



**UNIVERSIDAD DE SEVILLA**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**MÁSTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**



## **TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**ESTUDIOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE  
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO  
BOLIVIANO.**

**Autor:** ROBERTO CARLOS DELGADO ALANES.

**Tutores:** Dr. ALEJANDRO MARANO MARCOLINI.  
Dr. JOSÉ LUIS MARTÍNEZ RAMOS.

Sevilla, Abril de 2015.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo se lo dedico con mucho cariño,

A mis padres: Victoria y Sabino (+).

A Isabel y a mis hijos Jair y Nicolás, que llenan mi vida de alegría y ternura.

A toda mi familia, a mis amigos, y a todas aquellas personas que siempre estuvieron a mi lado apoyándome de manera espontánea en todo momento de mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, que me ha brindado la gracia de la existencia y su inmensa bondad, por proporcionarme la salud y fuerza espiritual que uno más lo necesita.

A mi familia por su apoyo moral y anímico, y por toda su paciencia y comprensión.

Mis tutores: Dr. Alejandro Marano Marcolini y Dr. José Luis Martínez Ramos por su colaboración, orientación y su desprendimiento de tiempo para la revisión del presente trabajo.

A los docentes del *Master en Sistemas de Energía Eléctrica*, por su calidad humana y todas sus enseñanzas.

A la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla por abrirme las puertas y cobijarme hasta la culminación del master.

La ETSI fue la mejor elección !!!.

**¡MUCHAS GRACIAS!**

## RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Master (TFM) tiene como objetivo la realización de un análisis del sistema eléctrico de potencia (SEP) boliviano con la incorporación de la LT “Santibáñez – La Cumbre 230 kV” y la central hidroeléctrica “Misicuni I”. Según normativa boliviana, para la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se deben realizar distintos tipos de estudios según sea el tipo de instalación, el contenido de estos estudios se encuentran descritos en la denominada *Norma Operativa Nro. 11*.

El TFM se inicia con un análisis de la situación actual y futura a medio plazo del SIN, la identificación de la necesidad de estudio, objetivos y justificación de la realización del presente TFM.

Se realiza una caracterización del SEP boliviano, posteriormente se realiza el modelado del todo el SIN en NEPLAN, un software alternativo al utilizado actualmente por el operador del sistema eléctrico (DIgSILENT), esto para aprovechar algunos módulos de análisis que ofrecen más prestaciones de análisis. En lo sucesivo se realiza el uso combinado entre NEPLAN y DIgSILENT.

Se realiza el estudio de flujos de potencia por épocas (Húmeda y Seca) y escenarios de carga (Máxima, Media y Mínima). Se realiza el análisis de contingencias del SIN para los tres escenarios de carga, posteriormente se calculan las corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica para escenarios de máxima carga.

Se realiza el análisis de estabilidad de voltaje del SIN tomando como base el escenario de carga Máximo Seco, para este análisis se utilizan exclusivamente los métodos para el estudio de estabilidad de tensión denominadas *estáticos*; Análisis de sensibilidad V-Q, Análisis Modal, Curvas P – V y Curvas Q-V. Se plantean posibles medidas para mejorar el margen de cargabilidad para las barras más propensas a una inestabilidad de tensión.

Se realiza el modelado de la planta de la hidroeléctrica Misicuni I para el análisis en régimen dinámico, este modelado de la planta en DIgSILENT consiste en la máquina síncrona con todos sus elementos de control y de regulación. Se analiza la respuesta a un impulso tipo escalón de los elementos de control y regulación para verificar la respuesta adecuada de los mismos. Posteriormente se realiza el análisis de estabilidad transitoria del SIN.

Finalmente, se realiza el análisis de transitorios electromagnéticos en ATP-EMTP, se realiza exclusivamente el estudio de transitorios por maniobras (energización de las nuevas instalaciones). Para estos estudios se trabaja con un equivalente reducido de la red en el área de interés.



## ÍNDICE

1	ANTECEDENTES PARA ESTUDIOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES NUEVAS EN EL SIN .....	1
1.1	INTRODUCCIÓN .....	1
1.2	PLANTEAMIENTO DE LA NECESIDAD DEL ESTUDIO .....	1
1.3	ALCANCE.....	3
1.4	OBJETIVOS .....	5
1.4.1	Objetivo General .....	5
1.4.2	Objetivos Específicos .....	5
1.5	JUSTIFICACIÓN .....	6
1.6	METODOLOGÍA.....	7
2	CARACTERIZACIÓN Y MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO .....	9
2.1	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN .....	9
2.1.1	Capacidad de generación instalada.....	11
2.1.2	Estructura de transmisión de energía eléctrica .....	13
2.1.3	Consumo de Energía Eléctrica .....	14
2.1.4	Cobertura del servicio de energía eléctrica. ....	15
2.1.5	Balance de potencia.....	15
2.1.6	Potencial energético de boliviano.....	16
2.2	MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	16
2.2.1	Breve descripción de NEPLAN .....	18
2.2.2	Breve descripción de Power Factory de DIgSILENT .....	18
2.3	METODOLOGÍA APLICADA AL MODELADO DEL SIN EN NEPLAN .....	19
2.4	CONCLUSIÓN DEL MODELADO DEL SIN .....	21
3	ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA, CONTINGENCIAS Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	23
3.1	BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS ESTUDIADOS .....	23
3.1.1	El proyecto de la Central Hidroeléctrica Misicuni .....	23
3.1.2	La línea de Transmisión Santibáñez - La Cumbre 230 kV.....	23
3.2	DEFINICIÓN DE TOPOLOGÍA, CONDICIONES DE RED Y ESCENARIOS OPERATIVOS.....	24
3.2.1	Software y base de datos .....	24
3.2.2	Escenarios de demanda por época.....	25
3.2.3	Parámetros de la línea de transmisión La Palca - Santibáñez.....	26
3.2.4	Parámetros para la central de generación hidroeléctrica Misicuni. ....	27
3.2.5	Disponibilidad de la Generación y transmisión.....	27
3.3	ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA (2015) .....	28
3.3.1	Demanda por escenario .....	28
3.3.2	Análisis del despacho de la Generación por escenario .....	30
3.3.3	Resultados del Estudio de Flujo de Potencia.....	32

3.3.4	Análisis del flujo de potencia con el no ingreso de la Línea Santibáñez – La Cumbre 230 kV.	39
3.3.5	Conclusiones de flujos de potencia .....	42
3.4	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	42
3.4.1	Conclusiones del Análisis de Contingencias .....	45
3.5	ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITOS .....	45
3.5.1	Tipos de Cortocircuitos [9] [15] .....	45
3.5.2	Definiciones de las diferentes corrientes de cortocircuito [11] .....	46
3.5.3	Análisis de Cortocircuito en el SIN .....	46
3.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO .....	48
4	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN EL SIN .....	49
4.1	BREVE REPASO TEÓRICO .....	49
4.1.1	Definición de Estabilidad de Sistemas de Potencia .....	49
4.1.2	Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia .....	50
4.1.3	Comentarios sobre la Clasificación .....	52
4.1.4	Estabilidad de tensión .....	52
4.1.5	Colapso de Tensión .....	53
4.1.6	Factores que causan inestabilidad de Tensión .....	53
4.1.7	Medios de protección para evitar la inestabilidad de Tensión .....	54
4.1.8	Métodos para el estudio de estabilidad de tensión .....	54
4.2	APLICACIÓN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN AL SIN .....	55
4.2.1	Análisis de sensibilidad .....	56
4.2.2	Análisis Modal .....	58
4.2.3	Curvas P - V .....	63
4.2.4	Curvas Q – V .....	67
4.2.5	Aplicación de medidas correctivas .....	71
4.3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	72
5	ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	75
5.1	INTRODUCCIÓN A LA ESTABILIDAD DE ANGULO .....	75
5.1.1	Factores que influyen en la estabilidad transitoria [1] .....	76
5.2	MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	77
5.2.1	Modelado [8] .....	77
5.2.2	Métodos analíticos [8] .....	77
5.2.3	Estudios de simulación [1], [31] .....	78
5.3	MODELADO DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA MISICUNI EN DIGSILENT .....	80
5.3.1	Modelo Compuesto .....	80
5.3.2	Modelo General .....	81
5.3.3	Modelo compuesto y modelos generales para la hidroeléctrica Misicuni .....	81
5.4	RESPUESTA AL ESCALÓN DE ELEMENTOS DE REGULACIÓN Y CONTROL .....	88
5.4.1	Respuesta al Escalón del Sistema de Control de Excitación [32], [33] .....	88
5.4.2	Respuesta al escalón del regulador de velocidad .....	90
5.5	ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN EL SIN .....	91
5.5.1	Formulación de escenarios de análisis .....	91

5.5.2	Condiciones iniciales.....	92
5.5.3	Perturbaciones a estudiar.....	92
5.5.4	Requisitos a verificarse en los estudios eléctricos.....	93
5.5.5	Consideraciones para definir un evento de recierre Monofásico (Perturbación 1).....	93
5.5.6	Listado de perturbaciones analizadas.....	97
5.5.7	Perturbación 1:.....	98
5.5.8	Perturbación 2.....	100
5.5.9	Perturbación 3.....	102
5.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
6	TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS POR MANIOBRAS.....	107
6.1	INTRODUCCIÓN.....	107
6.2	SOBREVOLTAJES Y TRANSITORIOS.....	107
6.3	ALCANCE DE LOS ESTUDIOS ELECTROMAGNÉTICOS.....	109
6.4	FLUJOS DE POTENCIA PARA ENERGIZACIÓN.....	111
6.5	ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL PROYECTO DE LA LT SANTIBÁÑEZ - LA CUMBRE 230 KV.....	111
6.5.1	Software utilizado.....	111
6.5.2	Modelamiento de equipamiento.....	112
6.6	ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR CUM-230.....	115
6.7	CONSIDERACIONES SOBRE LA SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS DE SWICHEO DE LA LT.....	117
6.7.1	Energización de LT con y sin reactores.....	117
6.7.2	Energización por ternas.....	118
6.8	ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PCA-SAN 230.....	118
6.8.1	Análisis determinístico.....	119
6.8.2	Análisis sistemático de las energizaciones.....	120
6.8.3	Técnicas para el control de sobretensiones por maniobra.....	122
6.9	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	131
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	133
	BIBLIOGRAFÍA.....	135
	ANEXOS.....	139

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Fenómenos dinámicos de un SEP de acuerdo a escala de tiempo. [26] .....	7
Figura 2.1 Mapa del Sistema Interconectado Nacional y sus Áreas [11]. .....	10
Figura 2.2 Mapa del Sistema Troncal Interconectado Actual y Proyectado [11]. .....	11
<b>Figura 2.3</b> Capacidad de Generación por tipo de central instalada a 2013 (MW) [16] .....	12
<b>Figura 2.4</b> Generación Bruta por tipo de central (GWh) – 2013 [16].....	12
<b>Figura 2.5</b> Composición de la Matriz Energética (%) [16] .....	13
<b>Figura 2.6</b> Longitud de Líneas por Nivel de Tensión (km) [16].....	14
<b>Figura 2.7</b> Compras totales de energía en el MEM – Año 2013 [16].....	14
<b>Figura 2.8</b> Cobertura de Electricidad 2012-2025 [16].....	15
<b>Figura 2.9</b> Evolución del balance generación demanda prevista [13] .....	16
<b>Figura 2.10</b> Datos del sistema eléctrico base del SIN .....	20
<b>Figura 3.1</b> Ubicación de las instalaciones analizadas [11]. .....	24
<b>Figura 3.2</b> Demanda por escenarios y por áreas del SIN 2015 .....	29
<b>Figura 3.3</b> Participación de la generación para áreas en %. .....	31
<b>Figura 3.4</b> Potencia despachada /P máxima disponible [p.u.] .....	33
<b>Figura 3.5</b> Comparación de magnitudes de potencias máximas y despachadas [p.u.] .....	34
<b>Figura 3.6</b> Nivel de carga para para líneas de transmisión del SIN (>5%).....	36
<b>Figura 3.7</b> Nivel de carga para para líneas de transmisión del SIN (>80%).....	37
<b>Figura 3.8</b> Tensión en [PU] para barras de interés .....	38
<b>Figura 3.9</b> Nivel de Carga de Líneas de transmisión con y sin LT SAN-PCA.....	41
<b>Figura 3.10</b> Violaciones de Sobrecarga y Voltaje Mínimo por Contingencias .....	44
Figura 4.1 Clasificación de estabilidad en Sistemas de Potencia [1], [26] y [25].....	51
<b>Figura 4.2</b> Sensibilidades mutuas de barra .....	56
<b>Figura 4.3</b> Factores de Participación de Nodos para los 6 Auto valores más críticos del SIN. ....	60
<b>Figura 4.4</b> Factores de Participación de Ramas para los 6 Auto valores más críticos del SIN.....	61
<b>Figura 4.5</b> Factores de Participación de Ramas para los 6 Auto valores más críticos del SIN.....	62
<b>Figura 4.6</b> Curvas P–V de Área Beni .....	64
<b>Figura 4.7</b> Curvas P–V de Área Central .....	65
<b>Figura 4.8</b> Curvas P–V de Área Sur .....	66
<b>Figura 4.9</b> Curvas P–V de las Barras más críticas del SIN .....	67
<b>Figura 4.10</b> Característica de las Curva V-Q. [22] .....	68
<b>Figura 4.11</b> Curvas V-Q Área Beni .....	68
<b>Figura 4.12</b> Curvas VQ para el Área Central .....	69
<b>Figura 4.13</b> Curvas V-Q Área Sur.....	70
<b>Figura 4.14</b> Curvas V-Q de las Barras más críticas del SIN.....	71
<b>Figura 4.15</b> PV para la barra VIL069 con y sin la compensación .....	72
<b>Figura 5.1</b> Esquema de simulación de la respuesta dinámica del SEP [31] .....	79
<b>Figura 5.2</b> Modelo Compuesto Planteado para la planta.....	81
<b>Figura 5.3</b> Modelo matemático del regulador de velocidad Sulzer DTL5x5_pelton.....	84
<b>Figura 5.4</b> Modelo matemático de la parte hidráulica. ....	85
<b>Figura 5.5</b> Modelo matemático de la excitación tipo EXST1.....	86
<b>Figura 5.6</b> Modelo matemático del estabilizador de sistemas de potencia PSS2A.....	87
<b>Figura 5.7</b> Ensayos de respuesta al escalón para diferentes ensayos. ....	88
<b>Figura 5.8</b> Red de Prueba para ensayos a escalón de reguladores. ....	88
<b>Figura 5.9</b> Respuesta típica de sistema de control frente a un cambio de escalón en la entrada. [32].....	89
<b>Figura 5.10</b> Respuesta del regulador de excitación ante un cambio en el voltaje de entrada. ....	90
<b>Figura 5.11</b> Respuesta del regulador de velocidad y de la turbina ante un cambio de carga. ....	91
<b>Figura 5.12</b> Tiempos utilizados en la simulación de un recierre monofásico. ....	95
<b>Figura 5.13</b> Tiempo muerto requerido para la desionización del arco eléctrico. [28] .....	96
<b>Figura 5.14</b> Parámetros Ubarras, ángulo de rotor, fbornes y fbarras para perturbación 1 .....	98

<b>Figura 5.15</b>	Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica, U excitación y I excitación para perturbación 1 .....	99
<b>Figura 5.16</b>	Parámetros Ubarras, ángulo de rotor, fbornes y fbarras para perturbación 2 .....	100
<b>Figura 5.17</b>	Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica, U excitación y I excitación para perturbación 2...	101
<b>Figura 5.18</b>	Parámetros Ubarras, ángulo de rotor, fbornes y fbarras para perturbación 3 .....	102
<b>Figura 5.19</b>	Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica, U excitación y I excitación para perturbación 3...	103
<b>Figura 6.1</b>	Clases, formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones [39].....	108
<b>Figura 6.2</b>	Clasificación de sobretensiones según su duración [40] .....	108
<b>Figura 6.3</b>	Esquema Línea de Transmisión Santibáñez - La Cumbre 230 kV.....	110
<b>Figura 6.4</b>	Clasificación de los diferentes modelos de Líneas de transmisión [44] .....	114
<b>Figura 6.5</b>	Parámetros de estructuras de la LT Santibáñez – La Palca [55] .....	115
<b>Figura 6.6</b>	Voltaje en Transformador CUM230 (Lado lado 115 kV y 230 kV) .....	116
<b>Figura 6.7</b>	Corriente Inrush en el transformador CUM 230 .....	116
<b>Figura 6.8</b>	Transitorios en SAN-230(T1) energizar la LT con y sin reactores. ....	117
<b>Figura 6.9</b>	Comparación de transitorios en SAN-230 energizando 1 y 2 ternas .....	118
<b>Figura 6.10</b>	Modelado de la red de análisis en ATP EMTP .....	119
<b>Figura 6.11</b>	Fases A, B y C en SAN-230(T1) para la energización de LT en vacío.....	120
<b>Figura 6.12</b>	Probabilidad acumulada de sobretensiones de LT en vacío PCA-SAN 230 kV. ....	121
<b>Figura 6.13</b>	Probabilidad de sobretensiones para la energización de LT (1T) en vacío .....	121
<b>Figura 6.14</b>	Disposición de equipos utilizando resistencias de preinserción [40] .....	124
<b>Figura 6.15</b>	Sobretensiones fases ABC con y sin resistencia de preinserción.....	124
<b>Figura 6.16</b>	Comparación de transitorios de tensión y corriente fases ABC y con y sin resistencia de preinserción .....	125
<b>Figura 6.17</b>	Energización de LT con R de preinserción para análisis sistemático.....	126
<b>Figura 6.18</b>	Probabilidad de sobretensiones con y sin R de preinserción.....	127
<b>Figura 6.19</b>	Tiempo óptimo de preinserción .....	128
<b>Figura 6.20</b>	Tensión trifásica senoidal desfasada .....	128
<b>Figura 6.21</b>	Fases A, B y C en PCA-230 y SAN-230 T1 con cierre controlado .....	129
<b>Figura 6.22</b>	Fases A, B y C en SAN-230 T1 con y sin cierre controlado.....	130

## ÍNDICE DE CUADROS

<b>Cuadro 1.1</b>	Alcance de los estudios de la Norma operativa Nro 11 [15] .....	3
<b>Cuadro 1.2</b>	Resumen del Alcance de los estudios del TFM. ....	5
<b>Cuadro 3.1</b>	Componentes de Red base del SIN para el año 2015 .....	25
<b>Cuadro 3.2</b>	Demandas por Área y Bloque de carga y Escenario.....	25
<b>Cuadro 3.3</b>	Cronología de incorporación de Nuevas Instalaciones .....	26
<b>Cuadro 3.4</b>	Parámetros de la línea de transmisión La Palca – Santibáñez .....	27
<b>Cuadro 3.5</b>	Parámetros para la unidad de Misicuni I (MIS 01).....	27
<b>Cuadro 3.6</b>	Condiciones de desempeño mínimo del SIN con respecto a la tensión en Barras. ....	28
<b>Cuadro 3.7</b>	Demanda por escenarios y por áreas del SIN 2015 .....	29
<b>Cuadro 3.8</b>	Cantidades de la potencia aportada por Área en MW.....	30
<b>Cuadro 3.9</b>	Líneas con mayor sobrecarga del SIN por escenario.....	35
<b>Cuadro 3.10</b>	Contingencias Analizadas .....	42
<b>Cuadro 3.11</b>	Resumen del Análisis de Contingencias.....	45
<b>Cuadro 3.12</b>	Tipos de Corto Circuitos e Incidencia .....	46
<b>Cuadro 3.13</b>	Niveles de Cortocircuito Trifásico .....	47
<b>Cuadro 3.14</b>	Niveles de Cortocircuito Monofásico.....	48
<b>Cuadro 4.1</b>	Clasificación de Métodos para el estudio de estabilidad de tensión [22] y [35] .....	54
<b>Cuadro 4.2</b>	Sensibilidades propias V-Q más críticas del SIN [%/Mvar] .....	57
<b>Cuadro 4.3</b>	Autovalores más críticos del SIN .....	58
<b>Cuadro 4.4</b>	Característica V-Q de la barra VIL069.....	72
<b>Cuadro 5.1</b>	Rango de Índices de Desempeño para en Sistemas de Control de Excitación.[32] .....	89
<b>Cuadro 5.2</b>	Hipótesis de falla para el análisis de estabilidad transitoria. ....	92
<b>Cuadro 5.3</b>	Requisitos a demostrarse con los estudios eléctricos.....	93
<b>Cuadro 5.4</b>	Tiempo de desionización para tensiones de interés. ....	96
<b>Cuadro 6.1</b>	Clasificación de gama de frecuencias de voltajes [41]. ....	108
<b>Cuadro 6.2</b>	Bandas de frecuencia de procesos transitorios [41].....	109
<b>Cuadro 6.3</b>	Parámetros para modelar el equivalente de SIN .....	112
<b>Cuadro 6.4</b>	Representación de transformadores de potencia [37] .....	113
<b>Cuadro 6.5</b>	Directrices para modelar líneas de transmisión [41]. ....	114
<b>Cuadro 6.6</b>	Parámetros estadísticos para las tensiones máximas .....	121
<b>Cuadro 6.7</b>	Técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra [41].....	123
<b>Cuadro 6.8</b>	Sobretensiones Máximas para el caso de cierre controlado (T1) .....	131

# **1 ANTECEDENTES PARA ESTUDIOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES NUEVAS EN EL SIN**

## **1.1 INTRODUCCIÓN**

El estudio de energización de nuevas instalaciones se lo realiza sobre el sistema eléctrico boliviano, se realiza siguiendo normativa nacional específica en la materia.

Para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), operador del sistema eléctrico boliviano autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones, los propietarios de las mismas deben presentar los estudios requeridos por la normativa boliviana al CNDC. Los mismos deberán estar conforme a lo exigido en la normativa para contar con la aprobación de los estudios para la energización. Estos estudios de pre-operatividad tienen la finalidad de simular el funcionamiento de las nuevas instalaciones conectadas al SIN y evaluar que estos no impacten negativamente al resto del sistema eléctrico.

En lo referente a la normativa boliviana, la Norma Operativa Nro 11 [15] describe los tipos de estudios que son requeridos para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN así como el alcance de los mismos, la misma fue aprobada por la RESOLUCIÓN SSDE N° 123/2001 La Paz, 2 de agosto de 2001.

## **1.2 PLANTEAMIENTO DE LA NECESIDAD DEL ESTUDIO**

Para analizar la situación actual del sistema eléctrico boliviano se ha consultado las referencias [11, 13, 14, 16, 17]. Del análisis del sistema se rescata que; para los próximos 10 a 15 años se tendrá un crecimiento importante en la infraestructura de transmisión y generación, este crecimiento se debe a un plan de desarrollo para un sistema eléctrico que actualmente es uno de los más pequeños de la región (hasta finales del 2014, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica era de 1.480 MW y la demanda máxima alrededor de los 1.300 MW, la infraestructura de transmisión está débilmente mallada y la cobertura en el sector rural inferior al 55%).

Bolivia experimenta un crecimiento en la demanda de energía eléctrica superior a la tasa histórica, y se tiene proyectado que este crecimiento en los próximos años será a tasas de crecimiento mayor, esto debido a los índices económicos y de producción que desde hace

un par de años cierran gestión con indicadores positivos, de hecho con los mejores indicadores económicos de la región.

Desde varios meses previos a la elaboración del presente trabajo; el sector eléctrico atraviesa por una reestructuración, un primer cambio es que la mayor parte de las empresas del sector eléctrico operan bajo las directrices que dicta la estatal Empresa Nacional de Electricidad (ENDE Corporación).

En años previos al 2012; instalaciones nuevas de transporte y de generación que ha entrado en operación comercial es casi inexistente, tal es así que a finales del año 2011 se presentaron apagones en el SIN debido a que la demanda máxima había superado a la capacidad de generación en horas punta. A partir de esos eventos, se han venido instalado centrales pequeñas y medianas de generación (casi todas termoeléctricas) obedeciendo un plan de emergencia y otras medidas complementarias.

En el POES 2012 – 2022 se estima que hasta el año 2022 la capacidad de generación sería de aproximadamente 2300 MW. Según información del ministerio del área, hasta el año 2025 se tendría proyectada que la capacidad instalada de generación eléctrica sería de un valor próximo a 6 GW (un objetivo que viene a ser parte de una agenda por el bicentenario del país en ese año), una parte de la energía se exportaría a países vecinos, aunque todavía estos datos no se muestran en un documentación de planificación del sistema eléctrico. En todo caso en los próximos años el sistema eléctrico experimentará un crecimiento importante en su infraestructura.

Después de haber realizado un análisis del estado actual del sector eléctrico boliviano, se identifica que; al preverse un crecimiento importante en infraestructuras, los estudios pre-operativos (Norma Operativa Nro 11) deberán ser elaborados con mucha más frecuencia que en años anteriores, ya que todos los futuros proyectos a ser incorporados al SIN, por normativa deben contar la aprobación del CNDC de los estudios eléctricos mencionados.

El Cuadro 1.1 muestra un resumen de los estudios que son requeridos en la Norma Operativa Nro 11.



**Cuadro 1.1** Alcance de los estudios de la Norma operativa Nro 11 [15]

ALCANCE DE LOS ESTUDIOS	INSTALACIONES DE:			
	Generación	Transmisión	Distribución en AT y MT	Consumidor No Regulado
Requisitos Mínimos ( para toda Instalación mayor a 5 MVA)				
Flujos de Potencia (D Max, Med, Min), 1er y 2do año.	✓	✓	✓	✓
Nivel de cortocircuitos (Máxima Generación)	✓	✓	✓	✓
Coordinación de Protecciones	✓	✓	✓	✓
A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de estudios:				
Estabilidad Transitoria y Dinámica (D Max, Med, Min), 1er y 2do año	✓		✓	✓
Transitorios Electromagnéticos	✓	✓	✓	✓
Coordinación los Reguladores de Frecuencia y de Tensión	✓			
Resonancia Subsíncronica*		✓		
Generación de Armónicas			✓	
Efecto Flicker			✓	✓

\* En caso de capacitor serie

### 1.3 ALCANCE

El presente trabajo tiene una finalidad aplicativa de la realización de la mayor cantidad de tipos de estudios descritos en el Cuadro 1.1. No se pretende que los estudios constituyan documentación formal de los proyectos, sino más bien un trabajo académico en la que se desarrollen los estudios enmarcados en la Norma Operativa Nro 11 con rigurosidad académica necesaria en el Análisis de SEP, el interés del autor es llegar a consolidar los conocimientos necesarios para la realización de los estudios contemplados en dicha norma, así como la de desarrollar las destrezas y habilidades en el manejo de herramientas para tales análisis.

De acuerdo con [11],[13],[14] en los próximos se prevé la conexión de nuevas unidades de generación (principalmente hidroeléctricas) y nuevas líneas de transmisión, de ahí que se decide realizar estudios tipo para la incorporación de unidades de generación y de transmisión al SIN. Se revisó la información de las próximas conexiones de instalaciones al SIN para identificar un proyecto que contemple tanto un componente de generación como de transmisión, se identifica el proyecto de la “Central Hidroeléctrica Misicuni” como la hidroeléctrica más próxima a ser incorporada, pero el componente de transmisión, por la longitud y la el nivel de tensión (15 km y 115 kV), según [15], no sería necesaria la realización de los estudios de transitorios electromagnéticos. Por esta razón se decide también estudiar la energización de un segundo proyecto, una línea de transmisión importante.

Es así que se elige realizar los estudios para la energización de:

- La línea de transmisión “Santibáñez – La Cumbre” de 230 kV.
- La central hidroeléctrica “Misicuni” para en su primera etapa.

Se elige la LT Santibáñez – la Cumbre como segundo proyecto a estudiar por su longitud, configuración y nivel de tensión hacen que se pueda realizar también los estudios de transitorios electromagnéticos en la energización, como se muestra en el Cuadro 1.1.

El abarcar una variada gama de estudios eléctricos en un SEP de magnitudes como el SIN, podría llegar a ser un problema, en el sentido de que el tamaño del documento sea descomunal. En ese sentido se ha visto por conveniente realizar los estudios eléctricos con el detalle requerido en la normativa boliviana, con las siguientes restricciones en cuanto al tamaño del documento:

- Se realizarán los estudios de Flujos de Potencia para todos los escenarios requeridos pero NO se repetirán los estudios para el segundo año de operación, el realizar los mismos para años siguientes, es proceso repetitivo que aumentaría el volumen del estudio.  
El hecho de haber tomado dos proyectos para los estudios eléctricos y por el desfase en el ingreso en operación de las mismas, los estudios de flujos de potencia caracterizarán la operación típica anual del SEP boliviano y su comportamiento por épocas y escenarios de carga.
- Se realizarán los estudios de Estabilidad Transitoria y Dinámica (para el proyecto de generación) solamente para el primer año, en cuanto a los escenarios a analizar solo tendrá sentido realizar los mismos para el bloque de máxima carga, ya que la central hidroeléctrica solamente estará en operación en los bloques de máxima carga.
- En lo concerniente al estudio *coordinación de protecciones* se presenta el siguiente inconveniente: a pesar de que DIGSILENT y NEPLAN tienen la capacidad de realizar este estudio, en la práctica se utiliza otro software que está orientado exclusivamente a la coordinación de protecciones, este es *CAPE (Computer-Aided Protection Engineering)*, este es también el software utilizado para tal finalidad en el SIN, en él se encuentra modelado el sistema de protección del SIN; TCs y TPs, ajustes de relés, etc. Al no tener la posibilidad acceder a la base de datos ni al software, no se podría desarrollar este estudio, en su lugar se decide desarrollar otro estudio de interés en el análisis de SEPs, este es análisis de *Estabilidad de voltaje* en el SIN.


Está establecido en [15] que los propietarios de nuevas instalaciones deben solicitar al CNDC, la información del sistema eléctrico, ya que estos estudios deben ser satisfactorios

y suficientes para el CNDC. La información que se maneje entre ambas partes debe ser lo más precisa posible. La base de datos que se utilizará será la publicada con el informe de Planificación de Mediano Plazo (PMP) 06/2014-05/2018, la mencionada base de datos está en formato del software DIGSILENT Power Factory, por lo mismo se utilizará este software para gran parte de los estudios eléctricos.

Pero adicionalmente, al tratarse el presente de un estudio académico se decide utilizar NEPLAN como un segundo software para el análisis del SIN, la utilización de este software es principalmente para aprovechar algunos módulos de análisis que ofrecen más prestaciones de análisis, más detalles al respecto se presentan el capítulo II.

De lo anterior y para tener una visión más clara del trabajo a realizar y del alcance del mismo, se presenta parte de trabajo a realizar en el Cuadro 1.2.

*Cuadro 1.2 Resumen del Alcance de los estudios del TFM.*

CAPITULO II	CAPITULO III	CAPITULO IV	CAPITULO V	CAPITULO VI
MODELADO DEL SIN Y CARACTERIZACIÓN DEL SEP. BOLIVIANO	FLUJOS DE POTENCIA, ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN EL SIN	ESTABILIDAD DE VOLTAJE DEL SIN	ESTABILIDAD TRANSITORIA EN EL SIN	TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS POR MANIOBRAS
Caracterización del sistema eléctrico boliviano	Flujos de Potencia en (4Es. NEPLAN, 2 Es. Digsilent)	Análisis de sensibilidad V-Q	Modelado de Planta Hidroeléctrica	Modelado de LT SAN-CUM230 en ATP-EMTP
Modelado de todo el SIN en NEPLAN hasta régimen Dinámico	Análisis de contingencias	Análisis Modal	Respuesta al escalón de Elementos de Regulación y control	Energización en Trf. y Reactor
Modelado de proyectos LT y GEN sobre la base en PF Digsilent	Análisis de Niveles de Cortocircuitos	Curvas P - V, Curvas Q-V.	Análisis de Estabilidad Transitoria del SIN	Maniobras de energización en LT
		Planteamiento de Posibles medidas correctivas		Medidas para mitigar de sobretensiones
 	 			

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo General

Realizar los estudios eléctricos mencionados en la Norma Operativa Nro.11 para la línea de transmisión “Santibáñez – La Cumbre” y la “Central Hidroeléctrica Misicuni”.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Estudiar la bibliografía los tópicos del análisis de SEP a desarrollarse.
- Realizar una caracterización del sistema eléctrico boliviano
- Realizar el modelado del SIN.
- Realizar el Estudio de Flujos de potencia, Niveles de cortocircuito y Análisis de Contingencias.

- Realizar el Estudio de Estabilidad de Voltaje.
- Realizar el Estudio de Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Realizar el Estudio de Transitorios Electromagnéticos.

## 1.5 JUSTIFICACIÓN

En el contexto actual del SEP boliviano se identifica que para atender la creciente demanda de energía eléctrica y para incrementar la confiabilidad del sistema, en los próximos años se pondrán en marcha la construcción y puesta en operación de nuevas centrales de generación eléctrica y de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Para la incorporación de las nuevas instalaciones al SIN, será imprescindible la elaboración mínimamente de los estudios del primer grupo del Cuadro 1.1.

Los estudios adicionales (la segunda parte del Cuadro 1.1) son realizados a solicitud fundamentada por el CNDC, es decir cuando el operador del sistema considera que es necesaria la ampliación de los estudios para verificar el comportamiento del sistema con la incorporación de nuevas instalaciones.

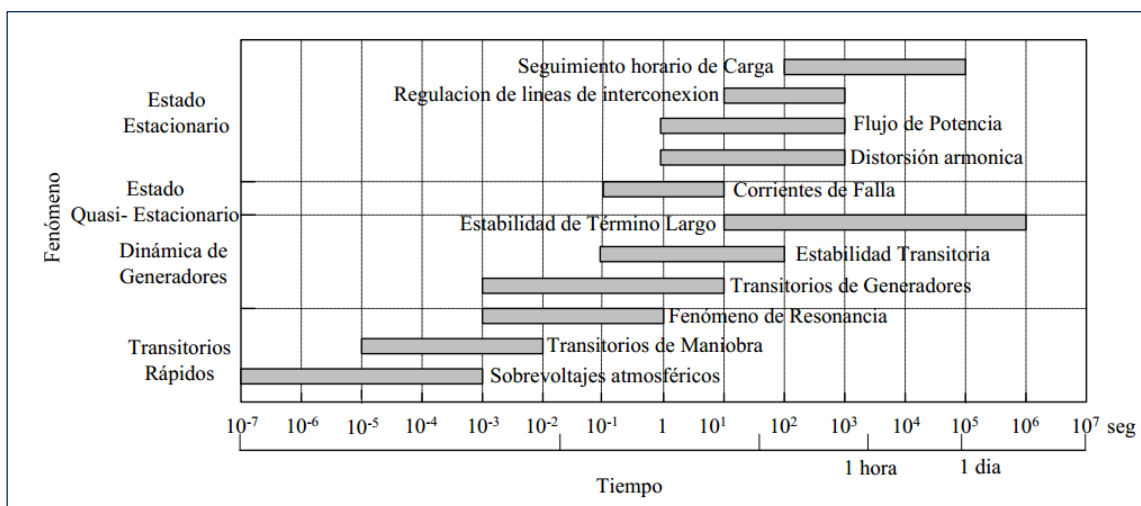
En el presente trabajo se pretende realizar un énfasis en los denominados estudios adicionales complementarios, ya que la habilidad para encarar estos estudios exige conocimientos ampliados en análisis de SEP, de la utilización las diferentes técnicas para el abordaje de los estudios y la habilidad y destreza en la utilización de herramientas especializadas para el análisis de SEP.

Por otra parte, los estudios adicionales o complementarios descritos en el Cuadro 1.1 no necesariamente son abordados en los programas de grado en ingeniería y son más bien abordados en cursos máster porque los mismos requieren una profundización y ampliación en el análisis de SEP.

En la realización del trabajo se consolidarán los conocimientos necesarios para la realización de los diferentes tipos de estudios exigidos en la *Norma Operativa Nro 11*, ofrece una excelente posibilidad de abordar diferentes temas en el análisis de SEP, los mismos tienen también una aplicación tanto en la etapa de planificación como en la de operación de los SEP, y ante el contexto futuro inmediato expuesto, los conocimientos adquiridos en el presente Trabajo Fin de Master tendrán una aplicación directa.

En la Figura 1.1 se presenta la categorización de fenómenos que ocurren en el SEP de acuerdo a escala de tiempo o la banda de frecuencia en la cual el fenómeno físico de interés ocurre.

**Figura 1.1** Fenómenos dinámicos de un SEP de acuerdo a escala de tiempo. [26]



## 1.6 METODOLOGÍA

Los estudios eléctricos se agrupan y se desarrollan en capítulos según el detalle expuesto en el Cuadro 1.2, debido a que la información obtenida de los estudios puede llegar a ser extensa, esta se analiza de manera sintetizada, es decir procesada en; figuras, cuadros comparativos, etc., esto para mejorar el análisis y la interpretación. Aun así se adjuntan los resultados de los estudios eléctricos en los anexos correspondientes y en el disco compacto (CD) adjunto al TFM, todos los resultados de los estudios eléctricos.

Para cada tipo de estudio solamente se hace una breve exposición teórica de los conceptos y características más relevantes para entrar en contexto del estudio. La exposición teórica de los tipos de análisis de SEP es sumamente extensa, para cada apartado se consultó una amplia biografía. En la sección de bibliografía se presentan las referencias consultadas.

Con la finalidad de estar más interiorizado con los diferentes temas de análisis de SEP y el manejo de las herramientas para tal finalidad (Neplan, Power Factory DIgSILENT, ATP-EMTP), fueron desarrollados trabajos relacionados con el análisis de SEP para asignaturas: Laboratorio de Análisis de Redes, Planificación Óptima de Redes Eléctricas, Sistemas Eléctricos en Régimen Transitorio y Explotación Óptima de Redes Eléctricas. Esto ayudó a la mejor comprensión de los temas de análisis de SEP.



## **2 CARACTERIZACIÓN Y MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO**

### **2.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN**

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema eléctrico que integra instalaciones de generación, transmisión y distribución en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni y Tarija.

El Sistema Troncal Interconectado (STI) es la parte del SIN que comprende el sistema de transmisión en alta tensión en el que los Agentes inyectan, transmiten y retiran energía eléctrica.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está compuesto por los Agentes que operan en el SIN (empresas de generación, transmisión, distribución y clientes no regulados), que venden y compran energía eléctrica sobre la base de precios referenciales y/o precios spot, con excepción de la transmisión [12].

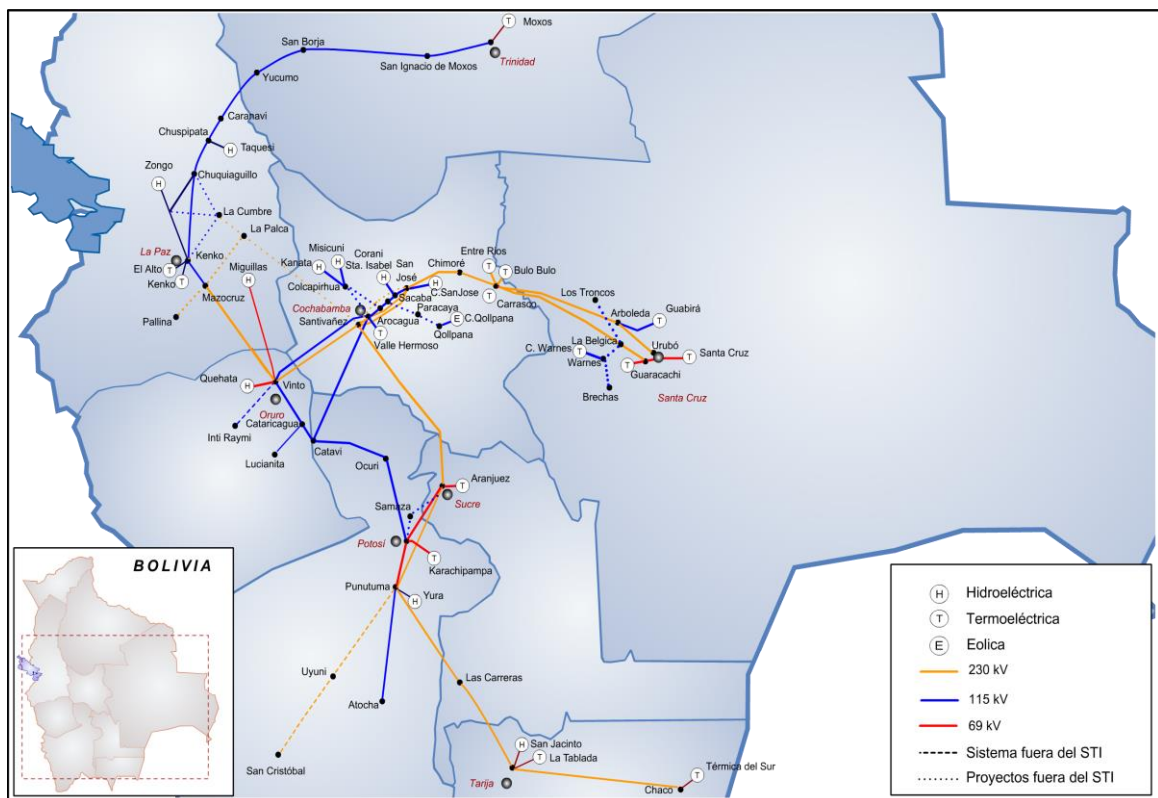
El SIN se caracteriza por tener cuatro áreas principales bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz), Centro (Oruro, Cochabamba) y Sur (Potosí, Chuquisaca y Tarija). Cada área cuenta con generación local; en el área Norte (La Paz) con centrales hidráulicas de pasada principalmente, en el área Oriental con centrales térmicas y en las áreas Centro y Sur con centrales hidráulicas con embalse y térmicas. La red de transmisión posibilita principalmente intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN o complementan los déficits de un área con el objeto de abastecer la demanda de forma segura y confiable [31].

