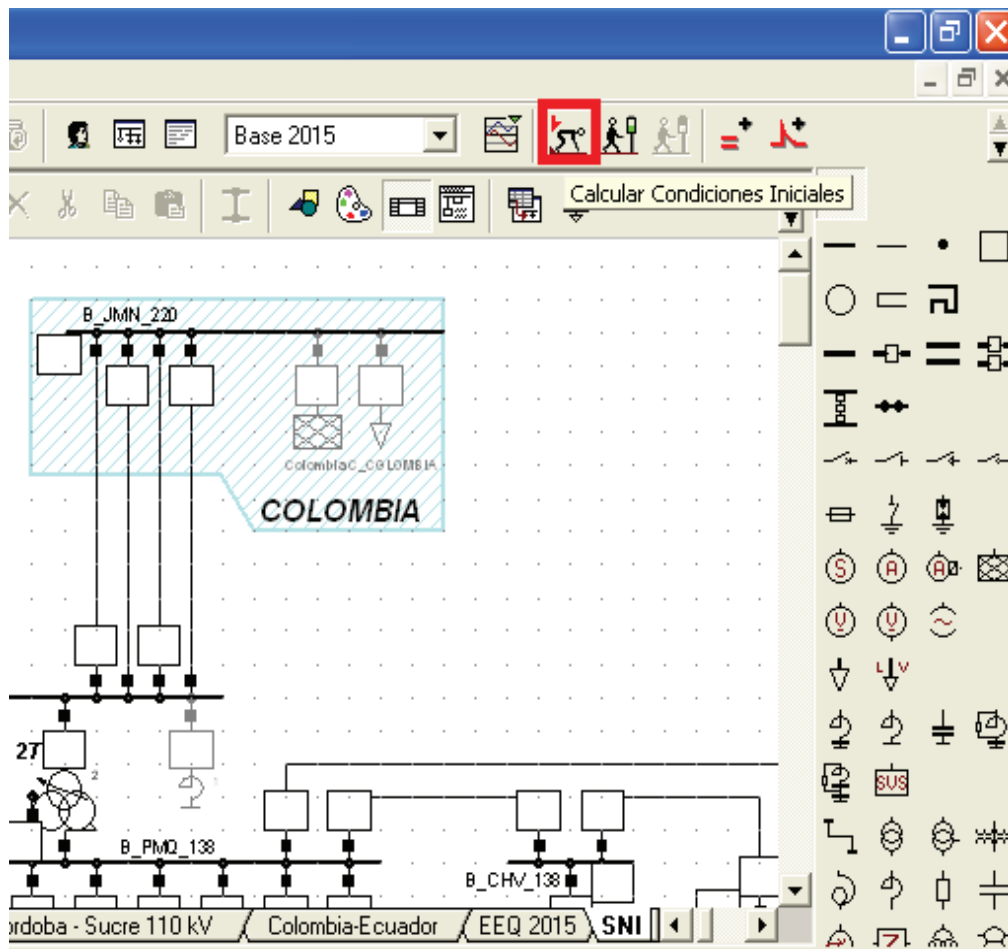


Figura A.4 Cálculo de condiciones iniciales

Luego se procede a ejecutar la simulación como se puede ver en la Figura A.5, donde se puede editar el tiempo de duración de la simulación, resultados que serán almacenados en un archivo de resultados y posteriormente usados para el análisis de las distintas variables de los diferentes elementos.