Recientemente han sido redefinidas las áreas en el SIN, es así que se tienen nueve áreas, esta definición básicamente se trata de una subdivisión de las cuatro áreas descritas con anterioridad. En la Figura 2.1 se muestra el mapa de Bolivia con las instalaciones del SIN en la misma están identificadas las 9 áreas del mismo. En la Figura 2.2 se muestra el mapa STI proyectado hasta el 2018.

*Figura 2.1 Mapa del Sistema Interconectado Nacional y sus Áreas [11].*





**Figura 2.2** Mapa del Sistema Troncal Interconectado Actual y Proyectado [11].

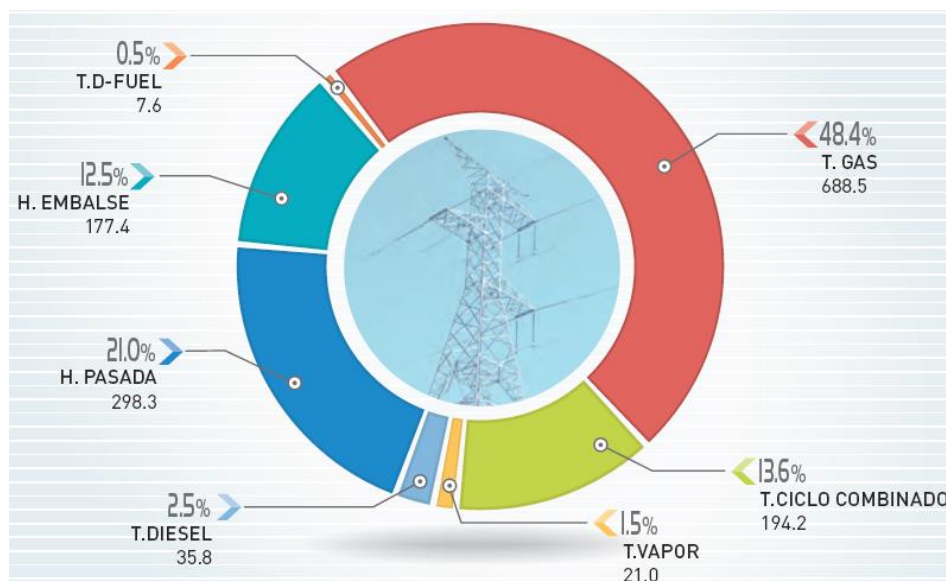
### 2.1.1 Capacidad de generación instalada

La oferta de electricidad en Bolivia está basada principalmente en centrales de generación hidroeléctrica (33.43%) y termoeléctrica (66.57%).

El parque hidroeléctrico está compuesto por centrales de agua fluyente (Zongo, Taquesi, Yura y Quehata), centrales con embalse (Corani y Miguillas) y una central cuya operación depende del abastecimiento de agua potable en la ciudad de Cochabamba (Kanata).

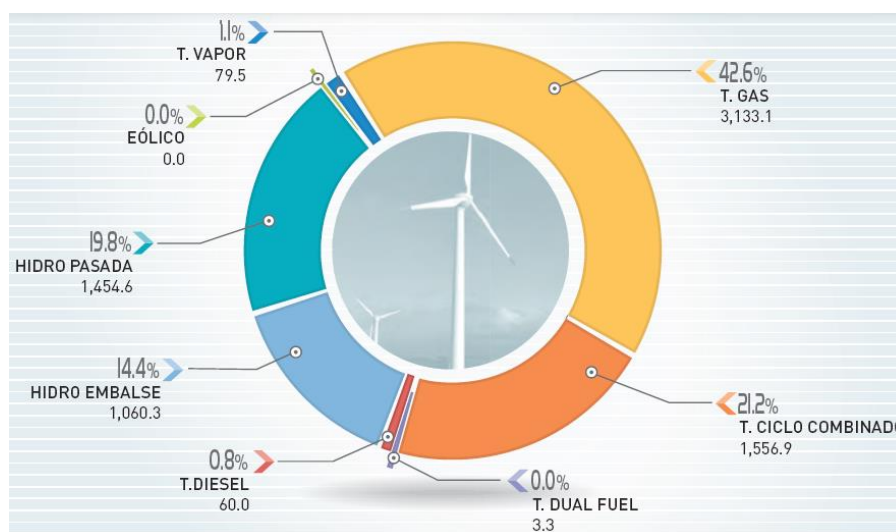
El parque termoeléctrico está compuesto por turbinas a gas natural de ciclo abierto, una turbina a vapor que opera con bagazo de caña de azúcar, motores a gas natural (Aranjuez MG) y unidades Dual Fuel (Aranjuez DF) que utilizan gas natural y diesel oil, una turbina a vapor de ciclo combinado que aprovecha los gases de escape de 2 turbinas a gas natural en central Guaracachi y motores a diesel oil (Centrales Moxos y Trinidad).

En la Figura 2.3 se muestra desagregado la Capacidad de Generación durante el año 2013 considerando los diferentes tipos de centrales eléctricas.

**Figura 2.3** Capacidad de Generación por tipo de central instalada a 2013 (MW) [16]

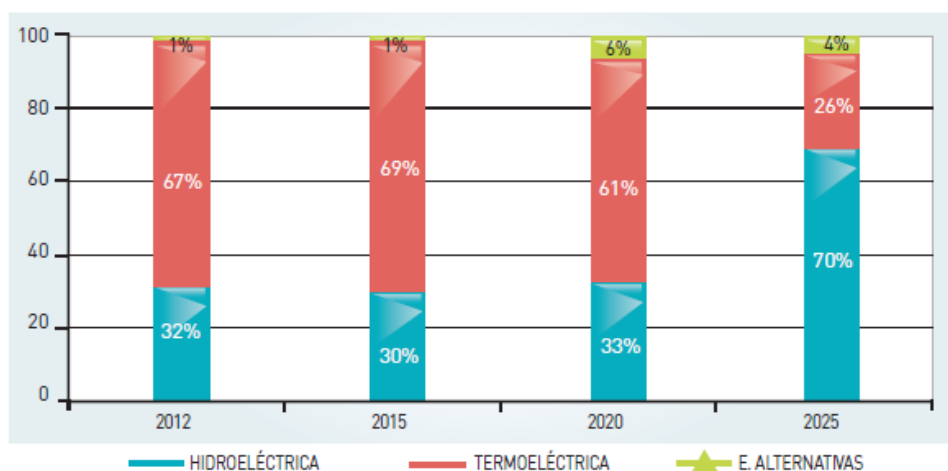
La capacidad de generación en el SIN a fines del año 2013 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,422.76 MW; de los cuales 475.7 MW (33.43%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 947.1 MW (66.57%) a centrales termoeléctricas. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de máxima temperatura probable del sitio.

La Figura 2.4 presenta la Producción Bruta de Energía, clasificada según el tipo de central: centrales Termoeléctricas a Gas, a Diesel, a Vapor, Dual Fuel, Ciclo Combinado y centrales Hidroeléctricas de Embalse y de Pasada. Adicionalmente se considera la generación del Sistema Eólico Qollpana (P. Instalada 3 MW).

**Figura 2.4** Generación Bruta por tipo de central (GWh) – 2013 [16]

Al año 2025, se prevé que la generación hidroeléctrica sea un 70% y la generación mediante energías renovables no convencionales sea un 4% del total. La composición de la matriz Energética se presenta en la Figura 2.5.

**Figura 2.5** Composición de la Matriz Energética (%) [16]



Hasta el año 2025 se habría cambiado la matriz energética de tal manera que se tendría una mayor participación de generación hidroeléctrica y una menor participación de las termoeléctricas y otras basadas en energías renovables no convencionales.

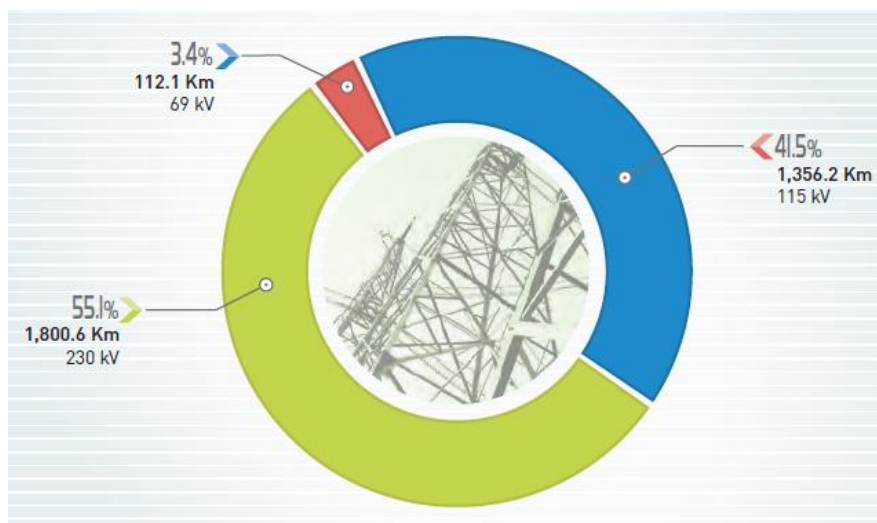
Los proyectos con energías renovables no convencionales comprenden: la generación con Biomasa en el Ingenio Azucarero San Buenaventura en La Paz, proyecto geotérmico Laguna Colorada en Potosí, ampliación central eólica Qollpana en Cochabamba, central eólica en Santa Cruz y generación fotovoltaica en el altiplano boliviano.

Según [13] hasta el año 2022 la capacidad de generación sería de aproximadamente 2300 MW y algo inferior sería la demanda máxima del sistema.

Por otro lado, según [16] y [17] se tendría una directriz de planificación tal que para el año 2025, el parque de generación instalada sea próxima a 6000 MW.

### 2.1.2 Estructura de transmisión de energía eléctrica

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2013 estaba compuesto por 1,800.6 km de líneas en 230 kV, 1,356.2 km de líneas en 115 kV y 112.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,268.9 km de líneas de transmisión, cuyo detalle se presenta en la Figura 2.6.

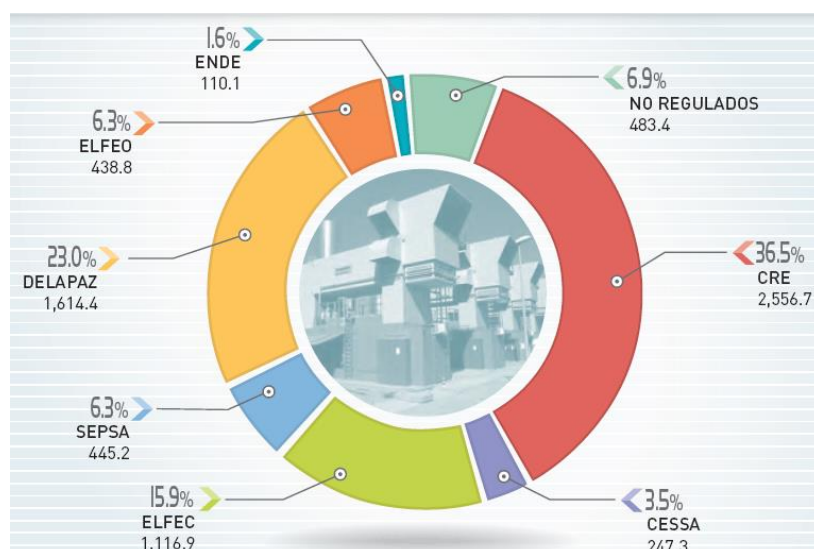
**Figura 2.6** Longitud de Líneas por Nivel de Tensión (km) [16]

### 2.1.3 Consumo de Energía Eléctrica

Durante el año 2013, el consumo de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista fue de 7,012.8 GWh.

El consumo de energía en el SIN, está distribuido principalmente en las áreas Oriental (Santa Cruz) con el 36.5 %, Norte (La Paz y Beni) con el 24.6 % y el resto del SIN con el 38.9 %.

En la Figura 2.7 se muestra la participación porcentual de las empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados en las compras totales de energía en el MEM durante la Gestión 2013.

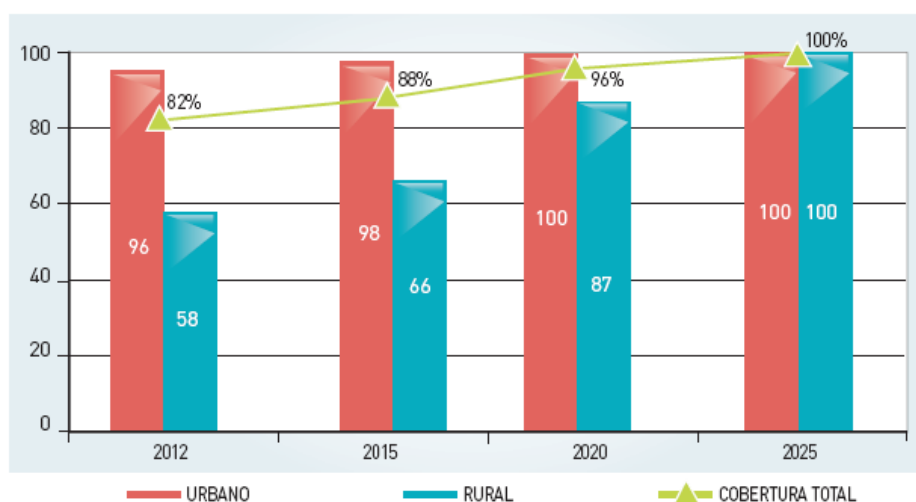
**Figura 2.7** Compras totales de energía en el MEM – Año 2013[16]

### 2.1.4 Cobertura del servicio de energía eléctrica.

La cobertura del servicio de energía eléctrica del país al finalizar el año 2012 fue del 82%, de esta; la cobertura urbana llega al 96% y un 58% (aun uno de los más bajos de la región) en el área rural, este último dato al finalizar el año 2005 este indicador rondaba el 30%, debido a distintos proyectos energéticos impulsados por el gobierno, incluyendo el aprovechamiento de energías renovables, como el denominado, *Eurosolar* que benefició desde el 2008 a 5.566 familias de al menos 59 comunidades rurales del país, con la instalación de equipos generadores de electricidad alternativa que funcionan con energía solar y eólica.

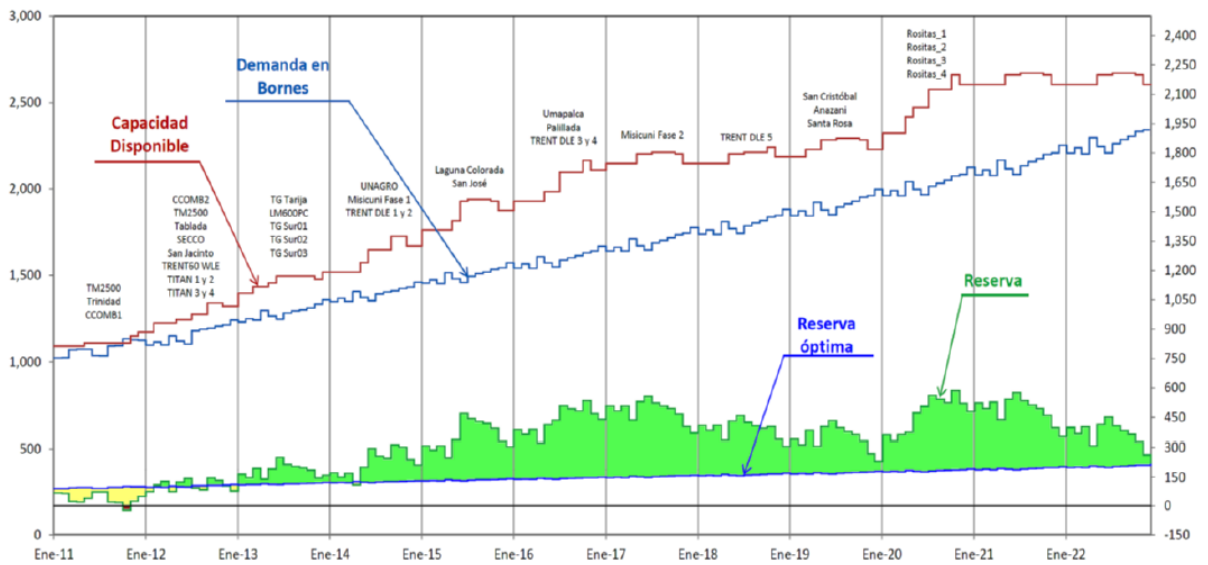
Según [16] se tendría planificado que la cobertura del servicio eléctrico llegue al 100% para el año 2025, la proyección de la cobertura se muestra en la Figura 2.8.

*Figura 2.8 Cobertura de Electricidad 2012-2025 [16]*



### 2.1.5 Balance de potencia

En la Figura 2.9 se presenta la evolución del balance de potencia (generación - demanda) del SIN para el horizonte de planificación período 2012 – 2022.

**Figura 2.9** Evolución del balance generación demanda prevista [13]

En la parte superior se presenta, referida al eje vertical izquierdo, la capacidad disponible y la demanda. En la parte inferior de este gráfico se presenta, referida al eje vertical derecho, la reserva del sistema (en verde) y la reserva rotante óptima (línea azul) que, de acuerdo a la normativa actual, debería ser igual o mayor al 9% de la demanda a nivel de generación.

### 2.1.6 Potencial energético boliviano.

A pesar de que no se dispone estudios concluyentes que determinen todo el potencial energético máximo del país, según datos y estimaciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Bolivia explota menos del 1% de todo su potencial energético (principalmente hidroeléctrico). La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 2010 publica que Bolivia explota el 1% del potencial hidroeléctrico. Además Bolivia cuenta con grandes reservas de gas y recursos energéticos renovables como: geotérmica, biomasa, viento y una de las radiaciones más altas del mundo. En pocas palabras el potencial energético del país es enorme, la explotación estratégica de este potencial podría ser una base fundamental para el desarrollo del país.

## 2.2 MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El desarrollo de software especializado ha revolucionado la forma de realizar estudios e investigación en muchos campos de la ingeniería y en especial en los SEP.

En la actualidad se tienen en el mercado de varias herramientas de análisis de SEP bastante desarrolladas, entre las más conocidas por esta están: PSSE, ETAP, DIgSILENT

Power Factory, NEPLAN, etc., pero claro unas más robustas que otras, algunas más amigables que otras o en definitiva unas más orientadas hacia un tipo de análisis que otros.

En presente trabajo se hará uso de los programas informáticos POWER FACTORY de DIgSILENT, NEPLAN y ATP-EMTP.

Se decide utilizar NEPLAN como un software alternativo a DIgSILENT para el análisis del SIN, la utilización de este segundo software tiene la finalidad de aprovechar algunos módulos de análisis que ofrecen más prestaciones de análisis, el uso de estos módulos permitirán un mejor análisis y comprensión de los fenómenos estudiados. Asimismo NEPLAN ofrece en comparación con otras herramientas de análisis de SEPs, una interfaz gráfica intuitiva y amigable al usuario. Por otro lado el proceso de modelado de todo del SIN en NEPLAN permitirá consolidar los conocimientos del modelado de la amplia gama de elementos y parámetros de un SEP de gran tamaño, ya que para el modelado se parte desde cero.

Para la decisión de utilizar los dos softwares se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Por una parte el operador del sistema eléctrico CNDC y todas las empresas del sector eléctrico boliviano utilizan DIgSILENT para los estudios eléctricos, de ahí la necesidad personal y profesional de la utilización de este software a un nivel avanzado así como la profundización en el estudio de los diferentes tipos de estudios a abordar.
- Se utilizará como base el sistema eléctrico la publicada con el informe de PMP 06/2014-05/2018 en formato DIgSILENT, pero el hecho de tener que utilizar una base de datos de un SEP ya elaborado, de cierta manera limita la tarea de modelado en SEP.
- Por otro lado, el modelar todo el SIN en NEPLAN, es una tarea para la cual se requiere conocimiento de los elementos, modelos y parámetros que se pueden encontrar en un SEP de gran dimensión, en este modelado se maneja la misma precisión y detalle que el CNDC maneja en DIgSILENT. Esta labor conlleva dificultades adicionales: la conversión de unidades y/o parámetros equivalentes para los elementos del SIN; esto representa la manipulación de gran cantidad de información (datos topológicos, parámetros en estado estacionario, de secuencia y dinámicos, escenarios de carga y variaciones cronológicas de la red, casos de estudio, etc.).

- Una vez modelado todo el SIN en NEPLAN se puede utilizar indistintamente cualquiera de las herramientas de análisis o eligiendo el módulo más adecuado de ellas para abordar un estudio específico.

Para validar el proceso del modelado del SIN en NEPLAN, se realizan diferentes tipos de estudios con las dos herramientas, los resultados son idénticos.

### **2.2.1 Breve descripción de NEPLAN**

NEPLAN Power System Analysis es un software de planeamiento, optimización y simulación de redes eléctricas de transmisión, distribución e industriales, que incluye 19 módulos de cálculo entre ellos: flujo de potencia, flujo de potencia óptimo, estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, de pequeña señal, EMT/RMS simulación dinámica, confiabilidad, armónicos, contingencias, cortocircuito.

NEPLAN es utilizado en más de 80 países alrededor del mundo por más de 600 empresas, entre las que se cuentan grandes y pequeñas compañías del servicio de electricidad, industrias, firmas de ingeniería y universidades. Esta herramienta para estudios de redes eléctricas, fue desarrollada por BCP Busarello Cott Partner Inc. con la cooperación de ABB Utilities GmbH y Swiss Federal Institute of Technology.

### **2.2.2 Breve descripción de Power Factory de DIgSILENT**

El software POWER FACTORY de DIgSILENT es una herramienta especializada en el análisis de SEPs, la cual permite realizar simulación digital y cálculo de redes eléctricas, los modelos matemáticos bajo los cuales se efectúan los cálculos están basados en normas y teorías mundialmente aceptadas como son la ANSÍ, IEEE y IEC.

Este software es utilizado en varias regiones del mundo. Se menciona al Reino Unido y Latinoamérica como dos de las zonas de utilización frecuente entre muchas otras zonas.

Power Factory abarca funciones predefinidas pero conociendo el Lenguaje de Programación DPL (DIgSILENT Programming Language), es posible crear nuevas funciones y nuevos elementos. A continuación se detallan los módulos probados y disponibles en DIgSILENT: flujo de potencia, despacho de potencia activa y reactiva, cortocircuitos, estabilidad, armónicos, confiabilidad, protecciones entre otras más.



### **2.3 METODOLOGÍA APLICADA AL MODELADO DEL SIN EN NEPLAN**

Los diferentes elementos del SIN fueron identificados y modelados, con sus características, modelos y parámetros, esta es una tarea esencial para determinar el comportamiento en régimen estacionario y dinámico del sistema, de la manera más ajustada a la realidad.

En este sentido las máquinas sincrónicas, líneas de transmisión, transformadores, cargas, y los equipos de compensación serie y paralelo del SIN fueron modelados con precisión y rigurosidad, esto permite garantizar la calidad del modelado y la exactitud de los resultados a obtener. Así mismo; un buen modelado del SEP permitirá la utilización futura de la red del SIN en NEPLAN para la realización de análisis reales con variaciones de expansión, casos de estudio y escenarios de carga y generación.

Para el intercambio de información de DIgSILENT a NEPLAN, se plantea una técnica semi-automática que incluye el desarrollo de una herramienta en MS Excel para el manejo de la gran cantidad de información.

Para utilizar ambos programas para el análisis en el TFM era necesario contar con un procedimiento sistemático, un protocolo para la transferencia de información entre DIgSILENT Power Factory y NEPLAN, para garantizar la correcto manejo de la gran cantidad de información.

Tomando como de punto de partida la base de datos del PMP may 2014 – abr 2018 publicada por el CNDC, se ha planteado y utilizado el siguiente procedimiento para el modelado del SIN en NEPLAN:

- a. Se tomó el escenario medio seco para el año 2015 como referencia base.

**Figura 2.10 Datos del sistema eléctrico base del SIN**

ETSI - SEVILLA		GRID SUMMARY		DIgSILENT		Project: PFM - RCDA	
		Medio sec 2015 mis		PowerFactory		Date: 9/25/2014	
		CNDC PMP 14-18 PFM RCDA		15.0.0			
Grid: SIN	System Stage: SIN	Study Case: CNDC PMP 14-18 PFM RCDA		Annex: BASE 2015		/ 1	
Grid: SIN		Summary					
No. of Substations	2	No. of Busbars	478	No. of Terminals	95	No. of Lines	221
No. of 2-w Trfs.	242	No. of 3-w Trfs.	37	No. of syn. Machines	64	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	159	No. of Shunts	37	No. of SVS	0		
Generation	= 1020,61 MW	305,88 Mvar	1065,46 MVA				
External Infeed	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA				
Inter Grid Flow	= -1,54 MW	0,83 Mvar					
Load P(U)	= 978,09 MW	370,82 Mvar	1046,02 MVA				
Load P(Un)	= 978,09 MW	370,82 Mvar	1046,02 MVA				
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	-0,00 Mvar					
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA				
Grid Losses	= 43,22 MW	-159,97 Mvar					
Line Charging	=	-488,45 Mvar					
Compensation ind.	=	248,76 Mvar					
Compensation cap.	=	-154,56 Mvar					
Installed Capacity	= 1316,20 MW						
Spinning Reserve	= 295,59 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0,96 [-]						
Load/Motor	= 0,94 / 0,00 [-]						
Inter Grid Flow to							
TRINI	= -1,54 MW	0,83 Mvar					
Total	= -1,54 MW	0,83 Mvar					

- b. Para el escenario base; en las opciones de “Flexible Data” de Power Factory DIgSILENT se clasificó para cada tipo de elemento la información de modelos y parámetros para la recuperación de información. Esta tarea requiere el conocimiento del modelado de los diferentes elementos de SEP, ya que la información que pueden obtenerse por “Flexible Data” es extensa.
- c. Filtrada toda la información del SIN en el “Flexible Data” de Power Factory Digsilent, los datos son exportados para su posterior procesamiento a unas hojas de cálculo estructuradas en MS Excel.
- d. Se realiza el modelado topológico de la red en NEPLAN: se decide mantener la misma disposición de la red base (en formato DIgSILENT), a cada elemento se le asigna una identificación única, es este el único parámetro que se ingresa manualmente, el resto de información será cargada con la herramienta estructurada en MS Excel, ya que el realizarlo manualmente demandaría un tiempo mucho mayor y la probabilidad de cometer errores sería alta ya que la cantidad de información es grande.

Existe otra alternativa en la que no sería necesario el modelado topológico manual, que es utilizando la opción de auto-disposición en NEPLAN juntamente con archivos auxiliares, pero el diagrama de red para un sistema grande como el SIN hace que se presenten inconvenientes entre otras cosas con la disposición y con la identificación de los elementos, inconvenientes adicionales son mencionados en [18]. De ahí que el modelado topológico de la red se la realiza por una única vez, de forma gráfica.

- e. Se realiza la sintonización de entre MS Excel y NEPLAN, para la sintonización adicional de escenarios de carga, topología, variaciones, etc. se la realiza prácticamente en minutos.

En capítulos posteriores se puede verificar que el modelado del SIN en NEPLAN es prácticamente una réplica de la base que se tenía en DIgSILENT, y atendiendo las mismas necesidades de precisión que requiere el operador del sistema eléctrico, esto se puede corroborar que los resultados de los diferentes tipos de estudios son idénticos.

En el Anexo I se presentan los modelos del SIN en Power Factory DIgSILENT y NEPLAN.

## **2.4 CONCLUSIÓN DEL MODELADO DEL SIN**

El intercambio de información de Power Factory DIgSILENT a NEPLAN con la metodología planteada, una vez graficada la topología es una forma eficaz de intercambiar los datos y ahorra bastante tiempo, y la transferencia de información de casos de análisis y escenarios es inmediata, además se reduce la probabilidad de cometer errores en la digitación de información de ingresarse los datos de forma manual, con todos los inconvenientes que esto conllevaría.

### **3 ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA, CONTINGENCIAS Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO**

#### **3.1 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS ESTUDIADOS**

##### **3.1.1 El proyecto de la Central Hidroeléctrica Misicuni**

El Proyecto Múltiple Misicuni (PMM) tiene por objetivo incrementar el abastecimiento de agua potable y agua para riego al valle de Cochabamba, y generar energía eléctrica para inyectarla al SIN. Cochabamba es una región que tiene un creciente problema de escasez de agua tanto para consumo de su población como para la agricultura. Por otra parte, el país requiere incrementar su capacidad de generación para hacer frente a la creciente demanda eléctrica. El PMM contribuye a satisfacer todas estas necesidades. El PMM consiste en el represamiento y trasvase de las aguas del río Misicuni que se encuentra a unos 3.700 m.s.n.m..

La Central Hidroeléctrica Misicuni que llega a ser el componente eléctrico del PMM consiste en: tres turbinas tipo Pelton de 40 MW (Caudal unitario 4,9 m<sup>3</sup>/s, caída de diseño 971 m); tres generadores de 47 MVA-11,5kV; una válvula mariposa de 1,8 m de diámetro; tres válvulas esféricas de 0,85 m de diámetro; equipos de regulación de velocidad y tensión, equipos auxiliares y de control, medición, protección, comunicación.

##### **3.1.2 La línea de Transmisión Santibáñez - La Cumbre 230 kV.**

La línea de Transmisión Santibáñez - La Cumbre tiene una longitud de 275 kilómetros y permitirá mejorar el suministro y atender los requerimientos de la creciente demanda de los Departamentos de La Paz y Beni, su construcción mejorará la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica y el intercambio de energía entre las áreas Norte y el Central del SIN. La línea de transmisión está diseñada en doble terna completa hasta la Subestación La Palca (245 km.) con una capacidad de transporte de 300 MW, y simple terna hasta la Subestación La Cumbre (30 km.) con una capacidad de transporte de 150 MW.

En la Figura 3.1 se muestra que la ubicación de los dos proyectos a estudiar, los proyectos están resaltados en el mapa con la utilización del color verde.

**Figura 3.1** Ubicación de las instalaciones analizadas [11].

### 3.2 DEFINICIÓN DE TOPOLOGÍA, CONDICIONES DE RED Y ESCENARIOS OPERATIVOS.

Los escenarios operativos deben representar condiciones de operación normales y también condiciones de operación desfavorables con la incorporación de los nuevos componentes. En este contexto es necesario realizar un análisis previo de las características de la red eléctrica y disponibilidad de generación en la zona de influencia del proyecto para los años de análisis.

Los proyectos a estudiarse tienen una mayor influencia sobre las zonas; Norte, Oruro, Central.

#### 3.2.1 Software y base de datos

Los estudios se realizaron con los programas Power Factory V15 de DIGSILENT y se utiliza de forma paralela el programa NEPLAN V 5.4. Se toma como base la información del sistema eléctrico correspondiente al Plan de Mediano Plazo (PMP) Mayo 2014 – Abril 2018 en formato DIGSILENT publicado por el CNDC.

Esta base es modificada y ajustada según las necesidades de estudio, las modificaciones más relevantes realizadas son la actualización de los parámetros de los proyectos que se analizan, ajustes de niveles de compensación de potencia reactiva, ajustes para regulación de tensión, creación nuevos escenarios de y casos de estudio análisis, despacho de unidades de unidades de generación para los escenarios adicionales.

El Cuadro 3.1 muestra el número de componentes de la red base del SIN modelados en

NEPLAN y Power Factory DIgSILENT para época seca. Adicionalmente los componentes fueron incrementados para la creación de casos y escenarios de análisis.

*Cuadro 3.1 Componentes de Red base del SIN para el año 2015*

ELEMENTOS	Cant.
Barras	527
Transformadores 2	264
Transformadores 3	37
Líneas	231
Generadores	132
Cargas	166
Reactores/Capacitores	42

### 3.2.2 Escenarios de demanda por época

Los estudios de flujos de potencia se realizan para el primer año del ingreso de los proyectos, año 2015, los escenarios analizados en el SIN se indican en el Cuadro 3.2.

*Cuadro 3.2 Demandas por Área y Bloque de carga y Escenario*

Época	Escenario de Demanda
Húmeda	Demanda Máxima 2015
	Demanda Media 2015
	Demanda Mínima 2015
Seca	Demanda Máxima 2015
	Demanda Media 2015
	Demanda Mínima 2015

La caracterización de los tres estados de carga del sistema es la siguiente:

**Situación de Carga Máxima:** Que corresponde a la situación de máxima generación y demanda proyectada, la cual se presenta entre las 19:00 y 21:00. Durante este periodo, el sistema cuenta con prácticamente todo el parque generador en operación, lo que da lugar a los mayores niveles de flujos de potencia, así como a los niveles más altos de cortocircuito.

**Situación de Carga Media:** Que corresponde a la situación media de demanda y generación del sistema, la cual se presenta en horas de media mañana y de la tarde, entre las horas 9:00-11:00 y 14:00-17:00. Este periodo se caracteriza por la operación con un número medio de generadores, lo que da lugar a flujos de carga intermedios.

**Situación de Carga Mínima:** Que corresponde a la situación de menor demanda y

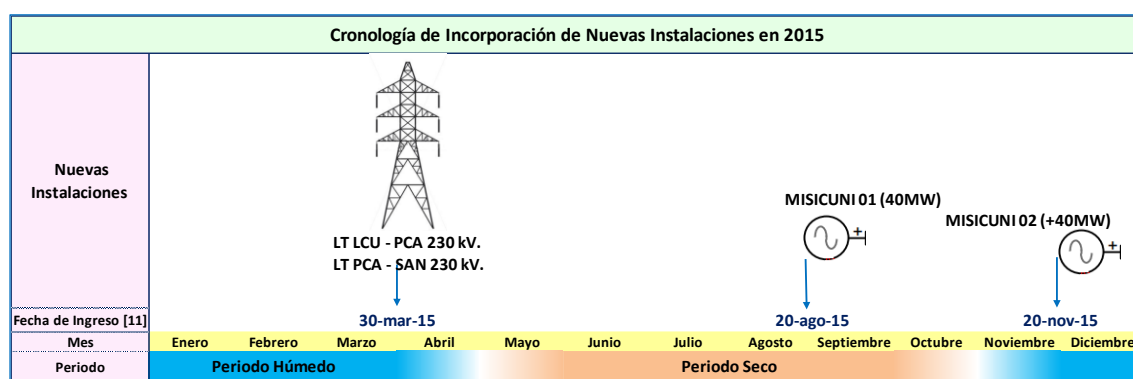
generación del sistema, la cual se presenta en horas de la madrugada, alrededor de las 4:00 a.m. Este periodo se caracteriza por la operación con un reducido número de generadores, lo que da lugar a los valores más bajos de flujos de carga y a niveles de cortocircuito mucho menores que durante las horas de punta.

Para los escenarios de carga se mantienen los índices de crecimiento determinados por el CNDC para el PMP Mayo 2014 - Abril 2018.

Los datos de generación máxima, media y mínima corresponden a los definidos para PMP Mayo 2014- Abril 2018, para los bloques alto, medio y bajo, se utiliza esta información para realizar un análisis del despacho de la generación de por épocas y escenarios, a partir de este análisis es posible la definir la generación despachada para los escenarios de carga adicionales estudiados, las mismas que toman en cuenta la hidraulicidad y las necesidades de reserva rotante.

Las modificaciones y variaciones cronológicas se mantienen a las manejadas en el PMP Mayo 2014- Abril 2018. En el Cuadro 3.3 se muestran las fechas de conexión de instalaciones al SIN, se evidencia que las fechas están desfasadas.

**Cuadro 3.3 Cronología de incorporación de Nuevas Instalaciones**



### 3.2.3 Parámetros de la línea de transmisión La Palca - Santibáñez.

Como se observa en el Cuadro 3.4 se observa que las dos líneas ingresan en la misma fecha, ya que en realidad los dos tramos de línea de transporte se tratan de un solo proyecto. De los dos tramos de línea, el primer tramo La Palca - Santibáñez (245 km.), es una línea de transmisión cuya característica principal es que será una de las primeras líneas de transmisión en configuración doble terna, el siguiente Cuadro muestra las características principales de esta línea de transmisión que unirá las subestaciones

Santibáñez – La Cumbre.

**Cuadro 3.4** *Parámetros de la línea de transmisión La Palca – Santibáñez*

Parámetro	Magnitud	Unidad
Nivel de Tensión	230	kV
Longitud	245	km
R1	0,061210	Ohm/km/terna
X1	0,404964	Ohm//km/terna
C1	0,009076	uF/km/terna
R0	0,291090	Ohm/km/terna
X0	1,039173	Ohm/km/terna
C0	0,005715	uF/km/terna

En el Anexo I se presenta el diagrama unifilar del SIN para los estudios eléctricos, asimismo se presenta el unifilar del SIN denotado por áreas, por niveles de voltaje y por tipo de tecnología generación eléctrica.

### 3.2.4 Parámetros para la central de generación hidroeléctrica Misicuni.

**Cuadro 3.5** *Parámetros para la unidad de Misicuni I (MIS 01)*

Parámetros de la Unidad Misicuni 1 (MIS 01)							
Nro.	Parámetro	Unid.	Valor	Nro.	Parámetro	Unid.	Valor
1	App.Pow.	MVA	50	18	xq'	p.u.	0,458
2	Nom.Volt.	kV	11,5	19	xq''	p.u.	0,194
3	Pow.Fact.		0,85	20	xl	p.u.	0,159
4	xd''sat	p.u.	0,1568	21	xrl	p.u.	0
5	rstr	p.u.	0,004	22	Type		Round Rotor
6	Ratio X/R		39,2	23	with amortisseur windings		Yes
7	Recip. Of SC ratio (xdsat)	p.u.	1,97	24	Enter Tdc manually		No
8	Machine Type IEC909/IEC60909	Salient Pole S. 1		25	Tdc	s	0,3
9	Connection	YN		26	Tdc	s	0,1559718
10	x0	p.u.	0,095	27	H[Sgn]	s	2
11	r0	p.u.	0,008	28	Mechanical Damping	p.u.	0
12	x2	p.u.	0,186	29	Td'	s	0,6526946
13	r2	p.u.	0,016	30	Td''	s	0,02199024
14	xd	p.u.	1,811	31	Tq'	s	0,1056923
15	xd'	p.u.	0,205	32	Tq''	s	0,02244978
16	xd''	p.u.	0,196	33	SG10	p.u.	0,0938
17	xq	p.u.	1,742	34	SG12	p.u.	0,3333

### 3.2.5 Disponibilidad de la Generación y transmisión

El despacho de las unidades del SIN para todos los escenarios toma en cuenta la disponibilidad de generación y transmisión manejada en el PMP May 2014 – Abril 2018. Con las modificaciones descritas con anterioridad, se toman en cuenta las características de hidráulicidad, el tipo de operación típico de las unidades (base, semibase o punta) y



una reserva rotante del 9%, 11% y 14% para demanda máxima, media y mínima, respectivamente.

### 3.3 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA (2015)

Los estudios de flujos de Potencia son utilizados en la planificación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como en la determinación de las condiciones operativas de los sistemas existentes. La información más relevante que se obtiene de un estudio de flujos de carga es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias activas y reactivas que fluyen en cada elemento.

Otro objetivo del análisis de flujos de carga es la evaluación de las características de regulación de tensión en la red bajo distintas condiciones de carga. En esta evaluación se debe verificar el cumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas por las *condiciones del desempeño Mínimo* para los diferentes estados de operación. En el Cuadro 3.6 se presenta las condiciones de desempeño mínimo del SIN boliviano con respecto a la tensión en barras. [10]

*Cuadro 3.6 Condiciones de desempeño mínimo del SIN con respecto a la tensión en Barras.*

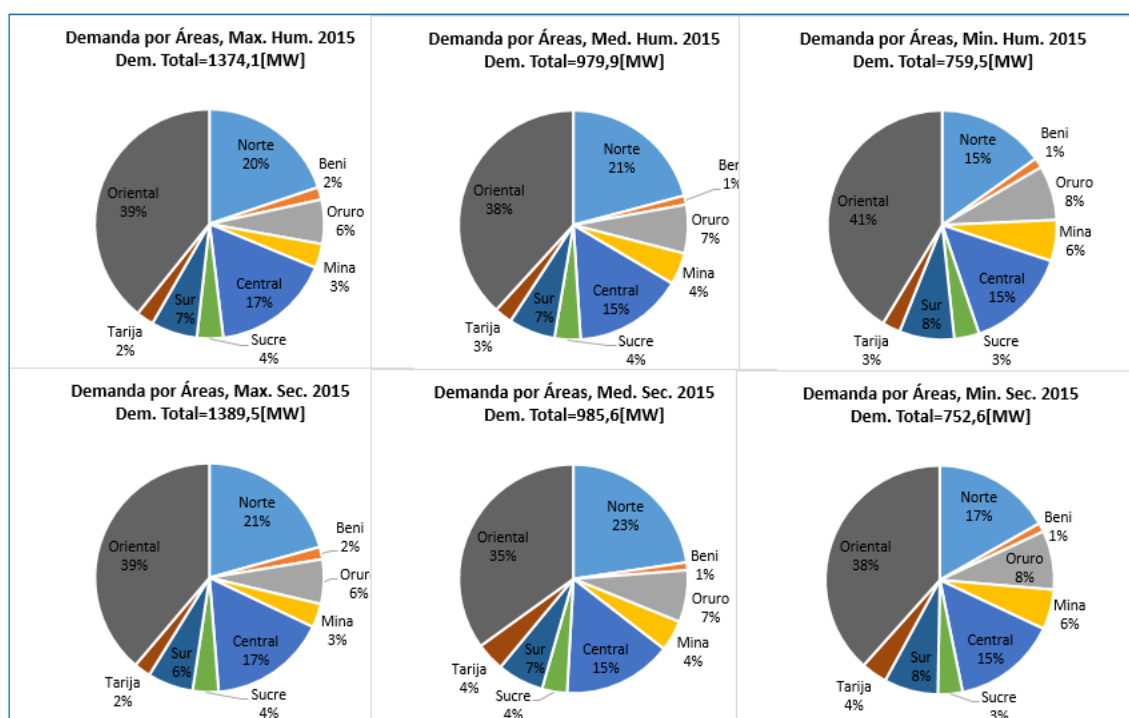
Tensión nominal	Condición normal	Inmediatamente posterior una contingencia	Post-contingencia
230 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu
115 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.070 pu
69 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.050 pu

#### 3.3.1 Demanda por escenario

En el Cuadro 3.7 se resume las demandas por escenarios de carga, época y área del SIN.