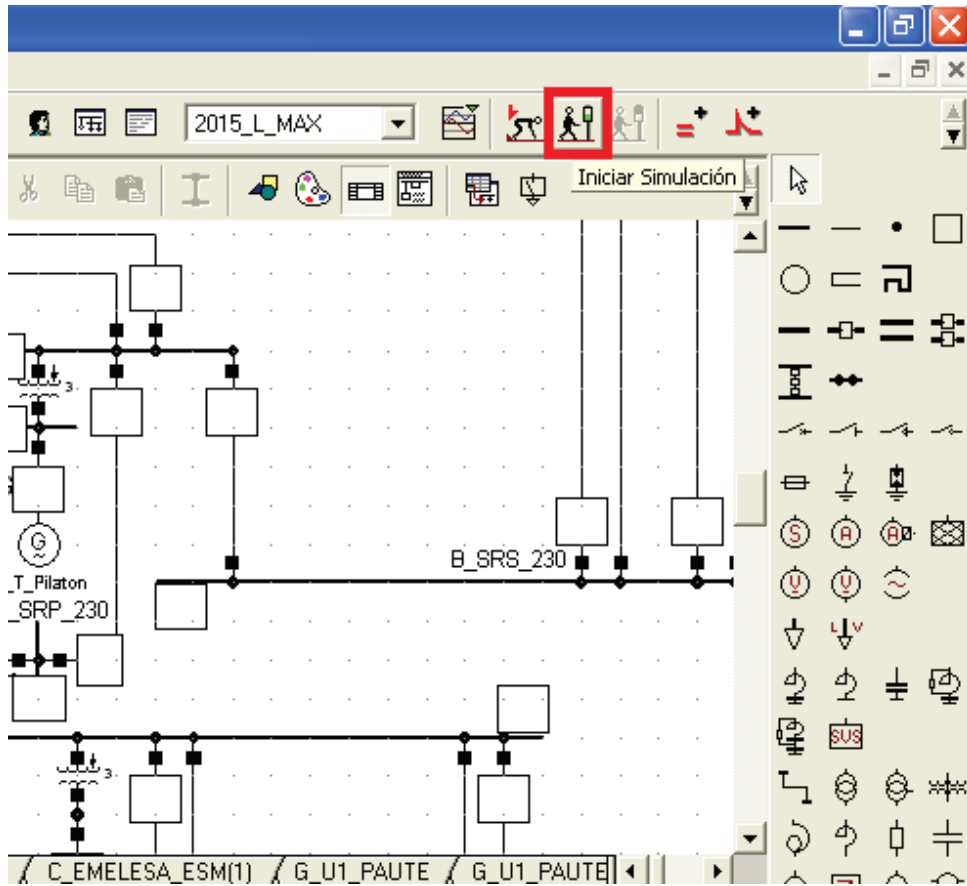


Figura A.5 Inicio simulación

A.3 RESULTADOS ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

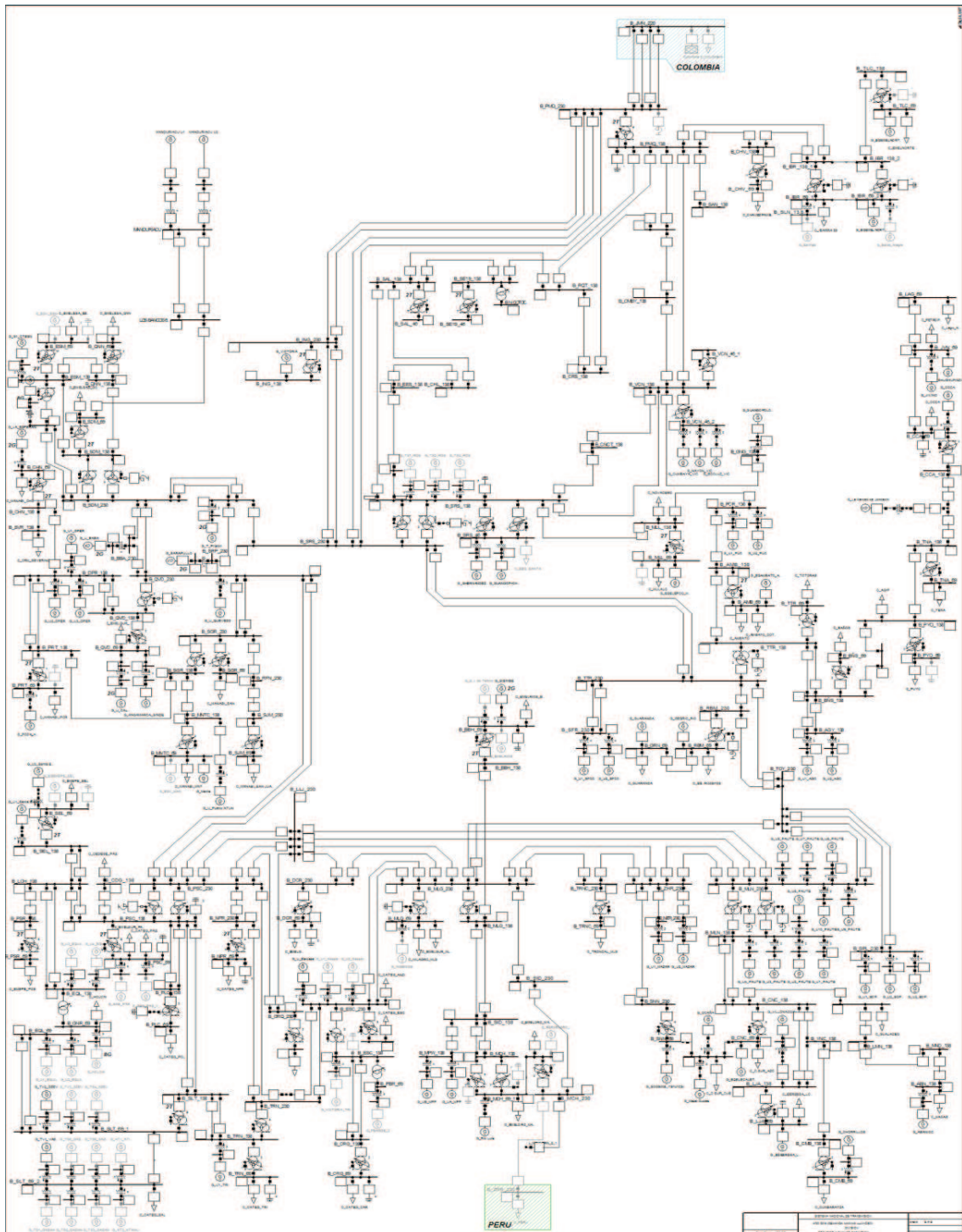


Figura A.6 SNI para el año 2015

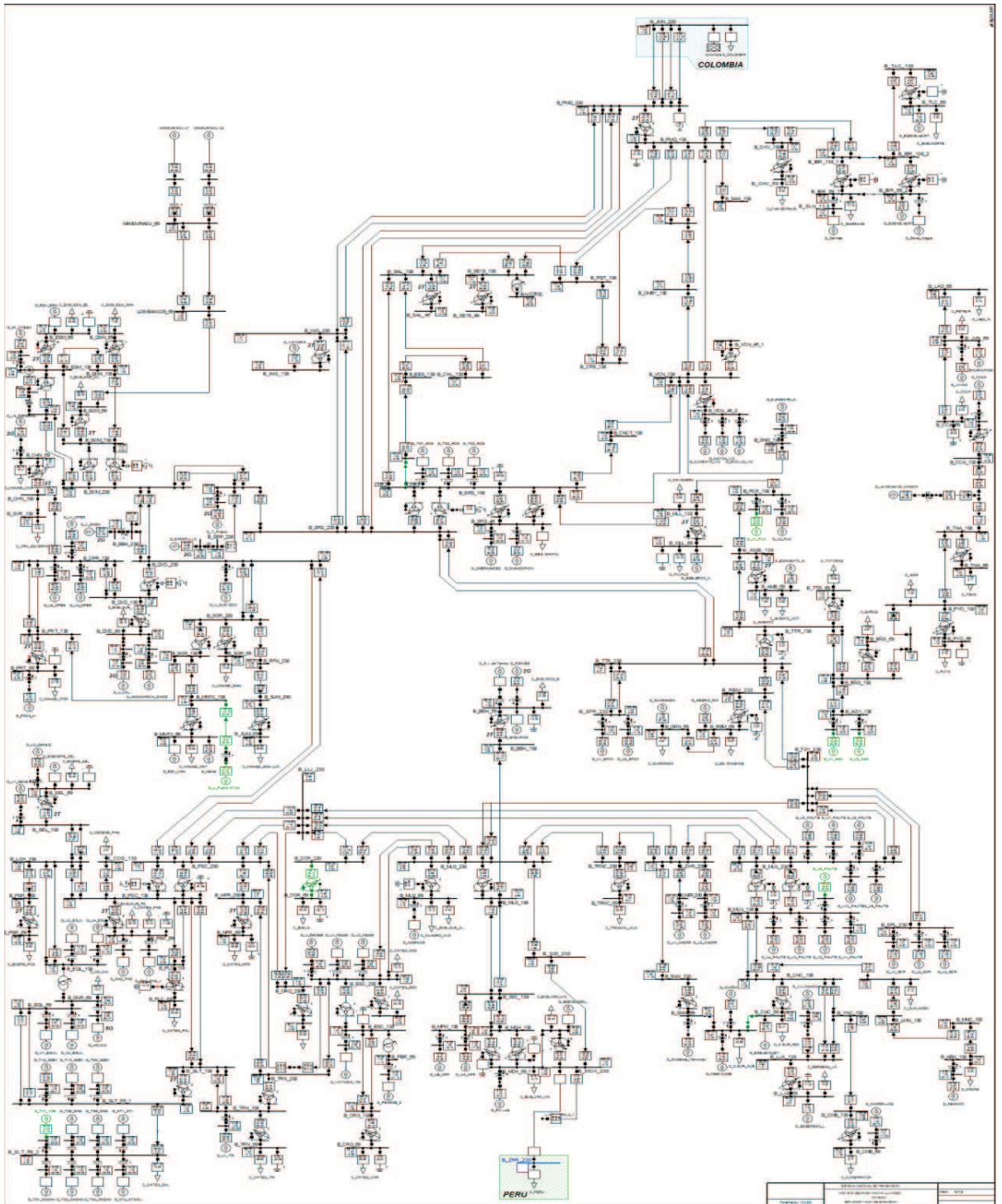


Figura A.7 SNI Año 2015-Estación Lluviosa – Demanda Máxima

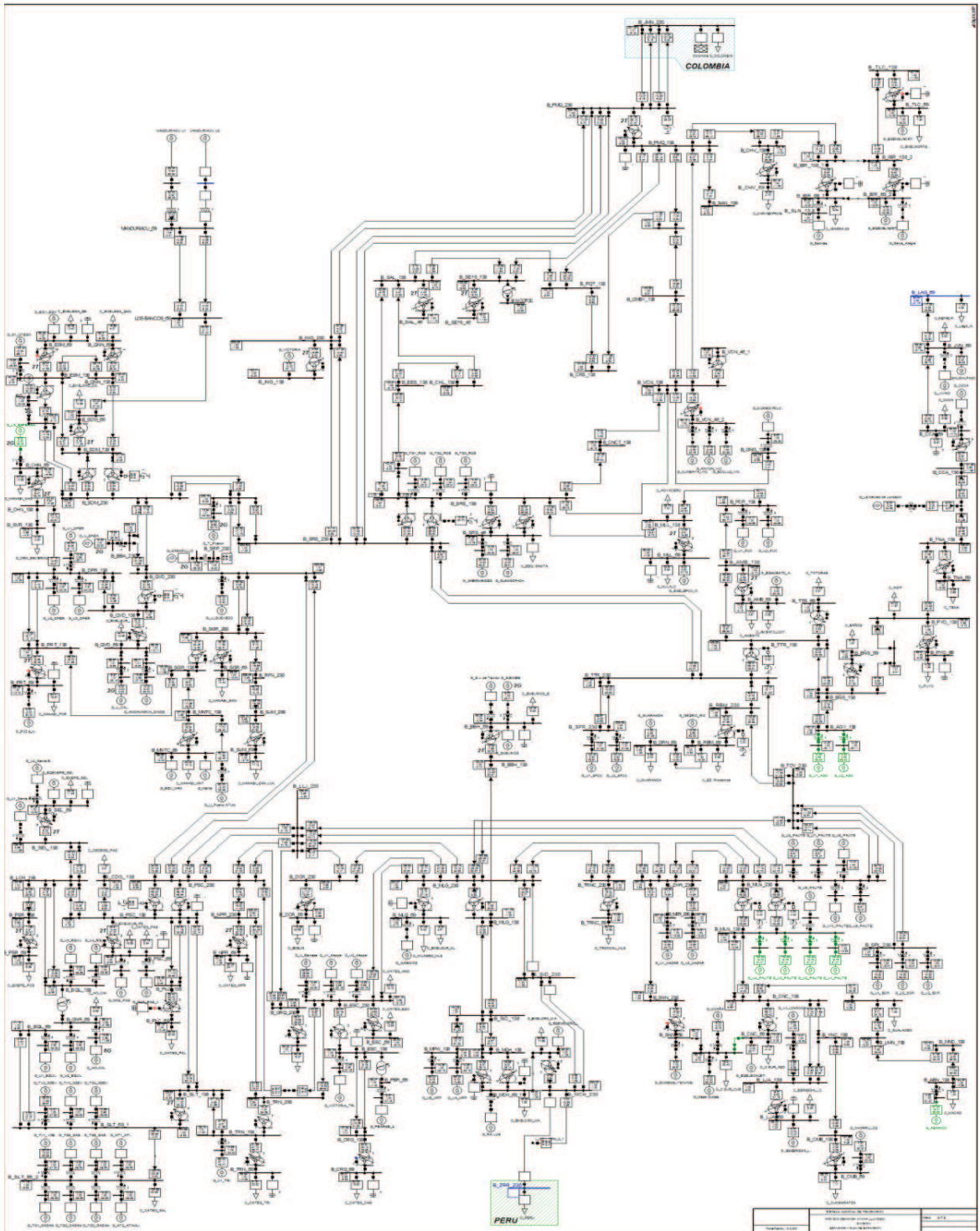


Figura A.8 SNI Año 2015-Estación Lluviosa – Demanda Mínima

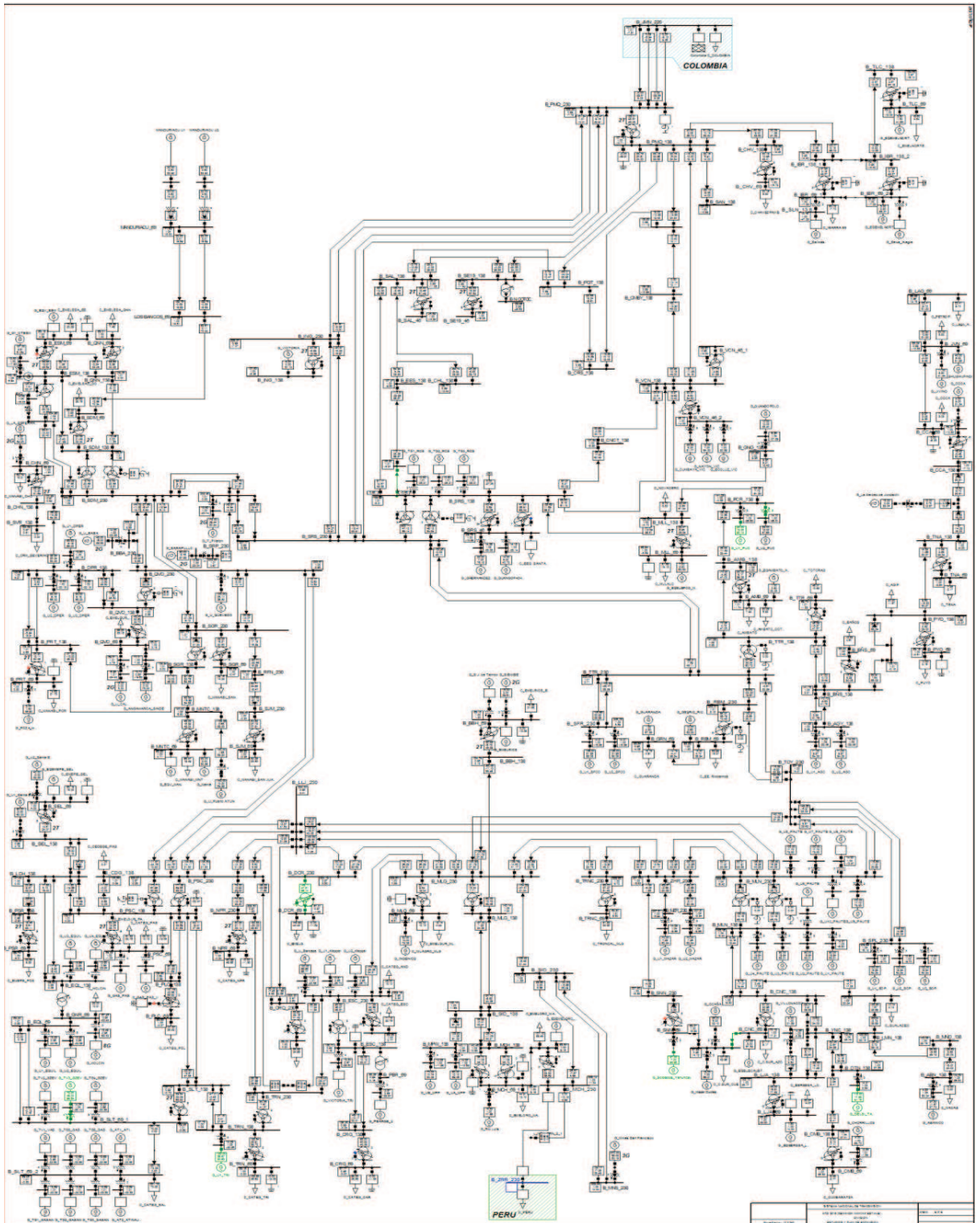


Figura A.9 SNI Año 2015-Estación Seca – Demanda Máxima

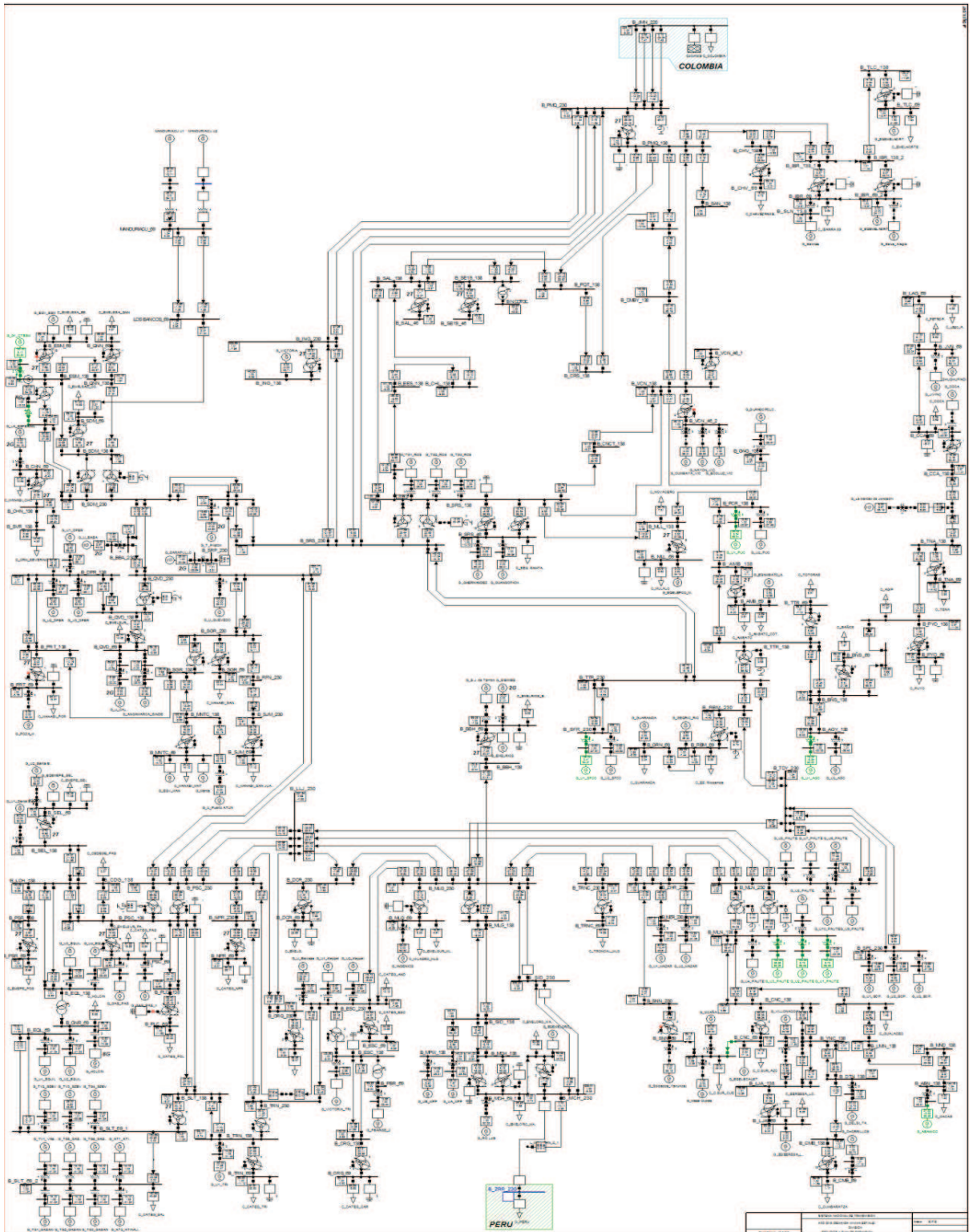


Figura A.10 SNI Año 2015-Estación Seca – Demanda Mínima

A.3.1 PÉRDIDA DE CARGA EN SANTO DOMINGO, F.P. 0,96 INDUCTIVO

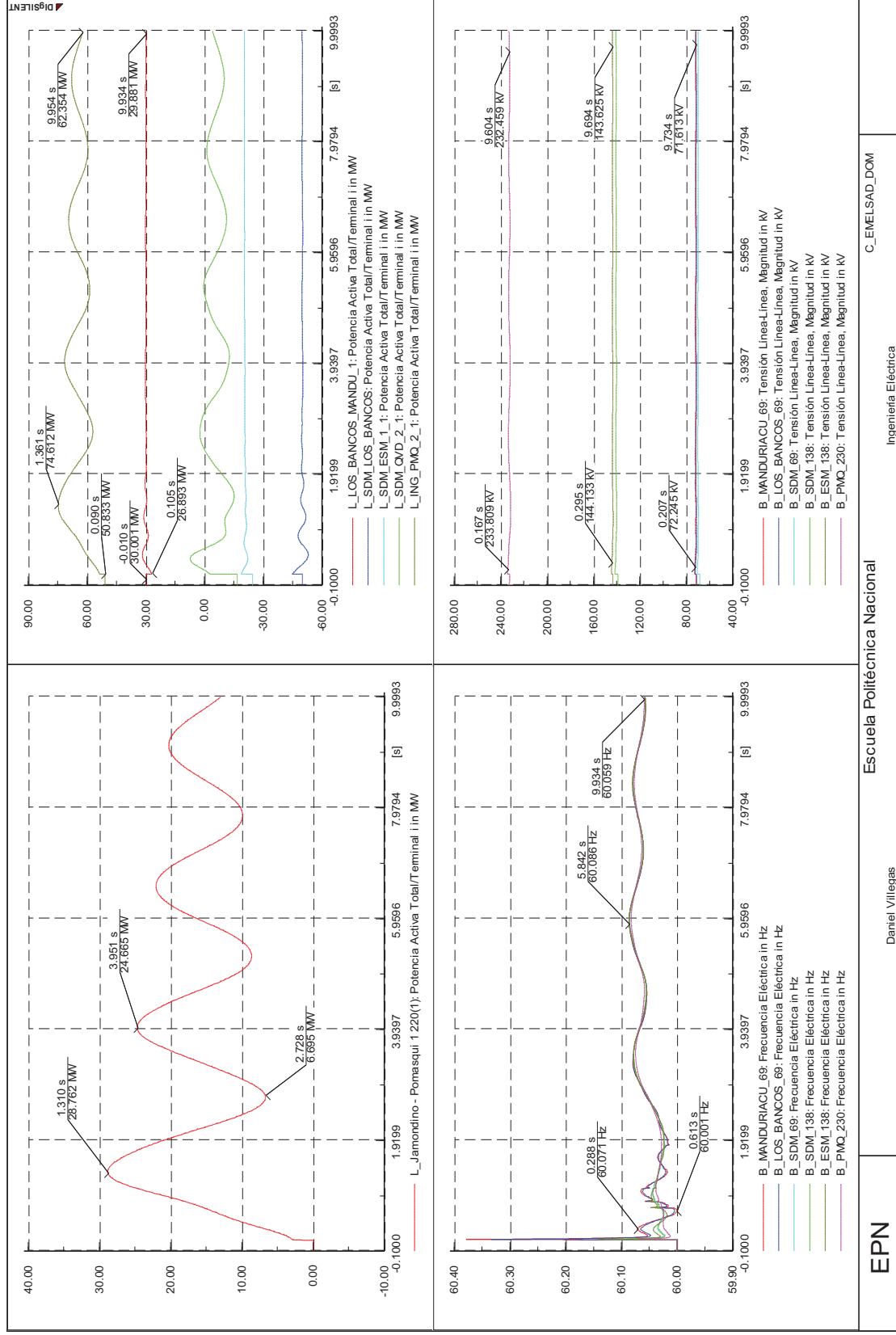


Figura A.11 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima

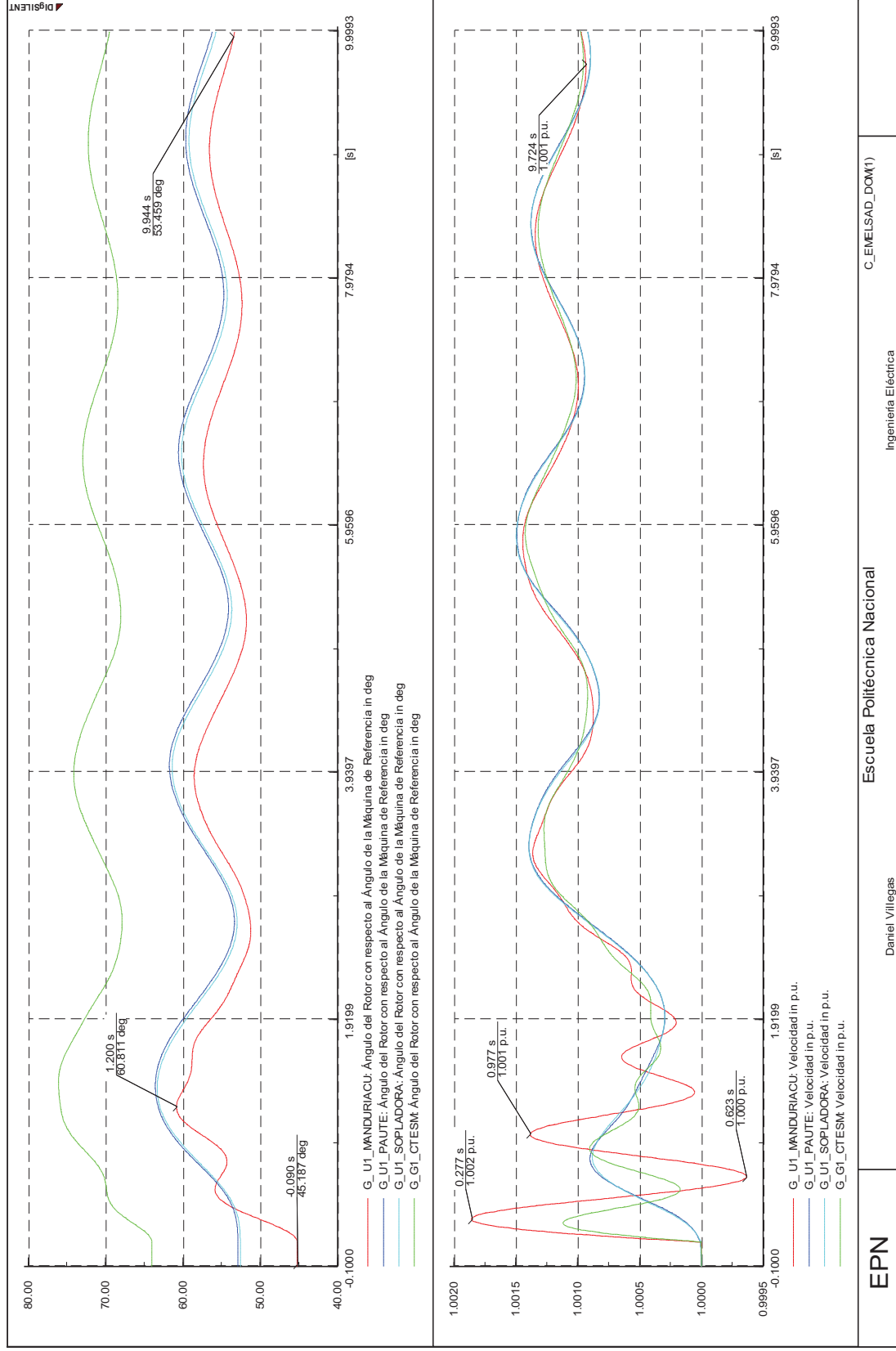
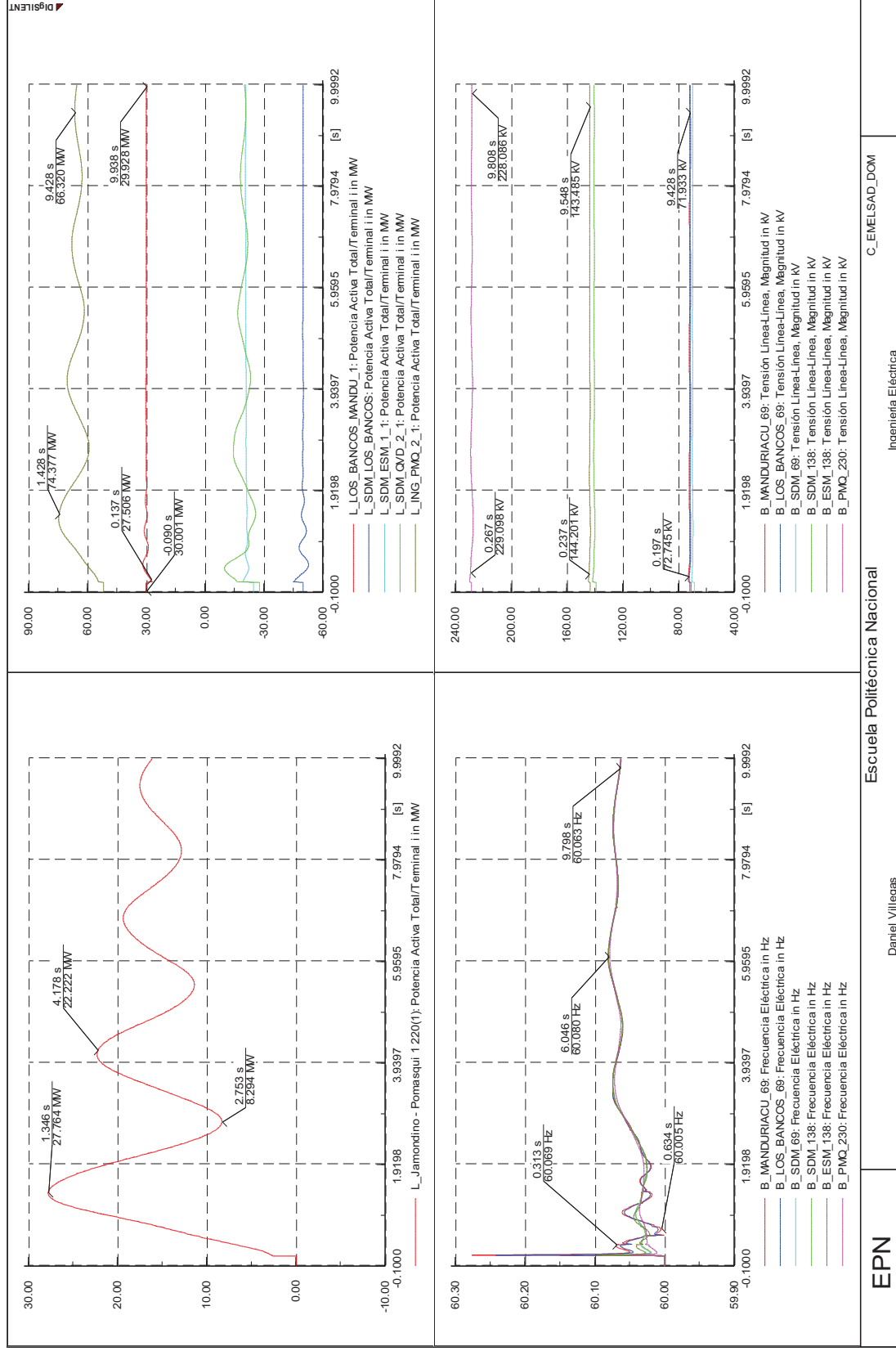


Figura A.12 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima



EPN

Escuela Politécnica Nacional

Daniel Villegas

Ingeniería Eléctrica

C_EMELSAD_DOM

Figura A.13 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima

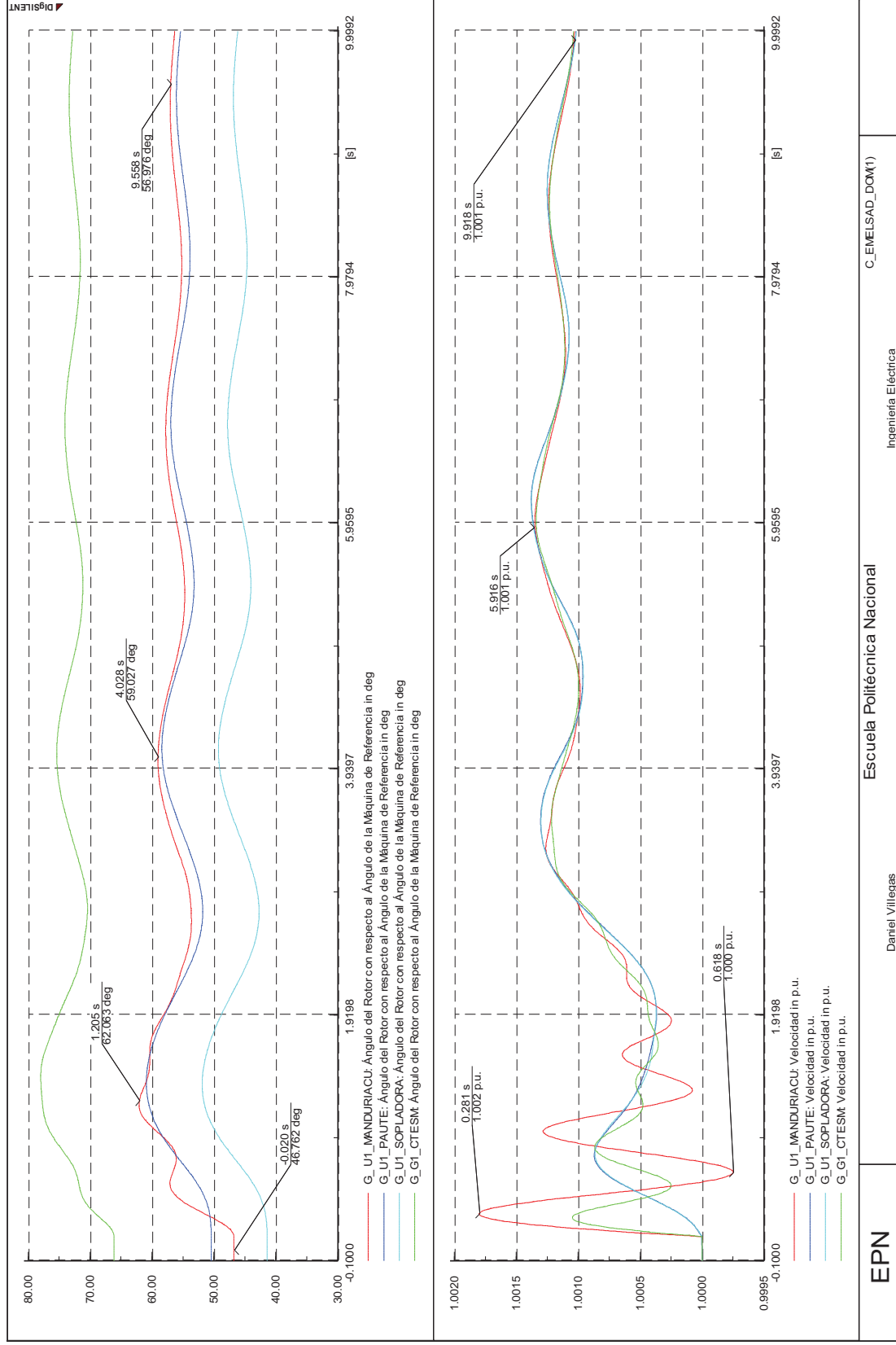


Figura A.14 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Santo Domingo de 98,62 MW, escenario lluvioso demanda máxima