*Cuadro 3.7 Demanda por escenarios y por áreas del SIN 2015*

DEMANDA POR ESCENARIOS Y POR ÁREAS DEL SIN							
Área		Max. Hum.	Med. Hum.	Min. Hum.	Max. Sec.	Med. Sec.	Min. Sec.
		2015	2015	2015	2015	2015	2015
Norte	P	272,39	204,52	115,19	287,16	223,71	126,04
	Q	86,04	64,60	36,38	90,84	70,77	39,87
Beni	P	24,20	12,36	10,77	24,20	10,88	9,47
	Q	8,31	4,66	3,68	8,31	4,02	3,14
Oruro	P	85,85	67,14	58,52	87,45	72,27	62,75
	Q	35,55	37,17	35,23	37,02	40,21	38,09
Mina	P	46,95	44,32	43,95	46,95	42,91	42,55
	Q	31,67	32,09	29,19	31,67	31,07	28,26
Central	P	231,28	151,66	111,58	231,28	151,79	111,33
	Q	76,76	52,19	27,58	76,76	52,22	27,49
Sucre	P	50,76	35,98	26,90	50,76	35,10	26,30
	Q	21,69	19,31	14,09	21,69	18,85	13,79
Sur	P	89,69	64,47	58,90	89,69	64,64	57,55
	Q	35,95	27,30	25,84	35,95	27,35	25,38
Tarija	P	33,86	24,77	19,49	32,86	39,82	27,66
	Q	13,38	9,79	7,70	12,99	15,74	10,93
Oriental	P	539,15	374,64	314,17	539,15	344,50	288,91
	Q	168,46	123,90	72,63	168,46	113,93	66,79
Total	P	1374,1	979,9	759,5	1389,5	985,6	752,6
	Q	477,8	371,0	252,3	483,7	374,2	253,7
P en [MW]							
Q en [Mvar]							

*Figura 3.2 Demanda por escenarios y por áreas del SIN 2015*

### 3.3.2 Análisis del despacho de la Generación por escenario

El análisis del despacho de la generación es importante para apreciar la participación de las distintas unidades por época y escenario, los resultados del análisis serán utilizados posteriormente para la creación de escenarios adicionales.

El Cuadro 3.8 muestra las cantidades de potencia en MW aportada por tipo de tecnología, por área y escenarios de carga, asimismo en ella se puede realizar la comparación de las cantidades aportadas, y la figura 3.2 muestra la participación de la generación por áreas.

Obsérvese el comportamiento del aporte de las unidades del Área Norte, principalmente de las unidades hidroeléctricas, asimismo obsérvese el aporte de las unidades del Área Central. En la época húmeda las unidades hidroeléctricas del área norte por su naturaleza (centrales de pasada) tienen un aporte de generación considerable, tal es así que en algunos escenarios los excedentes son exportados al área central. En la época seca al verse fuertemente disminuida la hidráulicidad en el área norte, la exportación de la potencia es desde el área Central, basada principalmente en unidades termoeléctricas y centrales hidroeléctricas con embalse.

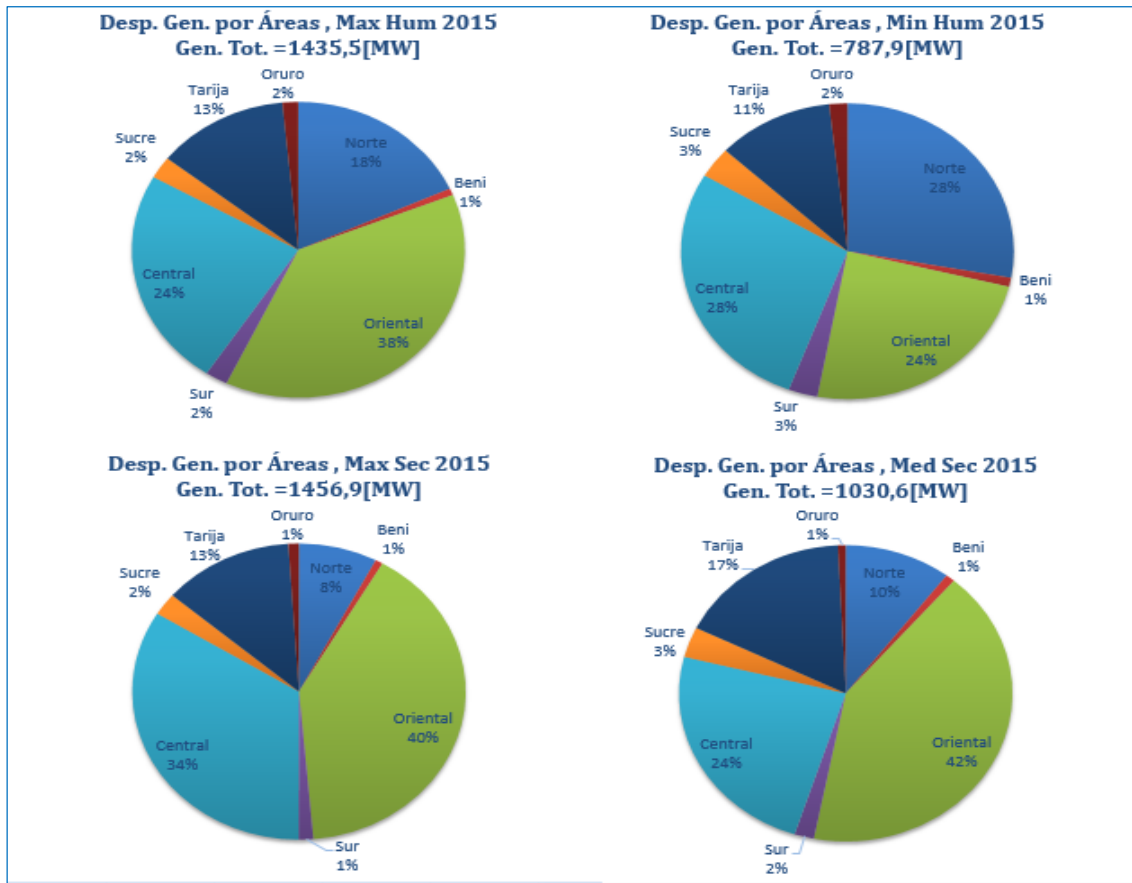
*Cuadro 3.8 Cantidades de la potencia aportada por Área en MW.*

Despacho de Generación [MW], por Áreas, Tecnología y Escenarios							
ÁREA	TIPO	Escenarios de Carga					
		Max Hum 2015	Med Hum 2015	Min Hum 2015	Max Sec 2015	Med Sec 2015	Min Sec 2015
Norte	Termo	30,41	38,79	0,00	46,86	46,37	0,00
	Hidro	231,11	232,56	219,71	64,18	60,33	12,20
Beni	Termo	10,72	9,31	7,80	10,72	9,31	7,80
Oruro	Hidro	21,97	16,30	13,85	14,87	7,72	1,70
	Termo	218,91	24,92	95,13	330,77	153,63	91,89
Central	Hidro	123,59	126,01	123,41	160,05	92,34	61,48
	Eólico	0,64	0,64	0,64	1,38	1,38	1,38
Sucre	Termo	34,48	34,12	26,51	35,58	34,12	26,51
Sur	Termo	13,57	13,43	13,14	14,40	13,43	13,14
	Hidro	17,80	10,09	9,22	6,24	6,03	5,88
Tarija	Termo	178,24	129,74	82,78	178,24	174,89	164,60
	Hidro	6,58	6,44	6,37	7,00	0,00	0,00
Oriental	Termo	547,48	373,92	189,37	586,58	431,03	402,78
SIN	Total	● 1435,5	☉ 1016,3	○ 787,9	● 1456,9	☉ 1030,6	○ 789,4

De los seis escenarios estudiados, se observó que con cuatro de las mismas se pueden resumir y caracterizar las condiciones típicas de operación que se pueden esperar para el año de operación del SIN, estas son: Máximo (húmedo y seco), Medio Seco, Mínimo Húmedo. Las de máxima demanda constituyen el caso más severo en cuanto a la

demanda de potencia, en cuanto a límites de transporte y niveles de tensión; el de medio seco es un escenario intermedio y el de mínimo húmedo constituye el extremo favorable. En adelante se expondrán solamente estos escenarios.

**Figura 3.3 Participación de la generación para áreas en %.**



En la Figura 3.4 se muestra la relación “Potencia despachada / P máxima disponible” de las unidades del SIN, por escenarios y épocas de análisis, la misma está clasificada también por área y tipo de generación. En ella se puede observar el punto de operación del despacho de generación de cada unidad de generación, que también consideran los márgenes de reserva por escenario, en ella se observa las unidades que son despachadas para cada escenario de carga, obsérvese por ejemplo la variación del punto de operación de las unidades de generación hidroeléctrica, debido a la variación de la hidráulicidad se evidencia una fuerte caída del punto de operación para los escenarios de la época seca. En la Figura 3.4 no se incluye el área Sur, ni las dos unidades de generación eólica por tener un aporte mínimo respecto del resto de sistema.

En la Figura 3.5 muestra comparación de magnitudes de *potencias máximas* y

*despachadas en [MW]* de las unidades de todo el SIN, en la misma se aprecian las capacidades aportadas y las máximas posibles de aportación de cada unidad, por áreas y tecnología de generación, en la misma no se incluye el área Sur, ni las unidades de generación eólica por tener un aporte mínimo respecto del resto de sistema.

En las simulaciones se ha utilizado la unidad de generación de compensación o slack a la unidad de Bulo Bulo 2 (42 MW), en la Figura 3.5 se puede observar las condiciones de operación y magnitud de aportación de potencia de la misma con respecto de las demás unidades del SIN.

En las figuras 3.4 y 3.5 se observa por ejemplo cómo la unidad MIS 01 (de la central Misicuni) como un nuevo ingreso al SIN, y se muestra claramente que por el régimen de operación de la central, solo realiza un aporte de generación solo en el bloque máximo de demanda, ya que el embalse del cual se realiza el aprovechamiento hidroeléctrico, solo libera los recursos hídricos para agua potable y riego en este bloque.

### **3.3.3 Resultados del Estudio de Flujo de Potencia**

En el Anexo I se presentan los resultados de los flujos de potencia para los 4 escenarios de carga estudiados para el año 2015.

#### **3.3.3.1 Análisis Nivel de carga en las líneas de transmisión**

En la Figura 3.6 se muestran los niveles de carga de todas las LT del SIN. En la Figura 3.7 se muestran los niveles de carga en LT cuya sobrecarga sea superior al 80%, se analizan para los escenarios de interés y para elementos de transporte (69, 115 y 230 kV).

Se observa que los valores se encuentran en general por debajo de su capacidad de transporte. Se puede advertir que con la incorporación de la mencionada LT, se reducen los niveles de carga de algunas LT que transportan hasta la interconexión del Área Central con el Área Norte. Se observa también que la línea Carrasco – Santibáñez está operando casi al máximo de su capacidad de transporte durante el año 2014.

Se observa que con la incorporación de la LT Santibáñez – La Cumbre, se reducen los niveles de carga de la línea Santibáñez – Vinto, la cual es el principal enlace entre el Área Norte y el Área Central.

Figura 3.4 Potencia despachada /P máxima disponible [p.u.]

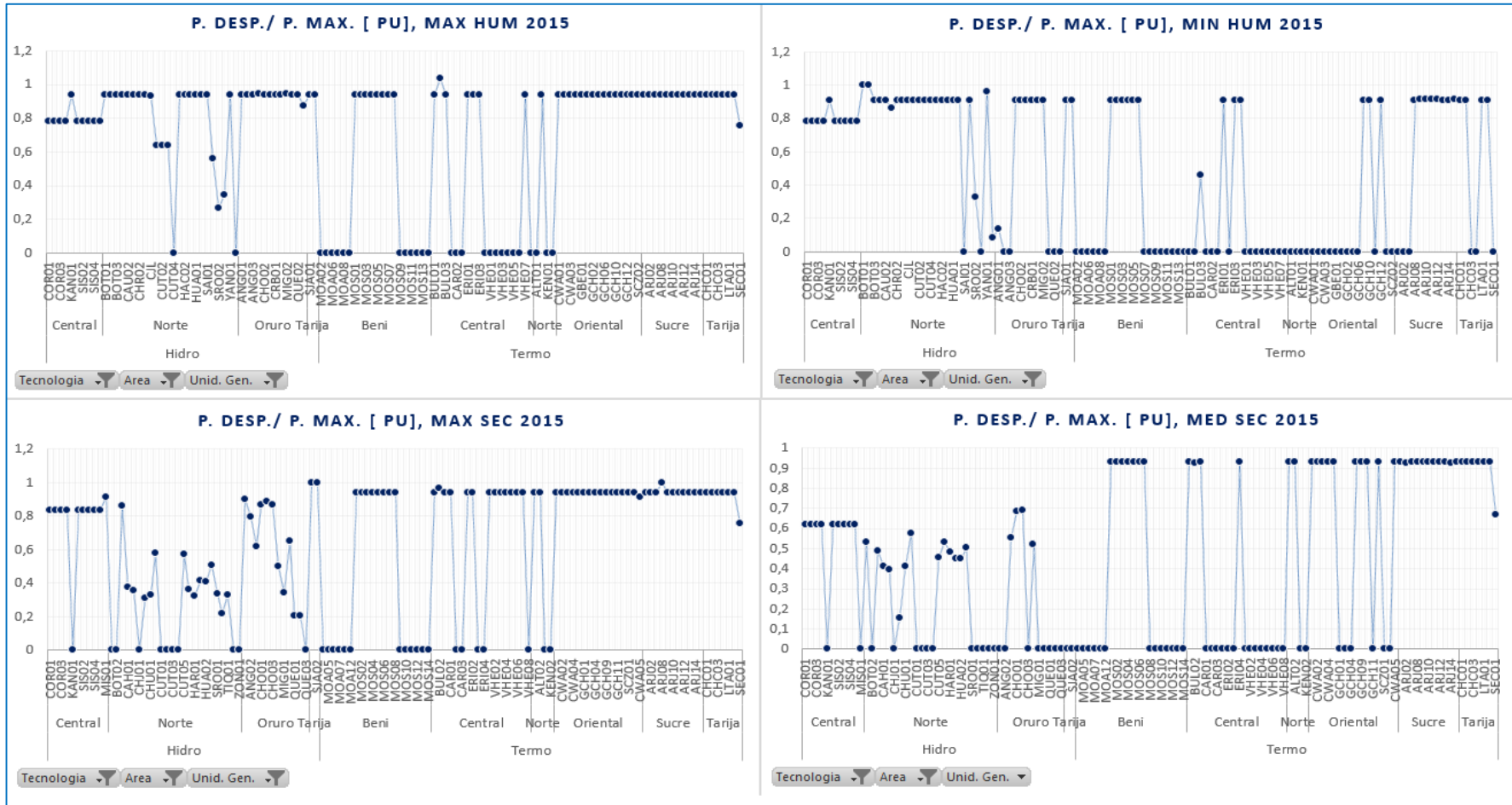
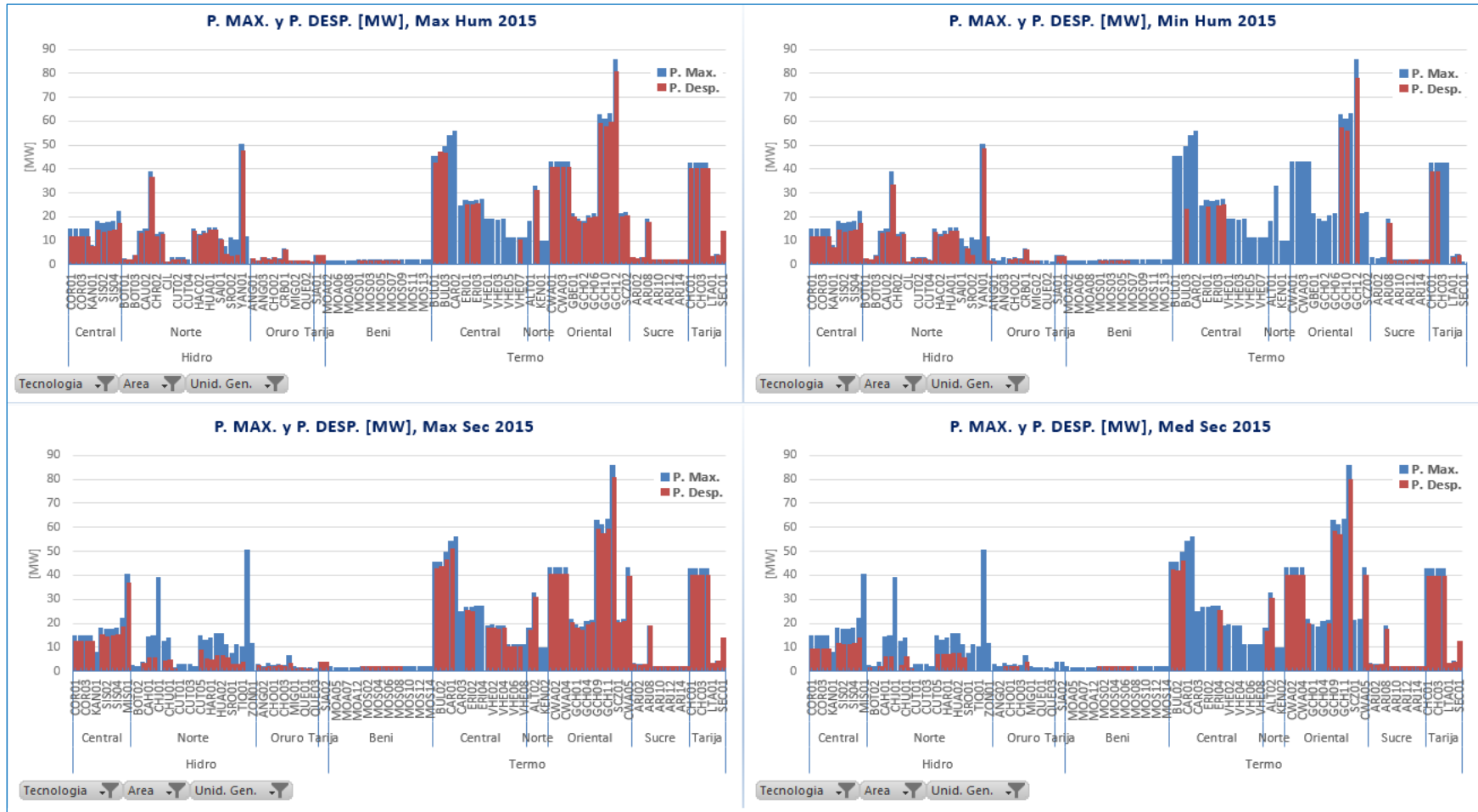


Figura 3.5 Comparación de magnitudes de potencias máximas y despachadas [p.u.]



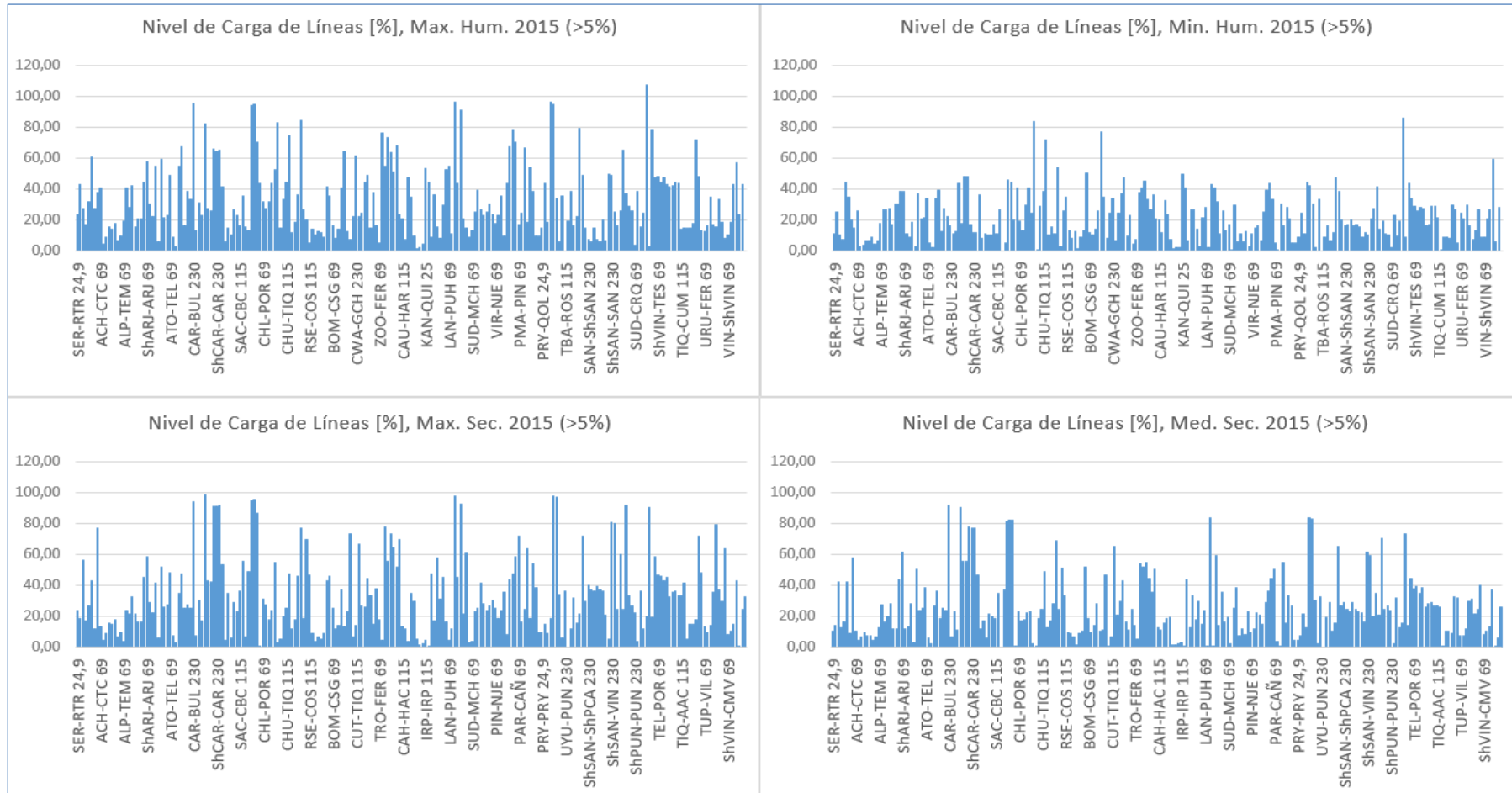
En las figuras 3.6 y 3.7 se observa que las la sobrecargas en las LT son mayores en la época seca, es en esta época que se realiza mayor exportación de potencia entre áreas. Asimismo los escenarios de Máximo Húmedo y Seco son las que provocan un mayor nivel de carga en las LT. En el Cuadro 3.9 se presenta un listado de las líneas más sobrecargadas del SIN en las condiciones de máxima demanda, se observa que con la incorporación de la LT Santibáñez – La Cumbre 230 kV, las LT del Área Central con mayor nivel de carga son las de 230 kV, las mismas trasportan la potencia hasta las barras frontera para la exportación al área Norte.

*Cuadro 3.9 Líneas con mayor sobrecarga del SIN por escenario.*

Escenario	Línea de Transmisión	Área	P [MW] de i a j	Q [Mvar] de i a j	Nivel de Carga
Máximo Húmedo	CAR-BUL 230	Central	-134,2	-24,0	95,8%
	LCA-TAJ 230	Tarija	-144,6	0,8	96,1%
	VAV-LTA 24,9	Tarija	-13,2	-1,6	91,2%
	VAV-TAJ 24,9	Tarija	-6,4	-6,1	107,2%
Máximo Seco	CAR-BUL 230	Central	-131,0	-26,2	94,0%
	CHI-CAR 230	Central	-136,8	-1,9	98,9%
	SJO-CHI 230	Central	-118,5	2,2	86,6%
	LCA-TAJ 230	Tarija	-146,0	-3,0	98,0%
	VAV-LTA 24,9	Tarija	-13,6	-1,6	92,9%
	SJO-VHE 230	Central	123,9	15,9	91,9%
	VAV-TAJ 24,9	Tarija	-5,0	-5,6	90,0%



**Figura 3.6** Nivel de carga para para líneas de transmisión del SIN (>5%)



**Figura 3.7 Nivel de carga para para líneas de transmisión del SIN (>80%)**

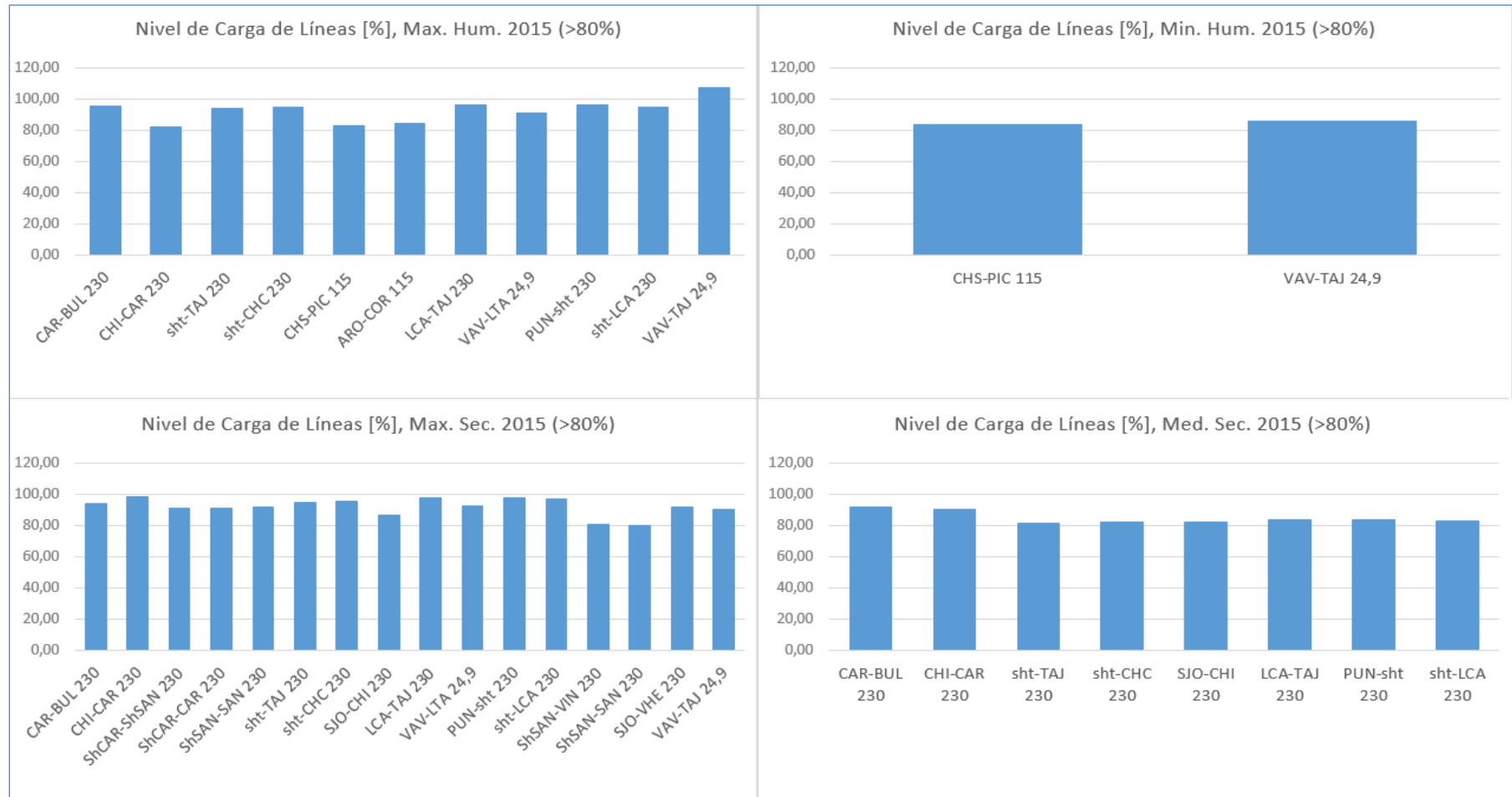
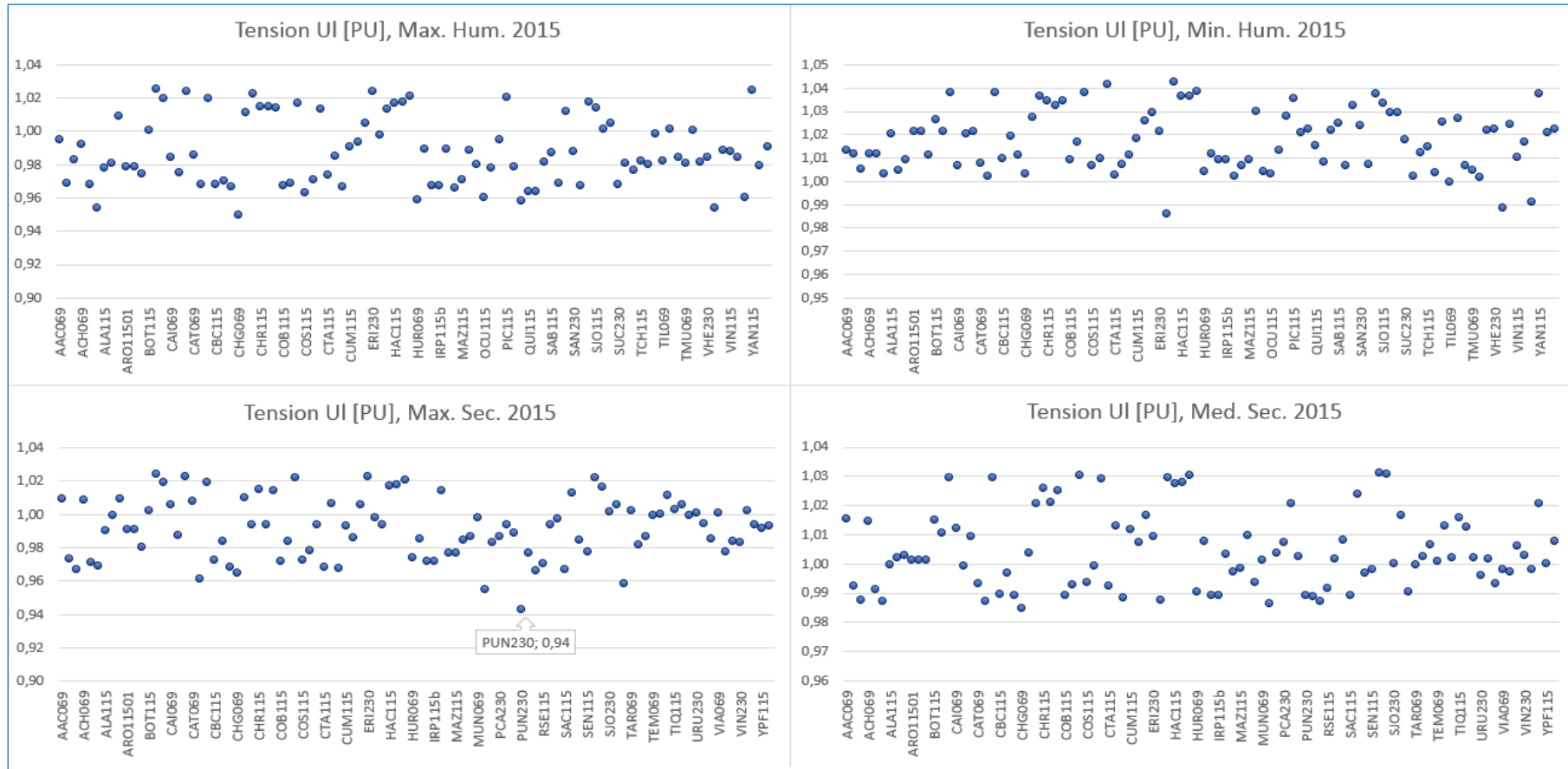


Figura 3.8 Tensión en [PU] para barras de interés



### 3.3.3.2 Niveles de tensión en Buses.

Los resultados de las simulaciones durante los escenarios analizados para el año 2015 muestran que los voltajes en los nodos de 230, 115 y 69 kV próximos a los nodos de La Cumbre y Santibáñez, en general se encuentran dentro de los límites establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo ( $\pm 5\%$  de variación de tensión en condiciones normales de operación), con excepción de la barra PUN230 en Máximo Seco, barra del Área Central frontera con Área Sur

En la figura 3.8 se muestra la tensión en barras de las áreas Norte y Central, para las barras 69, 115 y 230 kV.

Con la incorporación de la LT Santibáñez – La Cumbre, se consigue mejorar de manera considerable los niveles de voltaje del sistema en el Área Norte y Central, evitando de esta forma posibles problemas de bajo voltaje principalmente en el área Norte.

### 3.3.4 Análisis del flujo de potencia con el no ingreso de la Línea Santibáñez – La Cumbre 230 kV.

Se analiza el comportamiento del sistema en el supuesto de la NO incorporación de la LT Santibáñez – La Cumbre 230 kV, el problema se agrava de sobremanera ya que las sobrecargas son mayores, y el único enlace entre estas dos áreas que es la LT Santibáñez – Vinto 115 kV no da abasto para la exportación de potencia necesaria entre estas dos áreas, este y otros inconvenientes se analizan a continuación.

En la figura 3.9 se muestra la comparación del nivel de carga entre ambos casos de estudio (con y sin la LT Santibáñez – La Cumbre 230 kV) para las LT que experimentan una variación en el nivel de su cargabilidad superior al 10%, así mismo se muestra una comparación de esta variación por escenario de carga y por época.

El análisis mostrado en la Figura 3.9 muestra que: para el escenario de Máximo Seco 2015 el estudio de flujo de potencia no se tiene convergencia, la demanda de energía eléctrica en el área Norte es mayor a la generación disponible en el Área y la que se exporta del Área Central y Oriental, aun despachando toda la generación disponible en el área Norte el estudio no tiene convergencia, esto principalmente porque el único medio de enlace entre estas dos áreas no tiene la capacidad suficiente como para atender la necesidad de transporte.

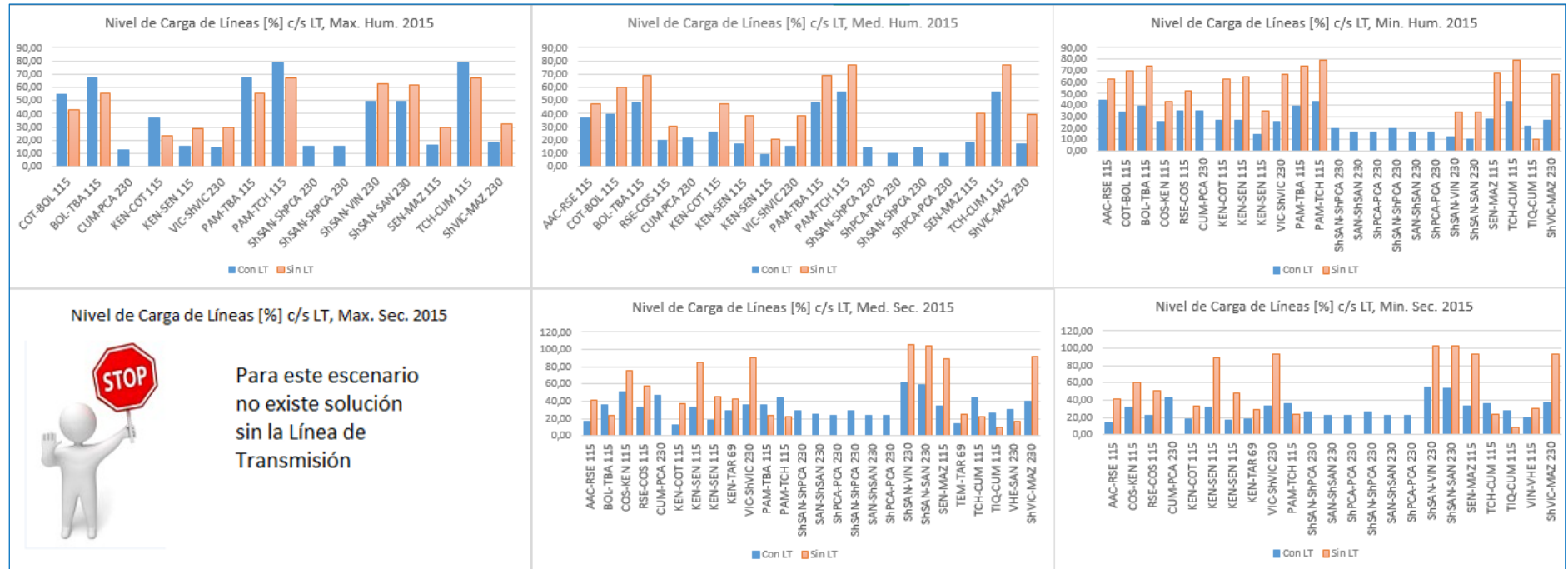
Para el escenario Medio Seco se tuvo que realizar un re-despacho de la generación incluyendo la unidad KEN 02 (unidad termoeléctrica a gas) del área Norte, ya que sin esa unidad, las sobrecargas en las LT superan la capacidad de transmisión y no se da abasto para exportar la potencia faltante en el área Norte.

El hecho de tener que recurrir a las unidades termoeléctricas del área norte tiene una afectación económica en la operación del SEP, ya que debido a las características de ubicación, la eficiencia de estas las unidades, los costos de producción de las mismas son mayores, al recurrir a estas unidades se incrementa el costo marginal del sistema eléctrico.

Adicionalmente del análisis mostrado en la Figura 3.9 se observa que nivel de cargabilidad de las LT en el escenario Máximo Húmedo es menor que en los otros tres escenarios analizados, esto desde luego tiene sentido porque si bien la generación y demanda son máximos los niveles de intercambio entre áreas es muy bajo. Lo contrario ocurre con el escenario Mínimo Húmedo, si bien la demanda y la generación son mínimas, el intercambio de energía entre las Áreas Norte y central es Máximo en el sentido Norte a Central, ya que en esas circunstancias las centrales de generación hidroeléctrica todas de pasada estarán en condiciones de generar a plena capacidad, considerando los márgenes de reserva rotante mencionadas en párrafos anteriores.

En época seca los intercambios de potencia se invierten de área Central a Norte, este intercambio de potencia hace que las líneas relacionada con este intercambio estén con sobrecargas prácticamente al máximo posible.

Figura 3.9 Nivel de Carga de Líneas de transmisión con y sin LT SAN-PCA



### 3.3.5 Conclusiones de flujos de potencia

De lo estudiado, es evidente la importancia del ingreso al sistema de la LT Santibáñez – La Cumbre 230 kV, esta línea no solo mejorará las condiciones de operación técnica (mejor intercambio de potencia entre las Áreas Norte y Central), el ingreso de esta línea también incrementará la confiabilidad en la transmisión, aportando asimismo a una mejora en el aspecto de estabilidad entre las Áreas Norte y Central.

El no ingreso de la línea de transmisión, el sistema incurriría un costo de operación mayor, el mismo que tendría su repercusión en el precio final de la energía eléctrica. Tanto la incorporación de la central la LT de Santibáñez - La Cumbre así como la Hidroeléctrica Misicuni tendrán de alguna manera en escenarios concretos, un aporte en la reducción del precio final del energía eléctrica.

### 3.4 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

El SEP boliviano se caracteriza por ser un sistema débilmente mallado, es así que no se puede aplicar un análisis de contingencia que involucre todos los elementos del SIN, se decide realizar un análisis de contingencia para los elementos más relevantes del sistema de transmisión de energía eléctrica con el objetivo de estudiar las condiciones operativas del SIN en esas condiciones, el Cuadro 3.10 muestra el listado de estas contingencias. Para el análisis de contingencias se ha utilizado el software Power Factory DIgSILENT.

*Cuadro 3.10 Contingencias Analizadas*

Nro. Cont.	Nombre de Contingencia
1	Ine_CAR_CHI230
2	Ine_SJO_VHE230
3	Ine_SUC_PUN230
4	Ine_COR_ARO115
5	Ine_POT_PUN15
6	Ine_CAT_SAC115
7	Ine_CAT_OCU115
8	Ine_SAN_PCA23001
9	Ine_SAN_SUC230
10	Ine_SAN_VIN230
11	Ine_CAR_SAN230
12	Ine_VHE_VIN115
13	Ine_COR_SIS115
14	Ine_SAN_PCA23002
15	Ine_ARO_SAB115
16	Ine_CHI_SJO230

Las contingencias se realizaron para los escenarios de demanda: Máximo Seco, Medio Seco y Mínimo Seco, como se había mencionado en el apartado del análisis de flujo de potencia la época seca presenta un escenario más desfavorable para el sistema.

Los resultados del análisis de contingencia fueron procesadas para sintetizar la presentación de los resultados, en la Figura 3.10 se muestra el resumen de los resultados obtenidos, en la misma se muestran en la parte superior de la figura las *Violaciones por Sobrecarga* y en la parte inferior se muestran *Violaciones Voltaje Mínimo* para los escenarios de demanda: Máximo seco y Medio seco, el escenario de Mínimo Seco al presentar indicadores más favorables no se las incluye en la gráfica.

Para el caso de las Violaciones por Sobrecarga se muestran los elementos cuya capacidad de transporte es sobrepasado debido a la contingencia, estas son contrarrestadas con el nivel de carga del caso base.

Para el caso de las Violaciones de Mínimo Voltaje se muestran las barras cuyo nivel de tensión es inferior a mínima permitida para la operación debido a la contingencia, estas son contrarrestadas con el nivel con la tensión del caso base del caso base.

Para ambos casos se puede observar los efectos de cualquier contingencia identificada por el número asignado según lo definido en el Cuadro 3.9.

El plasmar los resultados del análisis de contingencias en la Figura 3.10 puede ser muy útil para el análisis del sistema, por ejemplo: es evidente que aquellos elementos cuya sobrecarga llega hasta un 180% necesitan un segundo elemento en paralelo para soportar la contingencia.





El Cuadro 3.11 presenta un resumen del comportamiento del SIN ante las contingencias planteadas, es evidente que para el escenario de Máxima carga se tiene que el SIN es capaz de soportar muy pocas contingencias, en los otros dos escenarios la soportabilidad es mayor, pero no todas las contingencias son capaces de ser soportadas debido a que el sistema eléctrico es débilmente mallado.

*Cuadro 3.11 Resumen del Análisis de Contingencias.*

Max. Sec. 2015			Med. Sec. 2015			Min. Sec. 2015		
Nro. Cont	Nombre de Contingencia	Análisis y conclusión	Nro. Cont	Nombre de Contingencia	Análisis y Conclusión	Nro. Cont	Nombre de Contingencia	Análisis y Conclusión
6	Ine_CAT_SAC115	Contingencias Soportables	6	Ine_CAT_SAC115	Contingencias Soportables	2	Ine_SJO_VHE230	Contingencias Soportables
12	Ine_VHE_VIN115		7	Ine_CAT_OCU115		4	Ine_COR_ARO115	
13	Ine_COR_SIS115		8	Ine_SAN_PCA23001		6	Ine_CAT_SAC115	
2	Ine_SJO_VHE230	10	Ine_SAN_VIN230	7		Ine_CAT_OCU115		
4	Ine_COR_ARO115	12	Ine_VHE_VIN115	8		Ine_SAN_PCA23001		
8	Ine_SAN_PCA23001	13	Ine_COR_SIS115	10		Ine_SAN_VIN230		
14	Ine_SAN_PCA23002	Cont. Provocan sobrecargas >100%	14	Ine_SAN_PCA23002	12	Ine_VHE_VIN115	Cont. Provocan sobrecargas >100%	
15	Ine_ARO_SAB115		15	Ine_ARO_SAB115	13	Ine_COR_SIS115		
1	Ine_CAR_CHI230		1	Ine_CAR_CHI230	14	Ine_SAN_PCA23002		
3	Ine_SUC_PUN230	Sin Convergencia	2	Ine_SJO_VHE230	Cont. Provocan sobrecargas >100%	15	Ine_ARO_SAB115	Cont. Provocan sobrecargas >100%
5	Ine_POT_PUN15		4	Ine_COR_ARO115		1	Ine_CAR_CHI230	
7	Ine_CAT_OCU115		5	Ine_POT_PUN15		5	Ine_POT_PUN15	
9	Ine_SAN_SUC230		11	Ine_CAR_SAN230	11	Ine_CAR_SAN230		
10	Ine_SAN_VIN230		16	Ine_CHI_SJO230	16	Ine_CHI_SJO230		
11	Ine_CAR_SAN230		3	Ine_SUC_PUN230	3	Ine_SUC_PUN230		
16	Ine_CHI_SJO230	9	Ine_SAN_SUC230	9	Ine_SAN_SUC230	Sin Convergencia		

### 3.4.1 Conclusiones del Análisis de Contingencias

Se logró identificar cuáles son las contingencias soportables, las que producen sobrecargas y las críticas para el sistema, en este caso las salidas de las líneas SUC-PUN230 y SAN-SUC230 serían las extremas, con la salida de alguno de estos elementos ni siquiera se encuentra convergencia en la solución de flujos de potencia.

## 3.5 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITOS

El objetivo en este apartado es determinar las corrientes de cortocircuito en el SIN con el ingreso de los nuevos elementos de generación y de transmisión.

### 3.5.1 Tipos de Cortocircuitos [9] [15]

En sistemas eléctricos se pueden producir distintos tipos de fallas, en el Cuadro 3.12 se muestra los tipos de cortocircuito y participación del total de ocurrencias.

**Cuadro 3.12** *Tipos de Corto Circuitos e Incidencia*

TIPOS DE CORTOCIRCUITOS	INCIDENCIA (%)
Monofásicos	80
Bifásicos	15
Trifásicos	5

En general, la falla trifásica es la que impone las condiciones más severas a los componentes del sistema, y por lo tanto, los estudios de cortocircuitos enfocan con más atención este tipo de fallas.

Los análisis de cortocircuito se necesitan para el diseño de sistemas de potencia, por ejemplo para especificar las dimensiones de los equipos. La selección de los equipos que conforman la red no sólo depende de los requerimientos en voltaje y corriente en estado estable, sino de los requerimientos en voltaje y corriente durante eventos de cortocircuito.

Las aplicaciones donde se requiere el análisis de cortocircuito son:

- Estudiar fallas comparadas con la interrupción o swicheo de los equipos
- Verificación de la soportabilidad térmica de los componentes del sistema de potencia
- Selección y ajuste de los equipos de protección
- Dimensionamiento de los equipos de puesta a tierra y a neutro y diseño de la malla de tierra de subestaciones.

Las corrientes de cortocircuito pueden ser clasificadas según su magnitud en:

- Máxima corriente de cortocircuito; la cual determina las capacidades de los equipos eléctricos.
- Mínima corriente de cortocircuito; la cual puede ser una base, por ejemplo, para selección de fusibles o para fijar los dispositivos de protección.

### 3.5.2 Definiciones de las diferentes corrientes de cortocircuito [11]

En la referencia [11] se detalla la definición de las diferentes definiciones de corriente de corto circuito, para el caso se utilizarán las corrientes:

- Valor de cresta de la corriente de cortocircuito ( $I_p$ ).
- Corriente de cortocircuito simétrica de corte ( $I_b$ ).
- Corriente de cortocircuito permanente ( $I_k$ ).

### 3.5.3 Análisis de Cortocircuito en el SIN.

Para determinar los niveles de corto-circuito y los aportes que se presentan en los diferentes elementos nuevos, se simulan los siguientes tipos de falla:

- A. Falla Trifásica
- B. Falla Monofásica

Para cada tipo de falla, se realizan cálculos de cortocircuito en cada una de las barras de la red, determinando los niveles de falla y los flujos de corriente en cada uno de los componentes del sistema.

En el Anexo I se presenta los resultados de los niveles de cortocircuito de los dos tipos de fallas para los escenarios de demanda Máxima y Mínima para el año 2015.

### 3.5.3.1 Falla trifásica

Para barras de interés, en el Cuadro 3.13 se muestran los resultados de las corrientes de falla Trifásica y niveles de potencia de corto circuito para escenarios de demanda para el año 2015.

### 3.5.3.2 Falla monofásica

Para barras de interés, en el Cuadro 3.14 se muestran los resultados de las corrientes de falla Monofásica y niveles de potencia de corto circuito para escenarios de demanda para el año 2015.

*Cuadro 3.13 Niveles de Cortocircuito Trifásico*

Niveles de cortocircuito Trifásico						
Nodo	Max. Sec. 2015			Min. Sec. 2015		
	SCC[MVA]	IP[kA]	ICC[kA]	SCC[MVA]	IP[kA]	ICC[kA]
ALA115	1.629,5	19.774,8	8.180,6	1.056,0	12.672,0	5.301,5
BUL230	2.963,3	18.544,0	7.438,5	1.970,1	12.192,8	4.945,3
CAR230	3.163,1	19.790,5	7.940,0	2.098,4	12.999,3	5.267,5
COL115	1.632,5	18.728,3	8.195,9	199,7	28.660,3	11.531,1
CUM115	1.368,6	15.975,6	6.870,7	864,2	5.148,5	2.169,4
CUM230	1.236,8	7.376,3	3.104,6	87,7	20.245,0	7.671,3
KEN115	1.556,2	18.759,5	7.812,7	61,8	11.821,5	5.408,9
MIS115	1.185,7	13.674,0	5.952,7	36,8	6.828,6	3.220,0
PCA230	1.245,4	7.430,4	3.126,1	1.561,0	32.216,6	13.061,4
QUI115	1.156,7	12.602,3	5.807,3	146,1	18.058,8	7.030,8
RUR115	2.324,9	28.643,9	11.672,2	745,3	8.684,4	3.742,0
SAN230	2.329,8	14.228,2	5.848,2	288,7	36.668,2	15.154,2
VHE115	2.366,9	29.188,7	11.883,1	35,0	2.040,7	811,9
VHE230	2.357,5	14.559,6	5.917,9	297,4	5.267,8	2.488,7
VIN115	979,2	11.373,5	4.915,9	20,3	2.719,9	1.173,4
VIN230	1.337,4	7.882,0	3.357,2	115,2	1.806,8	963,7

**Cuadro 3.14 Niveles de Cortocircuito Monofásico**

Niveles de cortocircuito Monofásico						
Nodo	Max. Sec. 2015			Min. Sec. 2015		
	SCC[MVA]	IP[kA]	ICC[kA]	SCC[MVA]	IP[kA]	ICC[kA]
ALA115	477,5	17.385,1	7.192,1	361,8	13.023,8	5.448,7
BUL230	1.084,9	20.368,2	8.170,3	785,7	14.588,1	5.916,9
CAR230	1.199,7	22.519,2	9.034,8	857,9	15.943,3	6.460,5
COL115	488,9	16.826,5	7.363,6	279,3	9.669,8	4.206,0
CUM115	503,2	17.621,1	7.578,4	351,0	12.525,7	5.286,6
CUM230	375,7	6.721,7	2.829,1	297,6	5.318,8	2.241,2
KEN115	615,7	22.267,8	9.273,8	357,1	12.508,3	5.378,0
MIS115	362,8	12.553,3	5.464,8	259,8	9.081,0	3.913,0
PCA230	336,2	6.017,3	2.531,6	277,8	4.967,2	2.092,2
QUI115	295,3	9.652,6	4.448,0	203,3	6.804,7	3.061,9
RUR115	847,0	31.306,9	12.757,3	540,5	19.571,3	8.140,9
SAN230	654,3	11.987,8	4.927,3	510,5	9.259,4	3.844,5
VIN115	395,0	13.763,6	5.949,0	324,3	11.350,6	4.884,4
VIN230	422,2	7.465,3	3.179,7	340,6	6.008,6	2.565,2

### 3.5.3.3 Conclusiones a la operación durante fallas de cortocircuito

Los resultados obtenidos en el cálculo de fallas para las diferentes condiciones de operación de la red durante el año 2015, muestra que los niveles de falla se encuentran dentro de los rangos esperados y no superan los valores de corrientes de falla permisibles en los equipos a instalarse.

## 3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO

- La incorporación de la línea de transmisión Santibáñez – La Cumbre 230 kV. mejora los niveles de voltaje, incrementa el margen de estabilidad y la confiabilidad de suministro del Área Norte y Central del SIN.
- Tanto la incorporación de la central la línea de transmisión de Santibáñez - La Cumbre así como la Hidroeléctrica Misicuni tendrán de alguna manera en escenarios concretos, un aporte en la reducción del precio final del energía eléctrica.
- Los diferentes elementos de conexión de la línea deberán ser comparados con las corrientes de falla para verificar la soportabilidad de las mismas.
- Al realizar los estudios utilizando ambos softwares para escenarios concretos, se ha validado y verificado que el modelado del sistema en NEPLAN se ha realizado de manera correcta y con la precisión necesaria. De esta manera será válido también la utilización de esta base del sistema eléctrico para los estudios de estabilidad.

## 4 ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN EL SIN

### 4.1 BREVE REPASO TEÓRICO

#### 4.1.1 Definición de Estabilidad de Sistemas de Potencia

La estabilidad de un sistema de potencia es la habilidad del sistema eléctrico de potencia, para dadas las condiciones iniciales de operación, de recuperar el estado de operación de equilibrio, después de ser sujeto a un disturbio físico.

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera en un ambiente de constante cambio; las cargas, generadores y parámetros de operación cambian continuamente. Cuando está sujeto a una perturbación, la estabilidad del sistema depende de las condiciones iniciales de operación, así como también, de la naturaleza de la perturbación.

Un SEP está sujeto a un amplio rango de perturbaciones, pequeñas y grandes. Pequeñas perturbaciones en la forma de cambios en la carga ocurren continuamente; el sistema debe tener la capacidad de ajustarse a las condiciones de cambio y operar satisfactoriamente. El sistema también debe estar en la capacidad de sobrevivir ante numerosas perturbaciones severas, tales como un cortocircuito en una línea de transmisión o pérdida de una importante fuente de generación. Una gran perturbación puede ocasionar cambios estructurales debido al aislamiento de los elementos fallados como resultado de la actuación de los relés de protección.

Un sistema de potencia puede ser estable para una perturbación física dada, y ser inestable para otra. Es impráctico y no es económicamente viable diseñar un sistema de potencia para soportar a todas las posibles fallas y/o perturbaciones. Los estudios de sistemas de potencia, identifican la soportabilidad del sistema para un grupo de contingencias seleccionado en base a una razonable probabilidad de ocurrencia de las mismas. [24]

Asimismo, para garantizar la seguridad del SEP, es una práctica común en la industria eléctrica, el empleo de esquemas de protección complementarios que actúen como respaldo en el sistema; ante contingencias poco probables y/o severas.

Los SEP están constantemente experimentando fluctuaciones de pequeña magnitud. Sin embargo, para evaluar la estabilidad cuando el sistema es sometido a una perturbación

específica, usualmente se asume que la condición inicial de operación del sistema es de estado estable. Esta hipótesis es válida tomando en cuenta que las variaciones son razonablemente pequeñas.

#### **4.1.2 Clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia**

La estabilidad del sistema de potencia es un solo problema global; sin embargo, no es práctico tratar con él como tal. La inestabilidad del sistema de potencia puede adoptar diferentes formas y está influenciado por una amplia gama de factores.

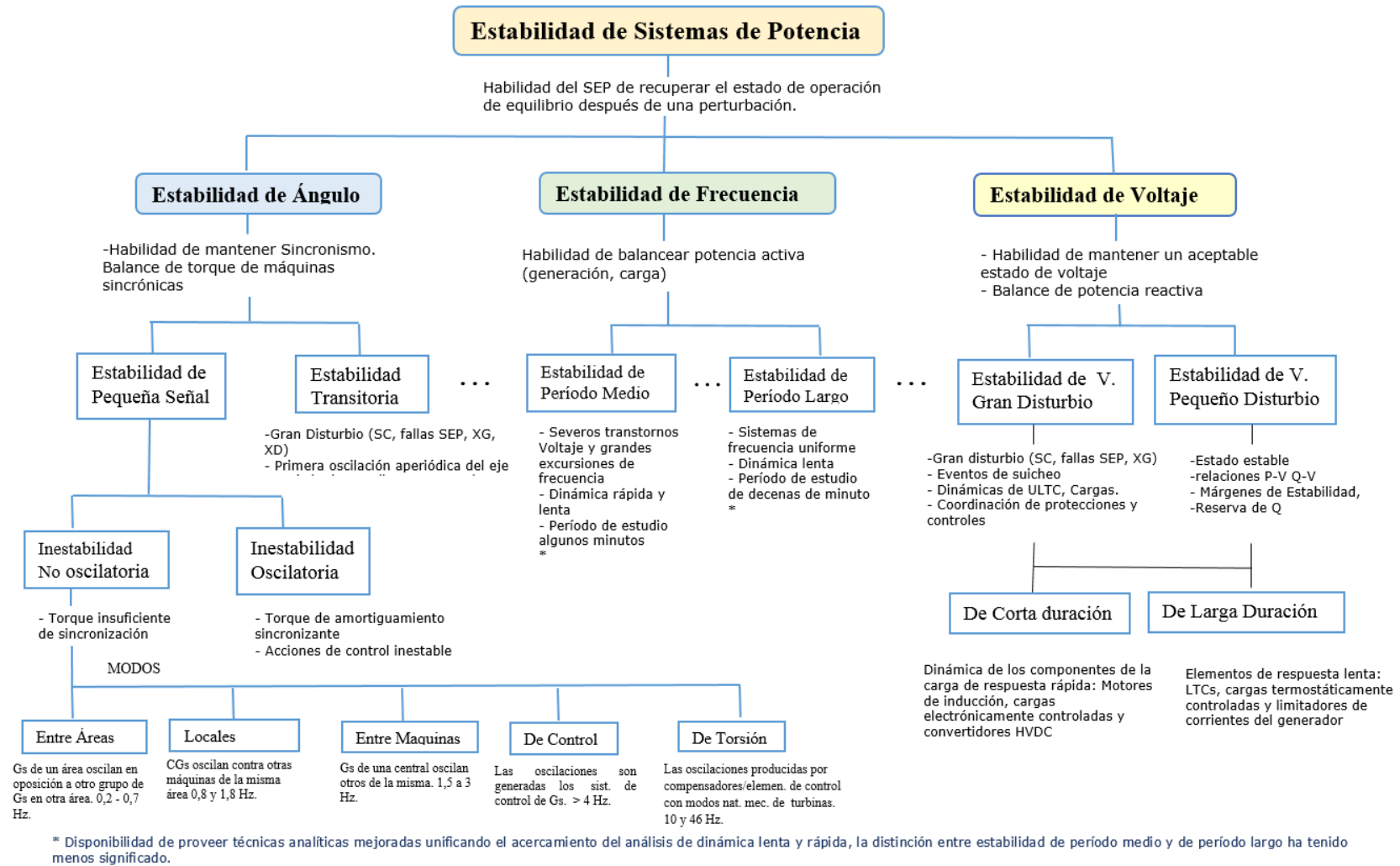
El análisis de estabilidad, es más simple de abordarlo si se realiza una adecuada clasificación en categorías, para la clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia se consideran:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño de la perturbación.
- Los dispositivos, procesos y los intervalos de tiempo que deben ser tomados en consideración.
- Los métodos más apropiados para calcular y predecir la estabilidad

La Figura 4.1 proporciona una visión global del problema de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, identificando sus categorías y sub-categorías. En la misma se observa que la estabilidad de voltaje, es una subcategoría de la estabilidad de un SEP [24].

Aunque las tres categorías se refieren a diversos aspectos del problema de estabilidad, en términos del análisis y de la simulación son realmente las extensiones de unas a otras sin límites claramente definidos.

Figura 4.1 Clasificación de estabilidad en Sistemas de Potencia [1], [26] y [25].





### 4.1.3 Comentarios sobre la Clasificación

La clasificación de la estabilidad se ha basado en varias consideraciones a fin de que sea conveniente para la identificación de las causas de la inestabilidad, la aplicación de herramientas de análisis adecuados, y el desarrollo de medidas correctoras eficaces para un problema de estabilidad específico. Es evidente que existe cierta superposición entre las distintas formas de inestabilidad, ya que como los sistemas fallan, más de una forma de inestabilidad en última instancia, puede emerger. Sin embargo, un evento del sistema debe ser clasificado basado principalmente en el fenómeno de iniciación dominante, separados en las relacionadas principalmente con la tensión, ángulo del rotor, o frecuencia.

Si bien la clasificación de la estabilidad del sistema eléctrico es un medio eficaz y conveniente para hacer frente a las complejidades del problema, la estabilidad general del sistema se debe mantener siempre en mente. Las soluciones a los problemas de estabilidad de una categoría no deben hacerse a expensas de otro. Es fundamental examinar todos los aspectos de los fenómenos de estabilidad, y en cada aspecto de más de un punto de vista.

En el presente Capítulo se dedicará a estudiar exclusivamente el fenómeno de estabilidad de tensión (utilizando métodos de análisis estáticos), las características del fenómeno, los métodos de solución y medidas de prevención. En el Capítulo V se estudia el fenómeno de estabilidad de en régimen dinámico.

### 4.1.4 Estabilidad de tensión

La Estabilidad de Tensión es definida por IEEE/CIGRE [24] como:

*“La habilidad del sistema de potencia de mantener los voltajes de estado estable en todas las barras del sistema después de haber sido sujeto a un disturbio desde una condición inicial dada”.*

En términos generales, la Estabilidad de Tensión es definida como la capacidad del SEP de mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema después de la ocurrencia de una perturbación pequeña o grande para una condición inicial de operación dada.

El control de tensiones y la gestión de potencia reactiva están íntimamente ligados. Para el control de tensión es necesario el uso de equipos de generación y transporte para

inyectar o absorber potencia reactiva con el fin de mantener las tensiones en todas las barras del sistema dentro los márgenes requeridos.

La inestabilidad que puede resultar en la forma de una progresiva caída o elevación de la tensión en algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad es la pérdida de carga en un área, o el disparo de una LT y otros elementos por sus sistemas de protección. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede resultar de una de estas salidas.

#### **4.1.5 Colapso de Tensión**

El término Colapso de tensión se usa a menudo, y es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión conduce a un apagón o tensiones bajas anormales en una parte significativa del sistema de potencia.

El colapso de tensión es un fenómeno inherentemente no lineal y es natural usar técnicas de análisis no lineales como la teoría de bifurcación para estudiar el colapso de tensión e idear maneras de evitarlo. [24]

#### **4.1.6 Factores que causan inestabilidad de Tensión**

Los factores que causan la inestabilidad de tensión son:

- Aumento de la carga, o exceso de la misma en el sistema.
- Grandes distancias entre generación y carga.
- Niveles bajos de tensión de generación de las centrales.
- Restablecimiento de la carga vía operación de transformadores con cambiadores de tap bajo carga (ULTC).
- Desempeño de equipos de compensación de reactiva (condensadores, compensadores síncronos, etc.).
- Insuficiencia de compensación reactiva en la carga.
- Balance de potencia reactiva (demanda excesiva, generación insuficiente).
- Pobre coordinación entre varios sistemas de control y protección.

El problema de colapso de tensión puede ser agravado por el excesivo uso de capacitores de compensación en paralelo.

#### 4.1.7 Medios de protección para evitar la inestabilidad de Tensión

A continuación se menciona brevemente los medios de protección ante el fenómeno de la inestabilidad de tensión:

- Sistemas de alivio de carga por baja tensión.
- Aplicación de equipos de compensación reactiva (compensadores síncronos y/o estáticos, banco de capacitores, etc.)
- Control del cambio de taps en los transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (ULTC).
- Sistemas lógicos, rápidos para realizar la desconexión de carga, sistemas DAC.
- Desconexión manual de carga.

#### 4.1.8 Métodos para el estudio de estabilidad de tensión

*Cuadro 4.1 Clasificación de Métodos para el estudio de estabilidad de tensión [22] y [35]*

<b>Métodos de Análisis de estabilidad de tensión</b>	<b>Métodos Analíticos</b>	<b>Métodos de Análisis Estáticos</b>	<b>Flujos de Potencia Convencionales</b>	Curvas PV
				Curvas VQ
				Análisis de sensibilidad VQ
				Análisis Modal
				<i>Factores de participación de las Barras</i>
				<i>Factores de participación de las ramas</i>
				<i>Factores de participación de generadores</i>
				Técnicas basadas en fasores y vectores de tensión
				<i>Índices de estabilidad de tensión VCPI</i>
				<i>Índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje (VIPI)</i>
				Índices de estabilidad de tensión de líneas
				<i>Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI)</i>
				<i>Índice FVSI (Fast Voltage Security Index)</i>
				<i>Índice de Desempeño de Ramas</i>
				<i>Índice de estabilidad de línea Lmn</i>
				<i>Índice de estabilidad de línea LQP</i>
				Técnicas Basadas en energía
				<i>Índice V/Vo</i>
		<b>Flujos Continuos de Potencia</b>		
	<b>Métodos de Análisis Dinámico</b>			
<b>Métodos de Monitoreo</b>				
<b>Índice del vector tangente TVI</b>				
<b>Quasi-Estado Estable - simulación de larga duración</b>				

Una revisión detallada de los métodos mencionados se presenta en las referencias [22, 35], en lo sucesivo se realiza un mayor énfasis en lo aplicativo de los métodos y técnicas de análisis al SIN.

## 4.2 APLICACIÓN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN AL SIN

Se realiza el análisis de estabilidad de tensión sobre el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se utilizan los siguientes métodos:

- Método de Análisis de Sensibilidad V-Q
- Método de Análisis Modal
- Método Curvas P-V
- Método Curvas V-Q

Según el Cuadro 4.1 Los métodos mencionados, todas están clasificadas dentro de la categoría de *Métodos de Análisis Estáticos*, más precisamente en el grupo de los métodos basados en flujos de potencia convencionales.

El análisis se lo realiza para un escenario desfavorable para el SIN, se considera al sistema fuertemente cargado para época seca del año 2015 (escenario de máximo seco), para ver el comportamiento del sistema en cuanto a la estabilidad de tensión. Los datos de este escenario son los mismos utilizados en el capítulo II.

Para realizar el estudio del sistema se partió con el análisis de *sensibilidad de las barras* y *análisis modal*, para ampliar el análisis, se utilizó los métodos de las curvas P-V y Q-V. Además. Tras la utilización de estas herramientas se puede conocer que barras son más propensas a cambios en sus tensiones debido a variaciones tanto en la potencia transmitida como en los reactivos absorbidos por el sistema.

Para el análisis de estabilidad de tensión se utilizó e programa NEPLAN®, ya que en opinión del autor el módulo de estabilidad de tensión de NEPLAN® presenta más opciones de análisis que el modulo que viene incorporado en Power Factory DIGSILENT, en [22] se aborda esta característica de DIGSILENT, para sobrellevar esta limitante se hace uso del potencial de programación que se tiene en el mismo, es posible desarrollar algoritmos de cálculo que brinden más opciones de configuración para el análisis de estabilidad de tensión, en la misma referencia se plantea un diagrama de flujo de un pseudocódigo para mejorar el algoritmo base.

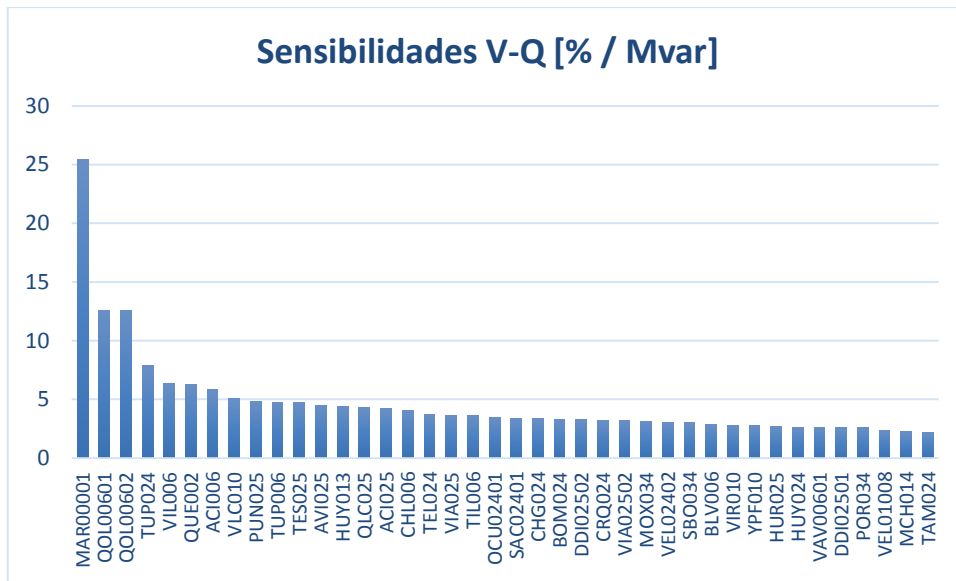
El hecho de haber modelado de todo el SIN en NEPLAN® en un capitulo anterior, representa una ventaja, ya que NEPLAN al presentar más prestaciones para estudiar el fenómeno de la estabilidad de tensión, posibilita sin mayor inconveniente elegir a este

como software para estudiar este fenómeno. Los resultados expuestos fueron procesados a partir de los obtenidos en NEPLAN.

#### 4.2.1 Análisis de sensibilidad

Se procedió al estudio del sistema a través de las técnicas de *sensibilidades propias*, el cual es presentado a continuación. Teniendo presente en el momento de estudiar el siguiente grafico es necesario tener presente que a mayor sensibilidad menor margen de estabilidad.

**Figura 4.2** Sensibilidades mutuas de barra.



Los datos de la Figura. 4.2 muestran las sensibilidades mutuas de barras, en la misma se observa que las barras de mayor sensibilidad serían las barras MAR00001 (Unom. = 0,4 kV, y Pnom. = 0,052 MW), QOL00601 y QOL00602 (de 0.62 kV, generadores eólicos de Snom = 1,579 MVA) son las barras con mayor sensibilidad V-Q del sistema.

Resulta curioso que el operador del sistema eléctrico en algunos lugares tenga modelados cargas con una potencia pequeña y detalladas hasta un nivel de tensión tan baja, pero para el análisis realizado se ha respetado todo el detalle que el operador del sistema considera necesario en el modelado del SIN.

El análisis de sensibilidad brinda con precisión acerca de las sensibilidades más críticas de todo el sistema en el Cuadro 4.2 se muestra el área de ubicación en el SIN y la tensión

nominal de la barra, es evidente que las mayores sensibilidades se presentan en las barras de distribución.

*Cuadro 4.2 Sensibilidades propias V-Q más críticas del SIN [%/Mvar]*

Sensibilidades V-Q [% / Mvar]									
Nro	Barra	Sensibilidad	U.Nom. [kV]	Área	Nro	Barra	Sensibilidad	U.Nom. [kV]	Área
1	MAR00001	25,4197	0,4	Sucre	21	SAC02401	3,3632	24,9	Central
2	QOL00601	12,5625	0,62	Central	22	CHG024	3,3298	24,9	Norte
3	QOL00602	12,5625	0,62	Central	23	BOM024	3,2931	24,9	Oruro
4	TUP024	7,8362	24,9	Sur	24	DDI02502	3,2639	24,9	Sur
5	VIL006	6,3276	6,9	Sur	25	CRQ024	3,2022	24,9	Oruro
6	QUE002	6,2539	2,5	Oruro	26	VIA02502	3,1716	24,9	Norte
7	ACI006	5,8304	6,6	Norte	27	MOX034	3,1207	34,5	Beni
8	VLC010	5,0415	10	Oruro	28	VEL02402	3,0518	24,9	Sur
9	PUN025	4,8022	24,9	Sur	29	SBO034	2,9989	34,5	Beni
10	TUP006	4,717	6,6	Sur	30	BLV006	2,8793	6,6	Oruro
11	TES025	4,7136	24,9	Oruro	31	VIR010	2,7928	10	Área 1
12	AVI025	4,5221	24,9	Oruro	32	YPF010	2,7547	10	Central
13	HUY013	4,3649	13,8	Oruro	33	HUR025	2,7042	24,9	Norte
14	QLC025	4,312	24,9	Oruro	34	HUY024	2,6425	24,9	Oruro
15	ACI025	4,1957	24,9	Norte	35	VAV00601	2,6359	6,6	Tarija
16	CHL006	4,0565	6	Sur	36	DDI02501	2,5803	24,9	Sur
17	TEL024	3,7133	24,9	Sur	37	POR034	2,5696	34,5	Sur
18	VIA025	3,6566	24,9	Norte	38	VEL01008	2,3759	10	Sur
19	TIL006	3,5895	6,9	Norte	39	MCH014	2,2229	13,8	Oruro
20	OCU02401	3,4924	24,9	Central	40	TAM024	2,1347	24,9	Sur

El énfasis del presente estudio es identificar los puntos más débiles del sistema de transporte (69, 115 y 230 kV), se recurrirán a métodos como las curva P-V y V-Q para tener un análisis complementario.

Un sistema de potencia tiene estabilidad de tensión si en una condición de operación dada para cada barra del sistema, la magnitud de la tensión de barra aumenta cuando se aumenta la inyección de potencia reactiva en la misma. Y el sistema presenta inestabilidad de tensión si al menos para una barra del sistema, la magnitud de la tensión de barra disminuye cuando se aumenta la inyección de potencia reactiva en la misma.

En otras palabras el sistema tiene estabilidad de tensión si la sensibilidad VQ es positiva para cada barra y presenta inestabilidad si la sensibilidad VQ es negativa por lo menos para una barra. [25]

### 4.2.2 Análisis Modal

Esta técnica se basa en la obtención de los autovalores del sistema, este valor entre más cercano a cero indica mayor inestabilidad.

Algoritmos analíticos rápidos para el cómputo selectivo de un número especificado de los valores propios más pequeños hacen que este método de análisis modal sea apropiado para el análisis de sistemas de potencia complejos grandes.

Para el presente caso se ha especificado el número de autovalores en 20 de los más críticos.

*Cuadro 4.3 Autovalores más críticos del SIN*

Nro	Valor propio [Mvar / %]	Nro	Valor propio [Mvar / %]
1	0,0393	11	0,2037
2	0,0471	12	0,2105
3	0,0706	13	0,2203
4	0,1221	14	0,2232
5	0,1408	15	0,2337
6	0,1557	16	0,2479
7	0,1669	17	0,2539
8	0,1752	18	0,2656
9	0,1899	19	0,2727
10	0,1905	20	0,2744

#### 4.2.2.1 Factores de participación de nodo

En este análisis se partió de los autovalores retornados por NEPLAN® que permite conocer los valores propios más críticos y ver la relación de los diferentes nodos con ellos.

Normalmente existen dos tipos de modos. El primer tipo tiene pocas barras con grandes participaciones y todas las demás barras con participaciones cercanas a cero, indicando que el *modo es muy localizado*. El segundo tipo tiene varias barras con grados de participación pequeños, de magnitudes muy similares, y el resto de las barras con participaciones cercanas a cero, esto indica que el *modo no es localizado*. Un modo localizado típico ocurre si una sola barra de carga está conectada a una red muy fuerte a través de una línea de transmisión larga. Un modo no localizado típico ocurre cuando una región dentro de un gran sistema está muy cargado y el principal soporte reactivo de esa región está agotado o es escaso [22]

Se tomaron los primeros 6 valores propios críticos para analizar los factores de participación que estos presentan en las diferentes barras del sistema.

La Figura 4.3 muestran los diferentes factores de participación de barras para los autovalores más bajos o críticos del sistema, si bien el análisis fue realizado para todo el sistema, gráficamente solo se muestran los resultados para los 6 autovalores más críticos, con ellos ya se tiene una idea de las zonas más críticas del sistema.

Se observa que los resultados son muy parecidos a los resultados del análisis de sensibilidad V-Q, en donde nuevamente las barras más críticas del sistema son las barras de distribución.

#### **4.2.2.2 Factores de participación de rama**

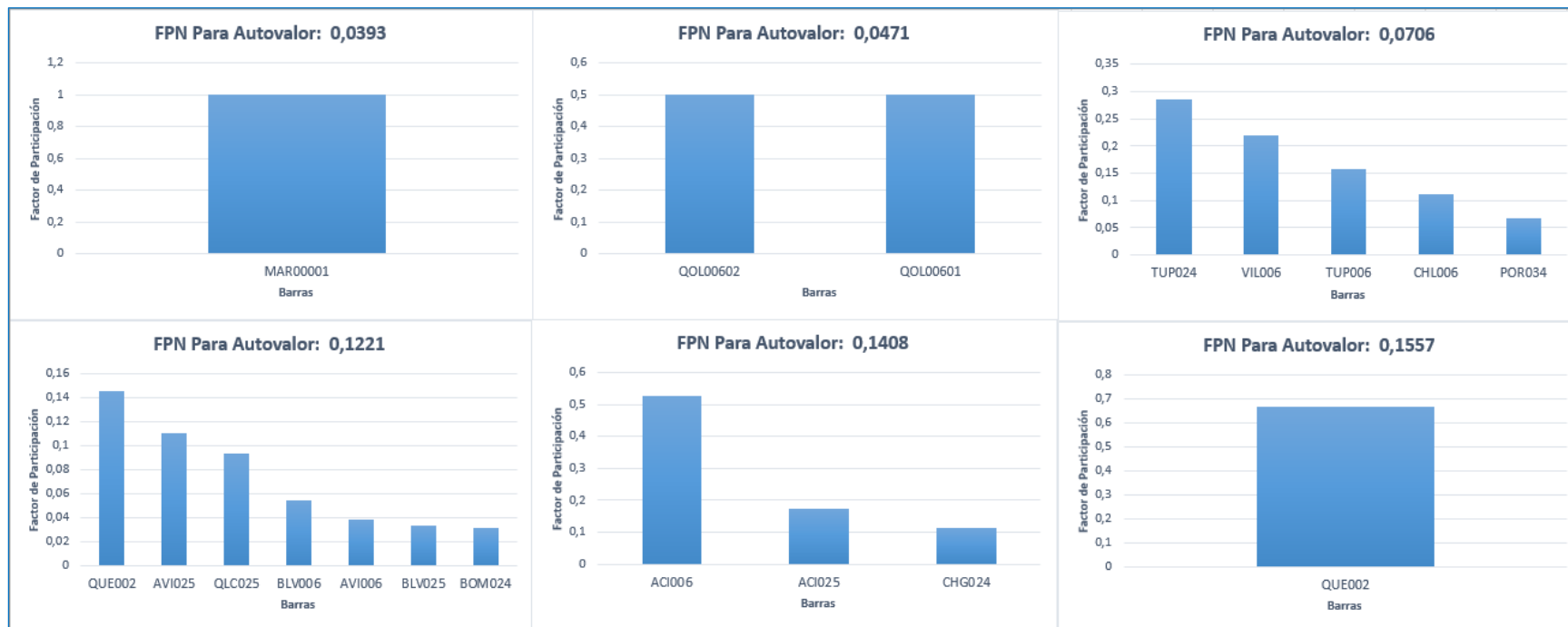
Los factores de participación de las LT indican, para cada modo, cuales ramas consumen una mayor cantidad de potencia reactiva ante un cambio incremental en la carga reactiva. Ramas con altos factores de participación son enlaces débiles o están altamente cargados. Las participaciones son útiles para identificar las medidas necesarias para aliviar los problemas de estabilidad de tensión y para la selección de contingencias [22].