A.3.2 PÉRDIDA DE CARGA EN ESMARALDAS, F.P. 0,96 INDUCTIVO

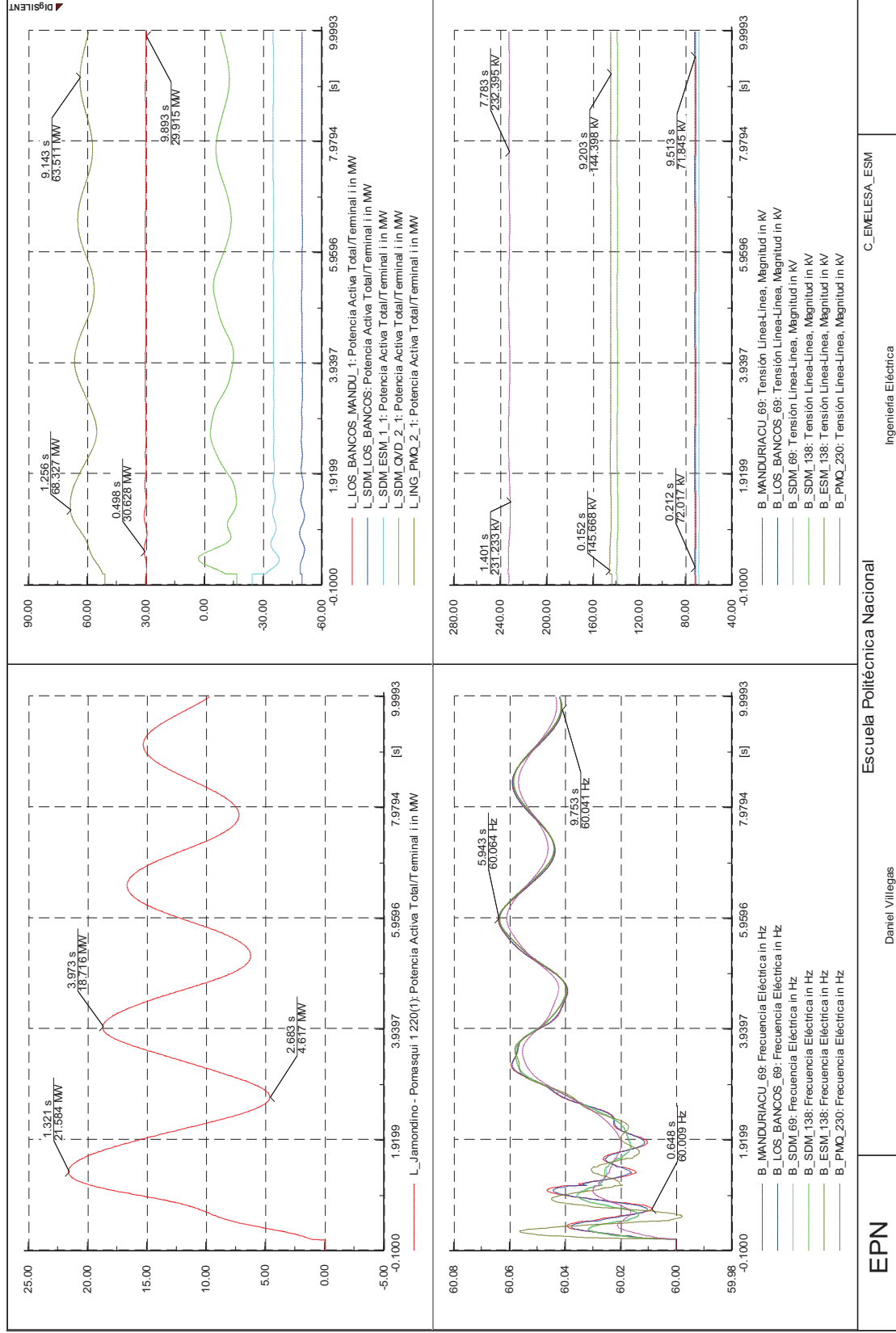


Figura A.15 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario lluvioso demanda máxima

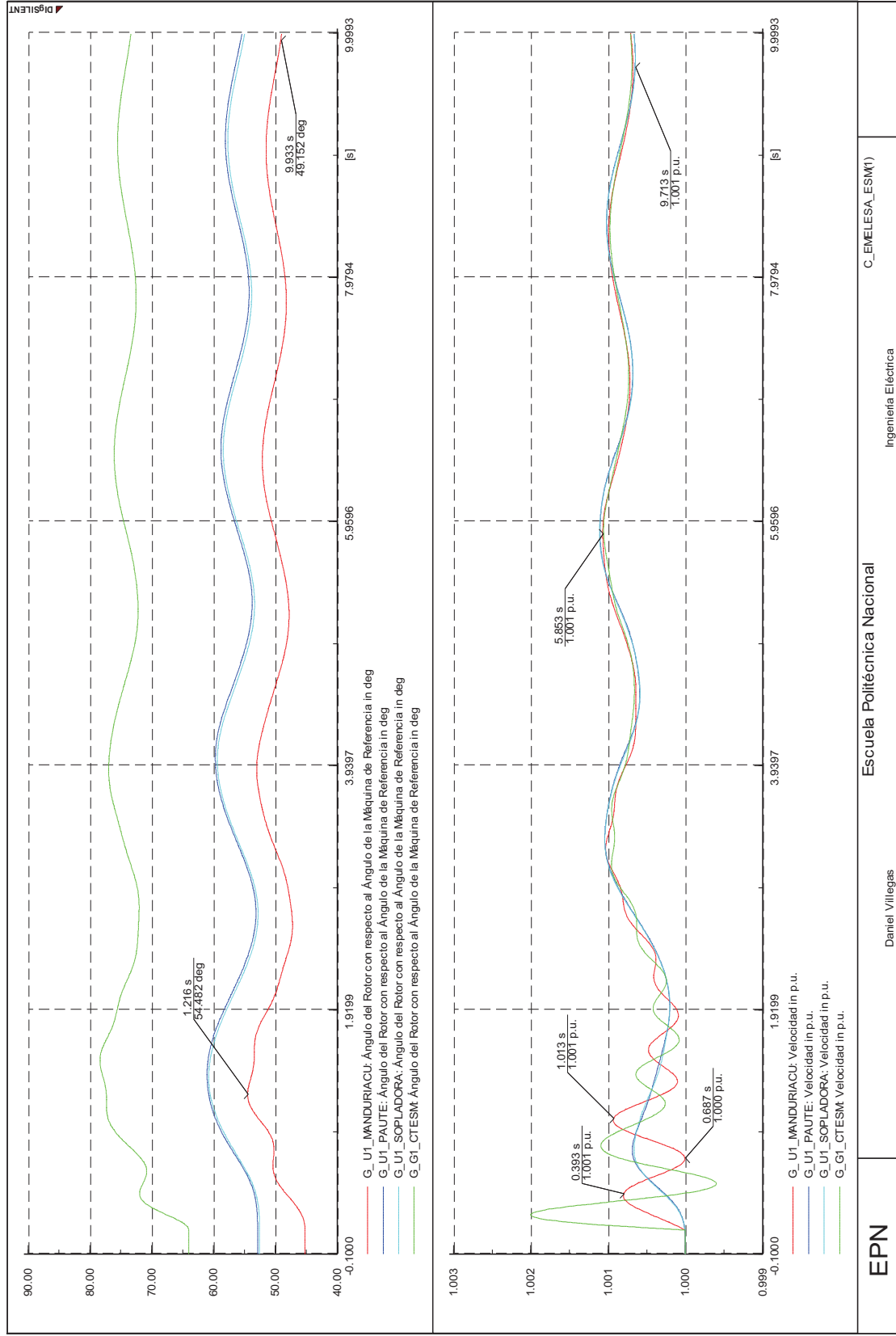
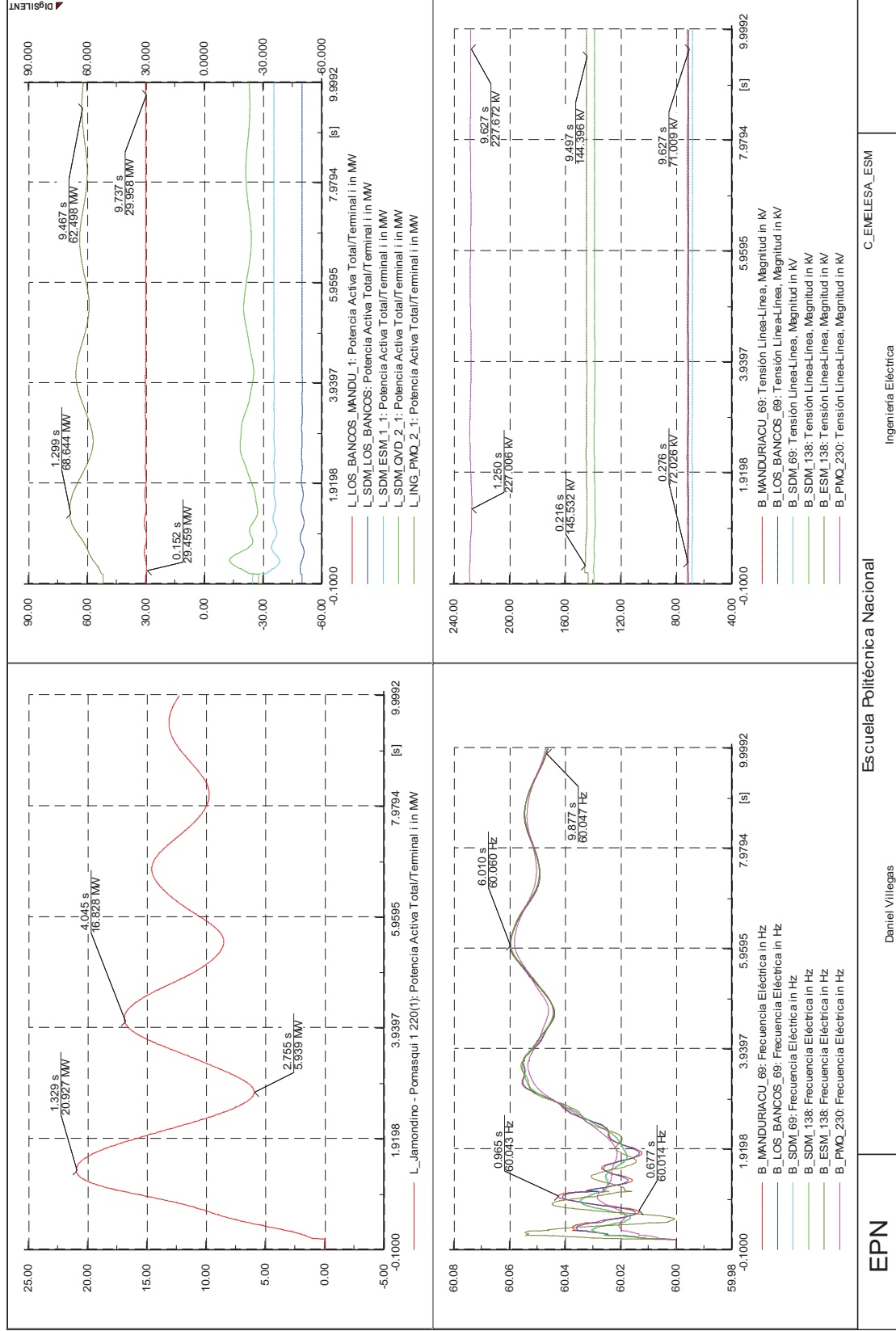


Figura A.16 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario lluvioso demanda máxima



EPN

Escuela Politécnica Nacional

Daniel Villegas

Ingeniería Eléctrica

C_EMELESA_ESM

Figura A.17 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario seco demanda máxima

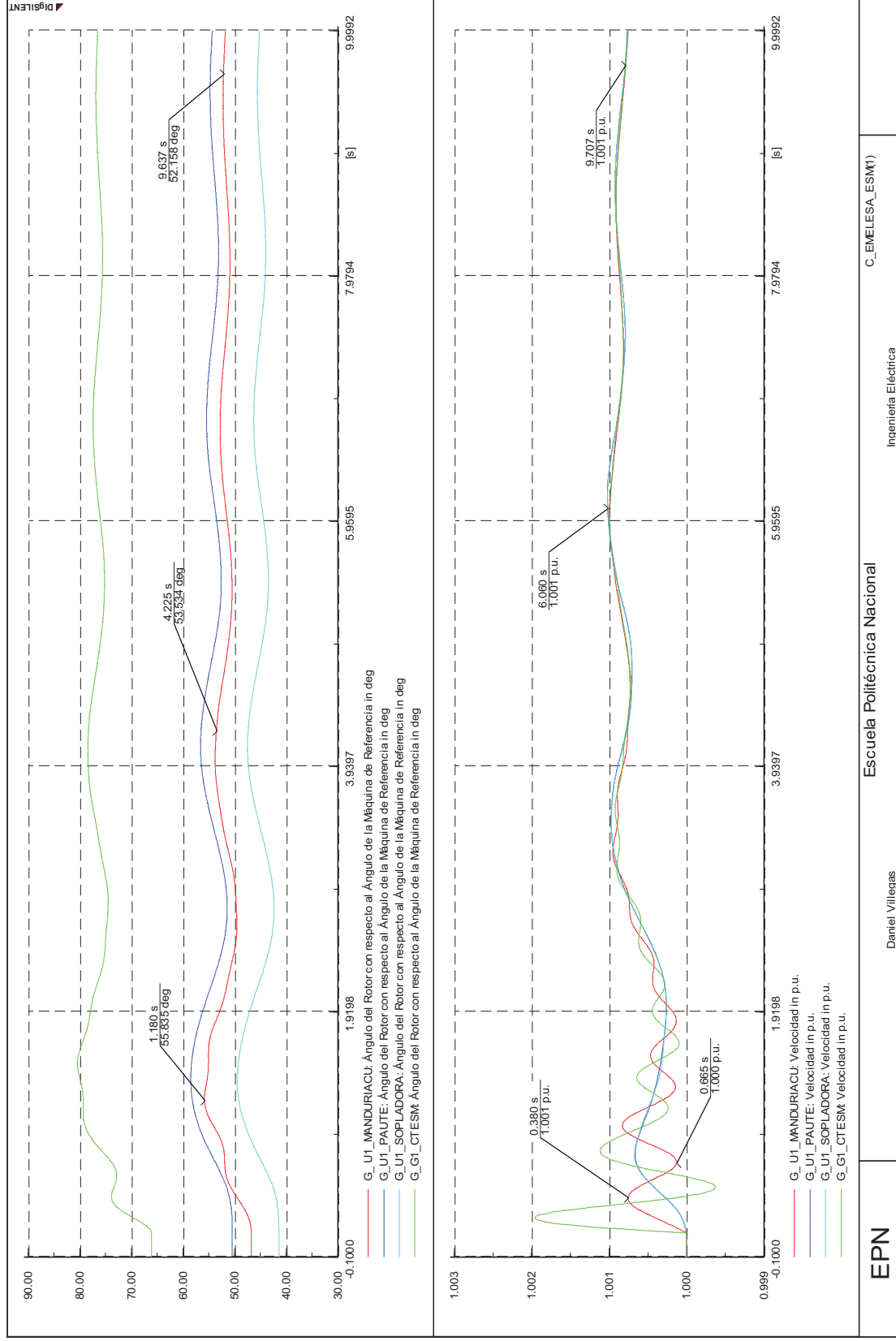


Figura A.18 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Esmeraldas de 70,6 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.3 PÉRDIDA DE CARGA EN CHONE, F.P. 0,96 INDUCTIVO

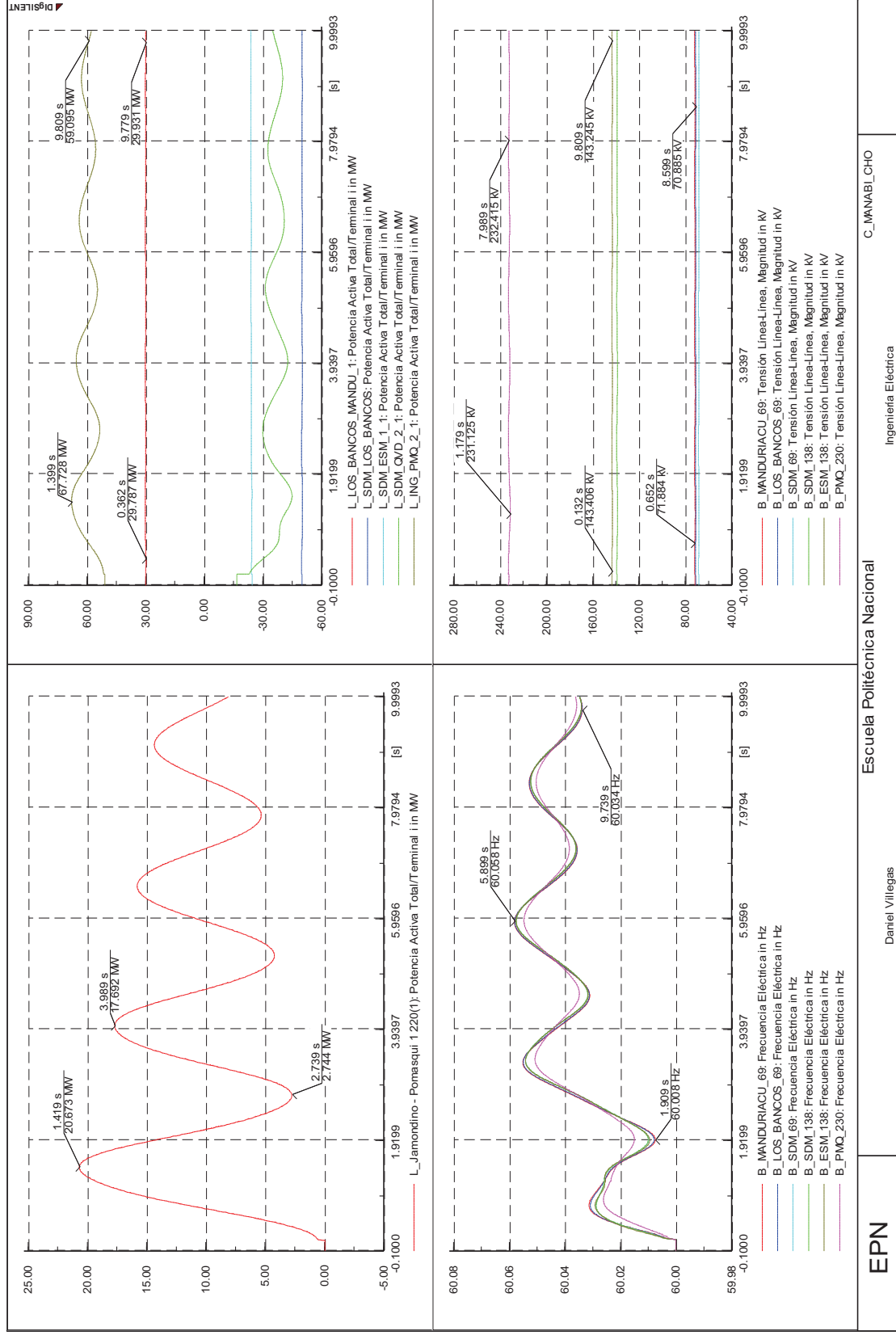


Figura A.19 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario lluvioso demanda máxima