#### **4.2.2.3 Factores de participación de Generadores**

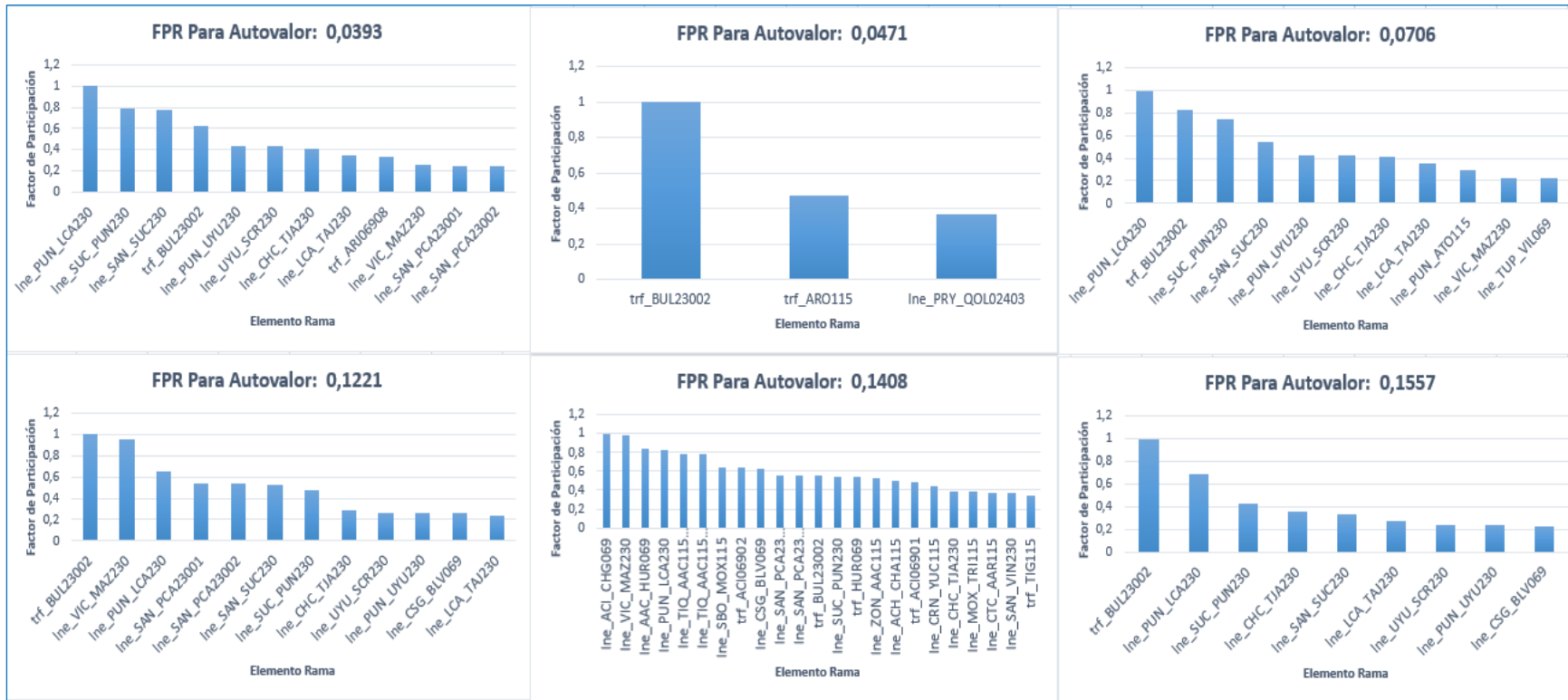
Para cada modo, los factores de participación de los generadores indican que generadores entregan la mayor potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva del sistema. Los factores de participación dan importante información acerca de la adecuada distribución de las reservas reactivas en todas las máquinas con el fin de mantener un adecuado margen de estabilidad de tensión [22]



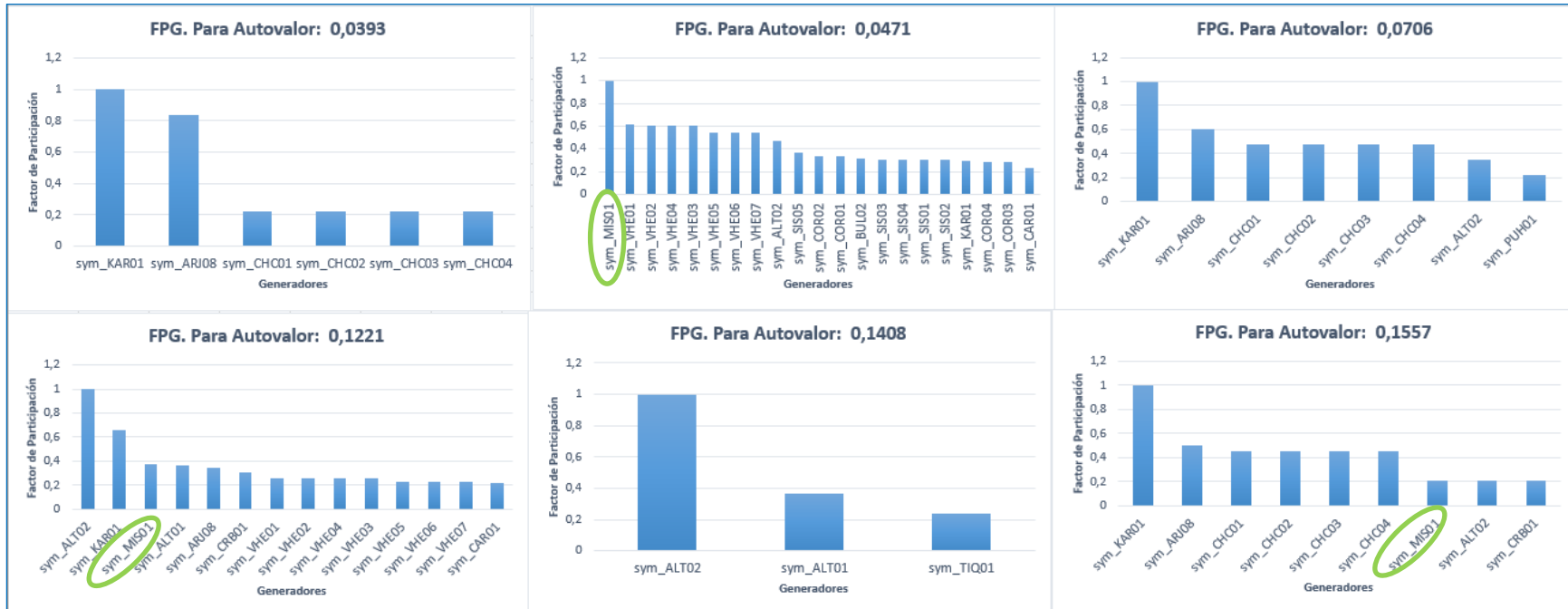
**Figura 4.3** Factores de Participación de Nodos para los 6 Auto valores más críticos del SIN.



**Figura 4.4** Factores de Participación de Ramas para los 6 Auto valores más críticos del SIN.



**Figura 4.5** Factores de Participación de Ramas para los 6 Auto valores más críticos del SIN.



Es evidente el aporte de la nueva central Misicuni, se observa que para 3 de los autovalores más críticos, MIS 01 tiene un aporte importante de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva del SIN.

### 4.2.3 Curvas P - V

Esta técnica consiste en variar la potencia activa que es transferida por cada barra y observar las variaciones de tensiones. Para la selección de una barra crítica a través de este método basta con observar la caída de tensión más importante que se presenta en el sistema para una cantidad específica de potencia.

Para el incremento en las cargas, se optó por lo siguiente: se realiza el incremento en todas las cargas del SIN de forma de emular un crecimiento en el tiempo de la demanda, el factor de escalamiento se utiliza un valor en % de la base propia de cada carga del SIN, se pueden realizar otros tipos de escalamientos, por áreas, o con factores de escalamiento individuales, pero para fines de identificar los nodos más críticos en una situación futura inmediata y dado el hecho de que se realiza el estudio en un escenario de carga máxima, se considera que la opción de adoptada es suficientemente precisa.

Adicionalmente se realizan escalamientos en la generación en unidades de interés, esto para tomar en cuenta las unidades no despachadas en el caso base, y que de acuerdo al crecimiento de la demanda es necesario también considerar a las unidades que en el caso base no estaban despachadas, tomando en cuenta también la hidráulica de la época y los márgenes reserva rotante.

Se tiene un especial interés en estudiar la red de transporte (69, 115 y 230 kV), para tener identificadas las oportunidades de mejora y medidas de corrección en el sistema de transmisión, es ahí donde se hace más crítica la cercanía a un posible colapso de tensión.

Si bien se realizaron los estudios para todas las áreas del SIN, no se exponen ni se analizan los resultados obtenidos para las áreas que tienen un buen margen de cargabilidad, es decir aquellas cuya característica P-V es más estable, se considera más bien identificar las áreas con menor margen de cargabilidad analizarlas y así mismo compararlas con un área que tenga mayor margen de cargabilidad, esto para observar los valores en los las magnitudes de las variaciones P-V y de las variaciones V-Q.

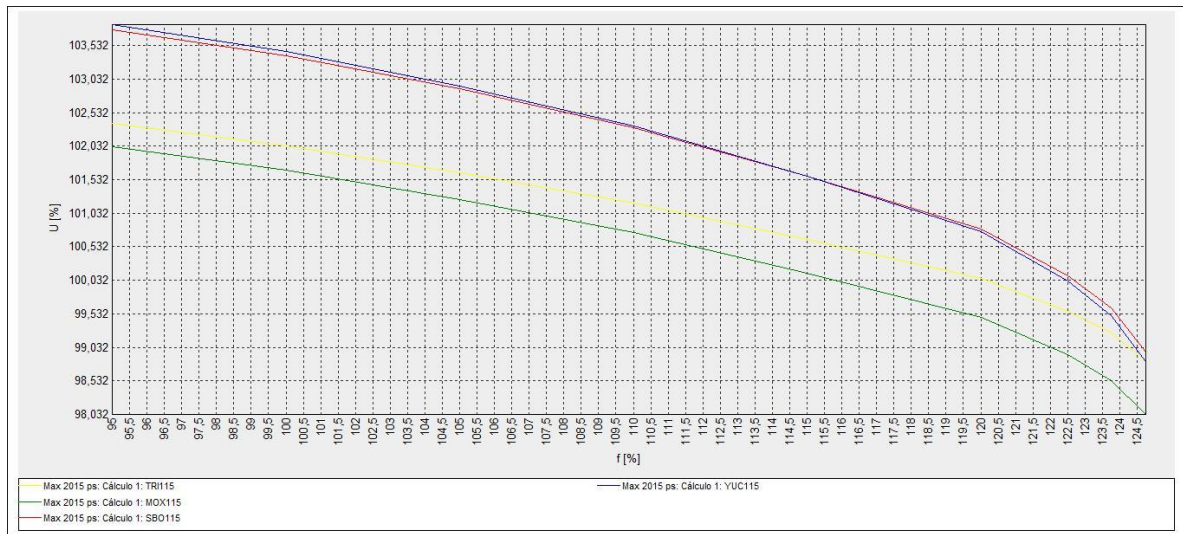
En [22], un estudio académico de una red reducida del Sistema Troncal Interconectado (STI) desde el punto de vista de la estabilidad de tensión se concluyó que para los años 2010 a 2012 que los nodos más débiles del STI serían: TRI115 (Área Beni) y VIL069 (Área Sur), ambas barras son los extremos de un transporte radial.

A partir de analizar la red completa del SIN en NEPLAN, sistema se analizará cual es la situación de estas dos áreas y de ser el caso se identificará otra área del sistema que fuese propensa a la inestabilidad de tensión.

Las siguientes graficas fueron obtenidas con el módulo de estabilidad de tensión programa NEPLAN.

#### 4.2.3.1 Análisis de Curvas P-V Área Beni

*Figura 4.6 Curvas P-V de Área Beni*

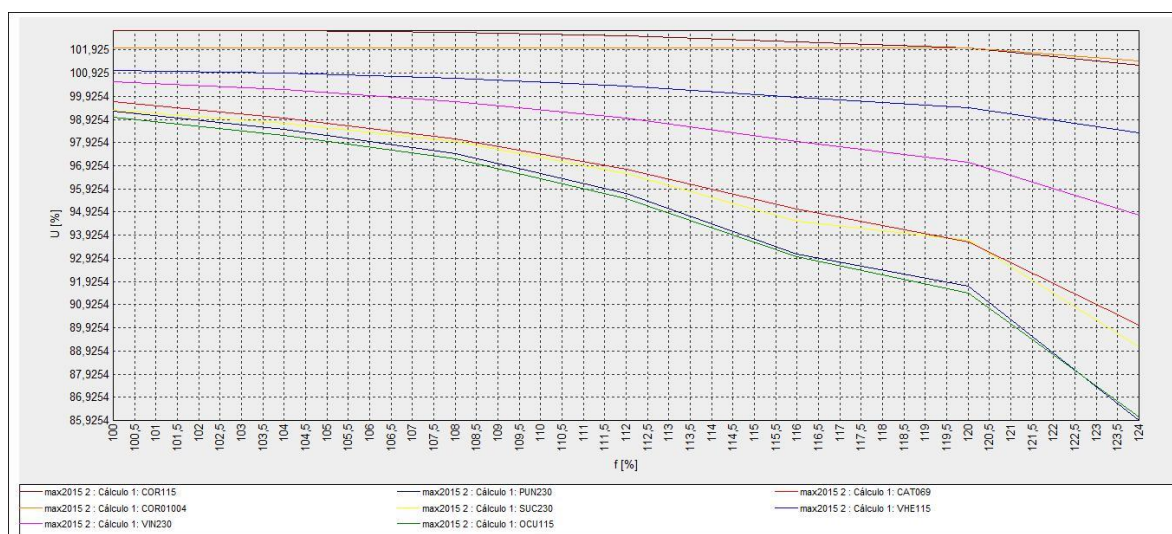


Se observa que las curvas tienen un comportamiento similar en la pendiente, esto por la característica radial de las LT con subestaciones de retiro intermedias, la barra con mayor caída en la pendiente es la barra MOX115 y no TRI115 como en [22], esto debido a que en los últimos dos años se incrementó la generación en la ciudad Trinidad (TRI115), en este caso unidades de generación a Diésel (característica del Área Beni), logrando que la regulación de la tensión sea mejor que lo contemplado en [22] en la que la generación y los límites de reactivo de las unidades no eran lo suficientes para tener adecuados niveles de tensión.

El incremento de generación en el área Beni permite tener unidades de reserva y adicionalmente, la capacidad de regulación mejora bastante, obsérvese que al momento en que los flujos de potencia dejan de converger (punto cercano al de colapso) la tensión más baja, sufre una pequeña diferencia de respecto de la nominal y dentro de los límites de las condiciones mínimas de operación.

### 4.2.3.2 Análisis de Curvas P-V Área Central

Figura 4.7 Curvas P-V de Área Central

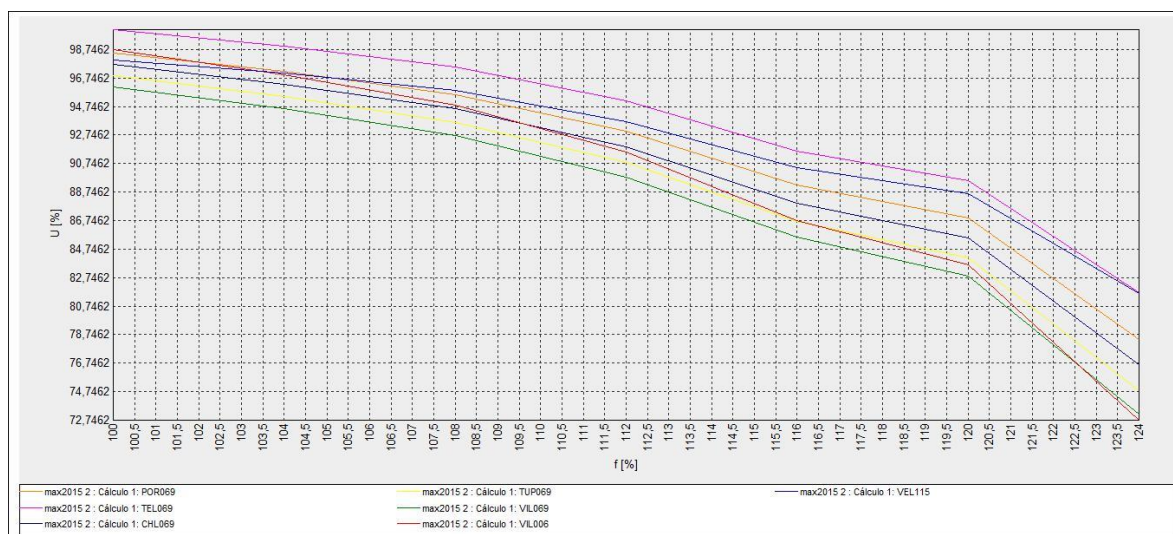


En general, por las características del área se tiene abundante generación, la mayor parte de las barras del área tienen un comportamiento casi lineal, manteniendo los niveles de tensión cerca del nominal ante los incrementos de carga, a estas barras se considera que no es necesario mostrarlas en las características P-V, pero aparte de las barras con perfil ideal, se tienen las barras frontera como: OCU115, PUN230, SUC230, SUC115 y CAT069, las cuales son barras con el comportamiento menos característico del área, dicho de otra manera; serían las barras que tienden a ser las más deficientes del área, esto no es de extrañarse ya que estas barras al ser barras frontera se encuentran ya alejadas de las unidades de generación del área.

Obsérvese que al momento en que los flujos de potencia dejan de converger (punto cercano al de colapso) la tensión más baja, se presenta para las barras OCU115 y PUN230, la tensión está alrededor del 85% de la tensión nominal.

### 4.2.3.3 Análisis de Curvas P-V Área Sur

Figura 4.8 Curvas P-V de Área Sur



La zona sur del sistema eléctrico presenta las características más desfavorables en cuanto a las características P-V, el Área Sur es un área principalmente importador de potencia, esta característica hace que el control de tensión en el área sea limitado.

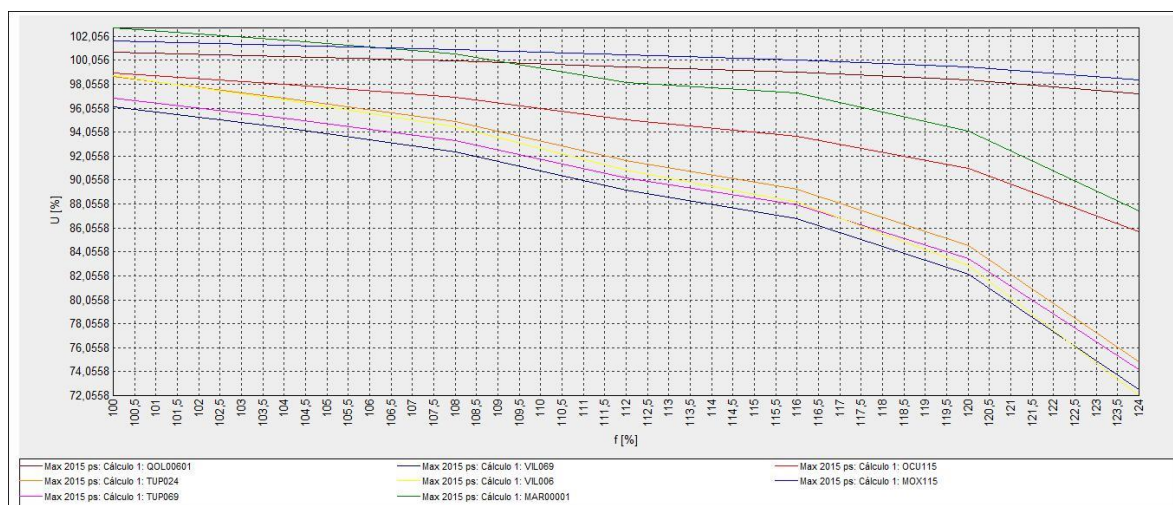
Las barras CHI069, TUP069, y VIL069 son las barras más críticas del área y como se verá posteriormente también del SIN. Estas barras forman parte de una red de transporte en disposición radial que llega hasta la ciudad fronteriza de Villazón.

Obsérvese que al momento en que los flujos de potencia dejan de converger (punto de colapso) la tensión más baja, se presenta para las barras VIL69 y VIL006, la tensión está alrededor del 72% de la tensión nominal, de hecho, las barras que hacen que los flujos de potencia dejen de converger son estas dos barras. De hecho, poco antes del colapso es la barra de distribución la que tiene un decaimiento mayor, como se muestra gráficamente, esto coincide con los análisis de sensibilidad V-Q y el análisis Modal de autovalores Q-V.



#### 4.2.3.4 Análisis de Comparativo de curvas P-V más críticas del SIN.

*Figura 4.9 Curvas P-V de las Barras más críticas del SIN*



En la gráfica anterior se muestran una comparación de las características P-V de las barras más críticas de las áreas analizadas, en ella se observa claramente que las barras del Área Sur son las barras con menor margen de cargabilidad, es así que se identifica el área más débil del SIN desde el punto de vista de la estabilidad de tensión.

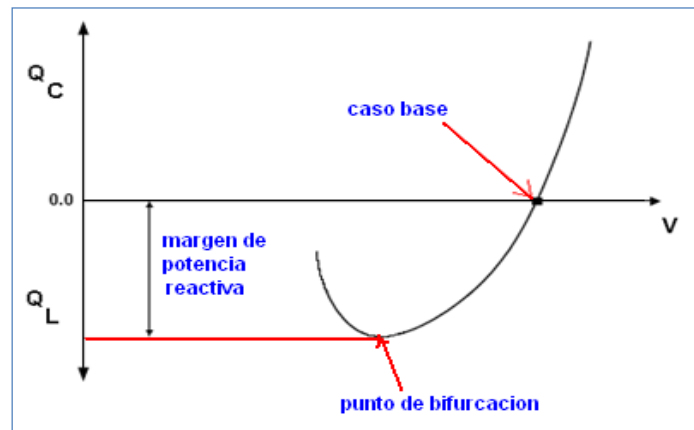
#### 4.2.4 Curvas Q – V

El método de las curvas VQ, expresa la relación entre la inyección de potencia reactiva (Q) y la tensión de una determinada barra, es decir, muestra la relación entre el soporte reactivo de una barra y la tensión en la misma.

Estas curvas muestran la sensibilidad y variación de las tensiones de las barras con respecto a las inyecciones (entregadas o absorbidas) de potencia reactiva.

El punto donde  $dQ/dV=0$ , constituye el punto límite de estabilidad de tensión (colapso). Todos los puntos a la izquierda de este punto, se asumen como inestables y los puntos de operación a derecha se asumen como estables.

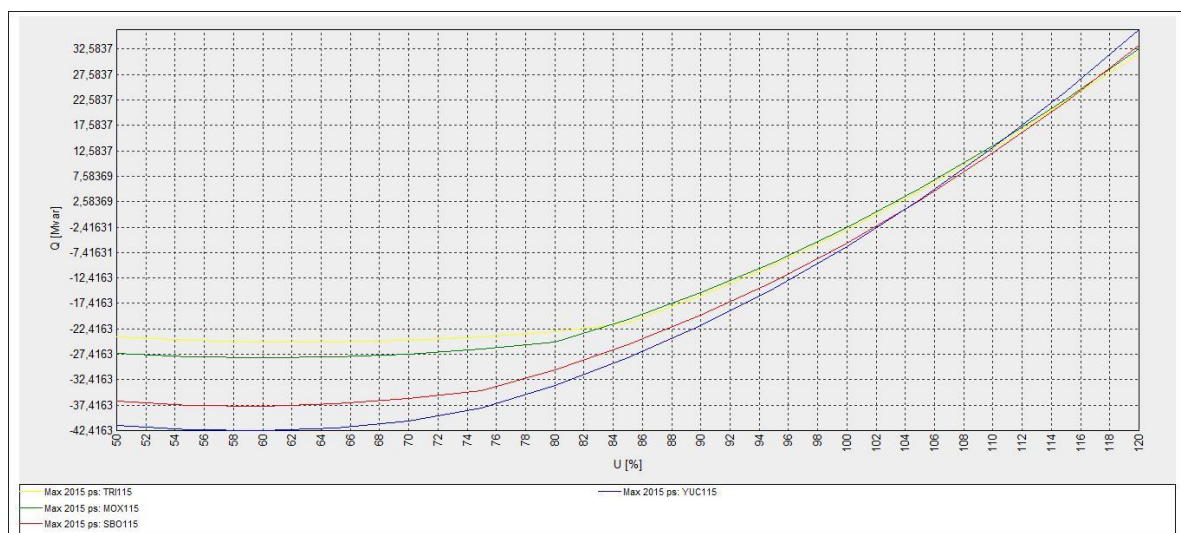


**Figura 4.10** Característica de las Curva V-Q. [22]

El criterio de las curvas V-Q es utilizado para la ubicación de las barras críticas del sistema. En el momento de estudiar o tratar de conocer la debilidad de una barra con respecto a las demás que componen un sistema es necesario observar la pendiente que describe dicha curva, a mayor pendiente mayor estable es la barra.

El colapso de voltaje se inicia en el nodo más débil y se va propagando a otros nodos débiles. Por lo tanto, el nodo más débil es el más importante en los análisis de colapso de voltaje al usar las técnicas de las curvas Q - V. El nodo más débil es aquel que presenta una de las siguientes condiciones: a) tiene el punto de colapso de voltaje más alto, b) tiene el margen de potencia reactiva más bajo, c) tiene la mayor deficiencia de potencia reactiva o d) tiene el cambio más alto de voltaje, en porcentaje.

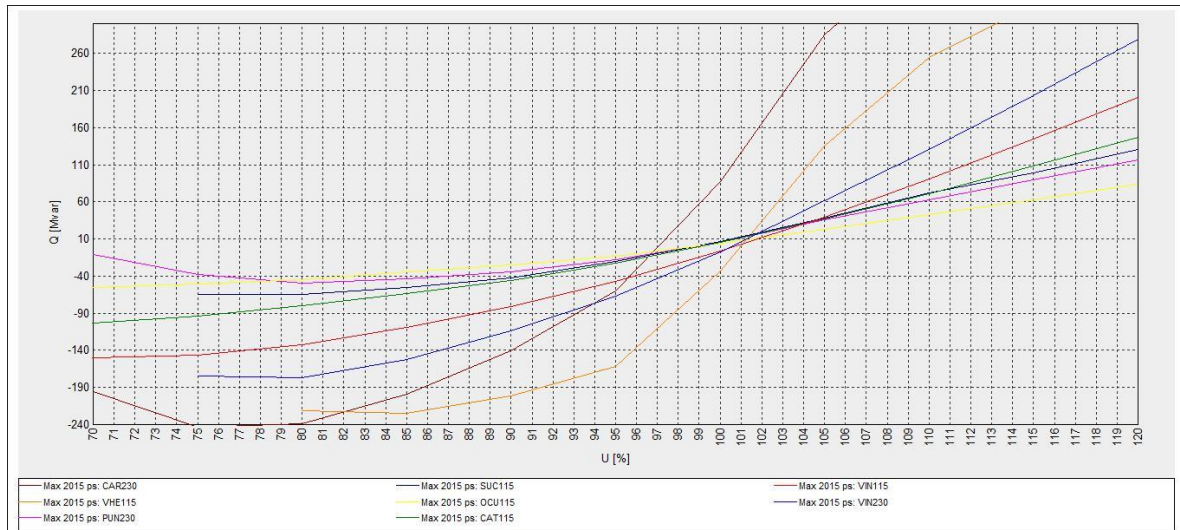
#### 4.2.4.1 Análisis de curvas V-Q del Área Beni

**Figura 4.11** Curvas V-Q Área Beni

La Figura 4.11 muestra las Curvas V-Q para el Área Beni, en ella se observa que la barra de TDD-115 es la que tiene un menor margen de potencia reactiva con 25 Mvar, seguida de con 27 Mvar SIM-115, las barras SBJ-115 y YUC-115 tienen un mayor margen de potencia reactiva.

#### 4.2.4.2 Análisis de curvas V-Q del Área Central.

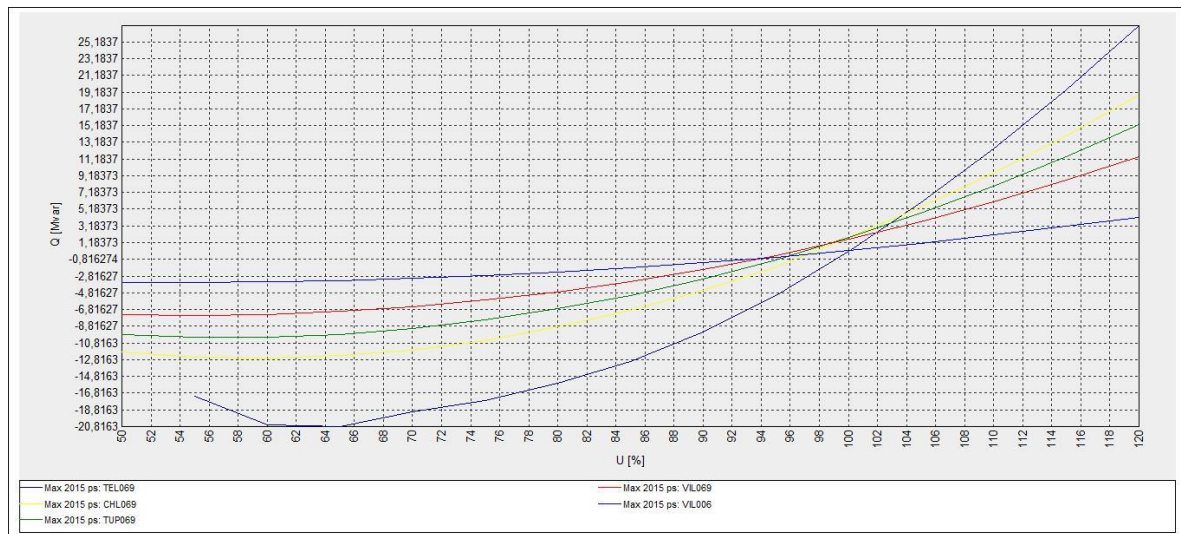
*Figura 4.12 Curvas VQ para el Área Central*



La Figura 4.12 muestra las Curvas VQ para el Área Central, y en general en la mayoría de las barras se cuenta con unas características de V-Q con un buen margen de cargabilidad, solo se exponen los perfiles de barras con menor margen de potencia reactiva y un par de barras típicas en los centros cercanos a la generación (perfil ideal), en ella se observa que las barras OCU115, PUN230, SUC230 son las barra con menor margen de potencia reactiva del área, porque las mismas son barras frontera del área y están ya alejadas de los centros de generación, pero este margen de potencia es un valor superior a 40 Mvar.

### 4.2.4.3 Análisis de curvas V-Q del Área Sur.

Figura 4.13 Curvas V-Q Área Sur

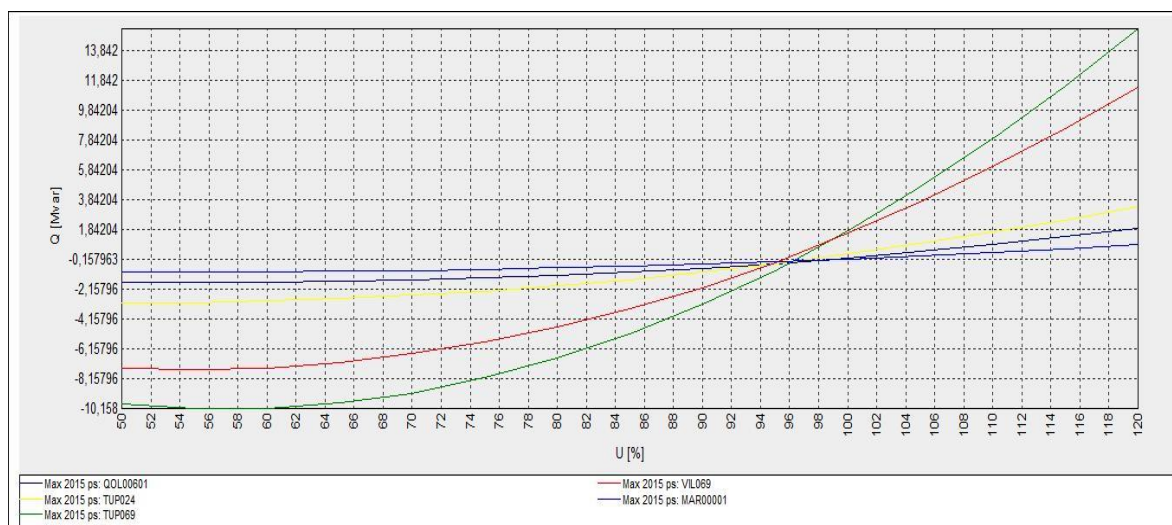


El Área Sur del SIN presenta las características en las curvas V-Q con menor margen de potencia reactiva, la barra con menor margen de potencia reactiva es la barra de VIL006 (Barra de distribución) cuyo margen de potencia reactiva es 2.5 Mvar, obsérvese que esta barra es asimismo una de las barras con mayor sensibilidad V-Q y el análisis Modal de autovalores Q-V del SIN.

Como ya se mencionó se realiza un mayor énfasis en estudiar el sistema de transporte (69, 115 y 230 kV.), es así que la barra VIL069 es la barra más crítica del sistema de transporte con un margen de potencia reactiva de 7 Mvar, seguida de las barras TUP069 con 10 Mvar y CHL069 con 12,8 Mvar, estas barras forman parte de un sistema de transporte en disposición radial y por lo mismo se encuentran alejadas de los puntos de generación. Obsérvese que la barra TEL069 al encontrarse más cerca de la red mallada y de la generación, cuenta con un mayor margen de potencia reactiva.

#### 4.2.4.4 Análisis de curvas V-Q de las barras más críticas del SIN

*Figura 4.14 Curvas V-Q de las Barras más críticas del SIN*



En la Figura 4.14 se muestra una comparación de las barras más críticas del SIN, en ella se incluyen barras de transporte y barras de distribución con mayor sensibilidad de acuerdo al análisis de sensibilidad de V-Q.

Resulta evidente que las barras MAR00001 (de 0.4 kV.), QOL00601 y QOL00602 (de 0.62 kV.) son las barras más débiles del SIN con un margen de potencia reactiva menor a 2 Mvar.

En la Figura 4.4 se incluye en el análisis, las barras de distribución para confirmar los resultados del análisis de sensibilidad V-Q con la técnica de las curvas V-Q.

En cuanto al sistemas del transporte, de lo expuesto anteriormente se observa que la zona más propensa a una inestabilidad de tensión sería el área Sur del SIN, siendo la barra más crítica VIL069 seguido de TUP069 y CHIL069.

#### 4.2.5 Aplicación de medidas correctivas.

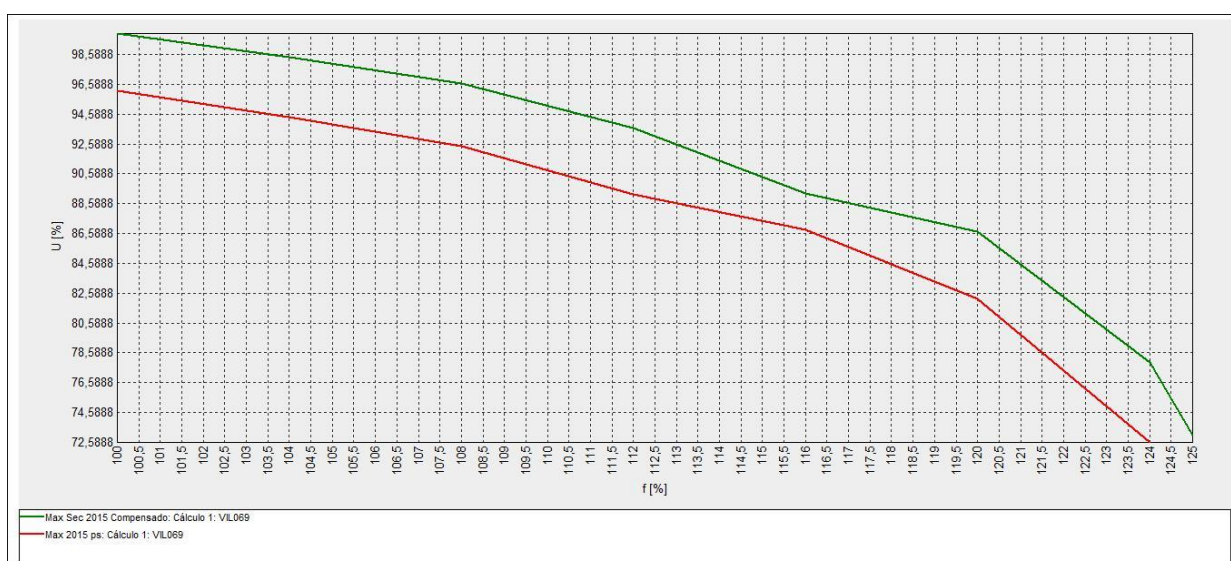
Al ser VIL069 la barra más débil de transporte en el SIN, se plantea como una posible medida correctiva, la compensación de potencia reactiva y así aumentar el margen de cargabilidad.

En el Cuadro 4.4 se presenta la característica V-Q de la barra VIL069, en ella se observa la potencia reactiva necesaria para tener en la barra tensión nominal, se toma este valor como para plantear el análisis de la compensación.

**Cuadro 4.4** Característica V-Q de la barra VIL069

Característica V-Q de la Barra VIL 069															
V [%]	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115	120
Q [Mvar]	-7,47	-7,57	-7,43	-7,06	-6,48	-5,69	-4,70	-3,49	-2,06	-0,41	1,60	3,72	6,06	8,64	11,45

En la Figura 4.15 se presentan las curvas PV para la barra VIL069 con y sin la compensación de potencia reactiva, es evidente que el perfil de la curva mejora con la compensación, incrementando asimismo el margen de cargabilidad en la barra VIL069.

**Figura 4.15** PV para la barra VIL069 con y sin la compensación

### 4.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los métodos de análisis de estabilidad de tensión estudiados tienen aplicación práctica tanto en la etapa de planificación como en la de operación del SEP.
- Mediante el uso de las curvas PV y VQ se pueden obtener una aproximación bastante buena del punto de colapso de tensión, este es un método que utilizan una gran mayoría de los programas eléctricos, tales como DigSILENT, Neplan, y otros.
- El análisis de sensibilidad V-Q y el análisis modal aplicado a estudios de estabilidad de tensión, revela importante información acerca de las barras críticas del sistema; pero para tener una visión más completa del fenómeno e idear



medidas de prevención es necesario considerar los factores de participación de potencia activa y reactiva.

- Actualmente el sistema eléctrico boliviano, en condiciones de operación normal, no tiene problemas de estabilidad de tensión, pero dado el actual crecimiento de la demanda será necesario la construcción de nuevas unidades de generación, líneas de transmisión y la instalación de equipos de compensación para evitar posibles problemas de estabilidad de tensión a corto plazo.
- Del escenario de carga analizado se determinó que el Área Sur del SIN es el área más débil en cuanto a estabilidad de tensión. Se observa también que el margen de cargabilidad del SIN es de alrededor de un 25% adicional a la máxima utilizada (Max. Sec. 2015), la técnica de análisis deja de converger debido las barras del área Sur.
- Se recomienda operar el SIN con niveles de tensión iguales o superiores al valor nominal, sin violar los límites máximos permitidos. Los condensadores shunt llegan a ser más efectivos cuando entregan potencia reactiva a mayor voltaje.

## 5 ESTABILIDAD TRANSITORIA EN EL SIN

### 5.1 INTRODUCCIÓN A LA ESTABILIDAD DE ANGULO

Entendido como la capacidad de las maquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema. En caso de ocurrir, la inestabilidad aparece como un incremento de las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, que pierden su sincronismo con otros generadores.

En régimen permanente, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. En esta situación, una perturbación del equilibrio puede provocar una variación de velocidad en los rotores de las maquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, causando su falta una Inestabilidad oscilatoria).

La relación entre el ángulo interno del generador y la potencia suministrada es altamente no lineal, la variación de potencia eléctrica produce oscilaciones alrededor del punto de operación, cuyo amortiguamiento depende de las características del sistema y de los elementos de control de la máquina sincrónica.

La pérdida de estabilidad se puede ver reflejada en un incremento en las oscilaciones de ángulo de las máquinas con respecto a una tomada como referencia. Estas oscilaciones se las conoce como *oscilaciones electromecánicas* debido a que afectan tanto a variables mecánicas en los ejes de las máquinas (velocidad, torque, ángulo) así como variables eléctricas (potencia activa y reactiva, ángulos eléctricos, frecuencia).

Para concebir la naturaleza de los problemas de estabilidad angular se la clasifica en dos categorías:

- **Estabilidad de Pequeña Señal**, es la habilidad del SEP para mantener el equilibrio bajo pequeños disturbios. Los disturbios son causados continuamente debido a pequeñas variaciones en la carga y generación. Los disturbios son considerados lo suficientemente pequeños como para linealizar las ecuaciones del

sistema para fines analíticos. La inestabilidad puede ser de dos formas: (i) aumento constante del ángulo del rotor debido a falta de suficiente torque de sincronización. (ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a falta de suficiente torque de amortiguamiento.

- **Estabilidad Transitoria**, es la habilidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando es sometido a un disturbio severo transitorio. Depende de las condiciones iniciales de operación y de la severidad del disturbio.

La estabilidad de ángulo del rotor de pequeño disturbio y la estabilidad transitoria son categorizadas como fenómenos de *corto término*.

En estudios de estabilidad transitoria, el período de estudio de interés es por lo general de 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque puede ser extendido de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con predominio de modos de oscilación interárea.

El término “*estabilidad dinámica*” también ha sido extensamente usado en la literatura como una clase de estabilidad de ángulo del rotor. Sin embargo, ha sido usado para notar aspectos diferentes del fenómeno por diferentes autores. En Estados Unidos, ha sido usado mayormente para mostrar la estabilidad de pequeña señal con la presencia de controles automáticos (particularmente, los controles de excitación de los generadores), como una forma distinta de la estabilidad clásica de estado estable sin controles del generador. En Francia y Alemania ha sido usado para denotar la *estabilidad transitoria*. Puesto que el uso del término *estabilidad dinámica* ha dado mucha confusión, IEEE y CIGRE han recomendado que ese término no deba ser usado [26].

### 5.1.1 Factores que influyen en la estabilidad transitoria [1]

La estabilidad transitoria del generador está determinada por:

- La carga con la que se encuentra el generador.
- La potencia del generador durante la falla (depende de la ubicación y tipo de falla).
- El tiempo de despeje de falla.
- La reactancia del sistema de transmisión en postfalla
- La reactancia del generador. Una baja reactancia aumenta el pico de potencia y reduce el ángulo inicial del rotor
- La inercia del generador, con una alta inercia presenta un rango pequeño de variación del ángulo del rotor, lo que disminuye la energía cinética ganada durante la falla.
- La magnitud del voltaje interno del generador, esto depende del campo de excitación



## 5.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

### 5.2.1 Modelado [8]

Los generadores pueden ser representados con varios niveles de detalle, seleccionados en base a factores tales como:

- La duración de la simulación,
- La gravedad de la perturbación, y
- La precisión requerida.