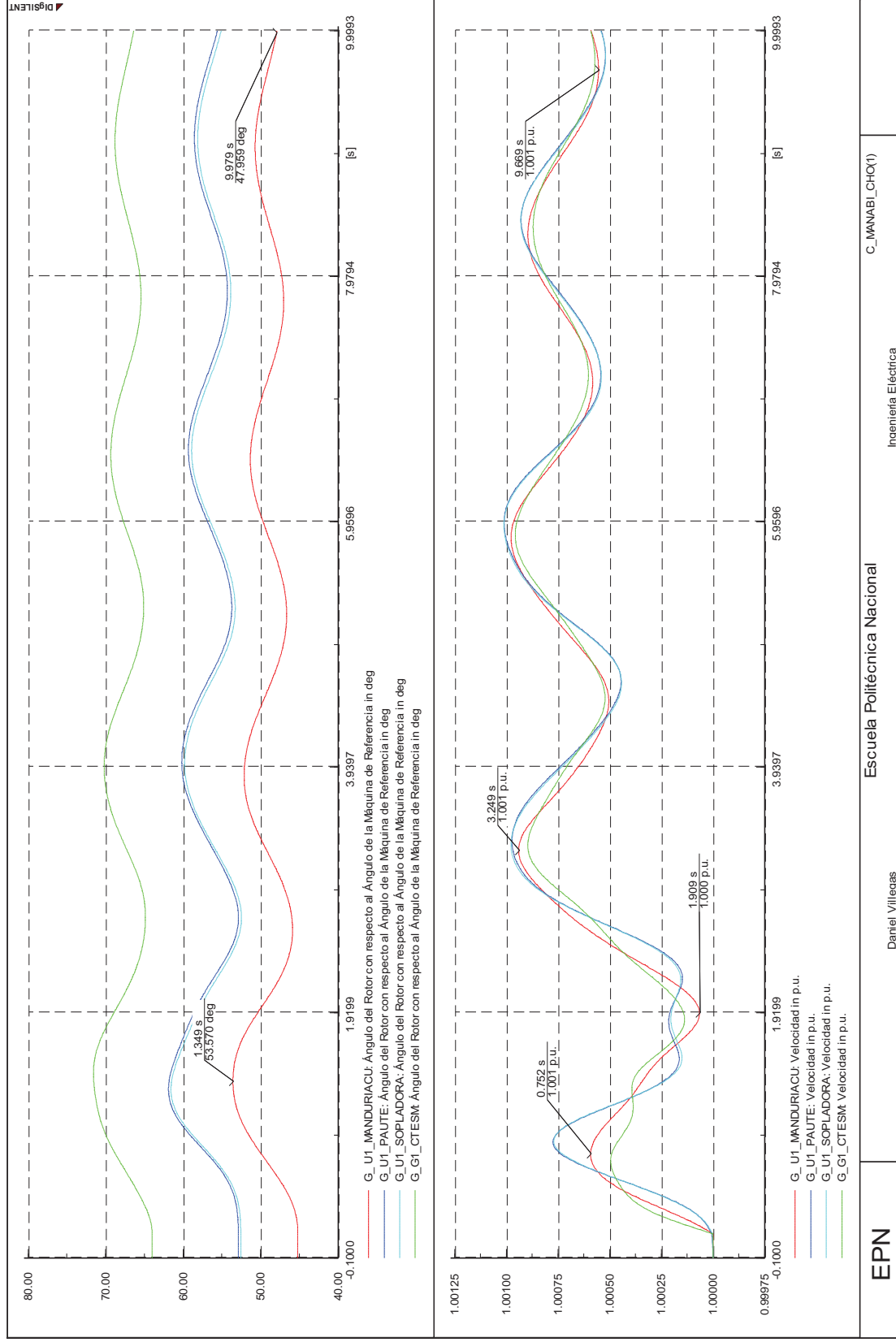


Figura A.20 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario lluvioso demanda máxima

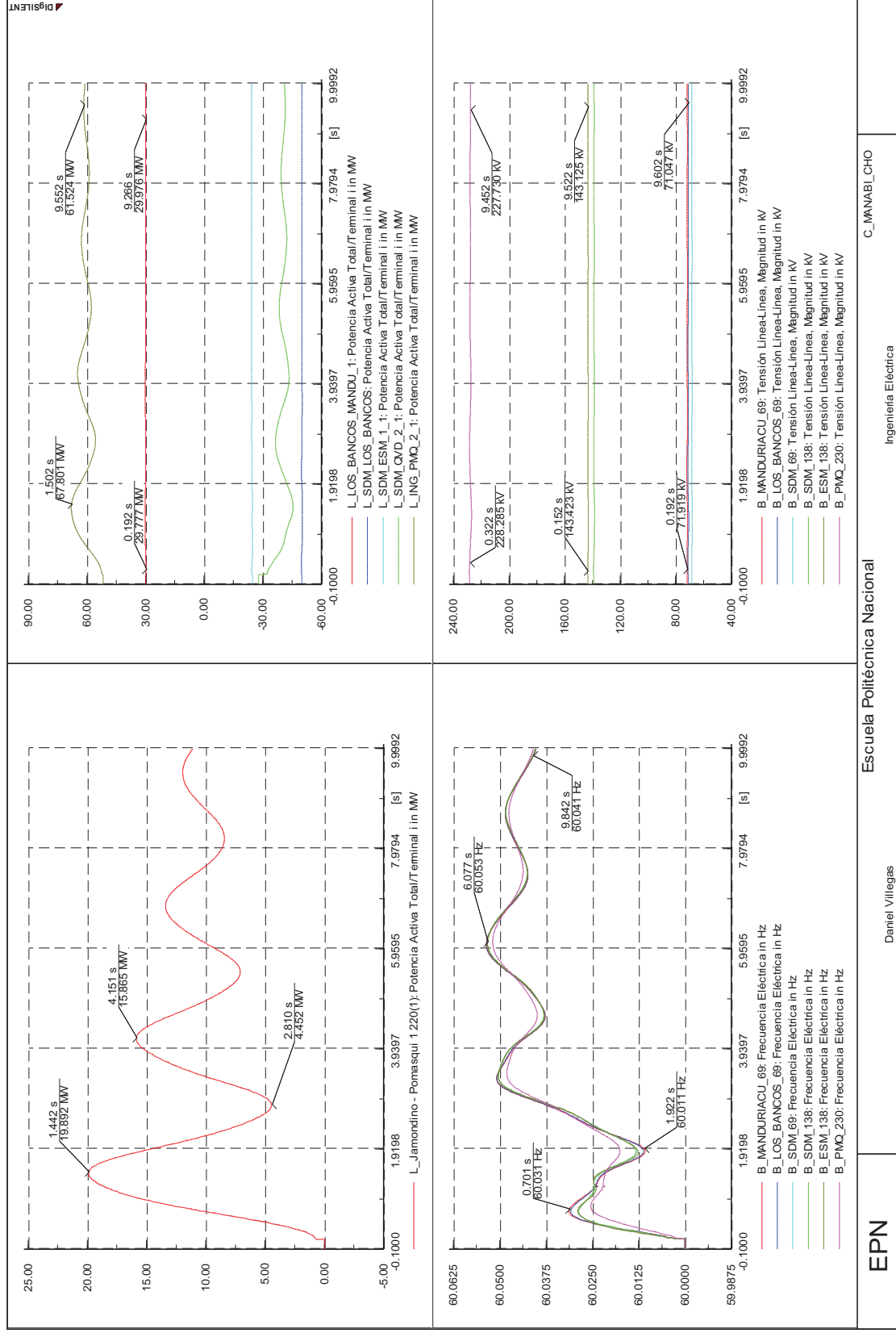


Figura A.21 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario seco demanda máxima

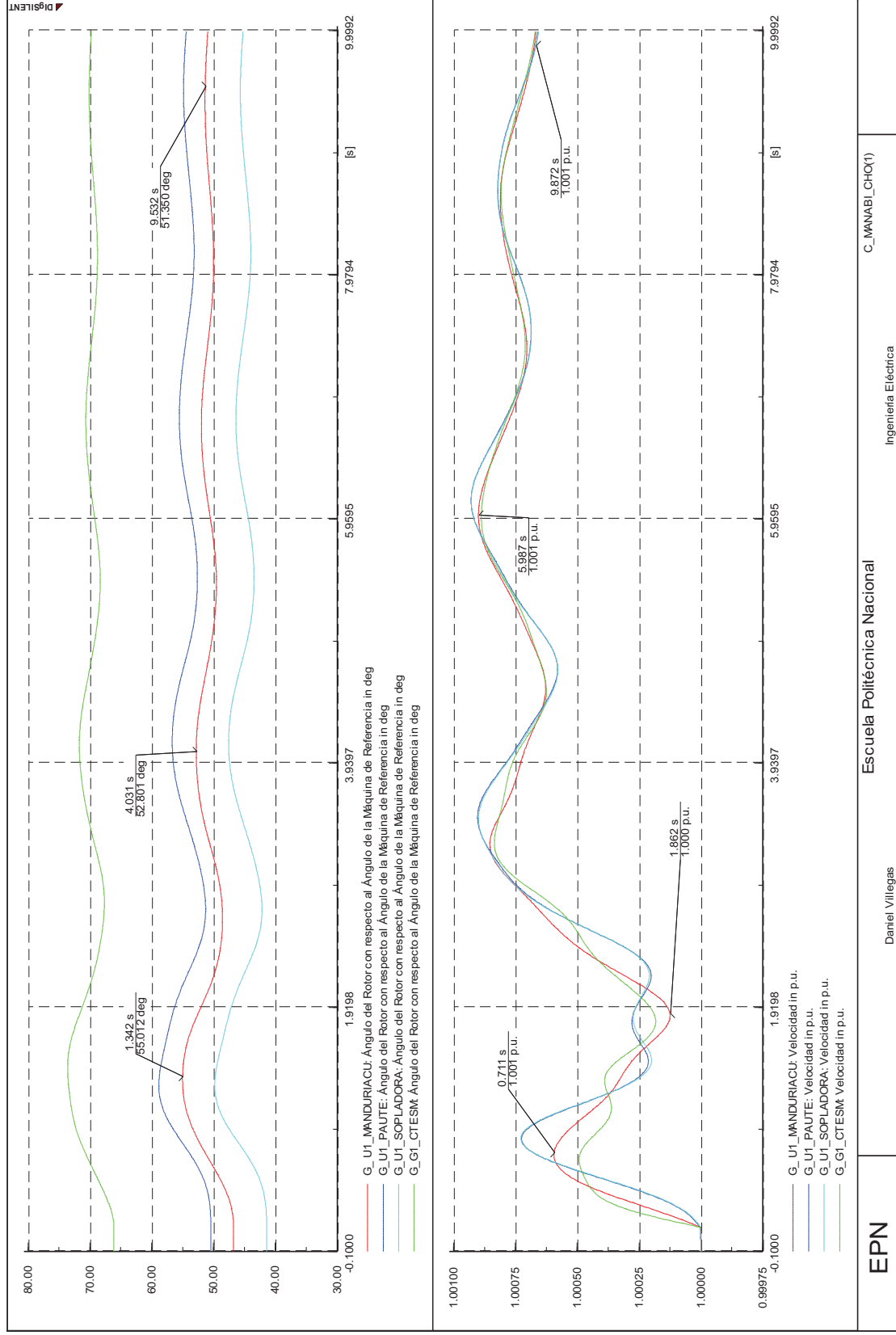
EPN

Escuela Politécnica Nacional

Daniel Villegas

Ingeniería Eléctrica

C_MANABI_CHO



EPN

Daniel Villegas

Escuela Politécnica Nacional

Ingeniería Eléctrica

C_MANABI_CHO(1)

Figura A.22 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Chone de 62,79 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.4 PÉRDIDA DE CARGA EN MANTA, F.P. 0,96 INDUCTIVO

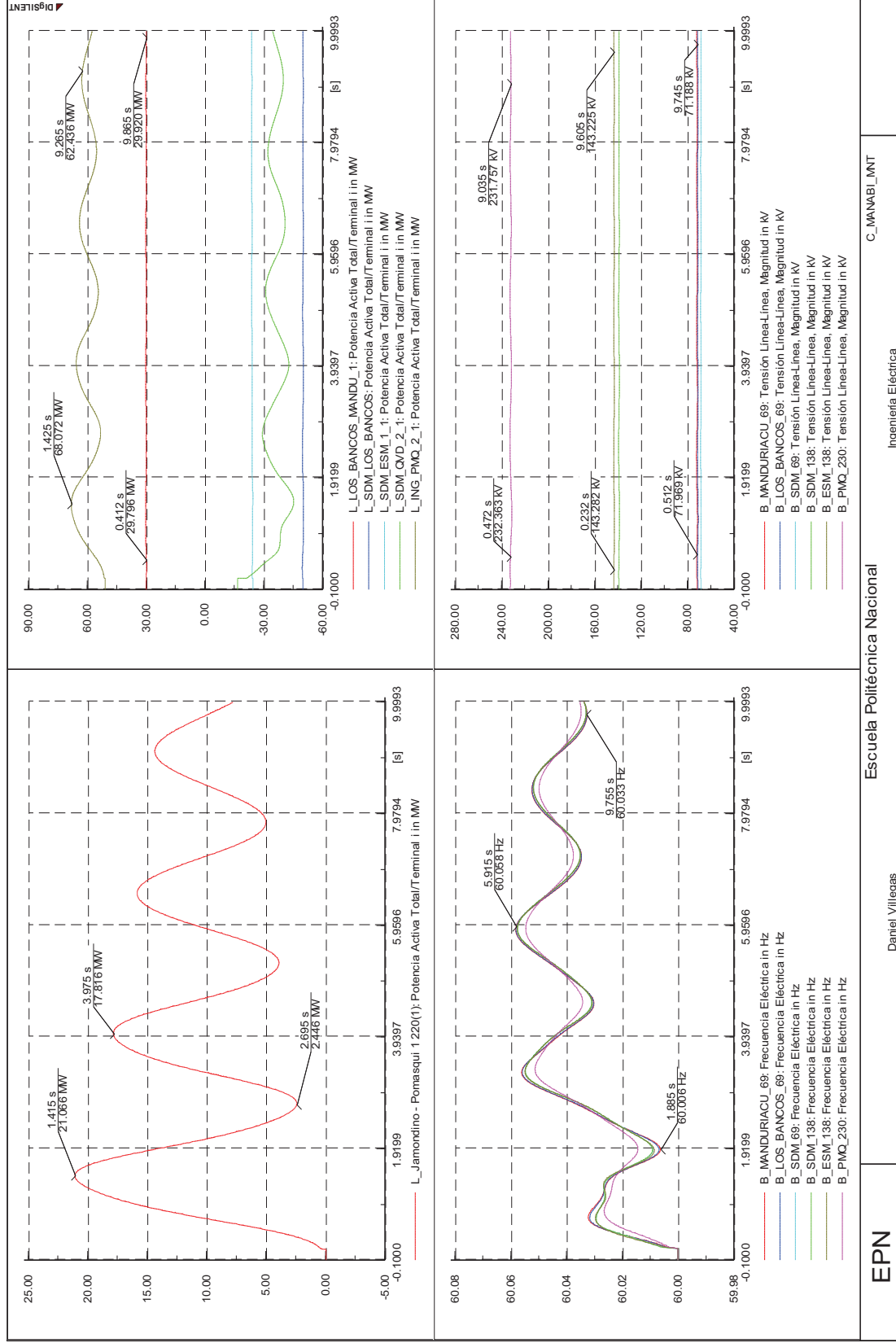


Figura A.23 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario lluvioso demanda máxima

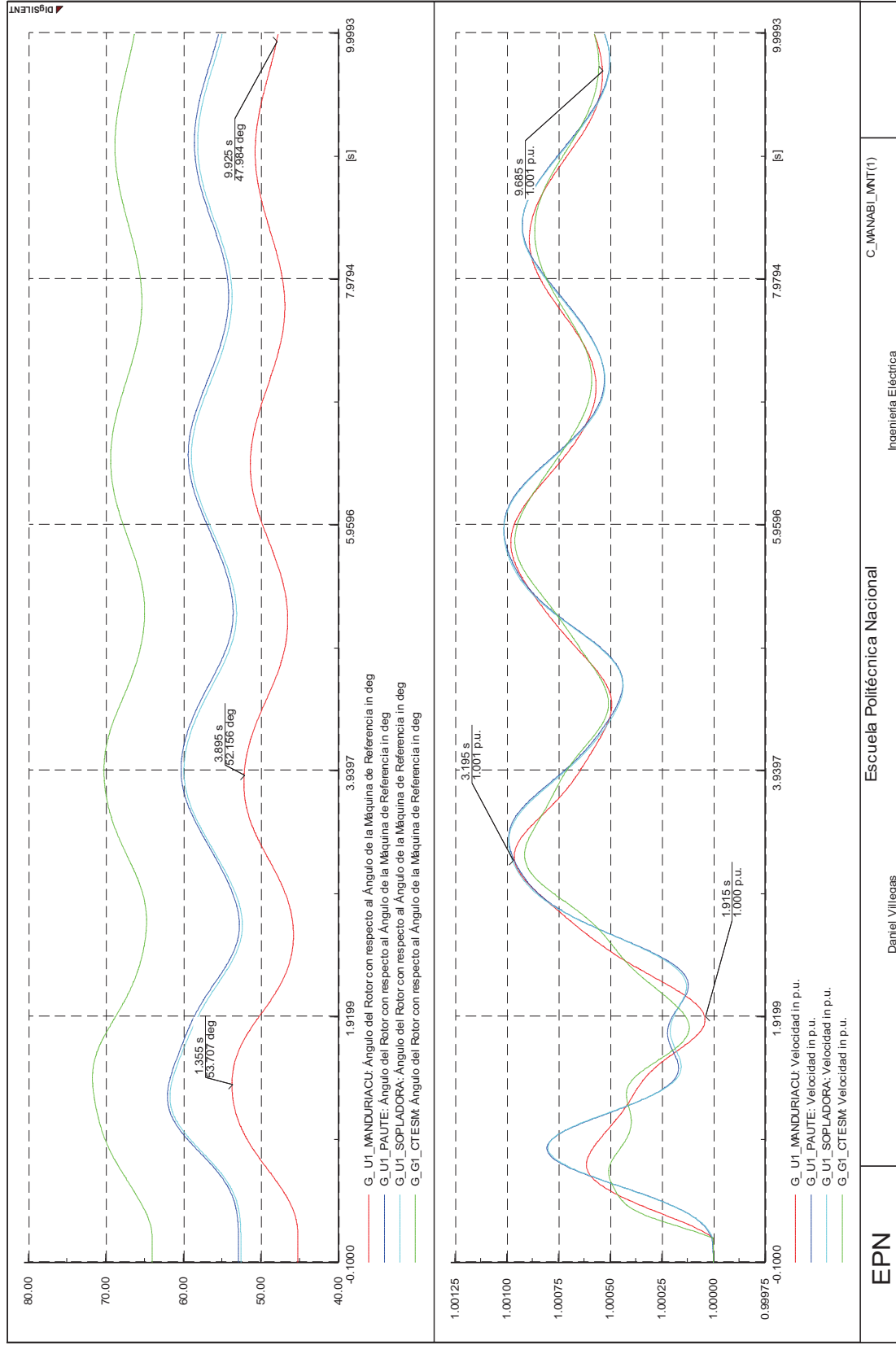


Figura A.24 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario lluvioso demanda máxima

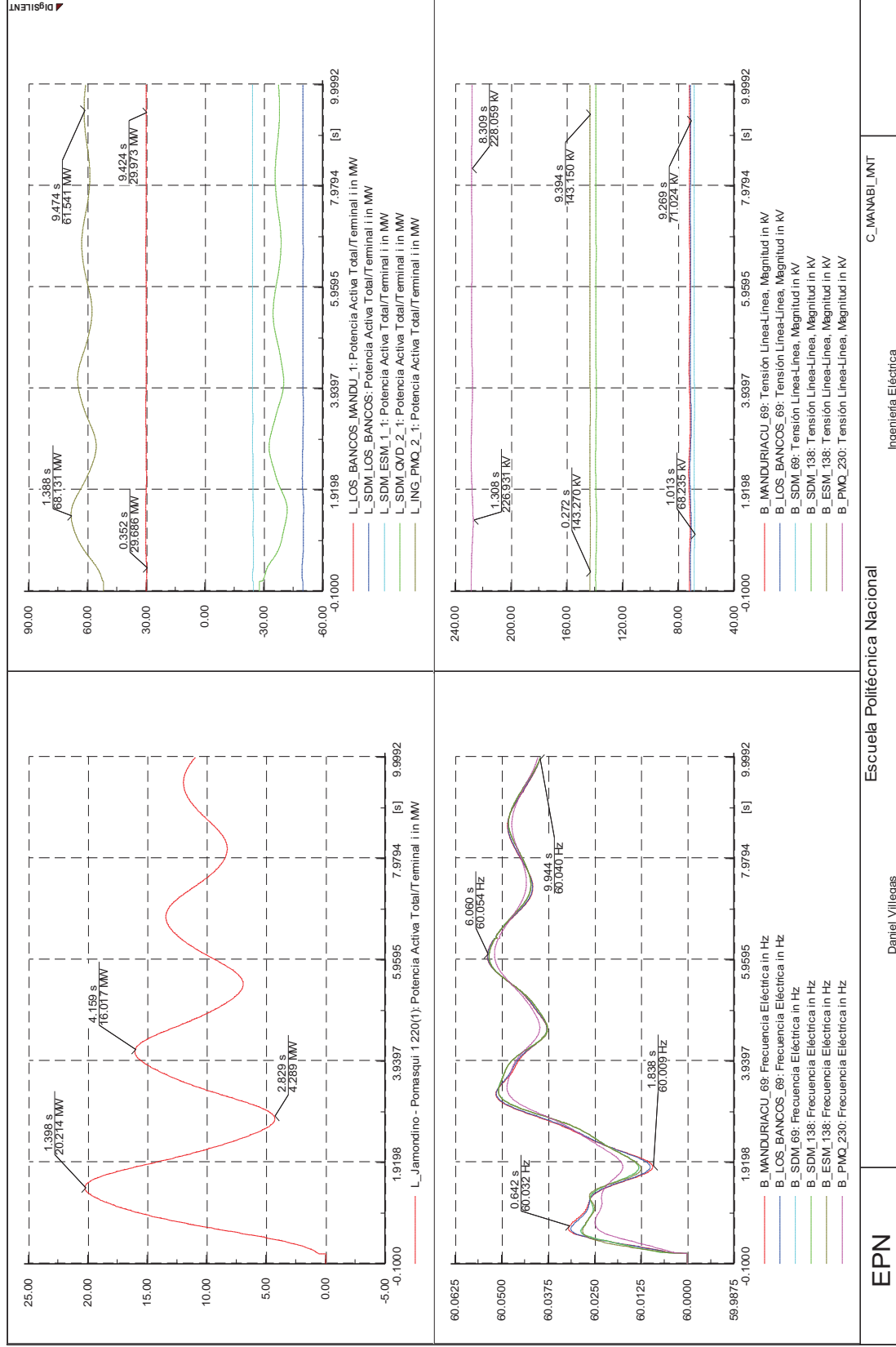


Figura A.25 Flujos y Voltajes, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario seco demanda máxima