En general, las máquinas síncronas se representan utilizando modelos detallados, que capturan los efectos desatendidos en el *modelo clásico* incluyendo:

- La influencia de la construcción del generador (devanados amortiguadores, saturación, etc.),
- Los controles del generador (sistemas de excitación incluyendo estabilizadores del sistema de potencia, etc.),
- La dinámica motor primario y la carga mecánica.

Las cargas, que se representan como componentes dependientes de voltaje y frecuencia estática, también pueden ser representadas en detalle por los modelos dinámicos que capturan sus características de par y velocidad de las cargas conectadas.

Hay una gran variedad de otros dispositivos, tales como líneas y controles HVDC y compensadores estáticos VARs, que pueden requerir la representación detallada. Por último, las protecciones del sistema, los modelos pueden incluir las protecciones de pérdida de excitación, o esquemas especiales de protección.

Aunque los modelos de SEP pueden ser muy grandes, lo que puede representar muchos generadores y otros dispositivos con miles de estados del sistema, métodos numéricos eficientes combinados con potencia informática moderna han hecho posible la simulación en dominio de tiempo. Asimismo el marco de tiempo en el que se produce la inestabilidad transitoria es generalmente en el rango de 1-5 s, de modo que los tiempos de simulación no necesita ser excesivamente largo.

### 5.2.2 Métodos analíticos [8]

Para evaluar la respuesta del sistema después de los disturbios, se requieren modelos detallados de todos los elementos críticos. El modelo matemático completo para el SEP

consta de un gran número de ecuaciones algebraicas y diferenciales, incluyendo:

- Ecuaciones algebraicas estator del generador.
- Ecuaciones diferenciales circuito del rotor del generador.
- Ecuaciones Swing.
- Ecuaciones diferenciales del sistema de excitación.
- Ecuaciones diferenciales de la maquina motriz y su sistema de regulación.
- Ecuaciones algebraicas de la red de transmisión.
- Ecuaciones diferenciales y algebraicas de carga.

El método más práctico y flexible de análisis de estabilidad transitoria es la simulación de dominio de tiempo utilizando la integración numérica paso a paso de las ecuaciones diferenciales no lineales.

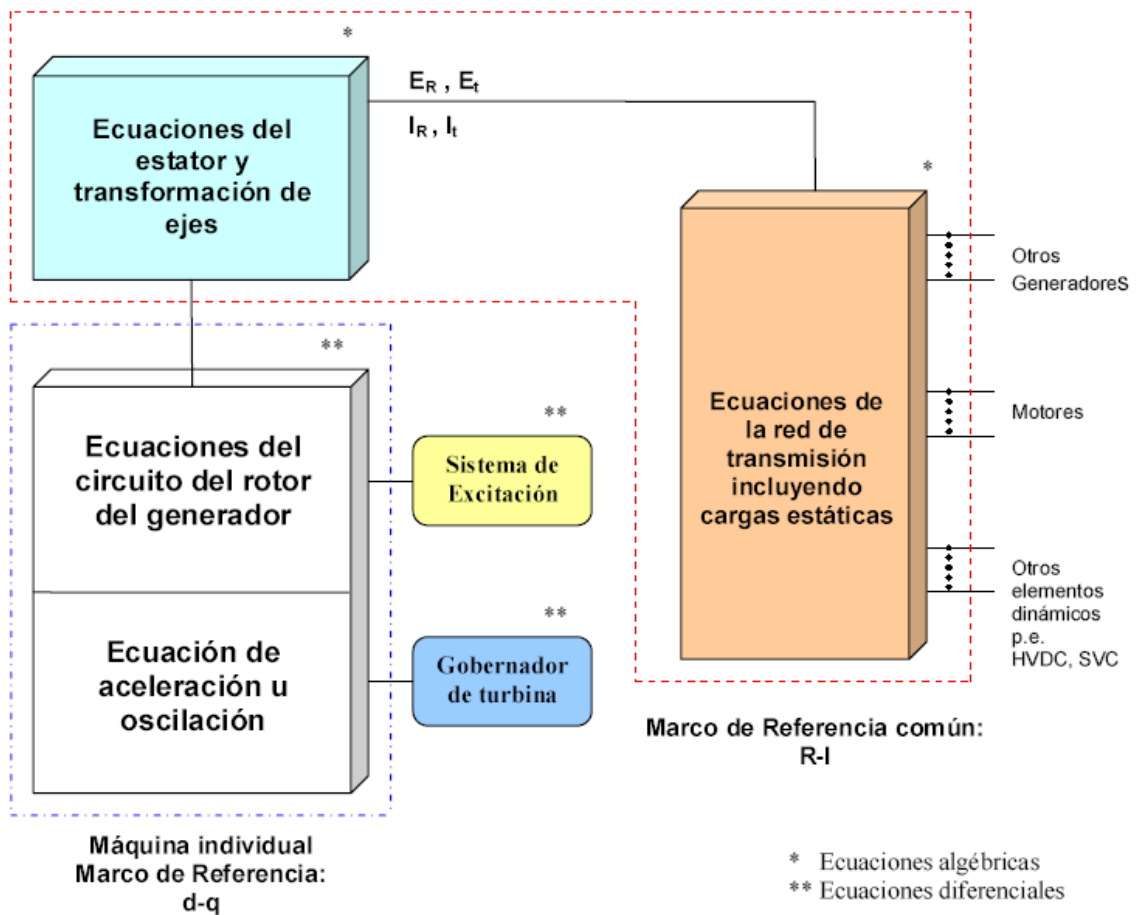
### **5.2.3 Estudios de simulación [1], [31]**

Las modernas herramientas de simulación ofrecen capacidades de modelado sofisticadas y métodos avanzados de solución numérica. Aunque cada una las herramientas de simulación difieren un poco, los requisitos y funciones básicas son las mismas [4].

#### **5.2.3.1 Simulación de la respuesta dinámica del SEP**

El análisis de estabilidad transitoria de SEPs involucra el cálculo de las respuestas dinámicas no lineales a una gran perturbación, usualmente una falla en el sistema de transmisión, seguida del aislamiento del elemento fallado por los relés de protección.

La Figura 5.1 representa un esquema de la estructura general del modelo de SEPs aplicable a análisis de estabilidad transitoria.

**Figura 5.1** Esquema de simulación de la respuesta dinámica del SEP [31]

Como se muestra en la figura 5.1, la representación de todo el sistema incluye modelos para los siguientes componentes individuales:

- Generadores sincrónicos con sus respectivos sistemas de excitación y su fuerza motriz primaria.
- Red de transmisión y su interconexión considerando cargas estáticas.
- Cargas como motores de inducción y sincrónicos.
- Otros dispositivos tales como convertidores HVDC y compensadores estáticos SVCs.

El modelo usado para cada componente debe ser apropiado para el análisis de estabilidad transitoria. El modelo del sistema completo consiste de un gran número de ecuaciones diferenciales y pocas algebraicas. El análisis de estabilidad transitoria es así un problema algebraico diferencial de valor inicial. [31]

### 5.2.3.2 Datos de entrada

La información de partida para el análisis de estabilidad transitoria en una herramienta de simulación de sistemas de potencia es:

- *El flujo de Potencia:* Define la topología del sistema y el estado inicial.
- *Los datos dinámicos:* Incluye los tipos de modelos y parámetros asociados de generadores, motores, protecciones y otros dispositivos dinámicos y sus controles.
- *Datos de control del programa:* Especifica elementos tales como el tipo de integración numérica de usar y paso de tiempo.
- *Datos de Switcheo:* Incluye los detalles de la perturbación.
- *Los datos de monitoreo del sistema:* Esto especifica las variables que se van a monitorear durante la simulación.

### **5.3 MODELADO DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA MISICUNI EN DIGSILENT**

El modelado de sistemas para fines de análisis de estabilidad es uno de los temas críticos en el campo de los SEPs dependiendo de la exactitud del modelo implementado y de parámetros disponibles, podrán obtenerse resultados más cercanos a la realidad.

Una descripción del proyecto de generación y las características de la unidad de generación se presentan en los capítulos I y III, por lo que en lo sucesivo se enfocará en el modelado de la planta y los elementos de regulación y control.

Para el análisis de estabilidad transitoria se hizo uso del software Power Factory DIgSILENT, Para el modelado de la planta se hacen uso de dos tipos de modelos, los mismos que se describen a continuación:

#### **5.3.1 Modelo Compuesto**

Para modelar dinámicamente un generador con sus sistemas de control, ya sea el regulador voltaje, regulador de velocidad o estabilizador del sistema de potencia, es necesario crear un modelo compuesto que permita acoplar el modelo de la maquina sincrónica con los modelos de regulación y control.

En el software DIgSILENT Power Factory el modelo compuesto es un archivo .ElmComp, el cual administra los modelos y elementos asociados a la máquina sincrónica.

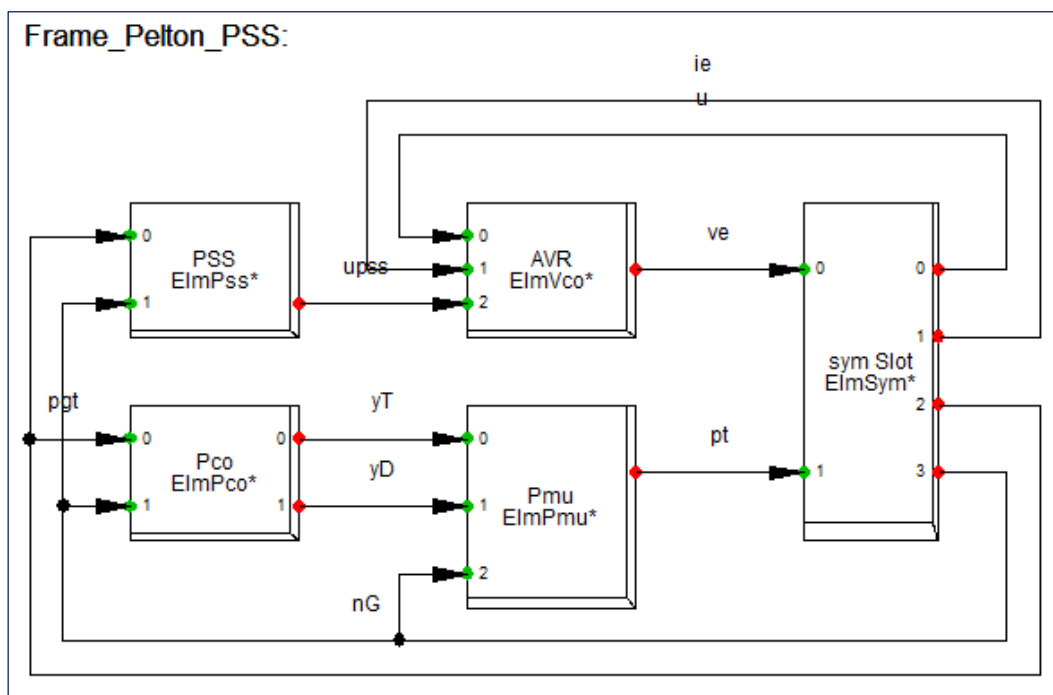
### 5.3.2 Modelo General

El Modelo General es un archivo .Elm Dsl el cual contiene el diagrama de bloques de un determinado modelo, tal como: modelo del regulador de voltaje (VCO), modelo del regulador de velocidad (PCU) y modelo del estabilizador del sistema de potencia (PSS).

### 5.3.3 Modelo compuesto y modelos generales para la hidroeléctrica Misicuni

Como la fecha de ingreso de la primera unidad de MIS01 estaría proyectado inicialmente para el mes de septiembre, a la fecha de elaboración del presente trabajo aún no se tiene la información al respecto de los parámetros exactos de la planta y elementos de control y regulación. Para seguir con el estudio, se plantea la utilización del siguiente modelo de planta para la hidroeléctrica Misicuni, el modelo compuesto de la planta se muestra en la Figura 5.2.

*Figura 5.2 Modelo Compuesto Planteado para la planta*



Los elementos que componen el modelo compuesto planteado son:

- Máquina síncrona (sym)
- Regulador de voltaje (VCO)
- Regulador de velocidad (PCO).
- Turbina/Penstock (PMU).
- Estabilizador del sistema de potencia (PSS).

Para el análisis de la planeación de SEP, es válido emplear modelos de control y regulación estándar de la IEEE y otros similares. Los conjuntos de parámetros predefinidos permitirán un comportamiento favorable y razonable del sistema analizado.

Al no disponerse aun de la información de los elementos de regulación y control se toman los modelos estándar descritos en los apartados siguientes, en cada una de ellas se realiza una descripción mínima necesaria acerca de sus características, en [1], [9], [29] y [30] se realiza una descripción amplia acerca de las mismas.

### 5.3.3.1 Sistema de Regulación de Velocidad

La unidad de controlador primario (PCU) está compuesto por dos bloques: un controlador primario (PCO) y por una unidad de máquina motriz (PMU).

Se decide utilizar un modelo de gobernador tipo *Sulzer DTL 5X5*, el mismo tienen un uso habitual en plantas con similares características, y la unidad motriz se modela como una turbina hidráulica *Pelton*.

En la figura 5.3 y 5.4 se muestran los modelos matemáticos del regulador de velocidad y de la turbina respectivamente.

### 5.3.3.2 Sistema de Regulación de Voltaje [32]

Se utiliza un modelo excitatriz rectificador de potencia de fuente controlada *Tipo EXST1*, en la misma 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 es directamente relacionado al voltaje terminal del generador.

En este tipo de sistema, las constantes de tiempo son muy pequeñas y la ganancia y las constantes de tiempo de cualquier sistema de excitación inherente se representan por  $K_A$  y  $T_A$ .

En la Figura 5.5 se muestra el modelo matemático del modelo de excitación tipo EXST1 de la IEEE

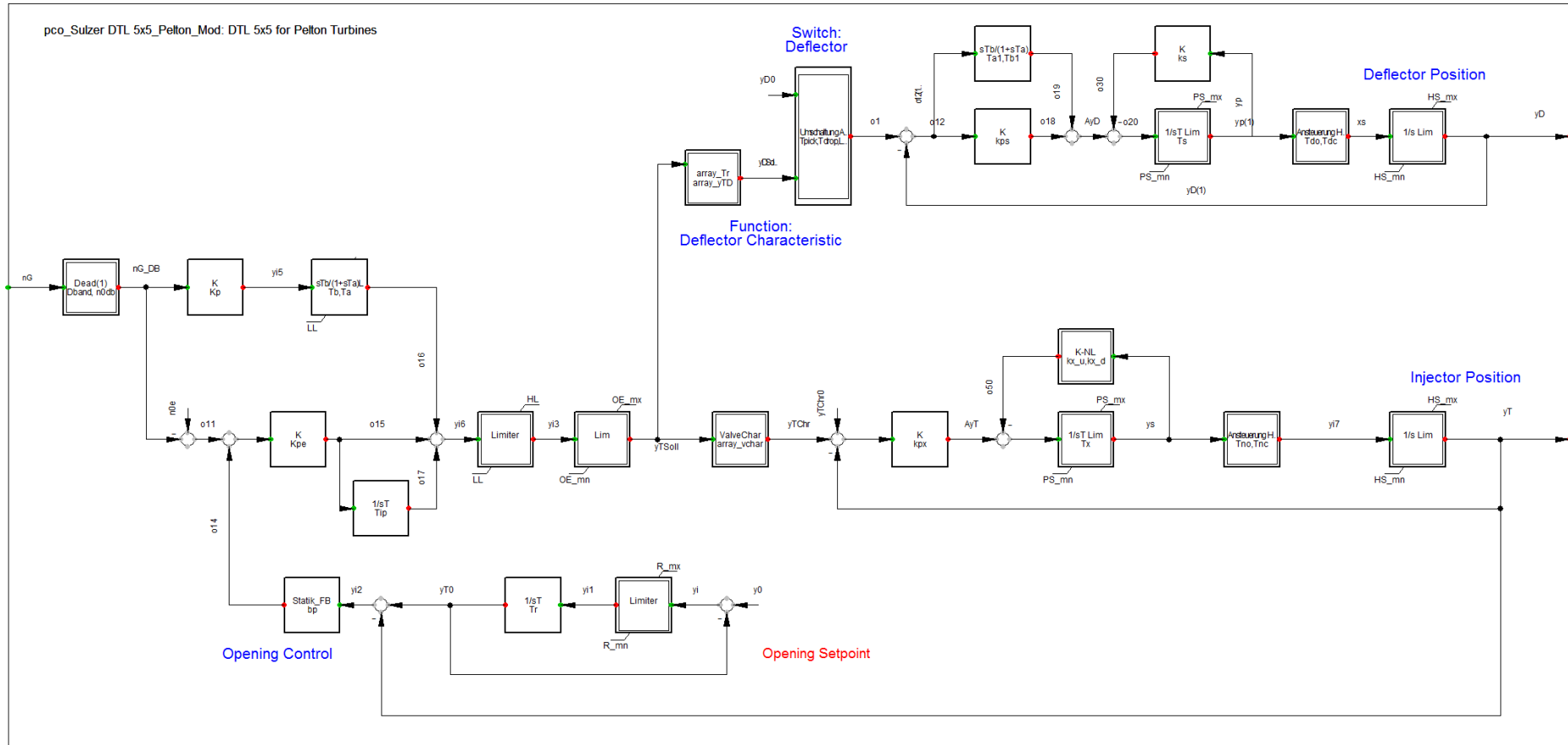
### 5.3.3.3 Estabilizador de Sistemas de Potencia.

El modelo utilizado es el *PSS2A*, que representa a un estabilizador de potencia acelerante, dispositivo ampliamente utilizado que presenta las siguientes características:

- Filtros pasa bajos y pasa altos.
- Filtro de rastreo de rampa.
- Bloque de compensación e fase.
- Bloque de ganancia.
- Límites del estabilizador.

Su modelo matemático se muestra en la figura 5.6.

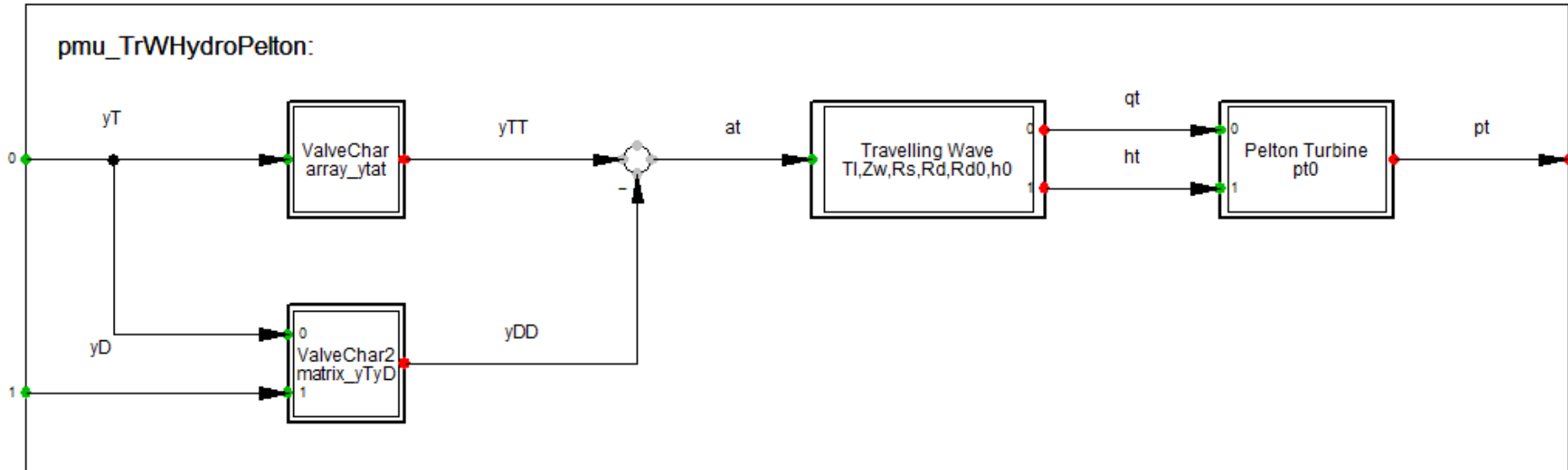
Figura 5.3 Modelo matemático del regulador de velocidad Sulzer DTL5x5\_pelton



Fuente: Modelado en Power Factory DlgSILENT



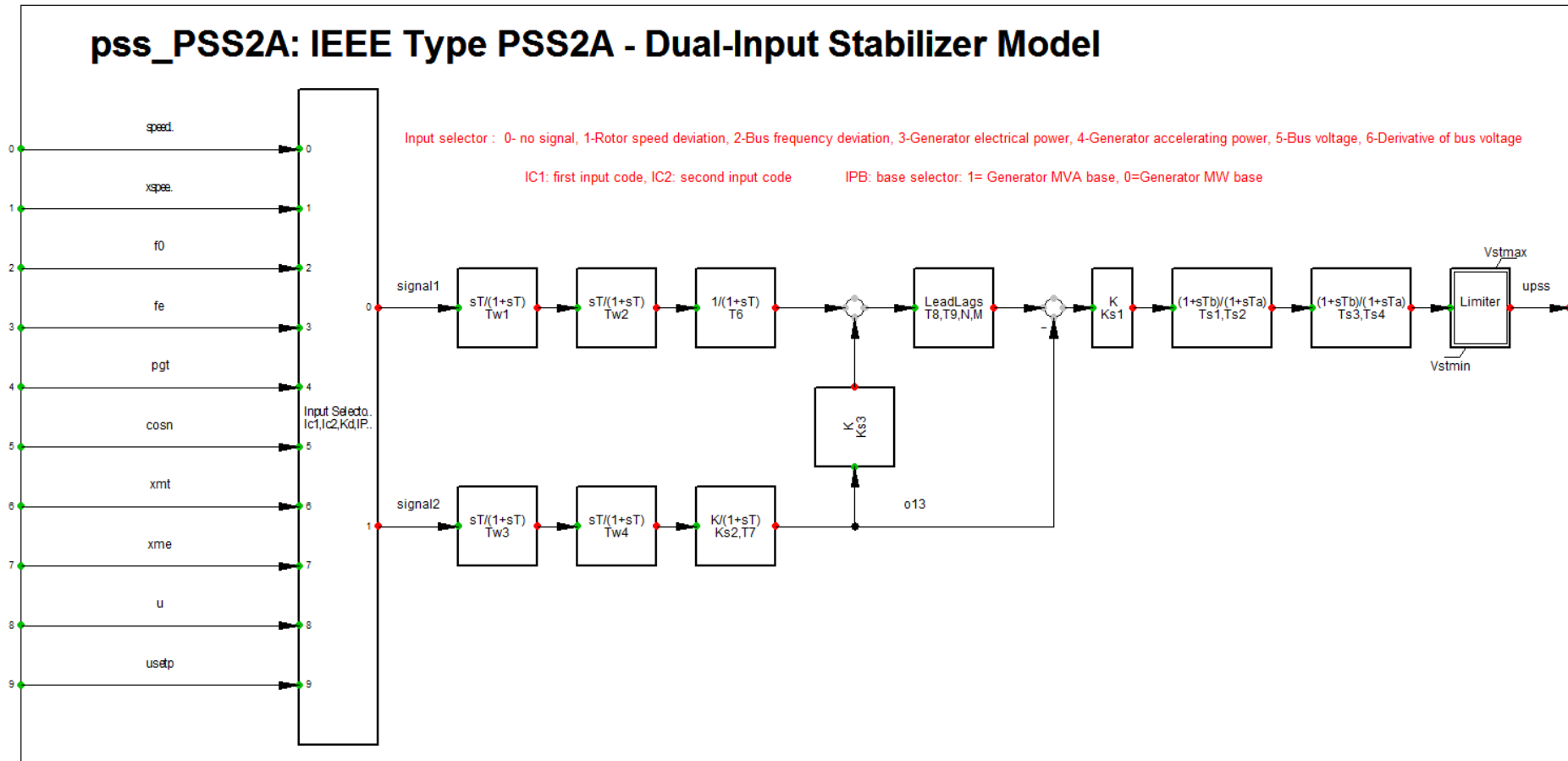
*Figura 5.4 Modelo matemático de la parte hidráulica.*



*Fuente: Modelado en Power Factory DIGSILENT*



Figura 5.6 Modelo matemático del estabilizador de sistemas de potencia PSS2A.

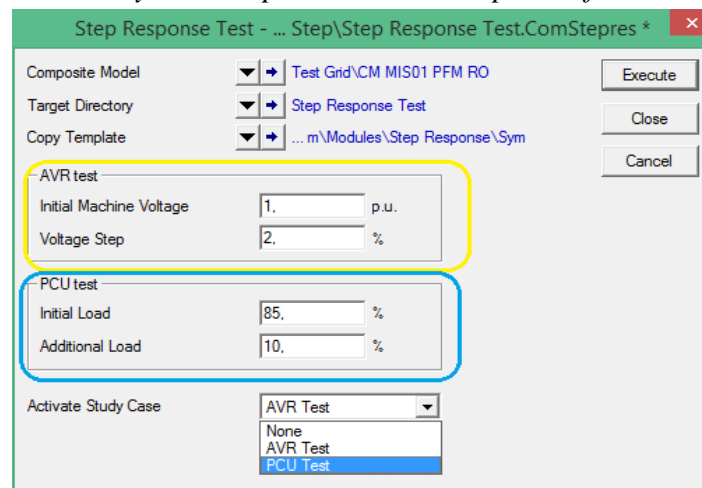


Fuente: Modelado en Power Factory DigSILENT.

## 5.4 RESPUESTA AL ESCALÓN DE ELEMENTOS DE REGULACIÓN Y CONTROL.

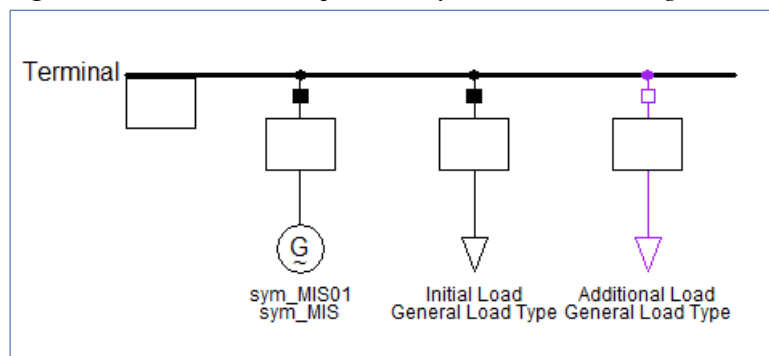
DIgSILENT, permite realizar dos tipos de ensayos con respuesta al escalón, el primero involucra al regulador automático de voltaje, y el segundo análisis a la turbina y regulador de velocidad. Las opciones de ensayo a escalón se muestran en la figura 5.7.

**Figura 5.7** Ensayos de respuesta al escalón para diferentes ensayos.



Para analizar las respuestas ante los ensayos utiliza un sistema de prueba independiente. Este nuevo sistema se muestra en la Figura 5.8.

**Figura 5.8** Red de Prueba para ensayos a escalón de reguladores.



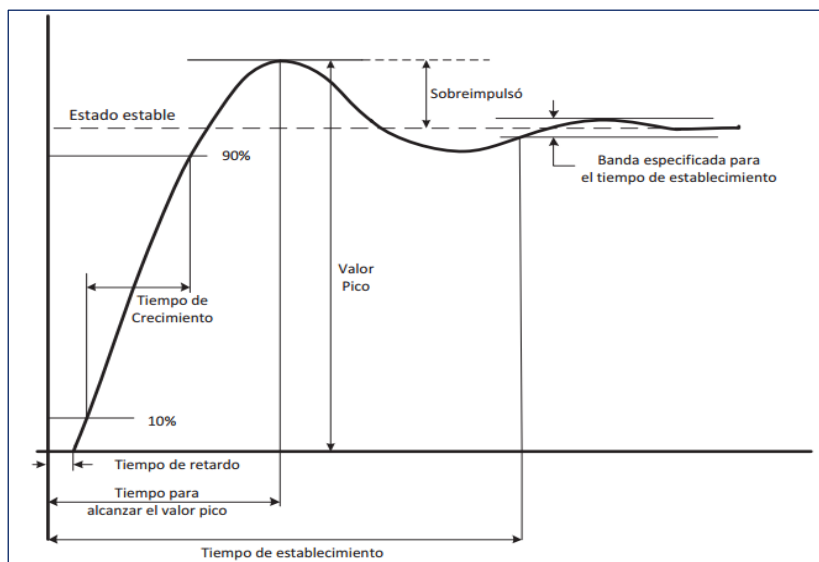
### 5.4.1 Respuesta al Escalón del Sistema de Control de Excitación [32], [33].

Al tener completos los parámetros del sistema de control de excitación, es necesario evaluar su comportamiento dinámico en lazo cerrado, tomando como referencia los índices de desempeño de pequeña señal.

Para esto se realiza un análisis de la respuesta al escalón de este sistema utilizando la herramienta correspondiente en DIGSILENT. El término “Sistema de Control de Excitación” se utiliza para englobar el desempeño combinado de la máquina síncrona, el sistema de potencia y el sistema de excitación. Una respuesta típica del sistema de control se muestra en la Figura 4.13.

Las principales características de interés son el tiempo de crecimiento, el sobreimpulso, y el tiempo de restablecimiento.

**Figura 5.9** Respuesta típica de sistema de control frente a un cambio de escalón en la entrada. [32]

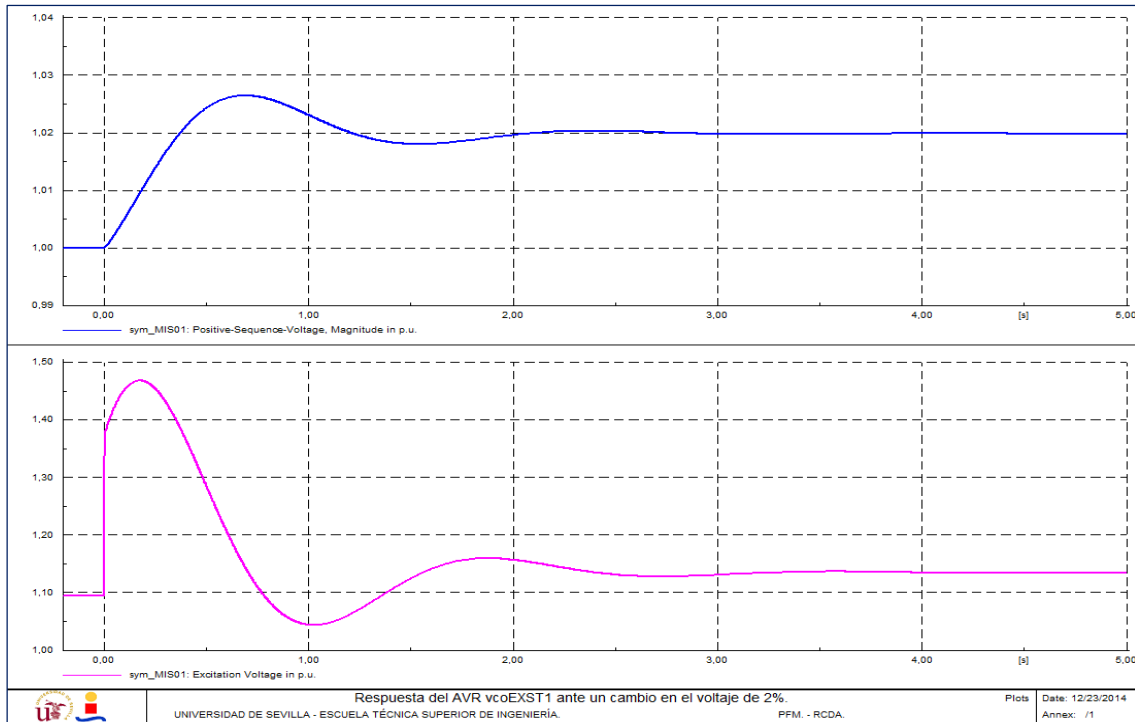


No es posible definir de manera general rangos aceptables para los índices de desempeño. En la mayoría de los sistemas de control, éstos vienen determinados principalmente por la característica dinámica de los elementos del sistema cuya salida es la variable controlada. Los rangos típicos de los índices para un sistema de control excitación se muestran en el Cuadro 5.1.

**Cuadro 5.1** Rango de Índices de Desempeño para en Sistemas de Control de Excitación.[32]

Índice de Desempeño	Rango de Valores
Sobreimpulso	0 a 80%
Tiempo de crecimiento	0,1 s a 2,5 s
Tiempo de establecimiento	0,2 s a 10 s

La figura 5.10 muestra la respuesta temporal del sistema de control de excitación ante un incremento del 2% del voltaje de entrada.

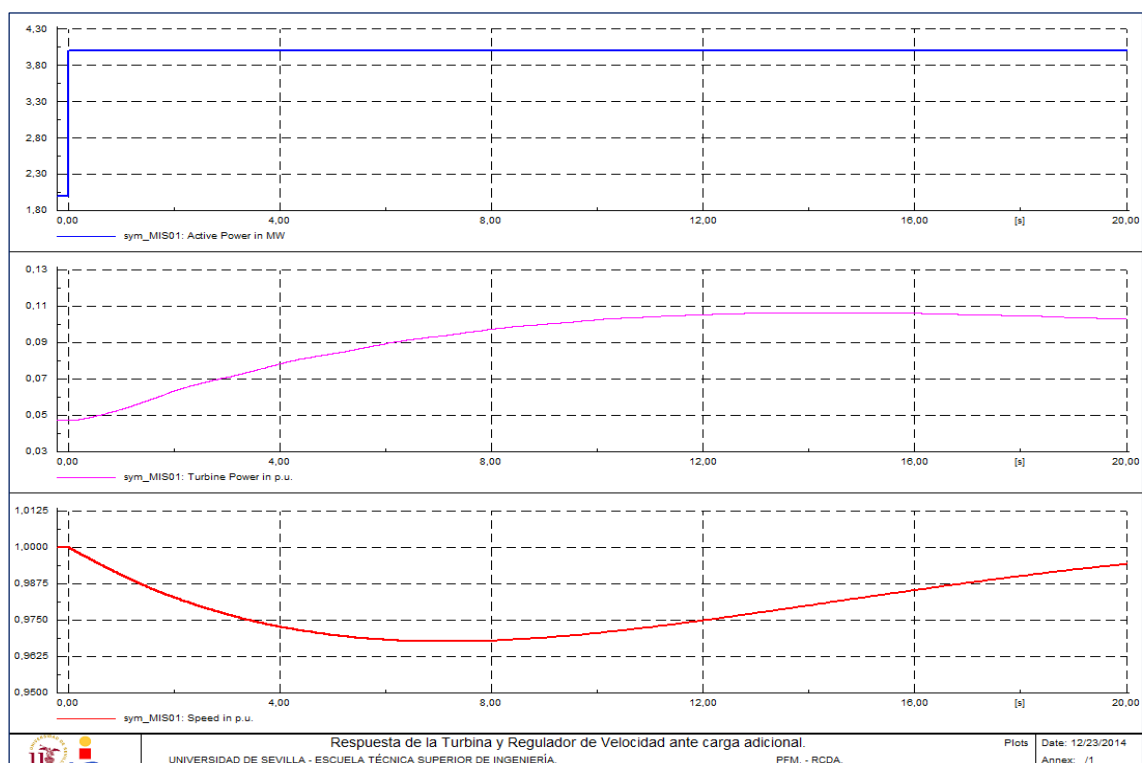
**Figura 5.10** Respuesta del regulador de excitación ante un cambio en el voltaje de entrada.

#### 5.4.2 Respuesta al escalón del regulador de velocidad

Para ver cómo responde el regulador de velocidad ante cambios causados por el desbalance entre generación y carga, se procede a la obtención la respuesta del regulador de velocidad ante la prueba de escalón en la potencia de referencia del regulador de velocidad, para lo cual se utiliza una perturbación de incremento de carga.

La figura 5.11 muestra la respuesta temporal del regulador de velocidad ante un aumento de la demanda. Inicialmente, la diferencia entre la potencia mecánica  $P_m$  y la potencia generada  $P_e$  hace que la velocidad de giro comience a decrecer, más o menos rápido según la inercia del rotor. El lazo regulador comienza entonces a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer. Finalmente la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.

Se verifica que se tiene un correcto desempeño del sistema de control de excitación y del regulador de voltaje, se procede a las simulaciones en el dominio del tiempo aplicadas al SIN.

**Figura 5.11** Respuesta del regulador de velocidad y de la turbina ante un cambio de carga.

## 5.5 ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN EL SIN

En este apartado se analiza el comportamiento de estabilidad transitoria en condiciones de máxima exigencia al SIN con la incorporación del Proyecto Misicuni I, como anteriormente se ha mencionado: el proyecto consta de tres fases, en cada fase del proyecto consiste en el ingreso de una unidad de 40 MW, estas tres etapas están desfasadas y según PMP May14-Abr18 la primera etapa ingresaría en septiembre de 2015. [11]

La secuencia de pasos para la realización del análisis de estabilidad utilizada es: formulación de los escenarios de estudio, se establece las condiciones iniciales de operación de la central y del SEP, simulaciones en el dominio del tiempo, y un análisis de los resultados conseguidos, haciendo énfasis en el impacto que produce el ingreso de esta central de generación al SIN y el comportamiento de la misma ante diversas perturbaciones.

### 5.5.1 Formulación de escenarios de análisis

Según la Norma Operativa N° 11 se la debería realizar los estudios de estabilidad transitoria para los escenarios de carga: bajo, medio y máximo. Pero por los argumentos

expuestos en el alcance del presente estudio, por el régimen de operación de la central (bloque máximo), solamente se analizará en el bloque de máxima demanda (Máximo Seco 2015).

### 5.5.2 Condiciones iniciales

Se simulan flujos de potencia bajo condiciones normales de operación de demanda máxima, este y otros escenarios fueron analizados y expuestos en el capítulo III, considerando escenarios típicos de despacho de generación correspondientes a las épocas Seca y Húmeda, tomándose en cuenta la hidráulicidad y las necesidades de reserva rotante.

Los resultados del análisis en estado estacionario se presentan procesadas en el Capítulo III y los respaldos de las simulaciones de los mismos se presentan en el Anexo I.

### 5.5.3 Perturbaciones a estudiar

Los casos de estudio se basan en lo establecido en la *Norma Operativa Nro 11* [15], la norma que detalla los estudios necesarios previos a la energización de nuevos elementos en el sistema eléctrico. Las perturbaciones para el análisis son ubicadas en líneas de transmisión, adicionalmente se estudia una tercera perturbación por ser la más crítica aunque la probabilidad de ocurrencia sea muy baja.

*Cuadro 5.2 Hipótesis de falla para el análisis de estabilidad transitoria.*

<b>Hipótesis de falla (Perturbaciones):</b>
Falla monofásica, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso luego de un tiempo muerto definido.
Falla monofásica, con apertura de la fase afectada y posterior recierre sobre falla con desconexión definitiva, o falla trifásica franca con disparo definitivo de la línea afectada.
Falla trifásica en barras próximas a la generación, con posterior despeje de la misma. (Perturbación Adicional)

Las dos primeras perturbaciones están indicadas en la Norma Operativa N° 11, de las cuales para el presente caso la segunda perturbación no tendrá mucho sentido analizarla, la perturbación finalizada en una desconexión definitiva de una LT es demasiado, pues la unidad de generación conectada por una única LT al SIN quedaría aislada. En su lugar se plantea analizar la tercera contingencia, se trata de una perturbación severa que finaliza en un despeje de la falla, con la cual se podría determinar por ejemplo el tiempo máximo de despeje de falla trifásica.



### 5.5.4 Requisitos a verificarse en los estudios eléctricos

En la *Norma Operativa Nro 11*, se especifican los rangos y valores en la evolución dinámica de la tensión y de la frecuencia así como los modos de oscilación inter áreas, que se deben demostrar en los estudios eléctricos para la aceptación de la incorporación de elementos nuevos al SEP.

*Cuadro 5.3 Requisitos a demostrarse con los estudios eléctricos.*

<b>Requisitos a demostrarse con los estudios eléctricos.</b>	
<b>1 Evolución Dinámica de Tensión durante los Transitorios</b>	
Las variaciones transitorias y temporarias de tensión en las barras de 230, 115 y 69 kV no excederán de los siguientes límites:	
U <sub>min</sub> durante el estado posterior a la falla:	0.70 p.u.
U <sub>min</sub> por más de 1 seg.	0.80 p.u.
U <sub>min</sub> por más de 2 seg.	0.85 p.u.
U <sub>max</sub> transitoria	1.20 p.u.
<b>2 Evolución Dinámica de la Frecuencia durante los Transitorios</b>	
Las variaciones transitorias y temporarias de frecuencia no excederán de los siguientes límites:	
Valores admisibles luego de una perturbación	
Máximo 4% de la nominal	
Mínimo 5% de la nominal	
Tiempos máximos de frecuencia temporal	
10 seg. entre 51.5 y 52.0 Hz	
10 seg. entre 47.5 y 48.0 Hz	
20 seg. entre 48.0 y 49.0 Hz	
Frecuencia admisible luego de 20 seg. De 49.0 a 51.0 Hz	
<b>3 Modos de Oscilación entre Áreas</b>	
Luego de perturbaciones, el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, no excederá de los siguientes límites:	
Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en paralelo: 5%	
Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en serie: 3%	

### 5.5.5 Consideraciones para definir un evento de recierre Monofásico

#### (Perturbación 1)

De las perturbaciones descritas en el Cuadro 5.3, de ellas, el modelado de la primera involucra una serie de análisis previos en su planteamiento, para ello se revisa lo concerniente al concepto de las reconexiones monofásicas y sus consideraciones, en [28], [29] y [30] se exponen las mismas de manera detallada.

Para el presente trabajo se realizó el análisis de aquellas consideraciones, pero no se realiza la exposición del análisis ya que para fines del trabajo aquello es secundario, ya

que la finalidad es definir un evento de perturbación que incluya la reconexión monofásica en líneas de transporte.

Las consideraciones que se tomaron en cuenta para la definición de la perturbación con recierre fueron los siguientes:

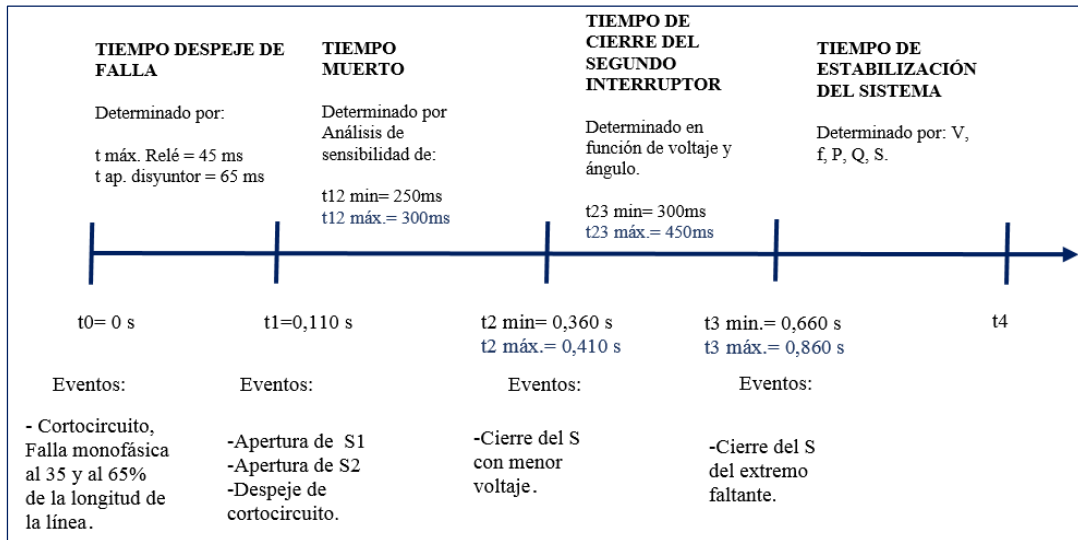
- Aplicación de los autorecierres
- Estabilidad y sincronismo del sistema
- Características de las protecciones
- Tiempo de despeje de falla
- Desionización del arco eléctrico
- Características de los disyuntores
- Determinación del tiempo muerto
- Determinación del tiempo de estabilización

**Definición de Tiempo Muerto.-** Es el tiempo entre la extinción del arco y el primer establecimiento de la corriente de los contactos del polo durante la operación del recierre.

Para para una reconexión monofásica exitosa prácticamente consiste en los siguientes eventos:

- Inicio del Corto Circuito,
- Apertura de cada uno de los extremos de la línea,
- Despeje del corto circuito,
- Cerrar el Primer extremo, y
- Cerrar el Segundo extremo.

En la Figura 5.12 se especifica cada uno de los tiempos que se utilizaron para el estudio de un recierre aplicado a líneas de transmisión.

**Figura 5.12** *Tiempos utilizados en la simulación de un recierre monofásico.*

**Fuente:** *Elaboración Propia.*

En la Figura 5.12 se tiene:

- t0: tiempo inicial al cual se aplica la falla monofásica en la línea.
- t1: tiempo de apertura de la línea, está determinado por el tiempo de detección de la falla por parte del relé más el tiempo de apertura simultánea de los disyuntores, logrando despejar la falla.

Los 110 ms de t01 corresponden a:

- ❖ Tiempo máximo en el cual puede actuar un relé: primeros 45ms.
- ❖ El tiempo de apertura del disyuntor: siguientes 65ms.

En el estudio se toman los tiempos máximos de manera que se pueda obtener con mayor precisión en el análisis de recierres en cada uno de los extremos.

- t2: tiempo de cierre del primer extremo de la línea; para la determinación del t2 se debe comparar las condiciones de las frecuencias y voltajes en las barras, por lo general es recomendable cerrar en el extremo donde se tiene menores voltajes (para compensar el efecto capacitivo), en estas condiciones se tiene barra viva y línea muerta.
- t3: Cierre del segundo extremo de la línea, se debe chequear condiciones de sincronización entre la barra viva y la línea viva.
- t4: tiempo de estabilización del sistema, tiempo en el cual se asegura que el sistema llega a recuperar las condiciones iniciales, de esa manera se determina que el recierre ha sido exitoso.

El esquema presentado es el funcionamiento básico de un recierre. En sistemas de Transmisión (230 y 115 kV), mantener el sincronismo y la estabilidad es muy importante para lo cual se requiere la aplicación de los recierres.

### 5.5.5.1 Análisis del tiempo muerto

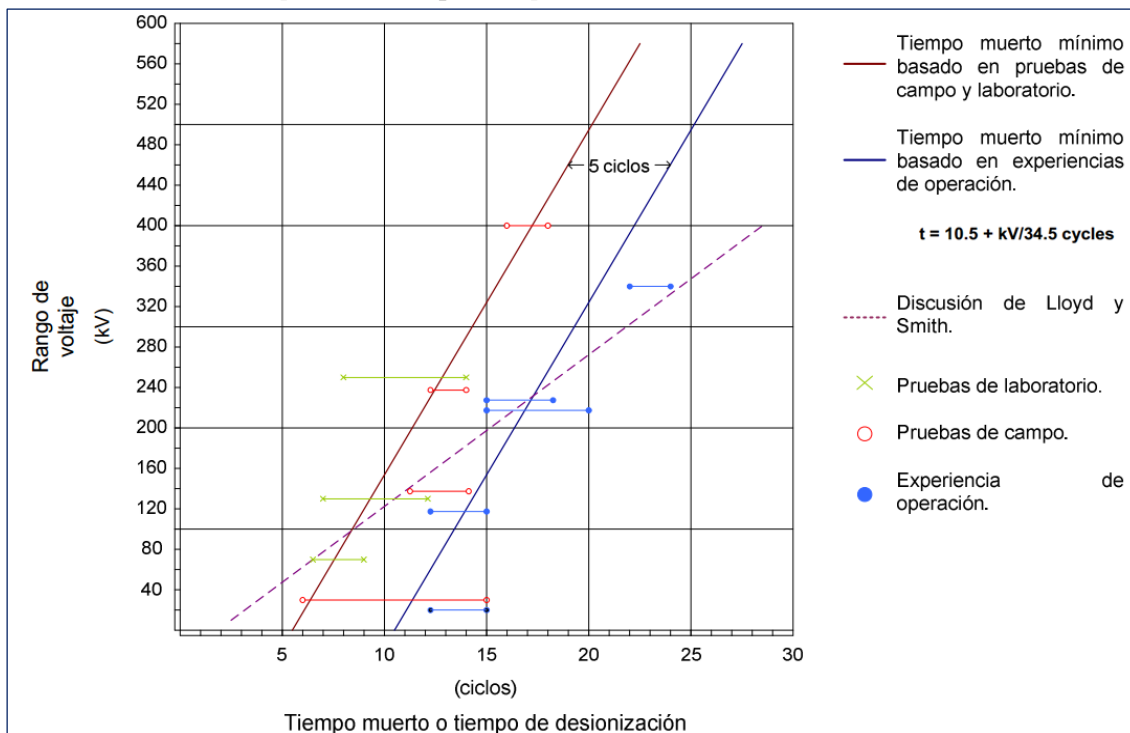
Aplicando la formula o la curva azul de la figura 5.13 se obtienen los valores de tiempo de desionización para tensiones de interés.

**Cuadro 5.4** Tiempo de desionización para tensiones de interés.

kV	Ciclos	Tiempo Muerto
115	13,83	<b>276,67</b>
230	17,17	<b>343,33</b>

Para determinar el tiempo muerto, se realizó un análisis de sensibilidad considerando valores de 250 y 300 [ms] con los que se trata de determinar el tiempo muerto para el cual existen menos oscilaciones en las respuestas de voltaje y frecuencia

**Figura 5.13** Tiempo muerto requerido para la desionización del arco eléctrico. [28]



### 5.5.5.2 Cálculo del tiempo cierre del segundo interruptor

Los valores de sincronización tanto de voltaje como de ángulo se conoce que el voltaje debe tener un rango de variación de  $\pm 10\%$  (estos es 0,1 [pu]) y la variación de ángulo no debe ser mayor a  $25^\circ$  para de este modo poder sincronizar con éxito. Dichos valores son

tomados debido a que en el CNDC se maneja estos estándares para la calibración de los relés de protección. Adicionalmente, al tomar una diferencia angular  $\leq 25^\circ$  antes de dar el segundo cierre, se garantiza que la transferencia de potencia activa no sea brusca, de modo que este es el máximo ángulo para cierre en condiciones normales.

Entonces el tiempo al cual se debe dar el segundo cierre únicamente depende del tiempo requerido para que los valores de voltaje y ángulo estén dentro de los límites antes mencionados.

### 5.5.5.3 Tiempo de estabilización

Por último, después de haberse comprobado que el tiempo muerto escogido fue el correcto y que el tiempo en el cual debe darse el segundo cierre es el necesario para que tanto voltajes como ángulos estén dentro de los límites establecidos, en sistemas de transporte es típico tiempos de estabilización entre 3 y 5 segundos.

### 5.5.6 Listado de perturbaciones analizadas

Los estudios de estabilidad permitieron analizar el comportamiento de las unidades de la Central Hidroeléctrica Misicuni I cuando el SIN es sometido a las siguientes perturbaciones:

- Falla monofásica en LT MIS-COL 115 kV, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso.
- Corto circuito trifásico en barra MIS 115 y despeje de cc (200 ms).
- Corto circuito trifásico en barra MIS 115 y despeje de cc (300 ms).

Se simuló correctamente todos los casos de estudio planteados para el estudio de estabilidad transitoria, mediante el programa computacional DIgSILENT Power Factory.

Se monitorearon en elementos de interés, para todos los casos las siguientes variables:

- Voltaje en barras en p.u.
- Frecuencia en barras y terminales de generadores Hz.
- Ángulo del rotor con referencia a la máquina slack en grados.
- Potencia de la turbina en p.u.
- Potencia eléctrica en p.u.
- Voltaje y Corriente de excitación en p.u.

**5.5.7 Perturbación 1:**

Falla monofásica en LT MIS-COL 115 kV, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso.

*Figura 5.14 Parámetros  $U_{barras}$ , ángulo de rotor,  $f_{bornes}$  y  $f_{barras}$  para perturbación 1*

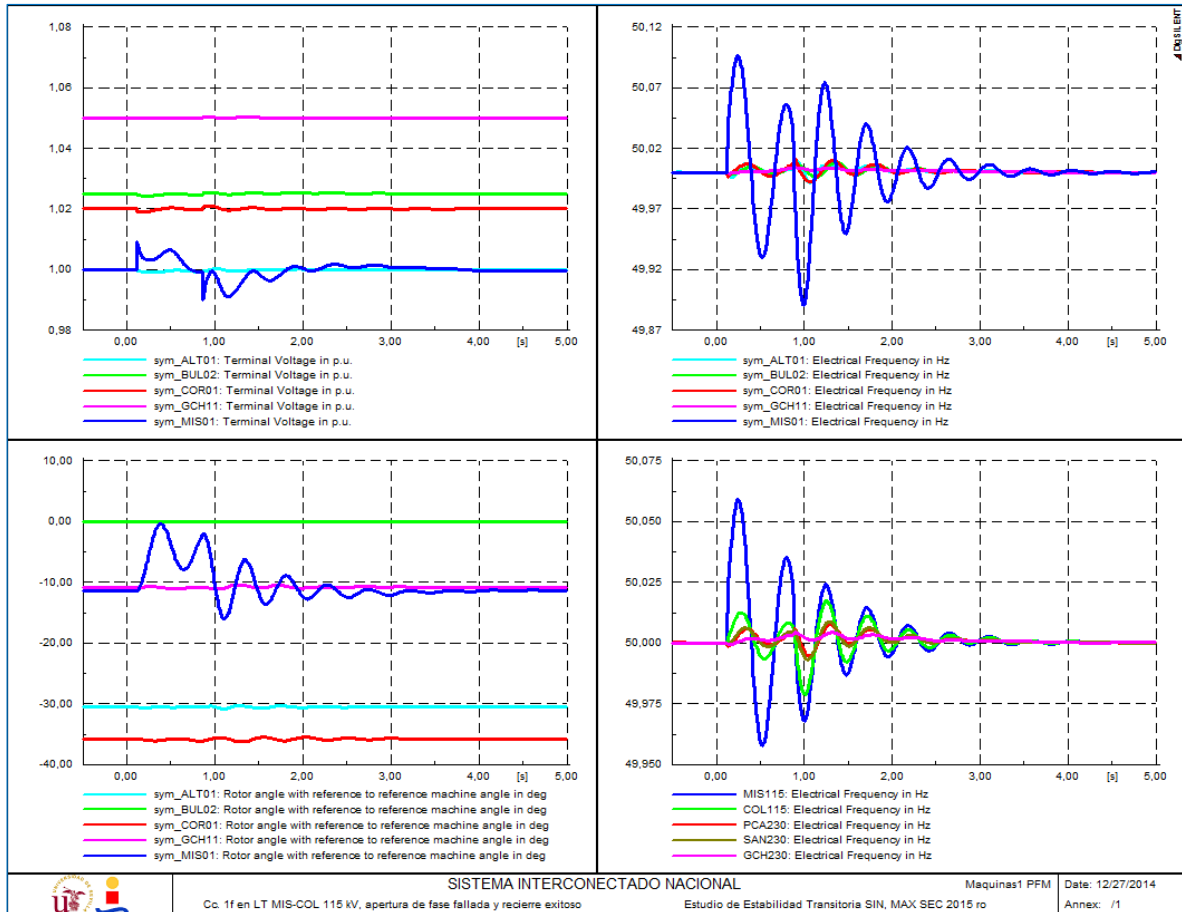
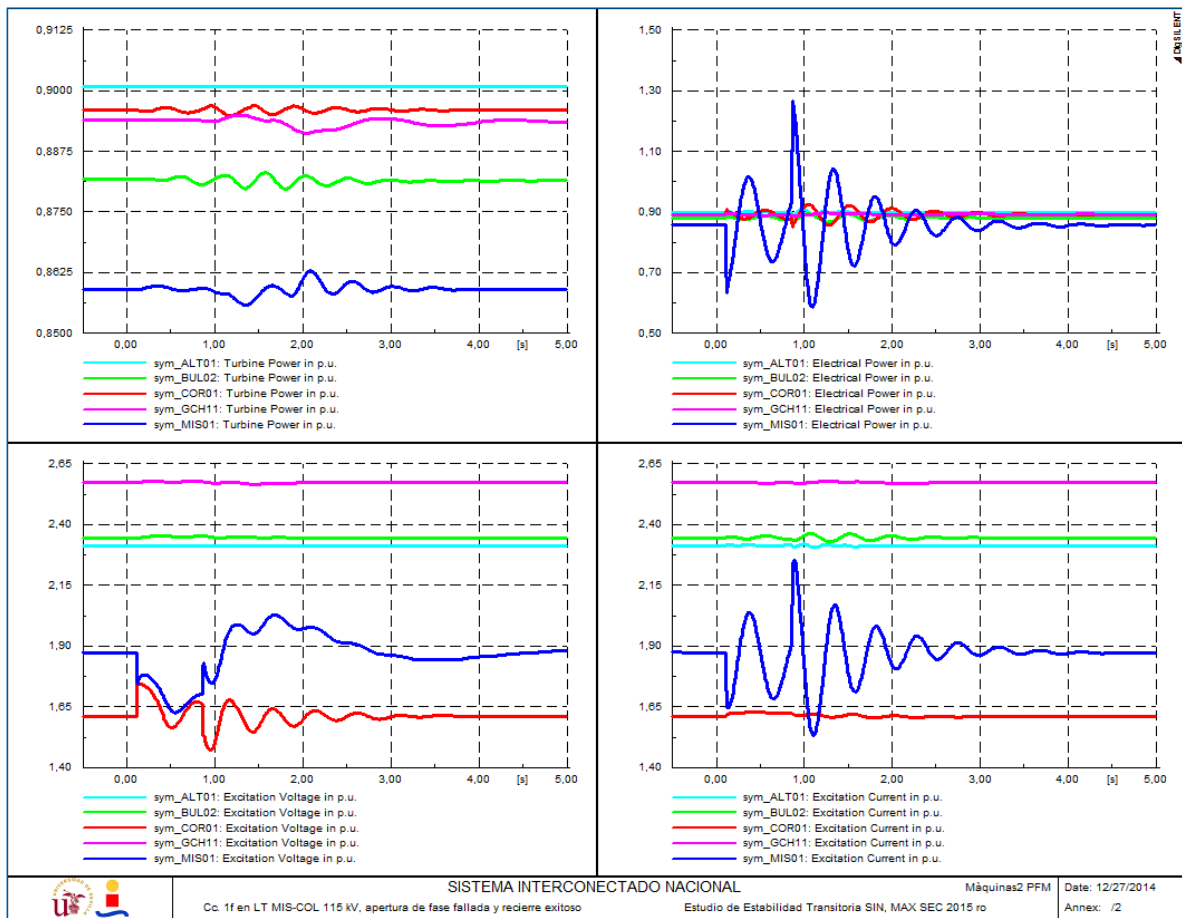


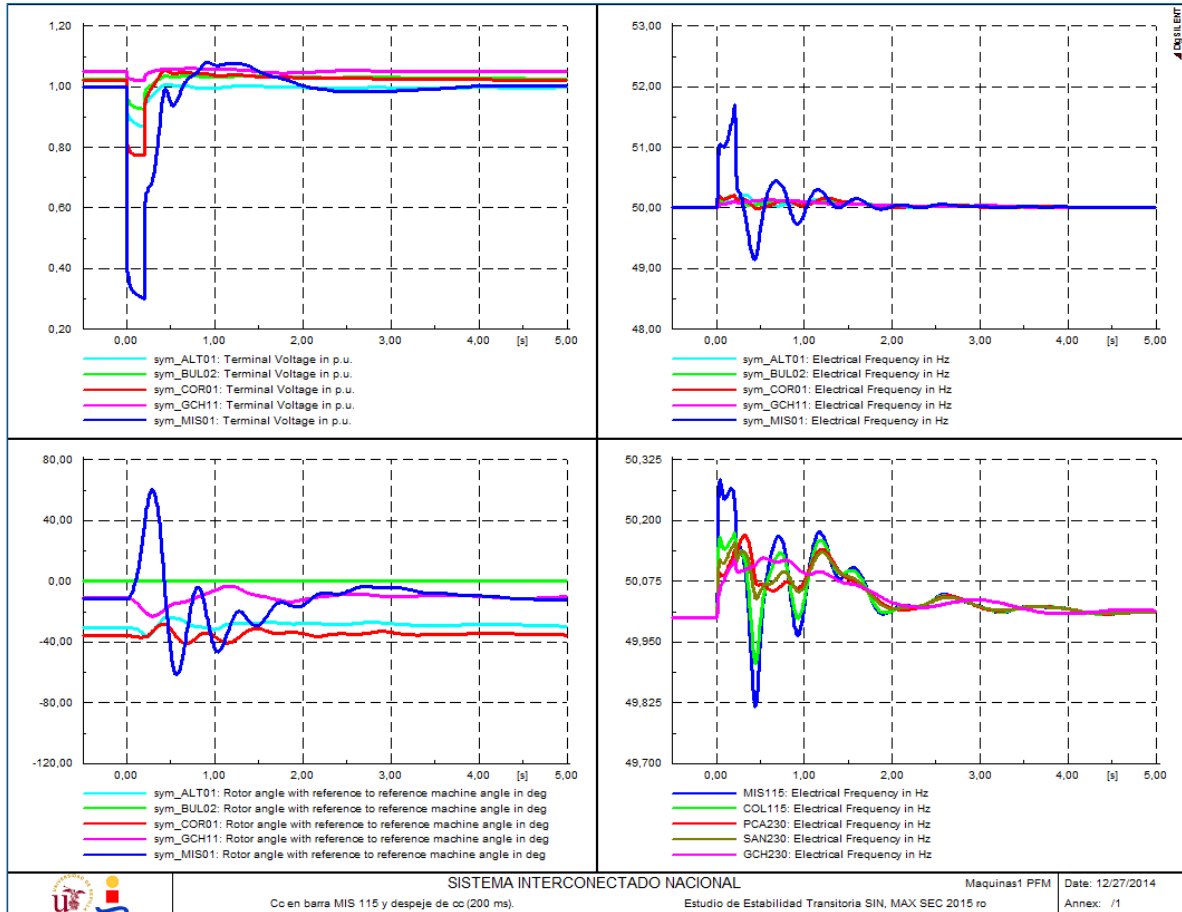
Figura 5.15 Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica,  $U$  excitación y  $I$  excitación para perturbación 1



5.5.8 Perturbación 2

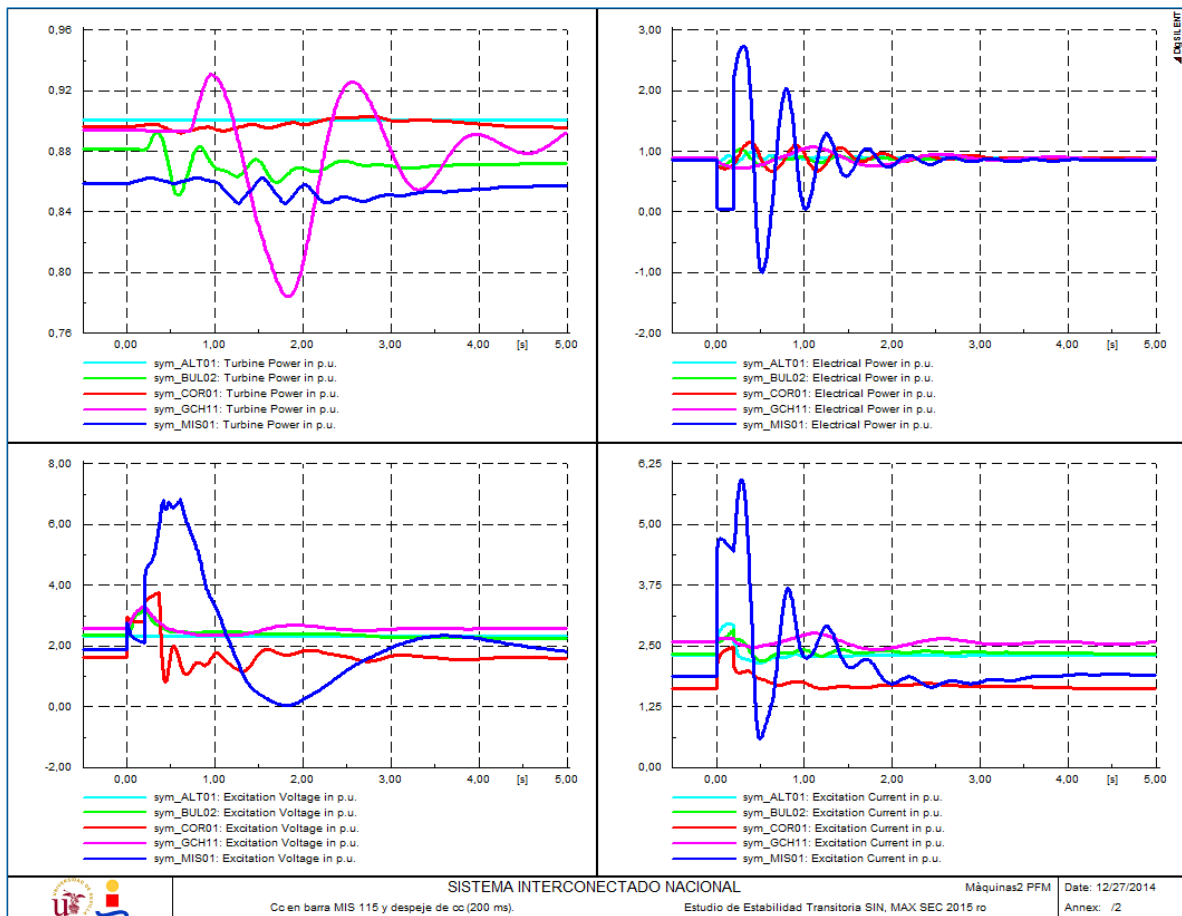
Corto circuito trifásico en barra MIS 115 y despeje de cc (200 ms) → ESTABLE

Figura 5.16 Parámetros  $U_{barras}$ , ángulo de rotor,  $f_{bornes}$  y  $f_{barras}$  para perturbación 2





**Figura 5.17** Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica,  $U$  excitación y  $I$  excitación para perturbación 2



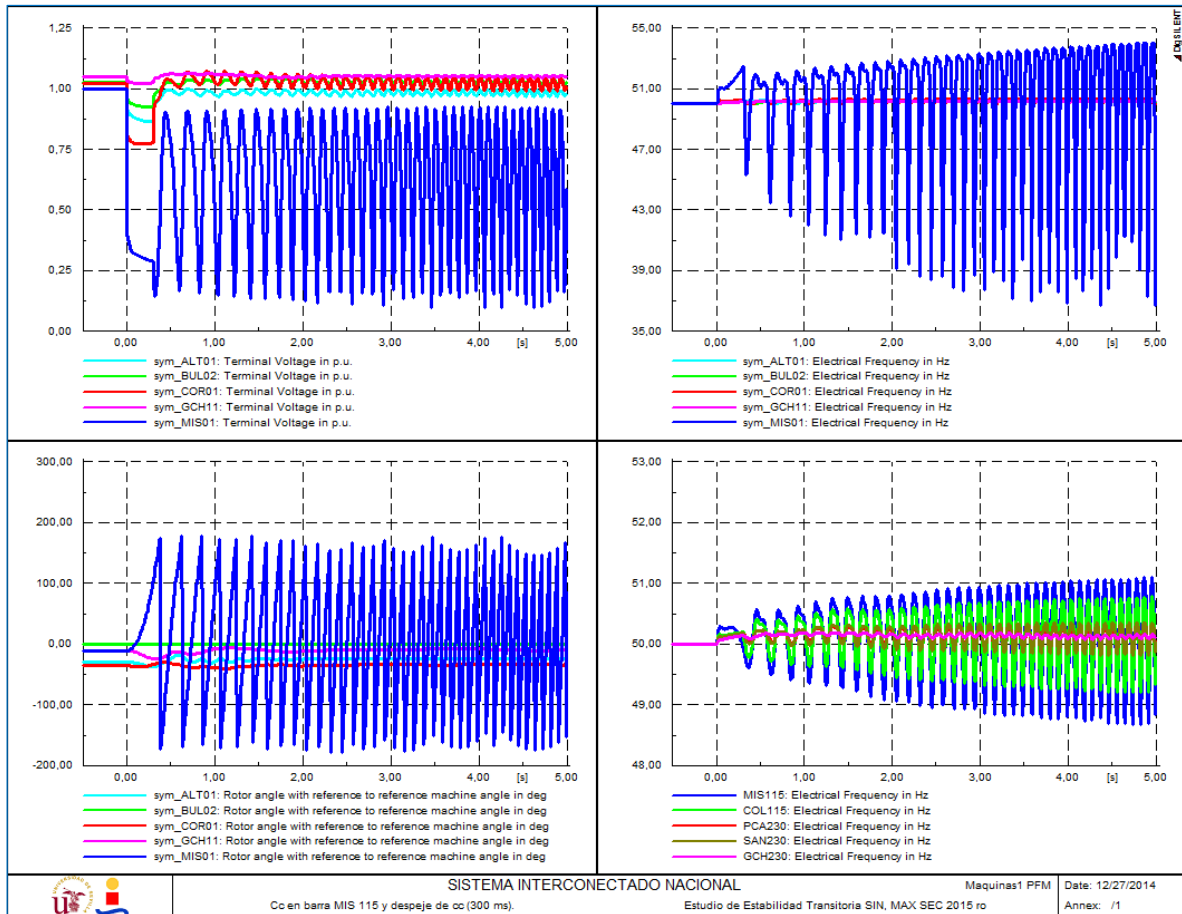
Para las perturbaciones 1 y 2 los voltajes y las frecuencias monitorizadas se encuentran dentro de los rangos especificados en el Cuadro 5.3, cumpliendo con la norma operativa boliviana.

Para las perturbaciones 1 y 2, los parámetros monitorizados de la unidad Misicuni 01 y otras unidades representativas de otras áreas, se estabilizan a los 4 s en todos los casos.

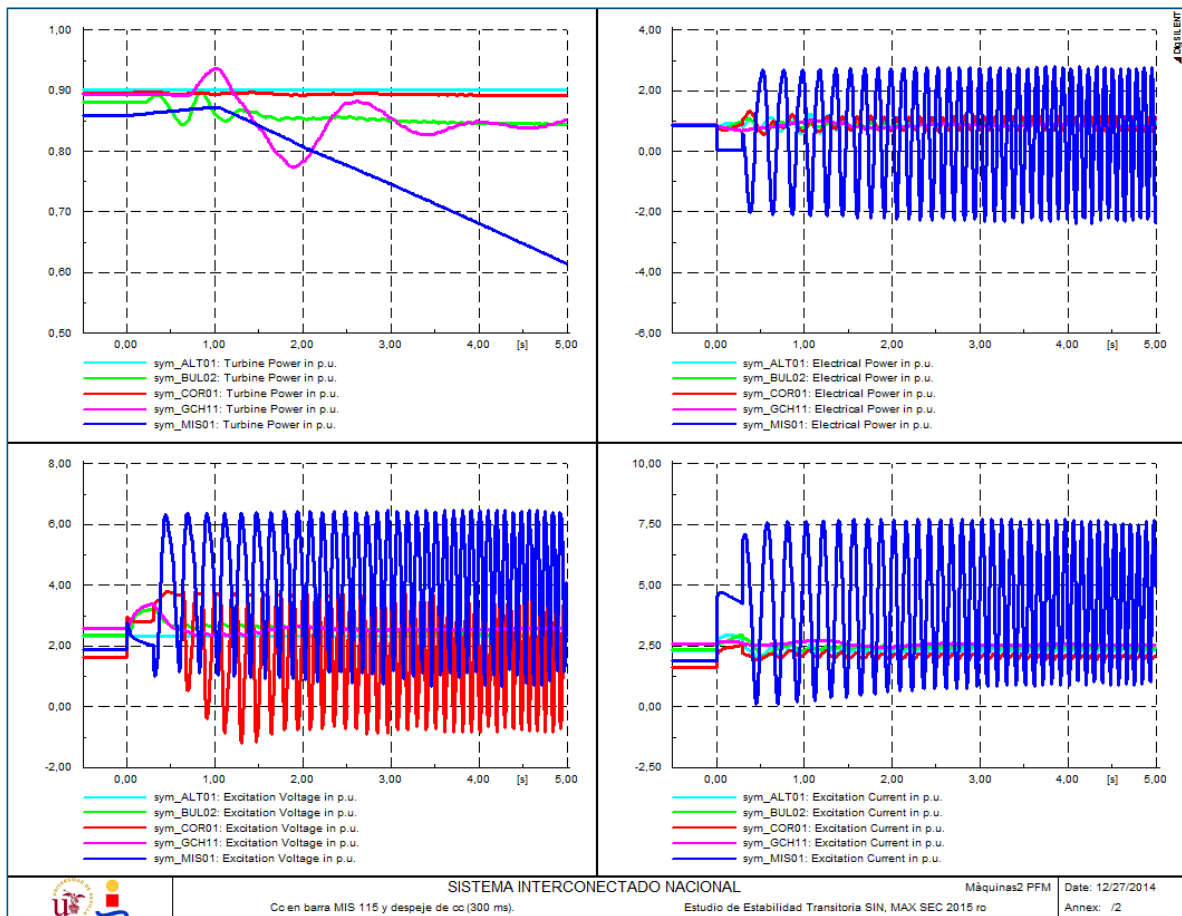
5.5.9 Perturbación 3

Corto circuito trifásico en barra MIS 115 y despeje de cc (300 ms) → INESTABLE

Figura 5.18 Parámetros  $U_{barras}$ , ángulo de rotor,  $f_{bornes}$  y  $f_{barras}$  para perturbación 3



**Figura 5.19** Parámetros Pot. Turbina, Pot. Eléctrica,  $U$  excitación y  $I$  excitación para perturbación 3



En la perturbación 2 y 3; para evitar la pérdida de sincronismo de la unidad MIS 01, es necesario que el tiempo de despeje de falla de corto circuito en la barra MIS115 sea despejada en un tiempo menor a 200 ms.

Al aumentar el tiempo de despeje de falla existe mayor cantidad de oscilaciones en las variables del sistema: ángulo, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y voltaje.

Si el tiempo de despeje de falla aumenta, llevará a que se activen los esquemas de alivio o rechazo de carga, debido a que el voltaje y la frecuencia saldrían de los límites de operación permitidos.

De incrementarse el tiempo de despeje de falla, las oscilaciones incrementan e incluso se puede llegar a una situación de inestabilidad, tal es el caso de la perturbación 3, en la que para la simulación no se tomaron en cuenta las actuaciones de las protecciones mencionadas, con la finalidad de mostrar la evolución de las variables monitorizadas.

## 5.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones:

- El trabajo realizado ha permitido apreciar la complejidad que tienen estudios de estabilidad transitoria, ya que se debe tener en cuenta las características de todo el sistema en estudio, además es necesario establecer las características de los sistemas de control a utilizarse en cada una de las unidades con el fin de prever que la respuesta de los sistemas de control sea adecuada.
- Para las perturbaciones 1 y 2, los parámetros monitorizados de la unidad Misicuni 01 y otras unidades representativas de otras áreas, se estabilizan a los 4 segundos en todos los casos.
- Para la realización de los estudios de estabilidad transitoria se tomaron sistemas de control y regulación de modelos estándar típicos de la IEEE y se verificó las respuestas de los reguladores de velocidad y voltaje del generador de la Central Hidroeléctrica Misicuni, ante el cambio de carga y de voltaje de entrada respectivamente.
- La respuesta del regulador de voltaje puede ser lenta o rápida, sin embargo una respuesta rápida genera que la unidad sea más inestable que con una respuesta lenta, por ello es necesaria un correcto ajuste con el fin de prevenir que la máquina sincrónica oscile, inclusive en estado estable.
- Para la perturbación 1, de falla monofásica con despeje y recierre, se determinó los diferentes tiempos de cada uno de los eventos que conforman la perturbación, las mismas se detallan en la Figura 5.12 y en análisis previo a la obtención de la misma.
- Para las perturbaciones 1 y 2 los voltajes y las frecuencias monitorizadas se encuentran dentro de los rangos especificados en el Cuadro 5.3, cumpliendo con la norma operativa boliviana.

- En la perturbación tipo 2 y 3, para evitar la pérdida de sincronismo de la unidad MIS 01, es necesario que el tiempo de despeje de falla de corto circuito en la barra MIS115 sea despejada en un tiempo menor a 200 ms.
  
- Se puede observar que solamente la tercer perturbación 3 se presenta inestabilidad en el sistema, en este caso de análisis intencionalmente se prolongó el tiempo de despeje de falla, para verificar que ante tal variación, la respuesta de la unidad MIS 01 y los elementos de control y regulación pueden mantener sincronismo con el sistema, ya que el tiempo de permanencia de la falla fue demasiado prolongada.

**Recomendaciones:**

- Se recomienda que una vez se tengan los datos de los modelos definitivos de elementos de control y regulación, realizar estudios de estabilidad del ángulo del rotor de pequeña señal para obtener datos que permitan una calibración más detallada del PSS y sintonizar los parámetros de los equipos de regulación.

## **6 TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS POR MANIOBRAS**

### **6.1 INTRODUCCIÓN**

En un SEP, por distintas causas se presentan sobretensiones, las sobretensiones que se presentan dependen de factores externos a la red, de las características de los componentes de la red, y de características de diseño de la red. Los equipos sufren esfuerzos dieléctricos por las sobretensiones durante todo el funcionamiento del SEP y en efecto estas solicitaciones para el aislamiento de los equipos deben ser minimizadas, para permitir la confiabilidad aceptable para la operación del sistema.

Una de las causas para que se presenten sobretensiones transitorias son las maniobras como la es la energización y desenergización de líneas de transmisión y otros componentes del SEP. En el presente capítulo se estudiará la energización y desenergización de componentes del proyecto de LT Santibáñez- La Cumbre.

### **6.2 SOBREVOLTAJES Y TRANSITORIOS**

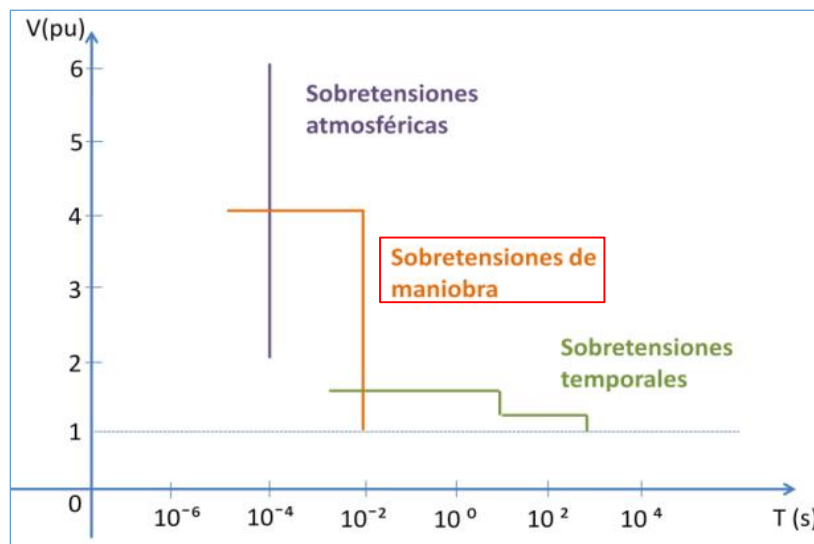
Un sobrevoltaje es un voltaje anormal existente entre fase y tierra o entre fases, cuyo valor pico es superior al valor pico del máximo voltaje de operación normal. Según la Norma IEC 60071-2 [39] los sobrevoltajes se clasifican de acuerdo a su forma y duración en sobrevoltajes: de baja frecuencia y transitorios. En las Figuras 6.1 se muestran la clasificación de formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones.

Y en la Figura 6.2 se muestra la clasificación de las sobretensiones transitorias según su duración.

**Figura 6.1** Clases, formas de onda y tiempos característicos de sobretensiones [39]

Clases de sobrevoltajes	Baja Frecuencia		Transitorios		
	Permanente	Temporal	Frente lento	Frente Rápido	Frente Muy Rápido
Forma de onda de voltajes y sobrevoltajes					
Rango de formas de onda de voltajes y sobrevoltajes	$f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3 \text{ 600s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Parámetros de voltaje estandarizado					a
	$f = 50 \text{ Hz}$ or $60 \text{ Hz}$ $T_t^a$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de voltaje tolerado normalizado	a	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo	a

**Figura 6.2** Clasificación de sobretensiones según su duración [40]



Cada tipo de sobrevoltaje está dentro de una gama de frecuencias determinada la cual lo caracteriza, como se muestra en el Cuadro 6.1.

**Cuadro 6.1** Clasificación de gama de frecuencias de voltajes [41].

CLASIFICACIÓN BANDA DE FRECUENCIAS (CIGRÉ)			
Grupo	Gama de frecuencias	Tipo de Onda	Representación
I	0,1 Hz - 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobrevoltajes temporales
II	50 Hz - 20 kHz	Ondas de frente lento	Sobrevoltajes por maniobra
III	10 kHz - 3 MHz	Ondas de frente rápido	Sobrevoltajes por rayos
IV	100 kHz - 50 MHz	Ondas de frente muy rápido	Sobrevoltajes por recebado en GIS

Además cada fenómeno eléctrico genera un transitorio en un rango de frecuencia, como

se muestra en el Cuadro 6.2.

*Cuadro 6.2 Bandas de frecuencia de procesos transitorios [41].*

Principales Bandas de Frecuencia de Procesos Transitorios	
Tipo de Perturbación	Gama de frecuencias
Energización de Transformadores	0,1 - 1 kHz
Ferromresonancia	0,1 Hz - 1 kHz
Perdida de Carga	0,1 - 1 kHz
Energización de Líneas de Transmisión	50/60 Hz - 20 kHz
Faltas en Líneas de Transmisión	50/60 Hz - 20 kHz
Faltas en Subestaciones	10 kHz - 3 MHz
Descargas Atmosféricas	10 kHz - 3 MHz
Maniobras en SF6	100 kHz-50 MHz

### 6.3 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Los estudios electromagnéticos comprenden una amplia gama de frecuencias y modelos, en el presente estudio solamente se estudiarán los transitorios producidos debido a maniobras, más precisamente la energización de las LT, transformador y reactores que forman parte del proyecto estudiado, esto para determinar los sobrevoltajes transitorios en los extremos de la LT, asimismo evaluar las corrientes y voltajes de energización de los elementos inductivos como los reactores y el transformador de potencia. Posteriormente analizar las posibles técnicas de mitigación de sobrevoltajes y recomendar la técnica más factible para el caso estudiado.