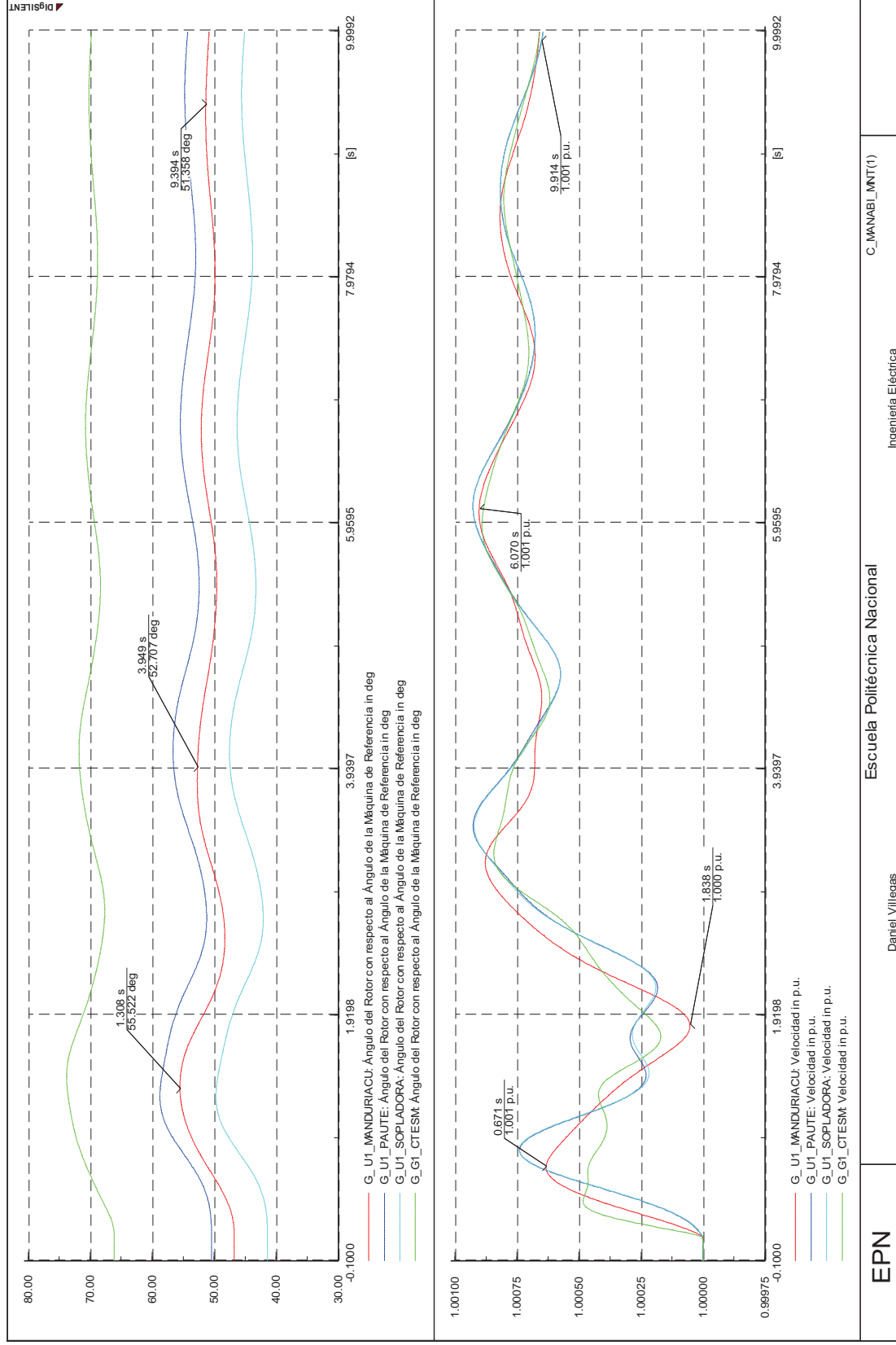
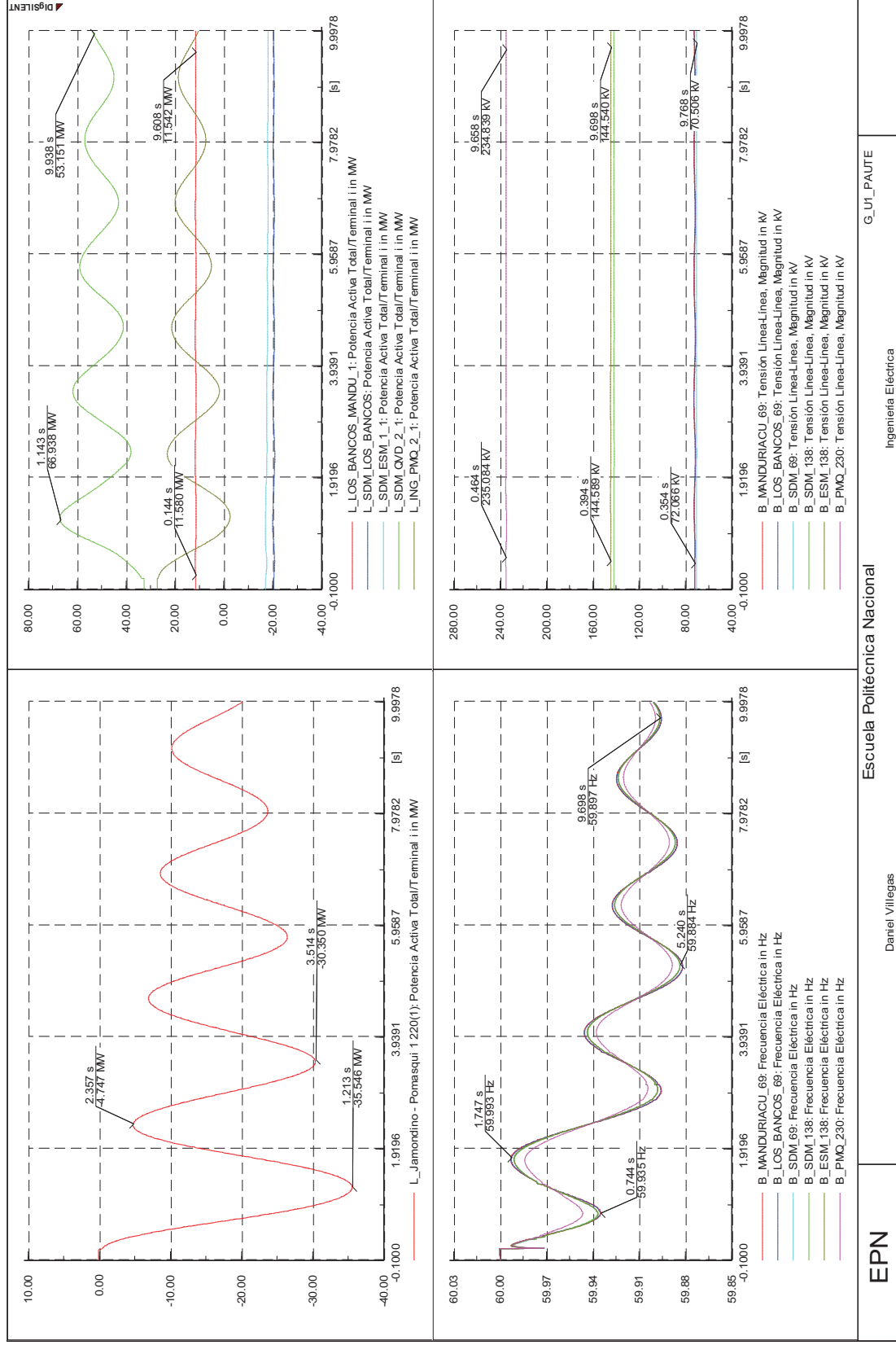


Figura A.26 Ángulos y Velocidades, Pérdida de carga en Manta de 66,47 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.5 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE



EPN

Daniel Villegas

Escuela Politécnica Nacional

Ingeniería Eléctrica

G_UT_PAUTE

Figura A.27 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. H. Paute AB de 100 MW, escenario Iluvioso demanda mínima

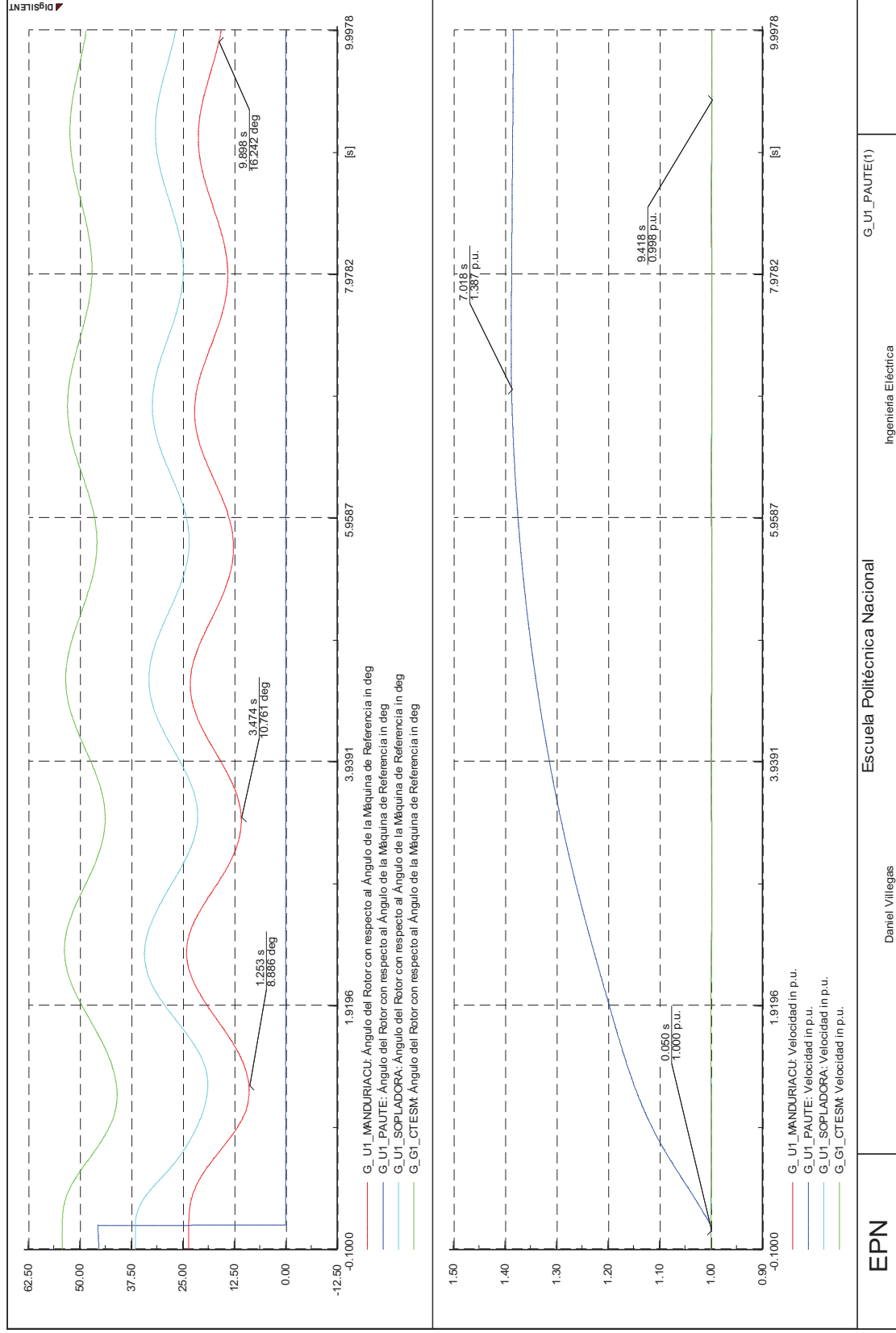
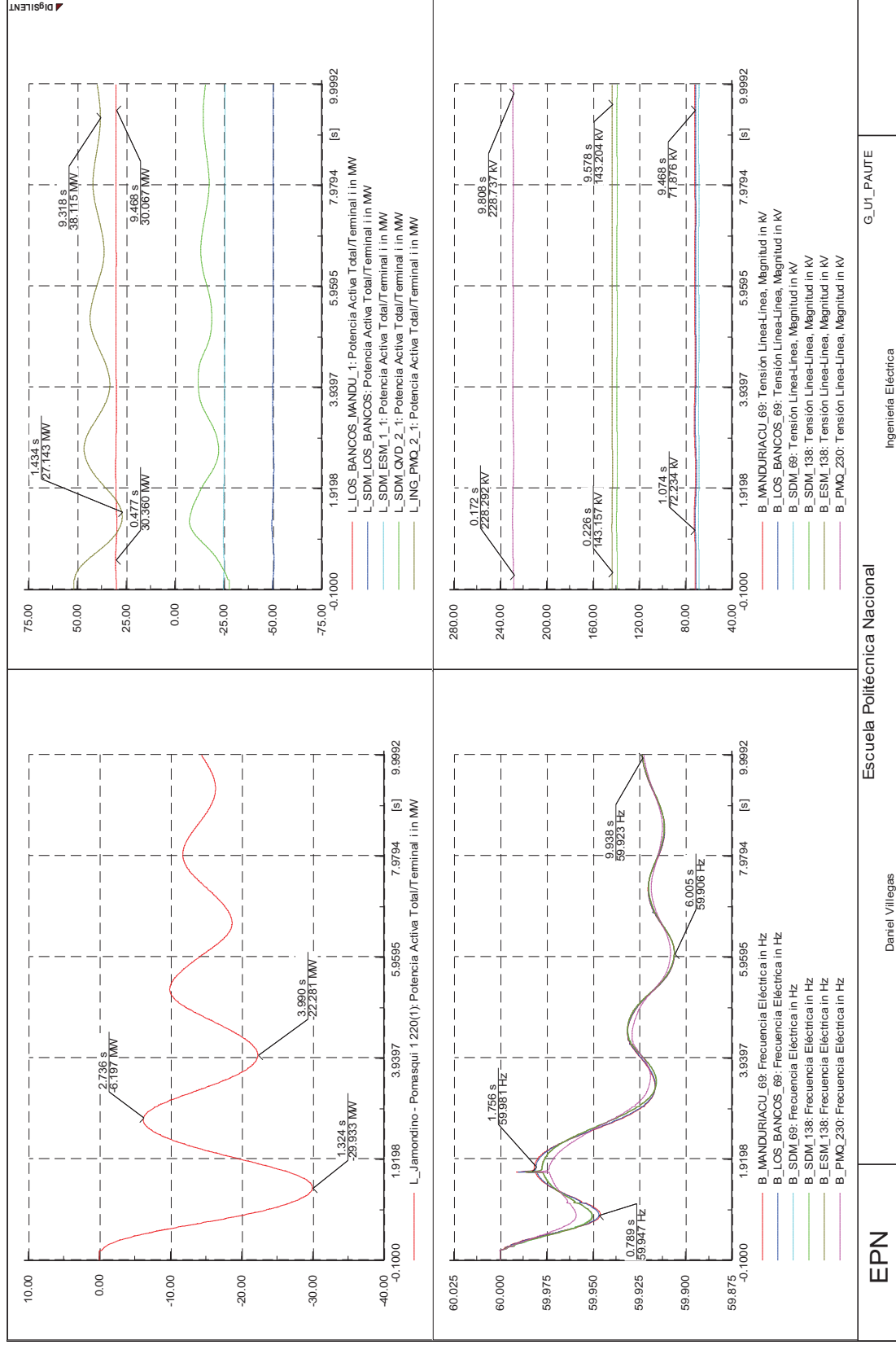


Figura A.28 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. H. Paute AB de 100 MW, escenario lluvioso demanda mínima



EPN

Escuela Politécnica Nacional

G_UT_PAUTE

Daniel Villegas

Ingeniería Eléctrica

Figura A.29 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Paute AB de 90 MW, escenario seco demanda máxima

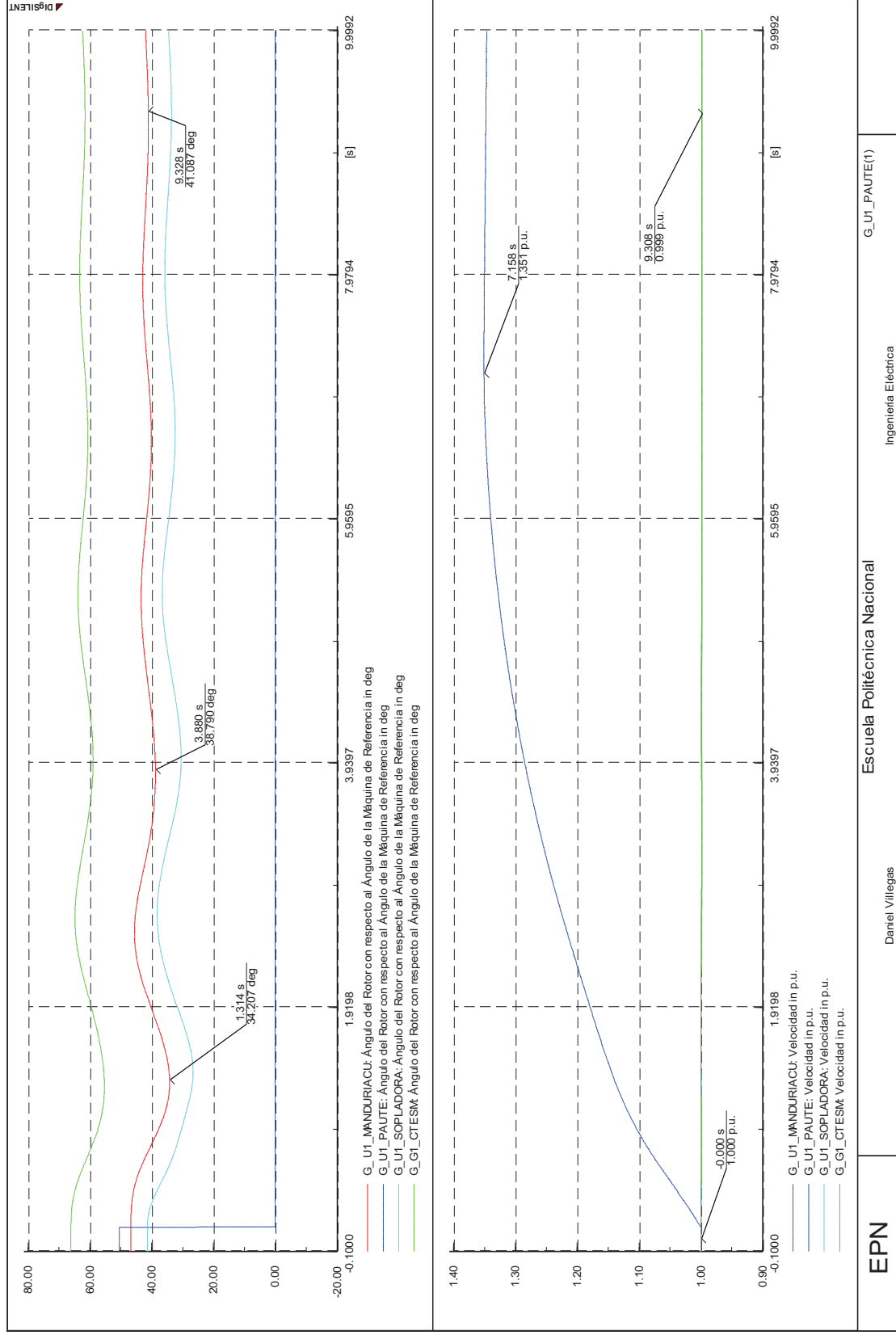


Figura A.30 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Paute AB de 90 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.6 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS

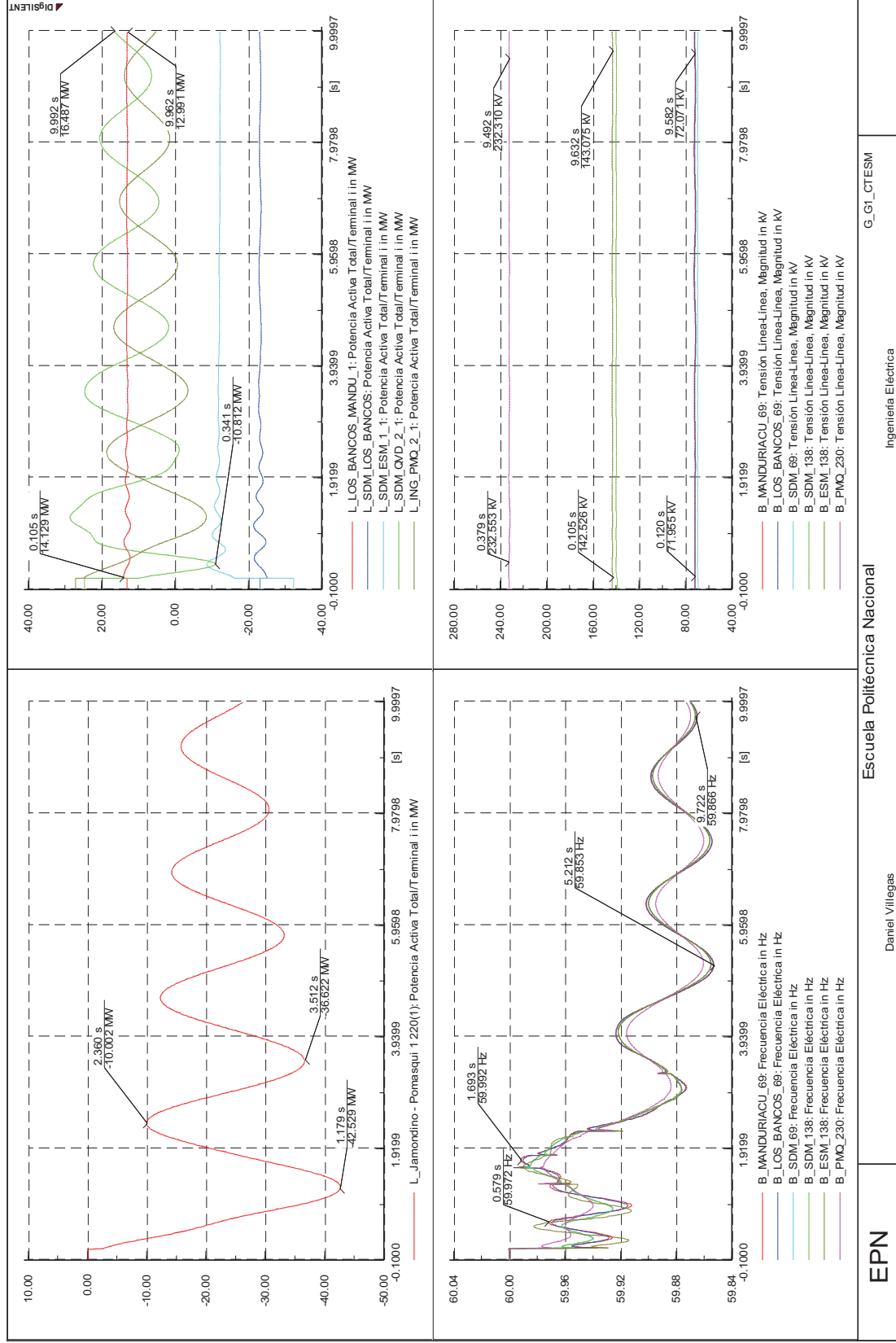


Figura A.31 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 130 MW, escenario seco demanda mínima

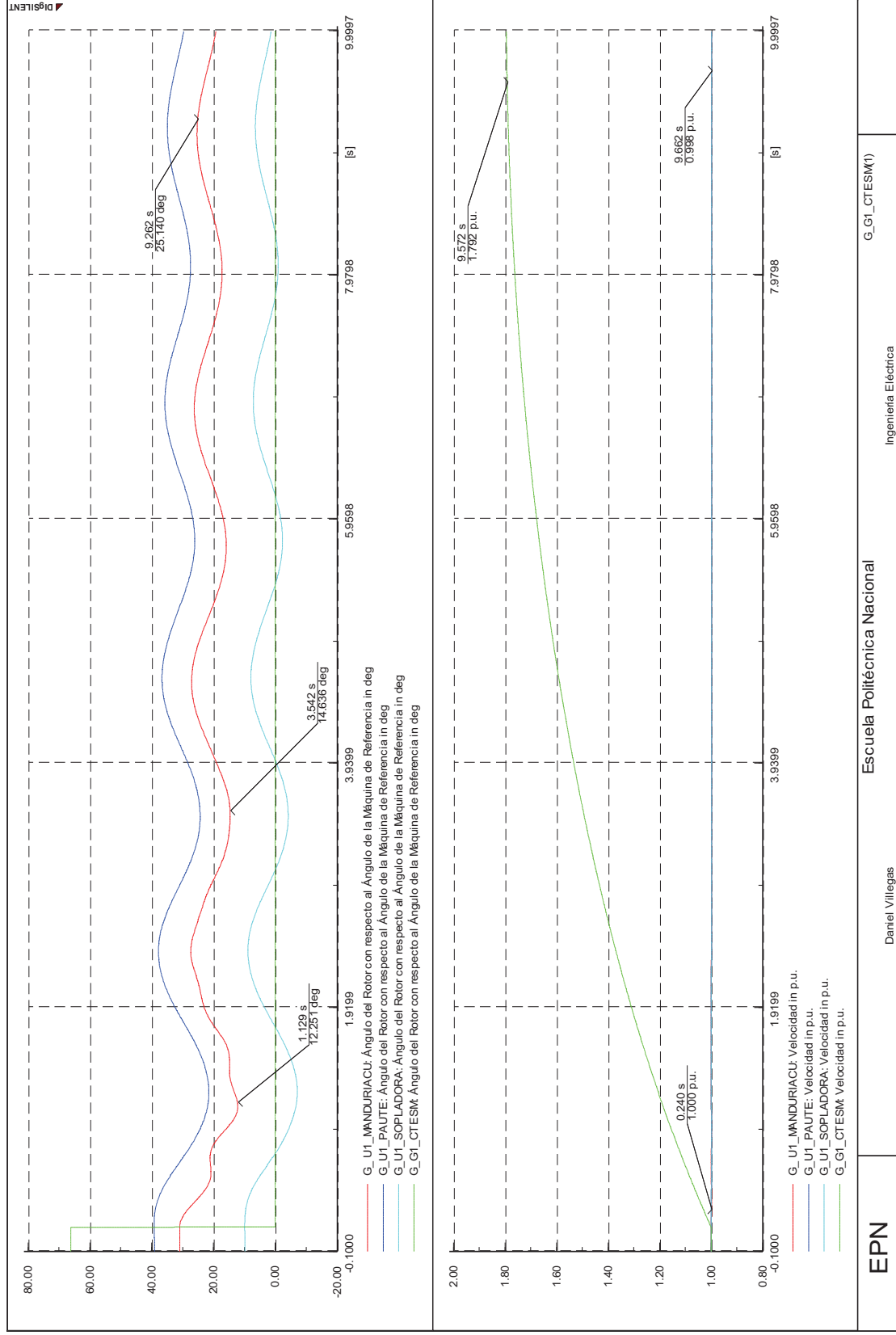
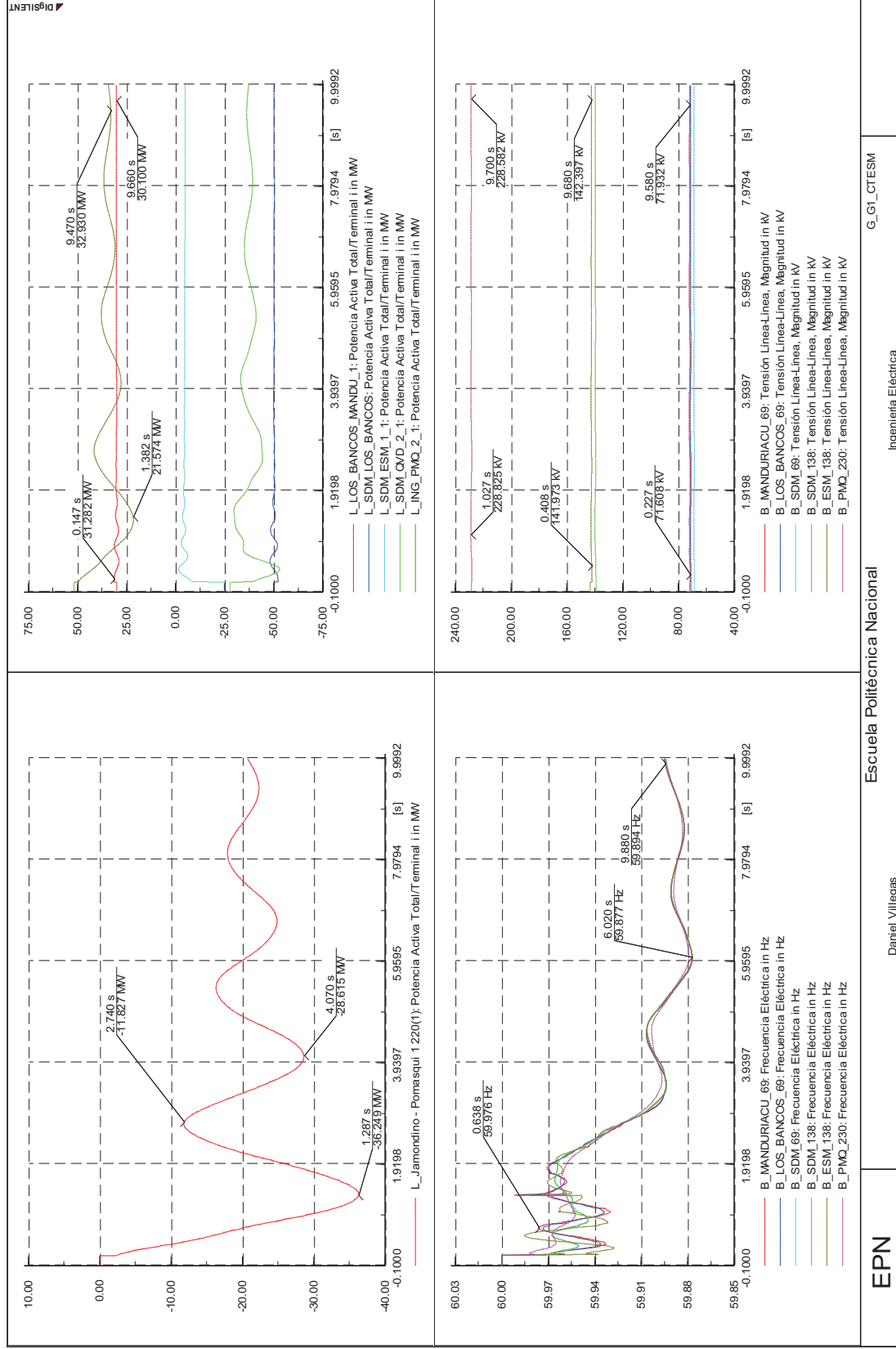


Figura A.32 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 130 MW, escenario seco demanda mínima



EPN

Escuela Politécnica Nacional

G_GI_CTESM

Daniel Villegas

Ingeniería Eléctrica

Figura A.33 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 127 MW, escenario seco demanda máxima

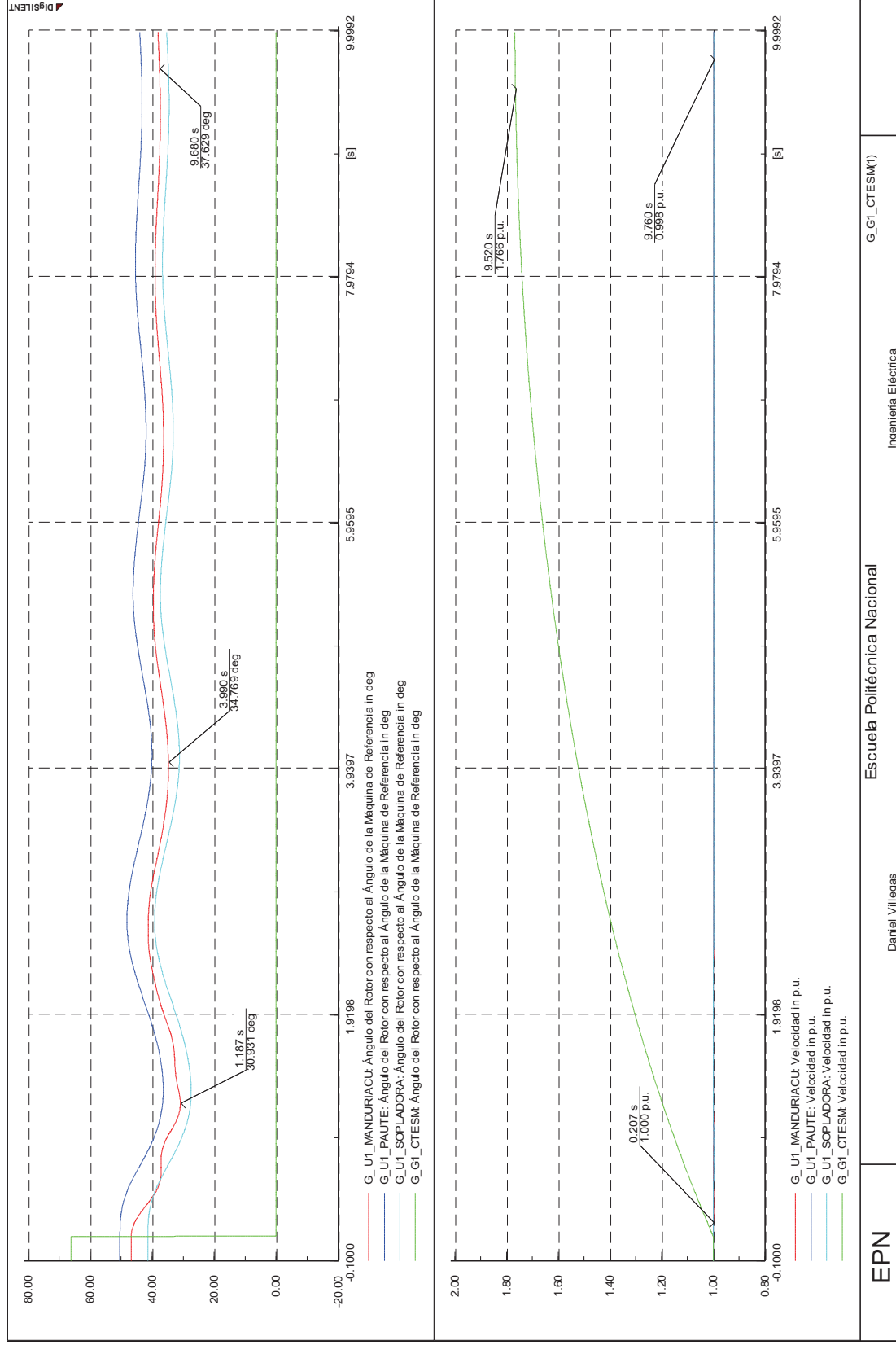


Figura A.34 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en C. T. Esmeraldas de 127 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.7 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN FRANCISCO

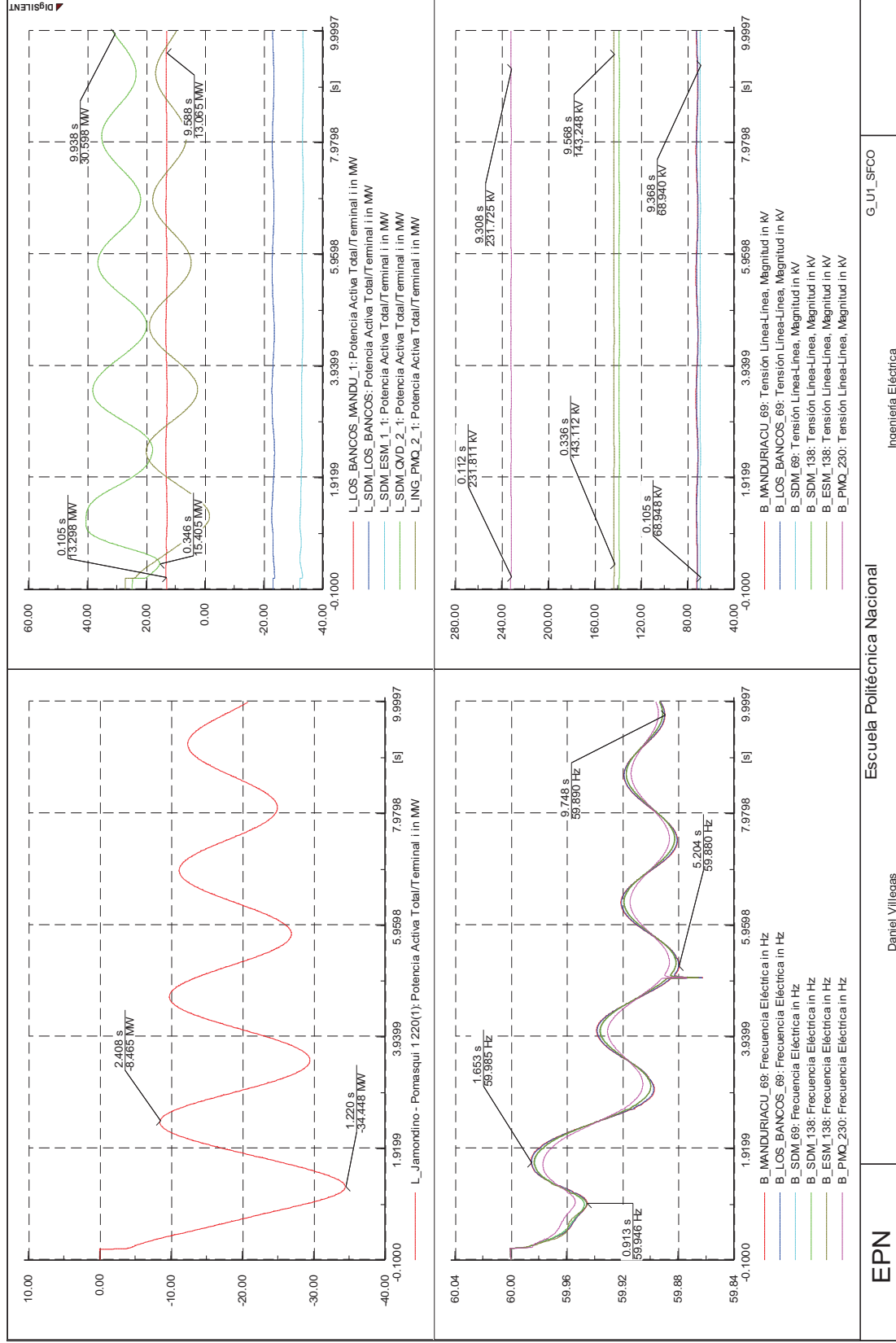


Figura A.35 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda mínima

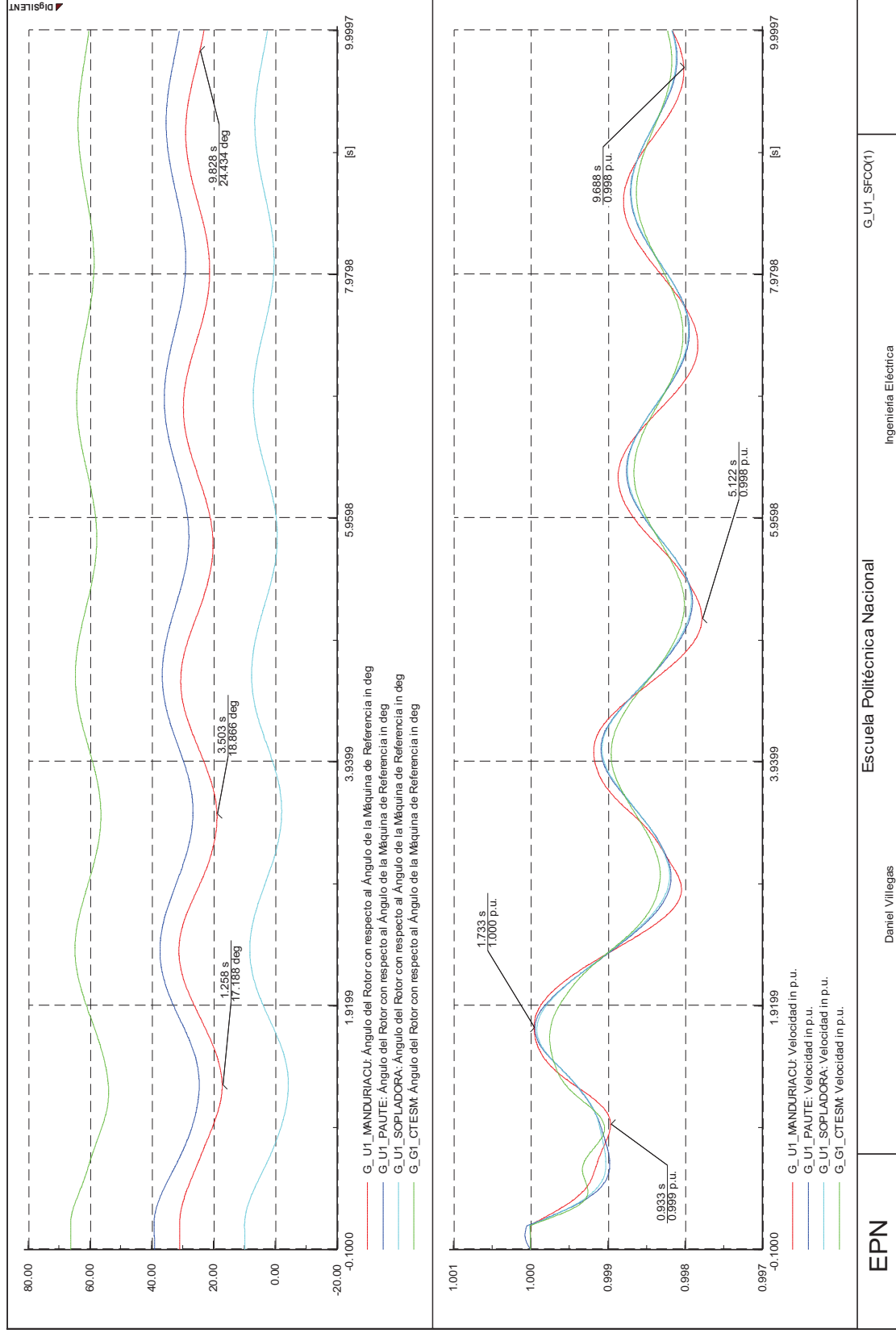
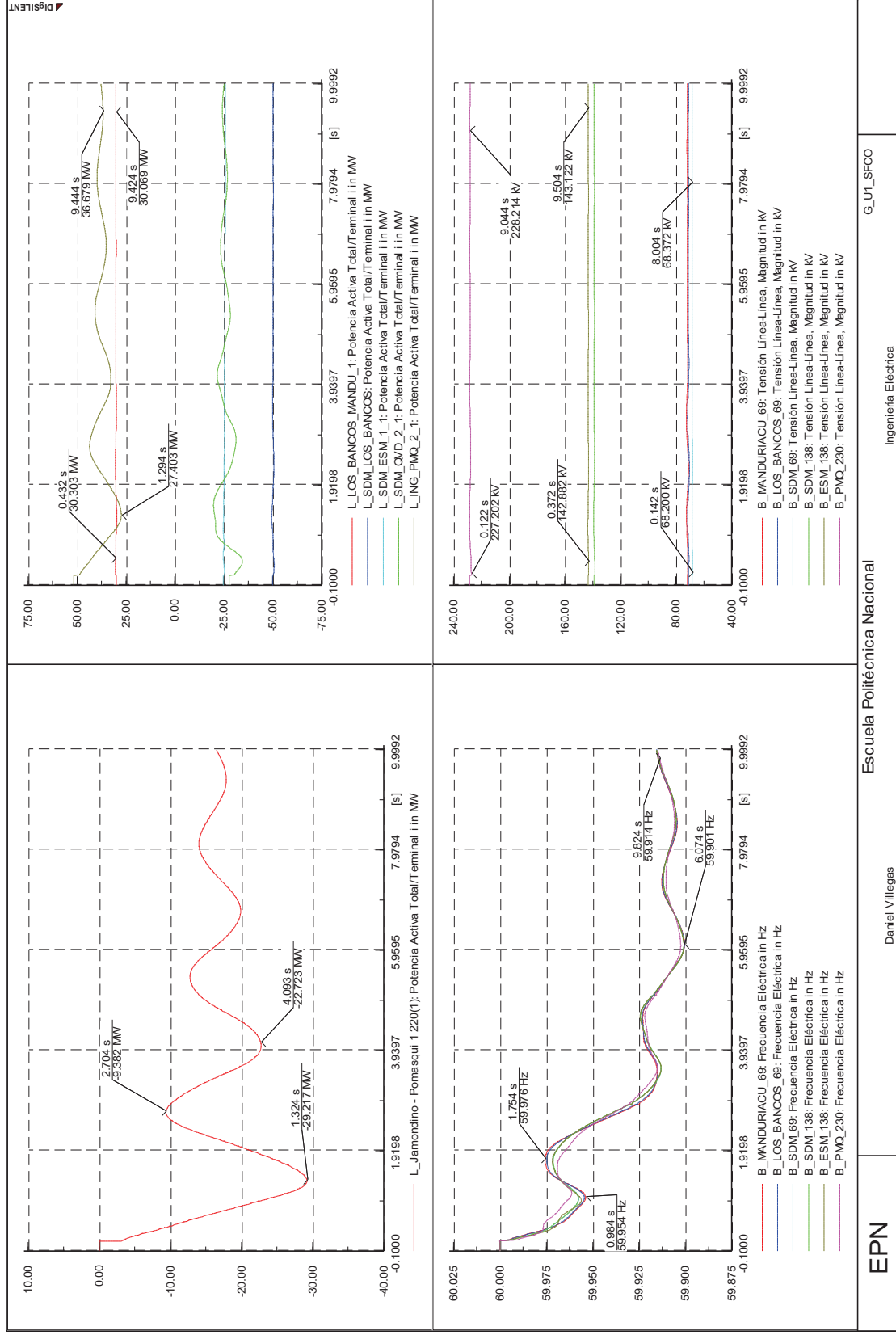


Figura A.36 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda mínima



EPN

Daniel Villegas

Escuela Politécnica Nacional

Ingeniería Eléctrica

G_U1_SFCCO

Figura A.37 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda máxima

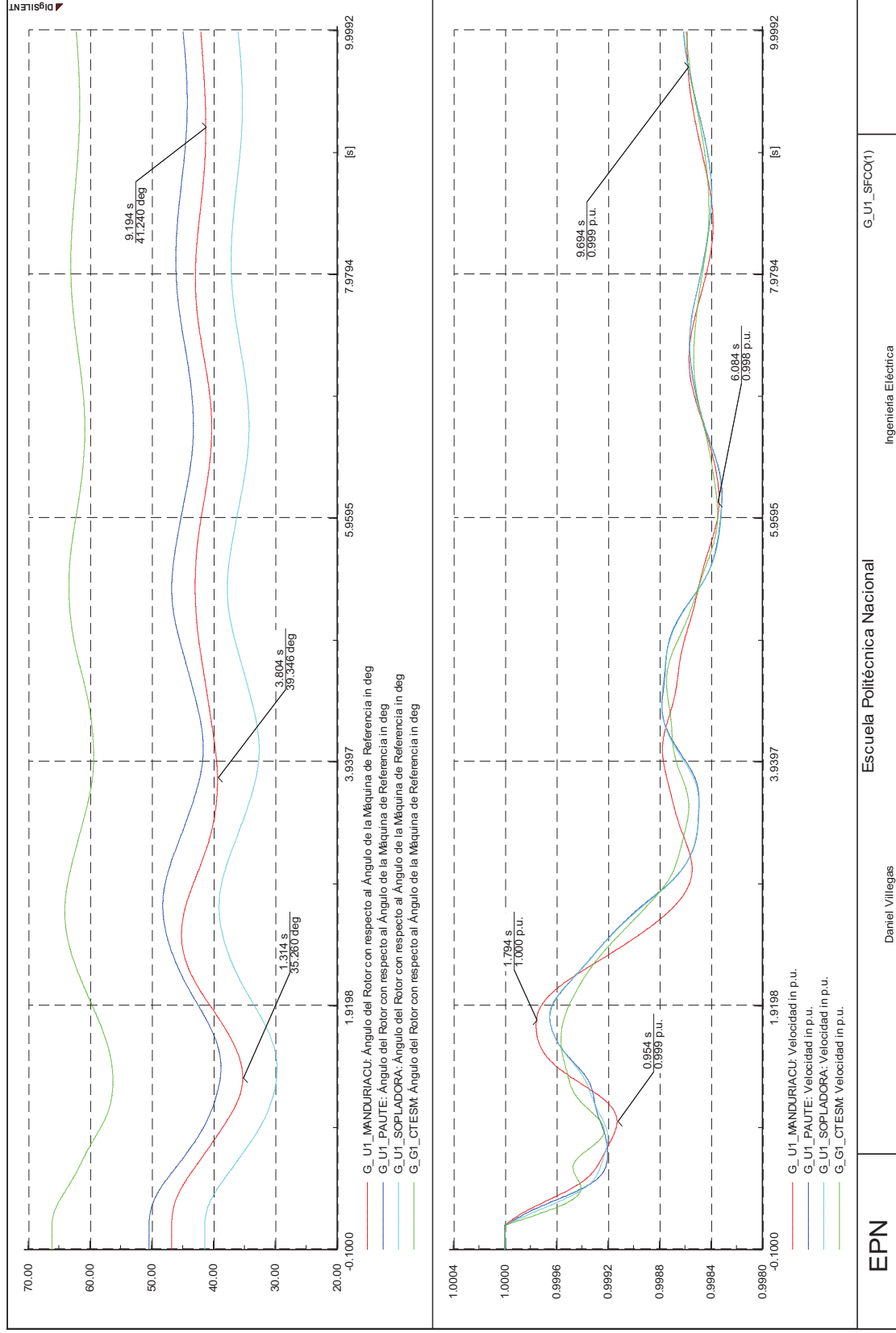


Figura A.38 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. San Francisco de 106 MW, escenario seco demanda máxima

A.3.8 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYÁN

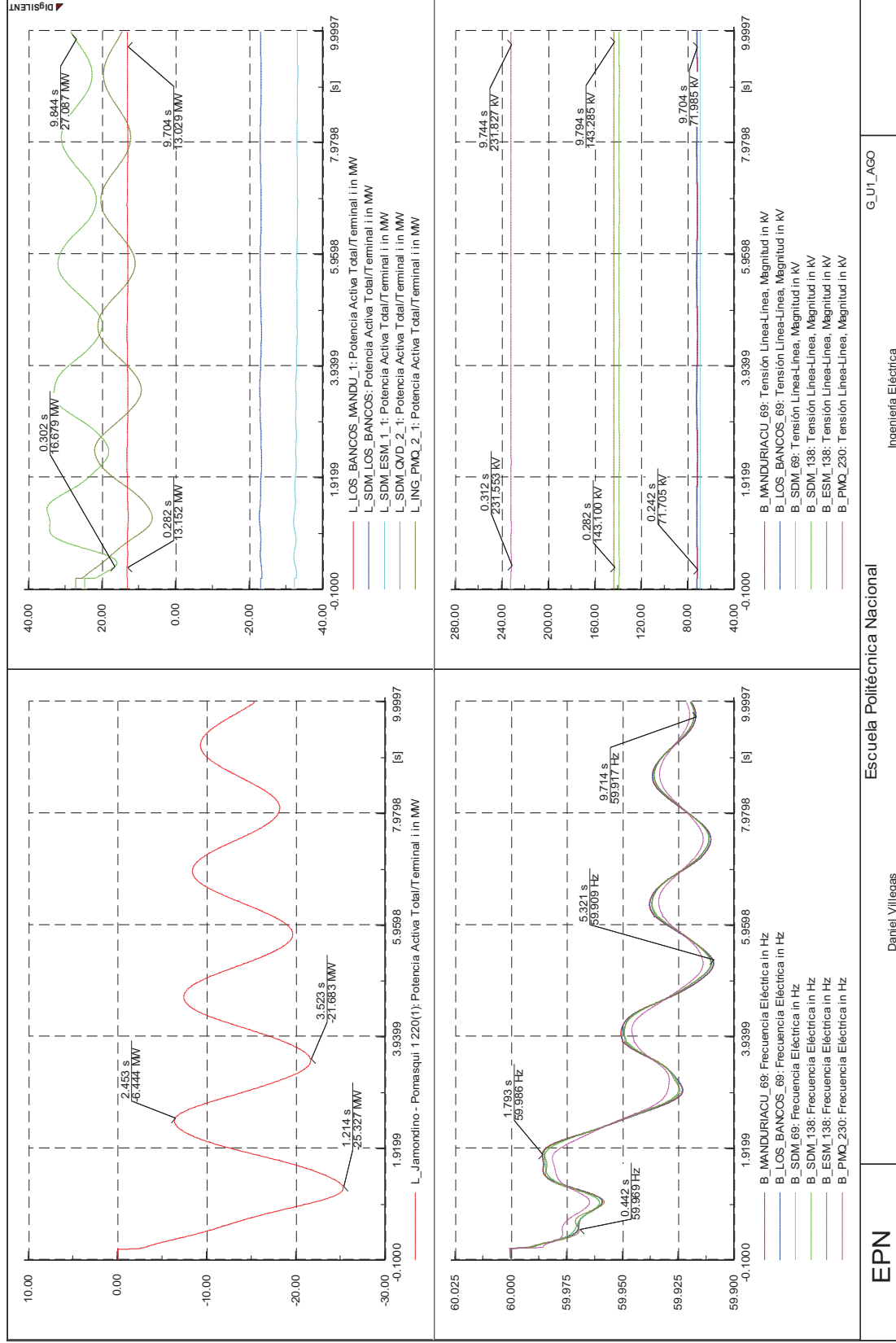


Figura A.39 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 78 MW, escenario seco demanda mínima

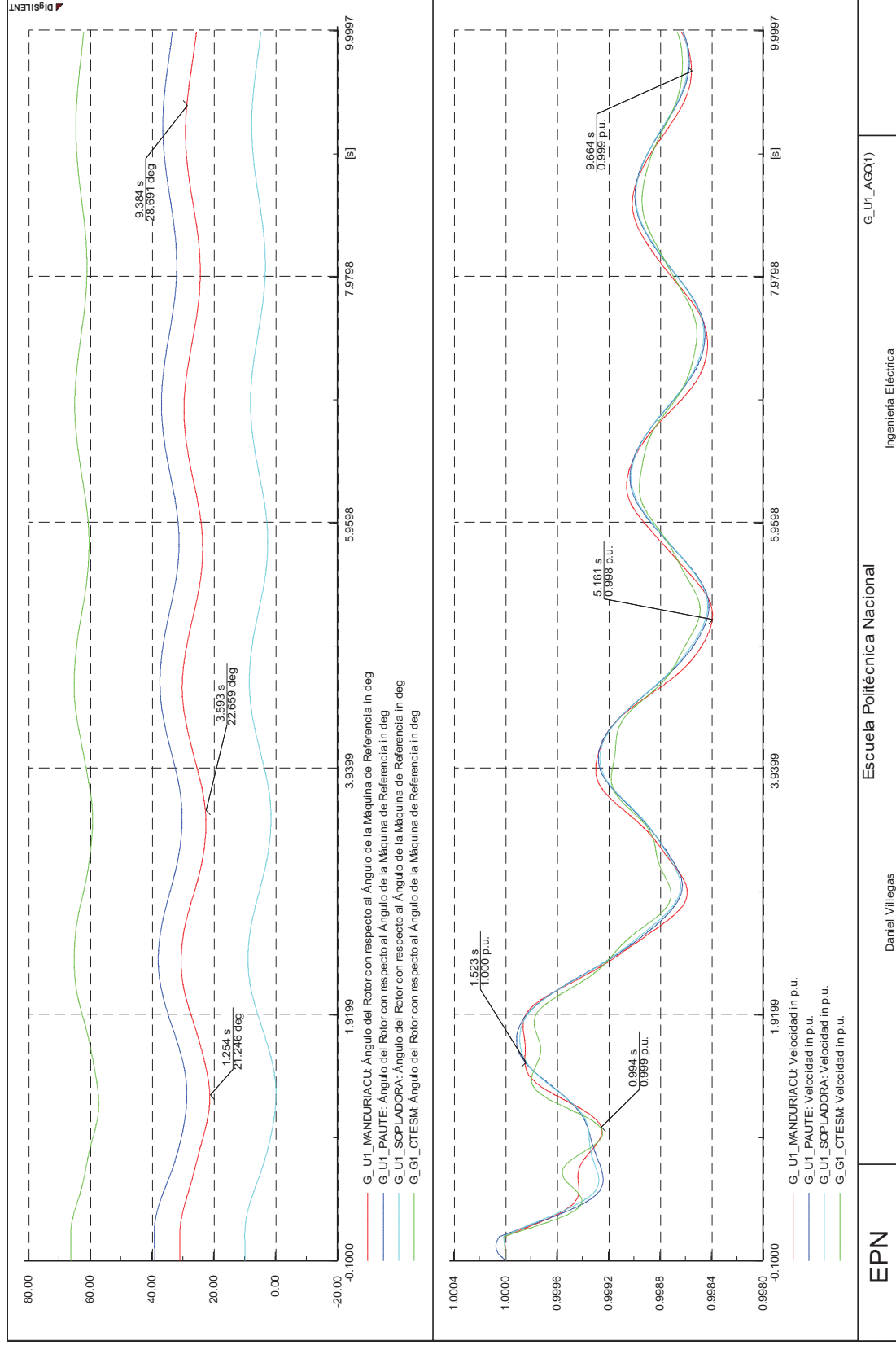


Figura A.40 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Aگویán de 78 MW, escenario seco demanda mínima

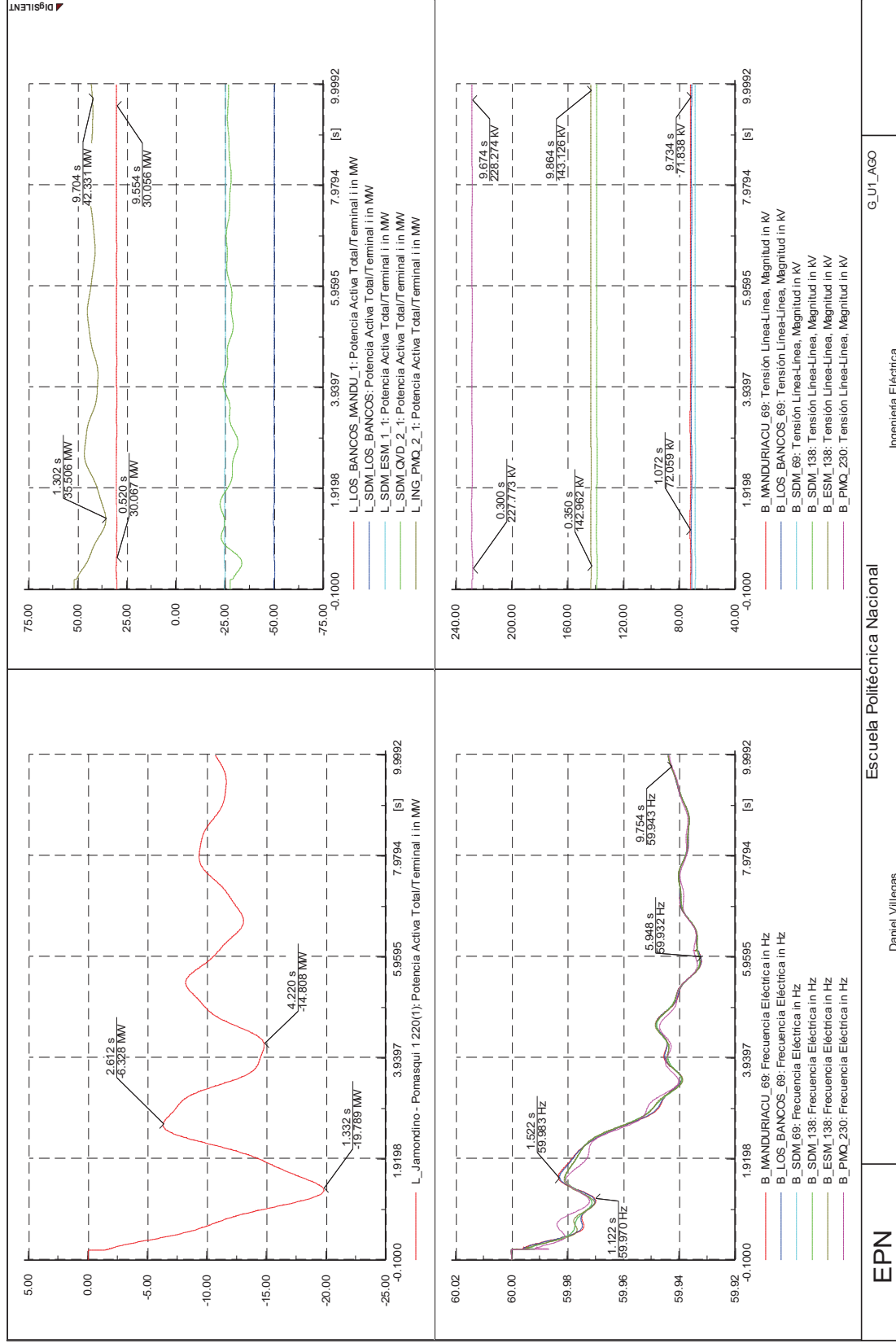


Figura A.41 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 71 MW, escenario seco demanda máxima

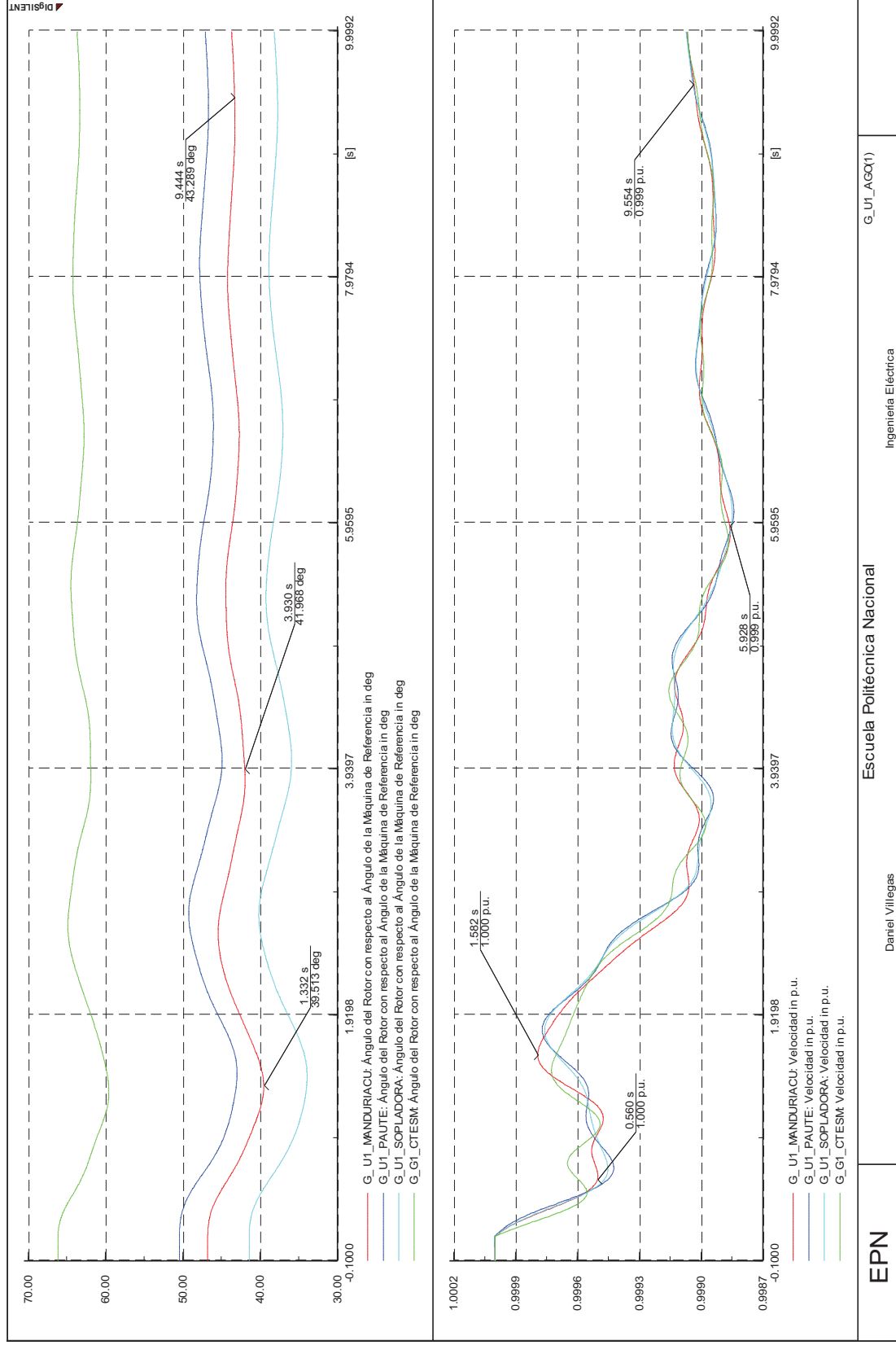


Figura A.42 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación en la C. H. Agoyán de 71 MW, escenario seco demanda máxima

**A.3.9 SALIDA DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA TOACHI
PILATÓN**

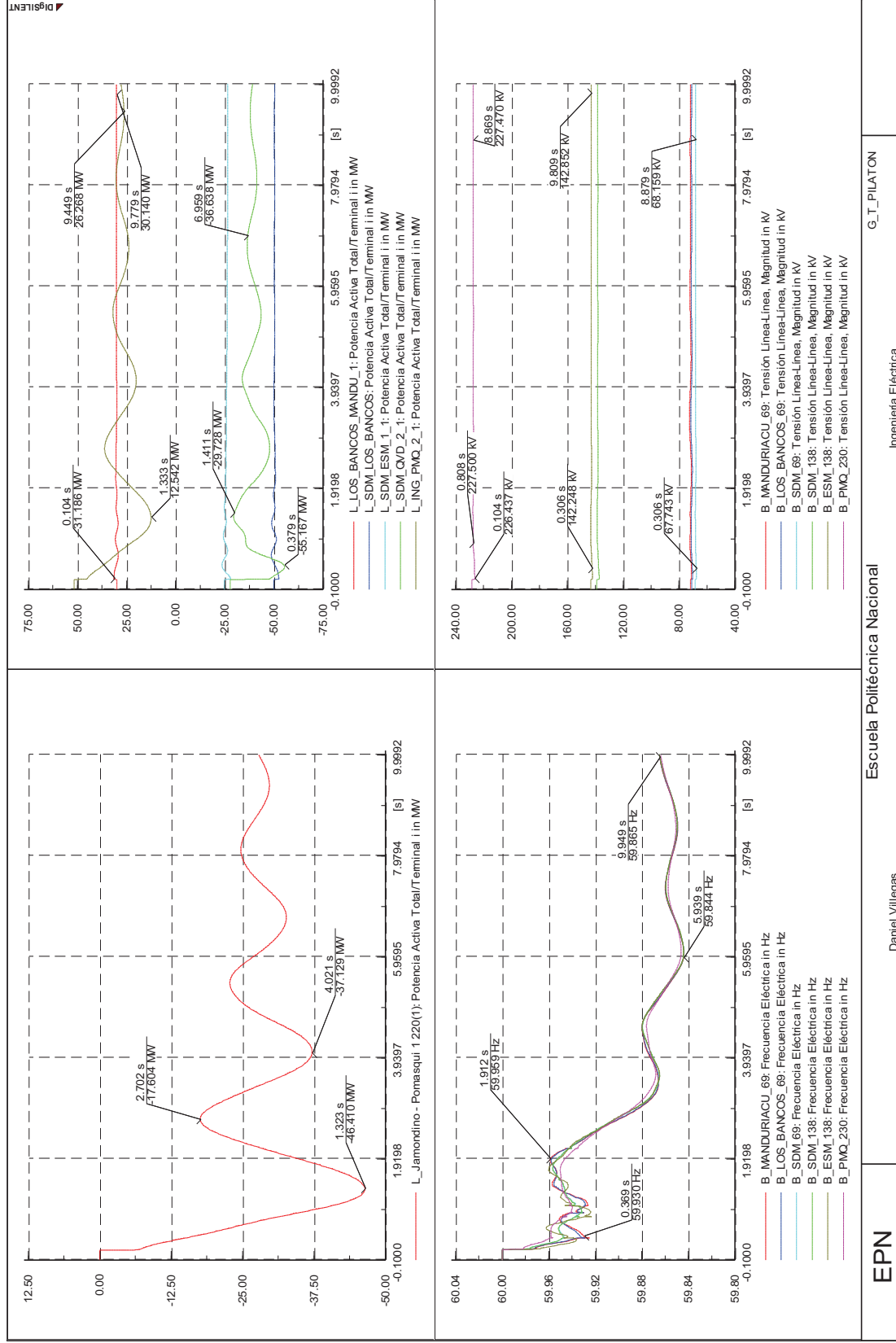


Figura A.43 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 89 MW, escenario seco demanda máxima

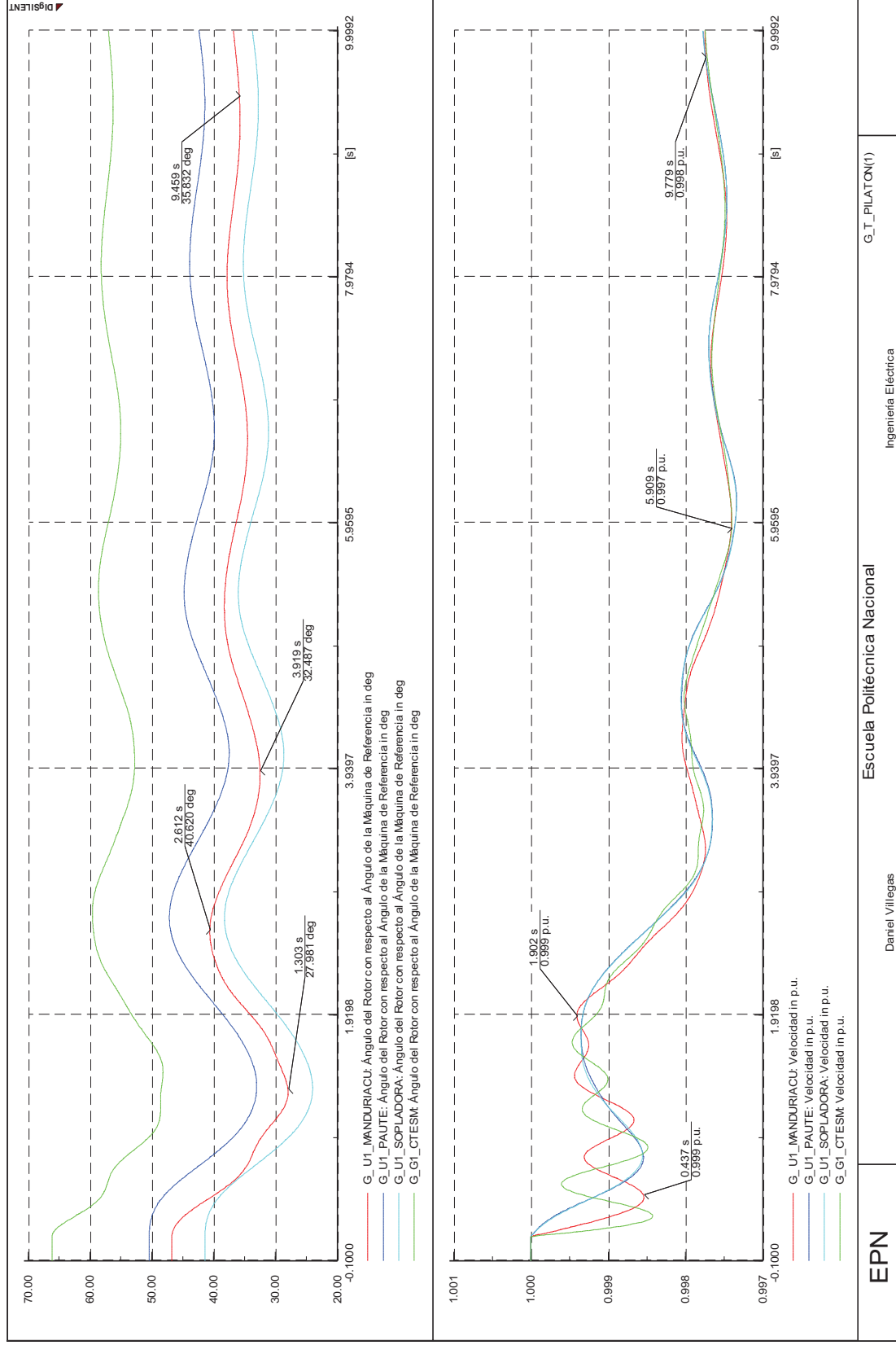


Figura A.44 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 89 MW, escenario seco demanda máxima

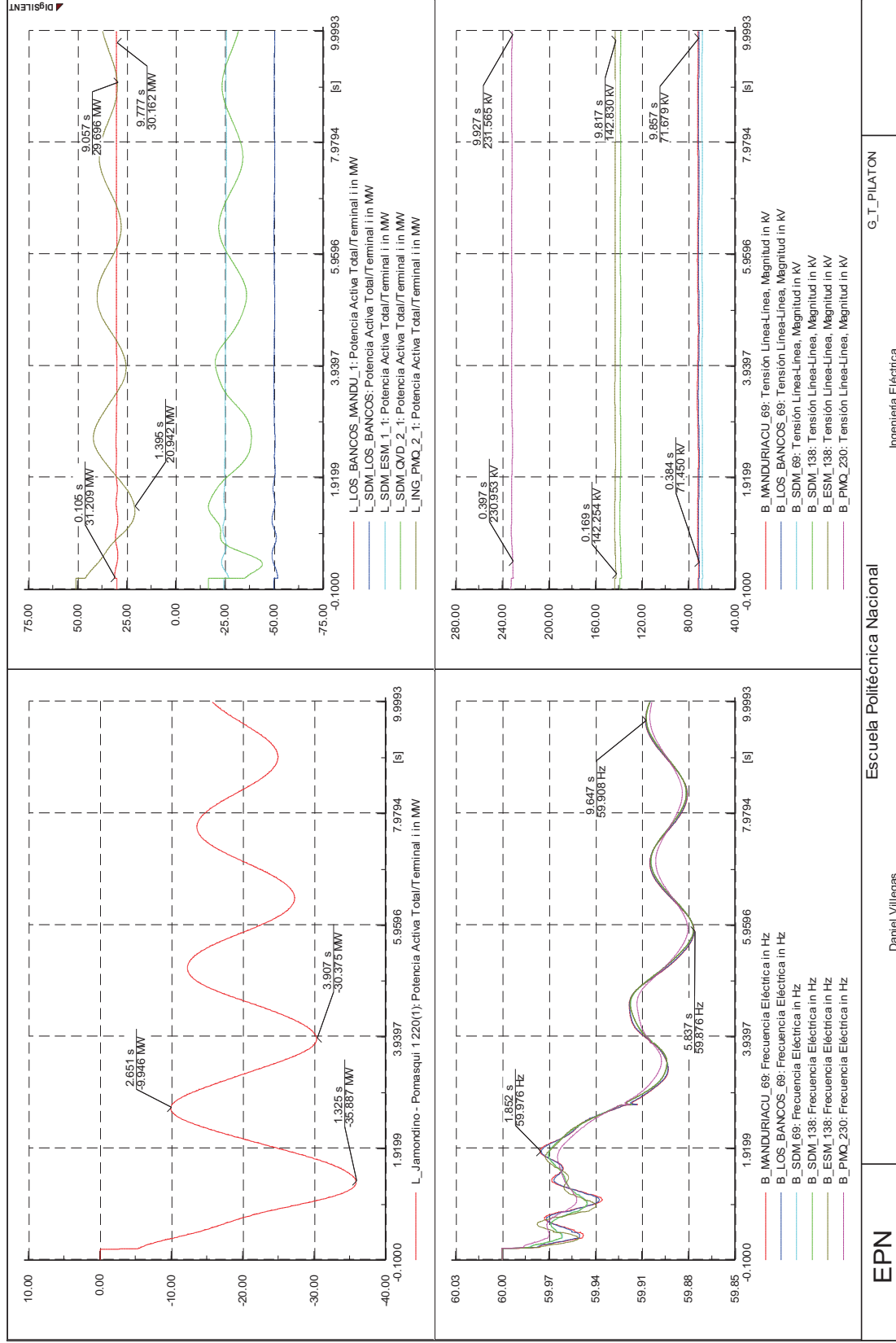


Figura A.45 Flujos y Voltajes, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 65 MW, escenario lluvioso demanda máxima

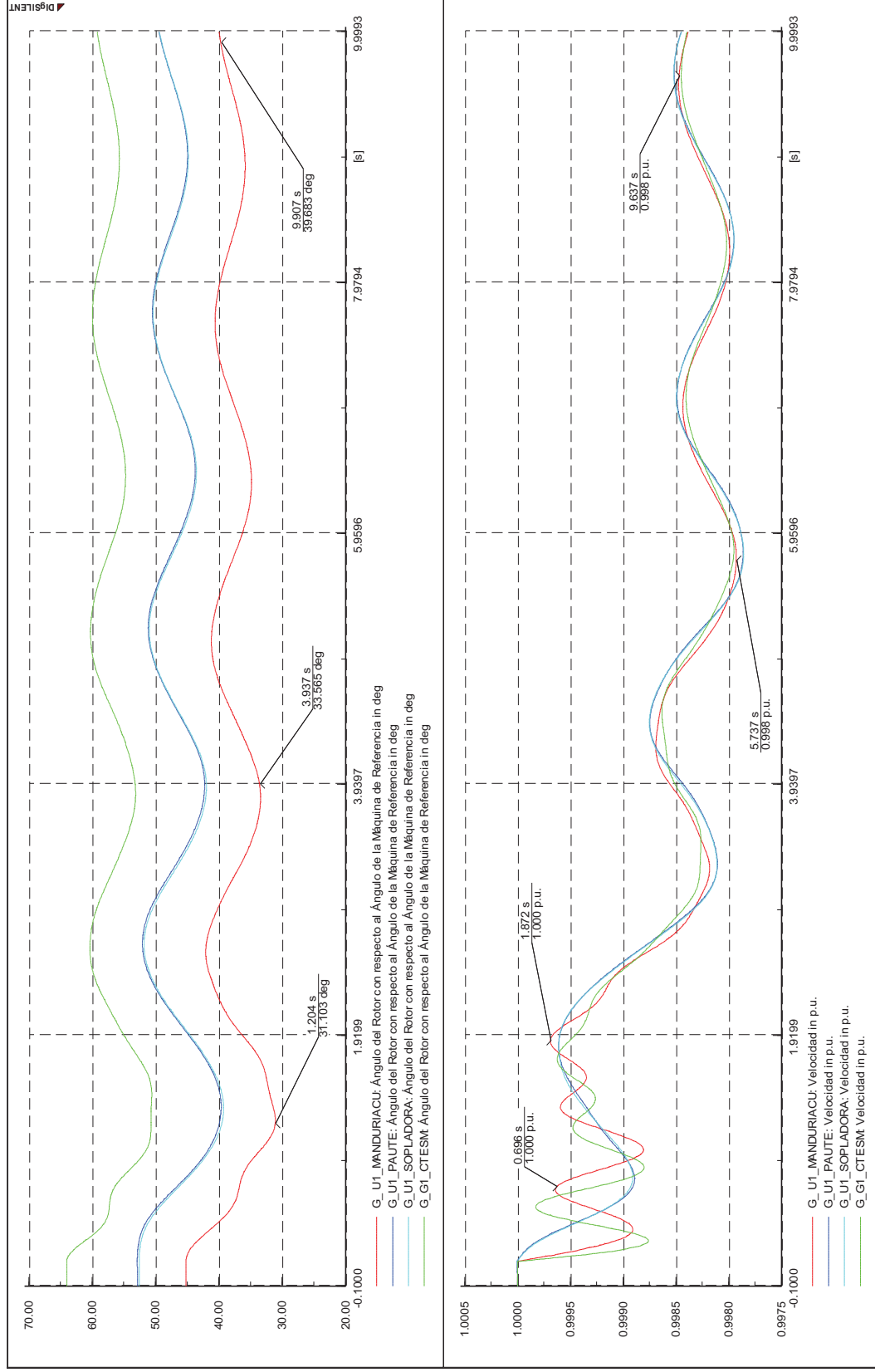


Figura A.46 Ángulos y Velocidades, Pérdida de generación C. H. Toachi Pilatón de 65 MW, escenario Iluvioso demanda máxima