De acuerdo a lo dispuesto por la Norma Operativa N° 30, numeral 6.2.5 indica que: “las líneas de transmisión con una longitud mayor a 150 km deben contar con transposición de conductores de fase para equilibrar las impedancias”.

En la misma norma, numeral 6.2.1: “las líneas de 230 kV cuya longitud superen los 90 km deben ser compensados entre un 50% y 85% de la potencia reactiva que aportan vacío. La disposición de los reactores debe permitir la energización de las líneas desde ambos extremos, además de permitir la reconexión monofásica de las mismas. Se debe verificar la necesidad de la instalación de reactor de neutro, el mismo deberá permitir extinguir la corriente de arco secundario”. Estas dos consideraciones ya no serán estudiadas, pues las mismas consideraciones ya fueron estudiadas en la etapa de diseño de la LT y se parte de los datos de la misma.

Es así que se parte de la información de la etapa de diseño de la LT, en la cual ya fueron

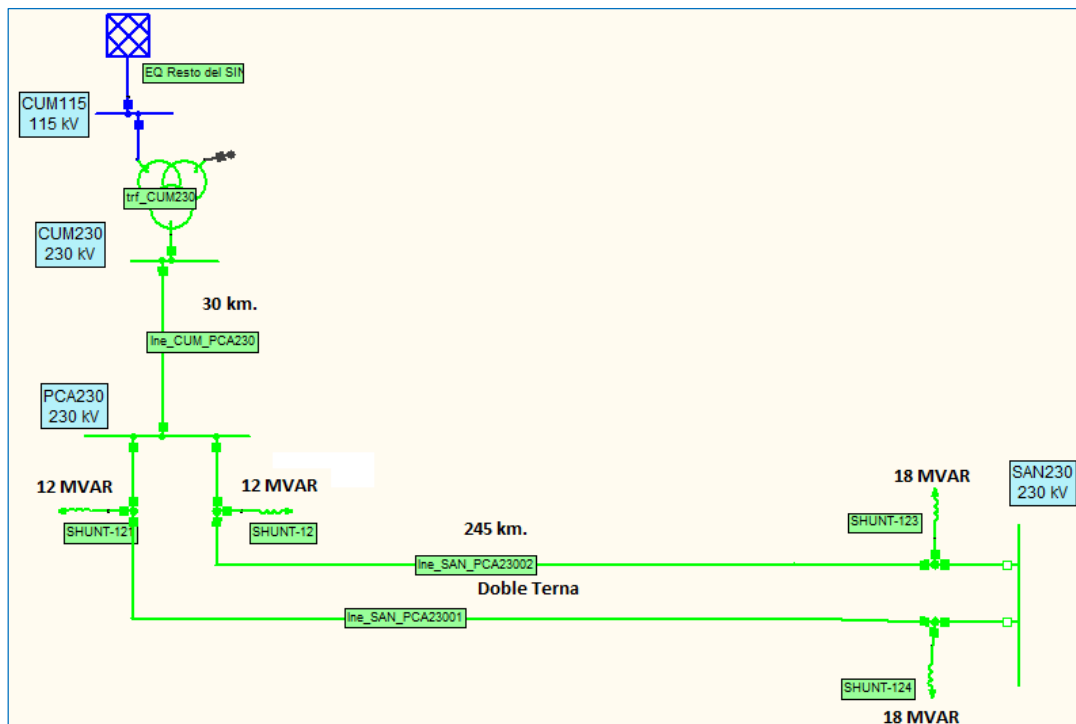


determinados aspectos como:

- Que es necesaria la transposición de fases [55].
- Que la capacidad óptima de los reactores serían de 12 MVAR en el lado de La Palca y 18 MVAR en el lado de Santibáñez [11].
- Que no sería necesario la instalación de elementos reactor de neutro, para ello se realizaron los estudios recierre monofásico y la verificación de la extinción de la corriente de arco secundario [55].

La Figura 6.3 muestra el esquema utilizado para el estudio de transitorios electromagnéticos por la energización, en ella se considera un equivalente del SIN y los elementos del proyecto como la LT (275 km.) y los reactores y transformador de potencia, según el esquema mostrado en la siguiente Figura.

*Figura 6.3 Esquema Línea de Transmisión Santibáñez - La Cumbre 230 kV.*



El estudio de energización de la LT Santibáñez - La Cumbre 230 kV y los elementos asociados a ella, deberían estudiar la posibilidad de la energización desde ambos extremos, en el presente documento solamente se expone la energización de los elementos desde el extremo de la SE La Cumbre (CUM-230). Para el estudio de la energización desde lado del nodo de Santibáñez (SAN-230) se sigue procedimiento similar, en el cual simplemente se variarían los eventos de swicheo.

## **6.4 FLUJOS DE POTENCIA PARA ENERGIZACIÓN**

El análisis de flujos de potencia para estudios de energización se realiza para determinar el valor de la potencia reactiva inyectada al sistema por la línea de transmisión en vacío.

Se hace uso del software DIgSILENT Power Factory, utilizando la base de datos del SIN utilizada en los capítulos II y III.

Para el estudio se utilizó en las simulaciones el escenario de carga Medio Húmedo, la época húmeda coincidiría con la fecha de ingreso en operación del proyecto de la línea de transmisión y elementos asociados al proyecto, el escenario de carga medio sería considerado como favorable por los niveles de carga y generación presentes en el SEP.

Del análisis de flujo de potencia, se determina que la línea de transmisión con los reactores conectados, la LT en vacío inyectaría 17.40 MVar, al nodo CUM230 sin conexión en Santibáñez, y 11.31 MVar en SAN230 sin conexión en La Cumbre. Éstas cantidades de potencia reactiva no presentan complicaciones en estado estacionario, es decir que el SIN puede manejar esa cantidad de reactivos sin que el sistema sufra afectación debido a la energización de esta línea.

Basado en el análisis de estado estacionario: en estas condiciones la línea de transmisión Santibáñez - La Cumbre puede sin dificultades entrar en funcionamiento, y la energización de la misma se la puede realizar desde cualquiera de los dos extremos.

## **6.5 ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA EL PROYECTO DE LA LT SANTIBÁÑEZ - LA CUMBRE 230 KV**

Se analizaron las posibilidades de energización desde ambos extremos y la variación en la secuencia de eventos de swicheos de los elementos. En adelante se expone la energización de la línea de transmisión desde el nodo de La Cumbre, para la energización desde el nodo de Santibáñez se sigue procedimiento similar, variándose la secuencia de los eventos de swicheo.

### **6.5.1 Software utilizado**

El estudio de transitorios electromagnéticos se realiza con el programa computacional ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM (ATP-EMTP).

Para construir el sistema se utiliza un preprocesador gráfico para ATP, ATPDraw, este

crea un archivo de entrada con extensión .ATP a ser procesado por el programa, una vez leído y procesado, ATP crea archivos .LIS y .PL4 que son reportes impresos de la visualización gráfica respectivamente.[42]

## 6.5.2 Modelamiento de equipamiento

Se describen los modelos utilizados en para la realización de los estudios de transitorios electromagnéticos y las consideraciones tomadas para la elección de los modelos.

### 6.5.2.1 Modelación del equivalente de la red

Se calcula un equivalente de Thevenin de todo el SIN visto desde la barra de CUM230 kV calculado mediante el software DIGSILENT Power Factory, a partir del cálculo de cortocircuito en la barra de la subestación CUM-230 kV se determinará tal equivalente.

El equivalente Thevenin es representado en ATP por una impedancia modelo RL acoplado con una fuente trifásica senoidal (Type 14, AC 3PH Steady-State) en la cual se modela con valor el voltaje que se obtuvo en la barra CUM-230 en el análisis de flujos de potencia obtenido en el apartado 6.4, en la misma se aísla y no se toma en cuenta la solución la línea de transmisión analizada.

Los parámetros del cálculo de cortocircuito monofásico en la barra CUM230 se detallan en el Cuadro 6.3, estos parámetros serán utilizados para modelar el equivalente de SIN vista desde esta barra para posteriores análisis.

**Cuadro 6.3** Parámetros para modelar el equivalente de SIN

Parámetros de Corto Circuito Monofásico		
Name		CUM115
Ik" A	A	4769,768
Sk" A	MVA	316,6901
ip A	A	10780,59
Rk0, Re(Zk0)	Ohm	5,243713
Xk0, Im(Zk0)	Ohm	19,09947
Rk1, Re(Zk1)	Ohm	2,14034
Xk1, Im(Zk1)	Ohm	12,50705
Rk2, Re(Zk2)	Ohm	2,354776
Xk2, Im(Zk2)	Ohm	13,28533

### 6.5.2.2 Modelado del transformador TRF CUM230

En [36] se desarrolla y describe el modelado y el comportamiento de los tres modelos de

transformador que se tiene en ATP/ EMTP, estos son: modelo híbrido (XFMR), el modelo BCTRAN y el modelo saturable (SATURA).

Es muy difícil lograr una representación aceptable de un transformador a lo largo de todo el rango de frecuencias presentes en fenómenos transitorios. Para resolver este problema, se pueden utilizar modelos válidos en un rango específico de frecuencias. El Cuadro 6.4 muestra la importancia de algunos parámetros y efectos, de acuerdo con CIGRE en la modelización de un transformador dentro de un rango específico de frecuencias. [37]

**Cuadro 6.4 Representación de transformadores de potencia [37]**

Parámetro/Efecto	Transitorios baja frecuencia	Transitorios frente lento	Transitorios frente rápido	Transitorios muy rápidos
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante	Importante	Despreciable
Saturación	Muy importante	Muy importante <sup>1</sup>	Despreciable	Despreciable
Perdidas en el hierro	Importante <sup>2</sup>	Importante <sup>1</sup>	Despreciable	Despreciable
Corrientes parásitas	Muy importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante	Muy importante	Muy importante

1) Solo para el fenómeno de energización de transformadores; otros casos importante

2) Solo para el fenómeno de ferro-resonancia

En el cuadro 6.4 se observa los parámetros a considerar para la elección del modelo del transformador, el presente estudio trata los transitorios de frente lento.

Dado que el presente estudio está dentro de la clasificación de transitorios de frente lento, para el modelado del transformador CUM230 se utilizó el modelo saturable (SATURA), este modelo considera la saturación de los transformadores y para fenómenos de maniobra como es el caso tiene una respuesta deseada.

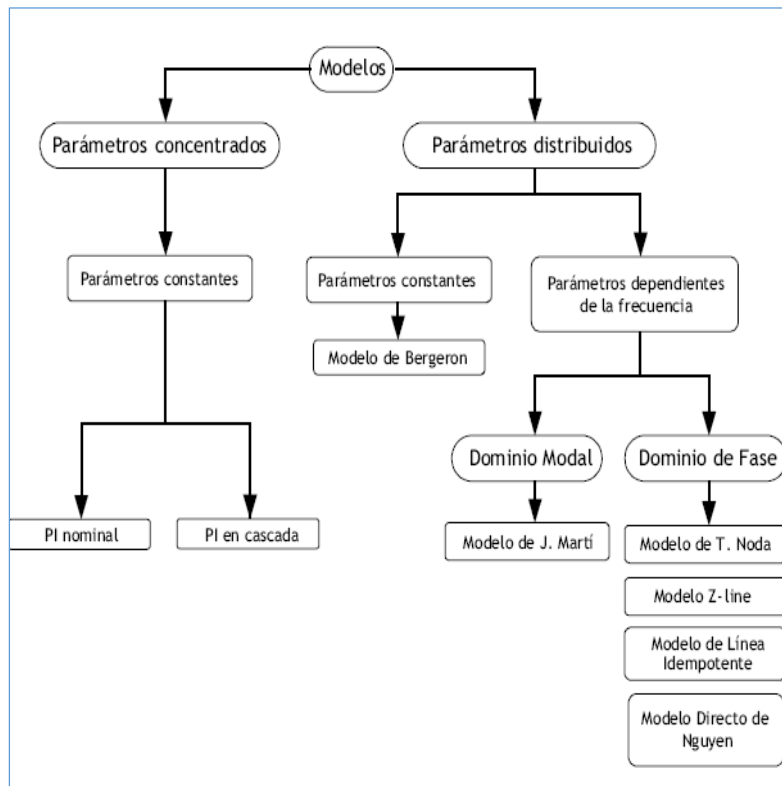
El modelo saturable (SATURA) está basado en una configuración conocida como star-circuit, el cual, está compuesto por un sistema monofásico con N-bobinas a su salida. Se coloca una rama de magnetización, compuesta por una resistencia y un inductor en paralelo, en la entrada del modelo, con el objetivo de modelar los efectos de histéresis y la saturación en el núcleo ferro-magnético. Una descripción más detallada de los modelos se describen en [36], [37]

### 6.5.2.3 Modelamiento de las líneas de transmisión

La elección del modelo adecuado es fundamental para el estudio de transitorios electromagnéticos, en [41], [44] realizan un análisis de la utilización de los diferentes modelos de líneas de transmisión, la Figura 6.4 muestra una clasificación de los diferentes

modelos de LT en SEP.

**Figura 6.4** Clasificación de los diferentes modelos de Líneas de transmisión [44]



El modelo utilizado para el caso de estudio es la LT es el de onda viajera (Modelo de Clark) el ATPDraw lo identifica como el modelo Bergeron, este modelo se utiliza para líneas con parámetros constantes y distribuidos a lo largo de la LT. El modelo de Bergeron se utiliza para el cálculo de sobretensiones de tipo maniobra como la energización, como se muestra en el Cuadro 6.5.

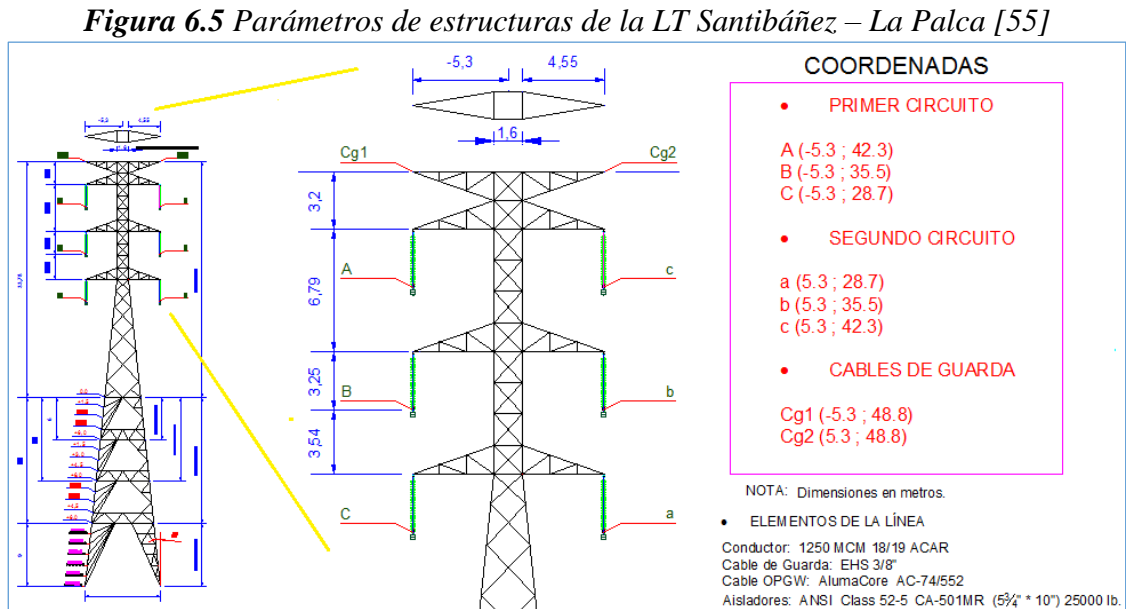
**Cuadro 6.5** Directrices para modelar líneas de transmisión [41].

	Estado Estable	Transitorio de baja Frecuencia	Transitorio de frente de onda corta	Transitorio de frente de onda rápida
<b>Barra</b>	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron	Bergeron
<b>Líneas cortas</b>	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti
<b>Líneas mediana</b>	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti
<b>Líneas largas</b>	Pi, Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti
<b>Líneas muy larg:</b>	Bergeron	Bergeron	Bergeron, J. Marti	J. Marti

El ATP cuenta con la rutina ATP\_LCC (LINE/CABLE CONSTANTS) disponible para calcular los parámetros de la línea de transmisión, y se realiza en base a la geometría de la estructura de la línea de transmisión, de la reactancia, la resistencia del conductor, la

longitud de la línea de transmisión y varias opciones de cálculo.

Para el caso de la línea de transmisión Santibáñez – La Cumbre 230 kV, se utilizan las características mostradas en la Figura 6.5.



#### 6.5.2.4 Modelado de interruptores

Se realizaron diversos análisis de energización, para los cuales se utilizaron los denominados en ATP-EMTP como interruptores controlados por tiempo, interruptores sistemáticos e interruptores estadísticos.

Los eventos de energización de los diferentes elementos del proyecto se las realizó por etapas, se realizó planteó los siguientes eventos de para la energización:

- Energización del transformador CUM230
- Energización de la línea CUM – PCA 230
- Energización de la línea PCA-SAN 230
- Energización de los bancos de reactores

### 6.6 ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR CUM-230

Al energizar el transformador en vacío se dan origen a fenómenos como la corriente Inrush y la ferresonancia, el más relevante es el de la corriente Inrush. La componente transitoria de esta corriente es ligeramente amortiguada, pudiendo durar unos segundos [36].

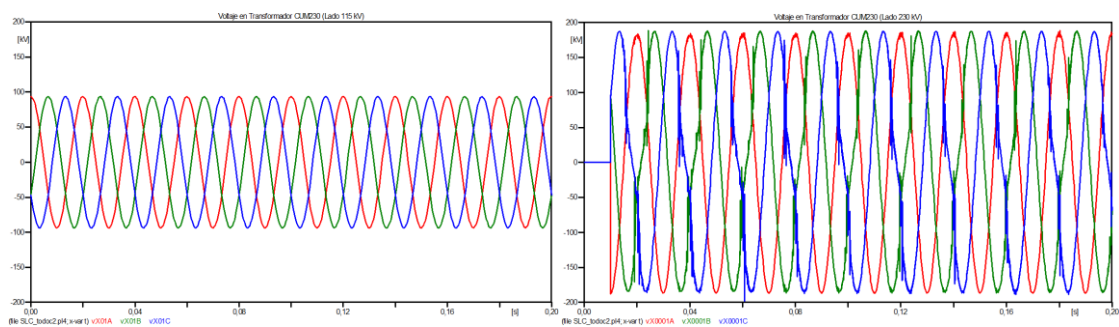
Mientras mayor sea el grado de saturación nominal del transformador afectado, mayor

aun sería el valor máximo que denote la intensidad de corriente inicial de magnetización, además se tendrán diferentes valores de la corriente para las fases sin importar que el interruptor cierre simultáneamente las tres fases [36, 37]

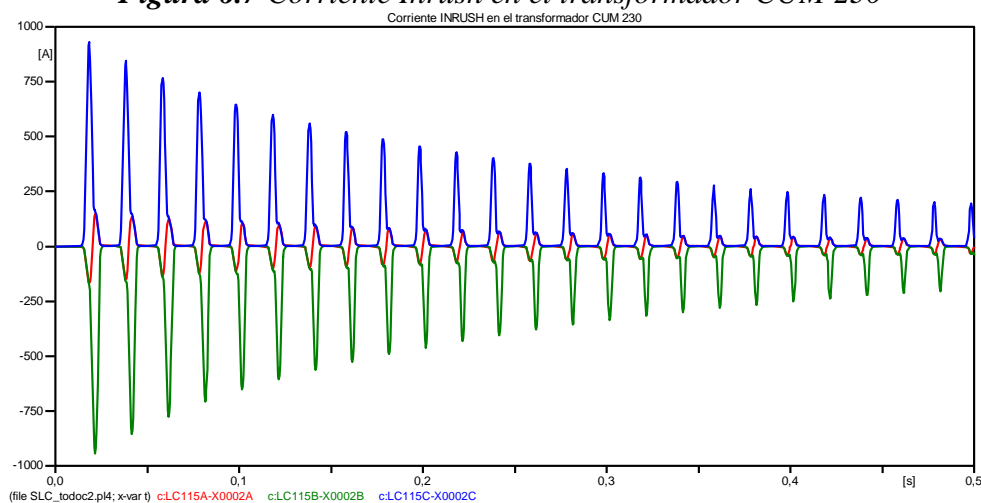
Por otro lado, La ferresonancia es un fenómeno debido a la capacitancia del sistema, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético.

Se debe tener en cuenta el valor máximo que puede alcanzarla corriente de conexión para el diseño de las protecciones del transformador y así evitar que éstas puedan actuar de forma inesperada en el momento e impidan la realización de esta maniobra. Normalmente, las protecciones de corriente del transformador actúan con un cierto retraso para sobrecorrientes del orden de 5 a 8 veces la corriente nominal, con lo que dan tiempo a que la corriente de conexión se amortigüe sin que se produzca su actuación, los resultados de esto que se ha dicho se puede ver en la oscilografía de la Figura 6.7.

**Figura 6.6** Voltaje en Transformador CUM230 (Lado lado 115 kV y 230 kV)



**Figura 6.7** Corriente Inrush en el transformador CUM 230



Se observa que la corriente Inrush, es una corriente excesiva en relación a la corriente nominal de operación, sin embargo debido a su corta duración se considera trivial y no dañina, se obtiene correctamente en el modelo saturable.

El modelo utilizado está hecho para trabajar bajo 10 KHz, una de las principales dificultades es realizar un modelo único, que satisfaga todas las características de los fenómenos transitorios, lo cual todavía es un trabajo muy duro debido a la gran variedad de núcleos magnéticos existentes y la no linealidad de algunos parámetros del circuito magnético, sin olvidar también la dependencia con la frecuencia que presentan algunos componentes del transformador. [36]

## 6.7 CONSIDERACIONES SOBRE LA SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS DE SWICHEO DE LA LT

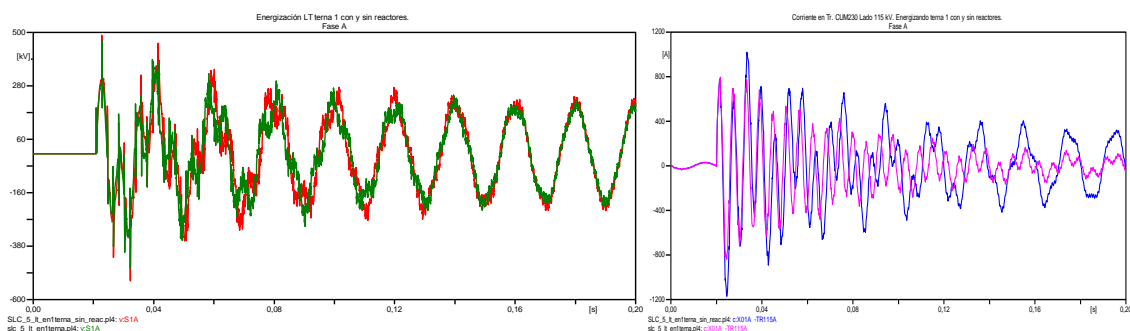
Es importante determinar una secuencia adecuada de eventos de swicheo de los elementos que componen el proyecto, se hace un énfasis en la posibles combinación de eventos swicheo para la energización por etapas de la línea de transmisión PCA-SAN 230 kV, es en este tramo que se presentan posibilidad de variación en eventos de swicheo, por su longitud y su configuración de doble terna.

Para lo sucesivo, en la lectura de los resultados se debe tener presente que en software ATP-EMTP se maneja el voltaje pico y por fase.

### 6.7.1 Energización de LT con y sin reactores

La energización de reactores es realizada conjuntamente con la energización de las líneas, no es recomendable ni práctico energizar la línea y reactores por separado, debido a que se presentarían mayores sobretensiones. En la Figura 6.8 se presenta la comparación del análisis realizado de energizar la LT con y sin reactores.

**Figura 6.8** Transitorios en SAN-230(T1) energizar la LT con y sin reactores.





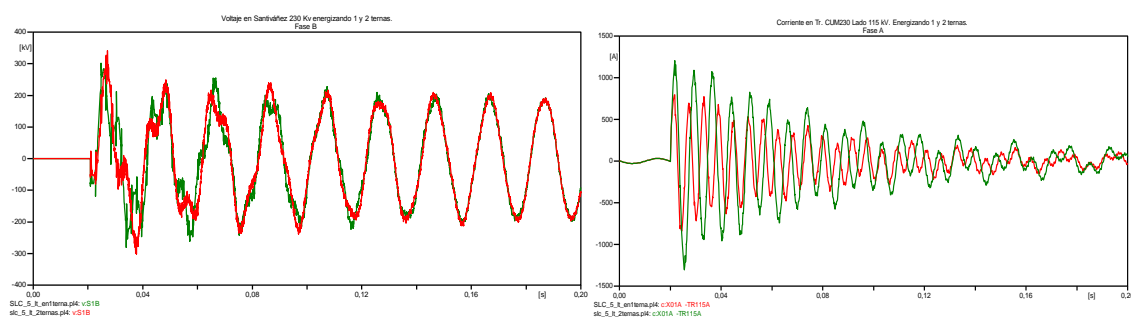
Los reactores conectados disminuyen las sobretensiones, si se compara con las sobretensiones de energización de la línea sin reactores conectados. Esto era de esperarse ya que la razón de haber incluido los reactores en el diseño de la LT fue justamente para mitigar las sobretensiones que se producirán en la misma.

Pero tal como se muestra en las Figura 6.8 los reactores reducen en cierto porcentaje las sobretensiones pero no son el medio idóneo para limitar las sobretensiones, se utilizan primordialmente para el control en estado estable del voltaje, más adelante se analizarán las técnicas para mitigar esta sobretensiones.

### 6.7.2 Energización por ternas

En la Figura 6.9 se muestra la comparación de energizar las ternas por separado y simultáneamente, en ella se evidencia que no es conveniente energizar simultáneamente las dos ternas, debido a que se presentan sobretensiones permanentes que son peligrosas para los reactores conectados en el nodo opuesto al de la energización, energizar la LT por ternas produce menores sobretensiones, una vez que la primera estabiliza sus tensiones se puede energizar la segunda terna.

**Figura 6.9** Comparación de transitorios en SAN-230 energizando 1 y 2 ternas



De un primer análisis se obtienen que es recomendable:

- La energización de las ternas por separado
- La energización de la línea de transmisión con los reactores conectados.

## 6.8 ENERGIZACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PCA-SAN 230

La línea de transmisión comprende los tramos de la línea CUM – PCA 230 (30 km) y línea PCA-SAN 230 (245 km).

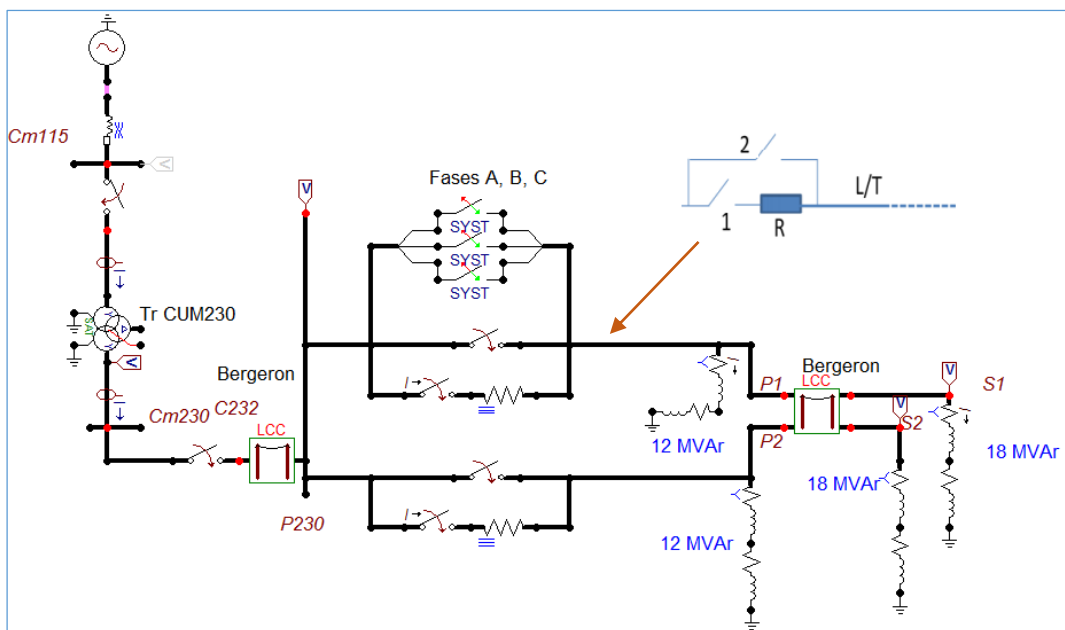
De los dos tramos, la que presente mayores exigencias en cuanto a las sobretensiones será el tramo PCA-SAN 230 por su longitud y su configuración de doble terna. El análisis

se enfocará en este tramo de la línea, todas las técnicas y procedimientos analizados son aplicables de manera idéntica en el tramo corto (CUM – PCA 230 kV) de la línea, pero por las características de la misma las sobretensiones serán menores.

Para visualizar de mejor manera el comportamiento de las sobretensiones en la LT se realizaron análisis determinístico y análisis de estadístico de energizaciones.

### 6.8.1 Análisis determinístico

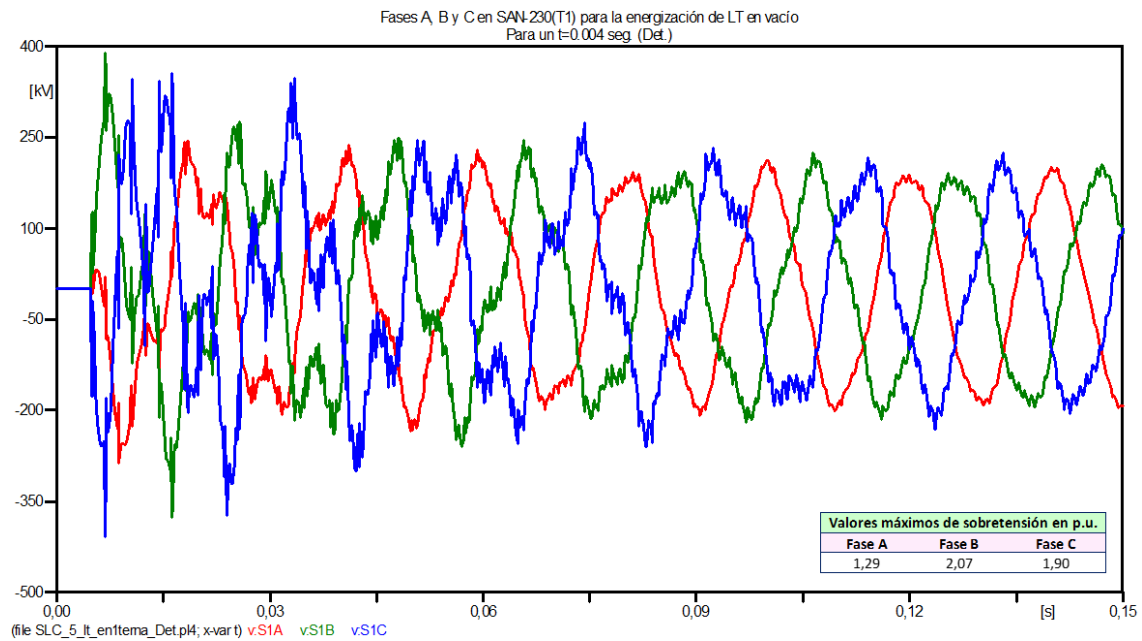
*Figura 6.10 Modelado de la red de análisis en ATP EMT*



Se realizó un primer análisis determinístico para un  $t$  cualquiera de la simulación, a continuación se presenta la energización para un  $t=20$  ms, para el mismo se utilizó un interruptor convencional controlado por tiempo.

En la Figura 6.11 se presentan sobretensiones para la energización de la primera terna de la LT PCA-SAN 230 para el escenario determinístico particular analizado, en la misma figura se muestra el resumen de los valores máximos de las sobretensiones.

Es evidente que las sobretensiones del análisis inicial son considerables, obtener el comportamiento de las sobretensiones para varias maniobras de cierre se deben efectuar una cantidad apreciable de simulaciones de tales maniobras, con diferentes tiempos de actuación de interruptores respecto al ciclo de la onda de tensión, para esto se procede al análisis estadístico de la energización de la LT.

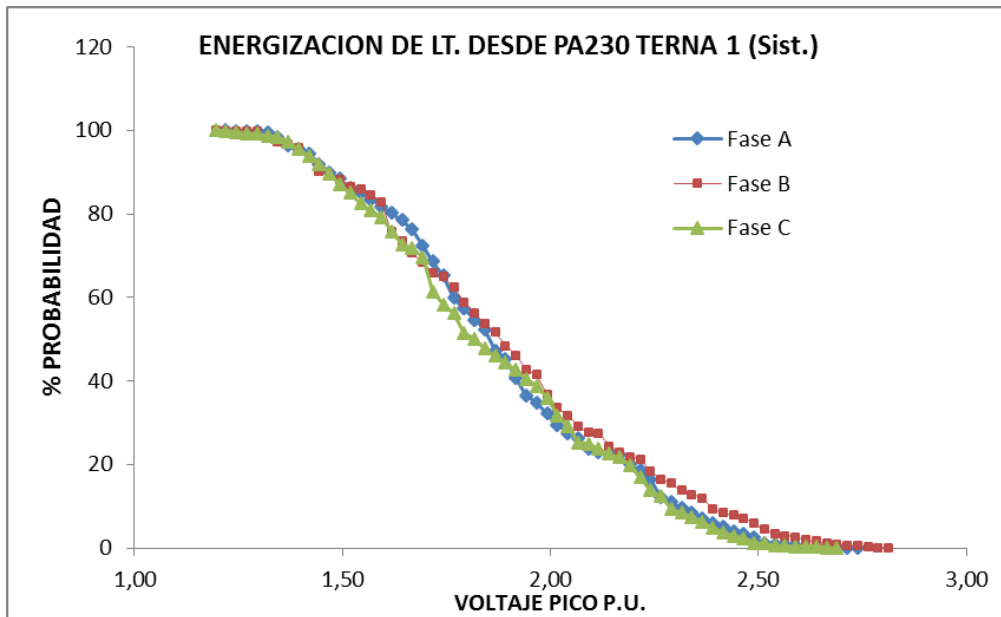
**Figura 6.11** Fases A, B y C en SAN-230(T1) para la energización de LT en vacío

### 6.8.2 Análisis sistemático de las energizaciones

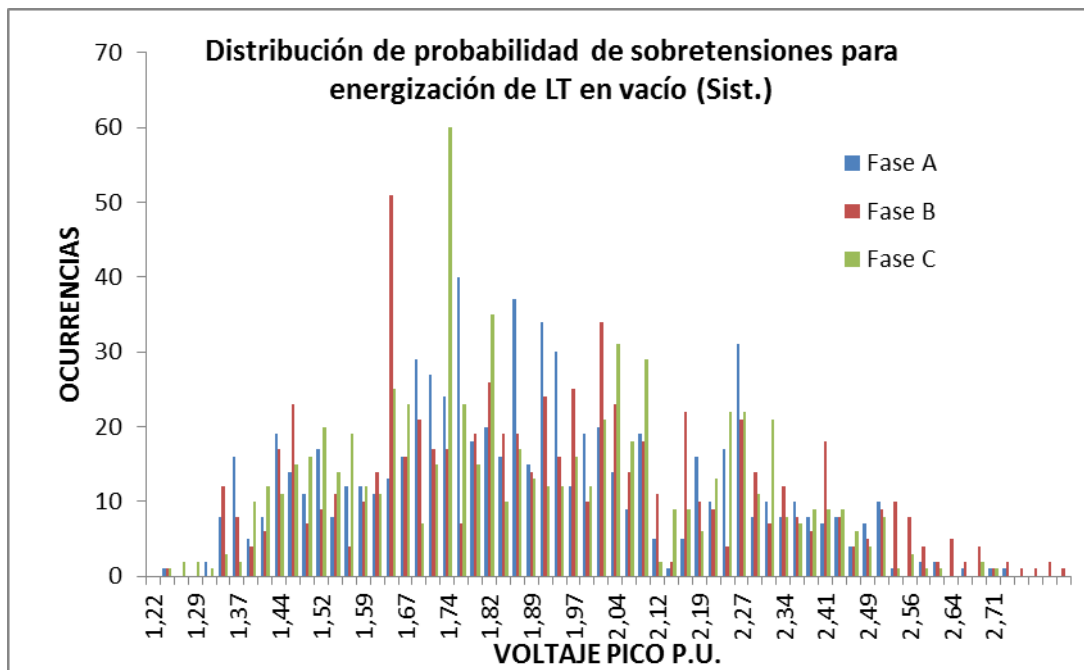
Para el análisis combinatorio de las maniobras determinísticas, se utiliza el interruptor “sistemático”, con función independiente, para realizar de manera automática y completa la siguiente simulación: se realizan varias maniobras variando los tiempos de cierre de los interruptores entre 0 y 20 ms con pasos de 2.2 ms empezando en la combinación  $t=0$ ,  $t=0$ ,  $t=0$  y así establecer todas las combinaciones, para el caso se tomó un el número de combinaciones grande (729), El tiempo de simulación es de 100 ms con un delta de tiempo de 10  $\mu$ s.

A partir de la información que se obtuvo de la simulaciones, procesada esta información se obtuvo las Figuras 6.12 y 6.13 Los resultados ampliados de las simulaciones se encuentran en el Anexo III.

**Figura 6.12** Probabilidad acumulada de sobretensiones de LT en vacío PCA-SAN 230 kV.



**Figura 6.13** Probabilidad de sobretensiones para la energización de LT (IT) en vacío



**Cuadro 6.6** Parámetros estadísticos para las tensiones máximas

Resumen Param.	Fase A	Fase B	Fase C
Media =	1,879	1,903	1,863
Varianza =	0,093	0,114	0,095
Desviación Estándar =	0,304	0,338	0,309

En la Figura 6.12 se muestran que las sobretensiones máximas estarían en el rango de 1.20-2.98 p.u. tras el análisis sistemático. Asimismo, en el Cuadro 6.6 se muestran las variables estadísticas de obtenidas tras las simulaciones.

Se puede observar por ejemplo que la máxima sobretensión para la fase B sería el valor de 2.80 p.u. y esta tendría una probabilidad de ocurrencia de 0.212% de las operaciones analizadas, casi cero, es decir que difícilmente pueda aparecer en el cierre de la línea en vacío cuando se energiza del lado de la barra de PCA-230.

Asimismo se puede observar por ejemplo que para el 80% de las operaciones de cierre de la línea en vacío energizada del extremo de PCA-230, se presentan sobretensiones mayores a 1.5 p.u. y en el 30% de operaciones analizadas se alcanzan sobretensiones con valor de 2.0 p.u o mayores. Todos estos valores se obtienen sin tener en cuenta alguna técnica para limitar las sobretensiones.

Posteriormente se podría haber utilizado los interruptores de tipo estadístico, estos se utilizan para la operación real de un interruptor en lo que se refiere a los tiempos de actuación y discordancia entre polos, a este tipo de interruptor se ingresa su tiempo medio y la desviación estándar, además se escoge el tipo de distribución probabilística. Pero se considera que los resultados obtenidos con la utilización de los interruptores sistemáticos contemplan perfectamente la distribución de sobretensiones que se obtendrían como resultado del análisis estadístico, la inclusión adicional de interruptores estadísticos no provocarían un cambio significativo de la distribución de sobretensiones.

### **6.8.3 Técnicas para el control de sobretensiones por maniobra**


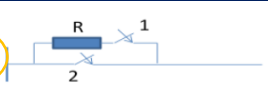
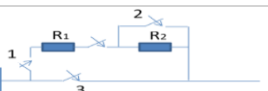
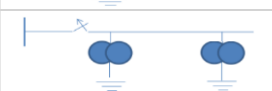


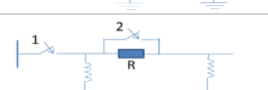

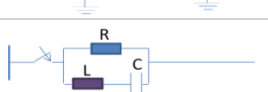




Los sobrevoltajes de maniobra en un SEP no pueden ser evitados, pero pueden ser controlados por diversos métodos. Para evitar que el riesgo de falla del aislamiento de los equipamientos perjudique la operación del sistema y que los equipos se dañen, se pueden adoptar dispositivos, o medidas especiales, para permitir un control de las sobretensiones, de manera de reducir las amplitudes máximas y probabilidad de ocurrencia.

En los apartados anteriores se han estudiado las maniobras más comunes y representativas en la energización de la línea de transmisión, pero hasta aquí simplemente se ha hecho un análisis determinístico y estadístico del cierre tripolar en las maniobras de energización sin utilizar dispositivos para limitar las sobretensiones que se

producen. En lo sucesivo se verán los efectos que tendrían los métodos de control de sobretensión que tendrían sobre el caso particular que se estudia.

En el Cuadro 6.7 se presenta un listado de las diferentes maneras para amortiguar el transitorio y limitar el factor de sobretensión por maniobra, para el presente caso de análisis, se hará un análisis de las técnicas más importantes que son utilizadas actualmente en líneas de alta tensión, el dispositivo o base que utilizan todas estas técnicas son: la resistencia de preinserción, cierre controlado, uso de reactores en derivación, etc.

**Cuadro 6.7** Técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra [41]

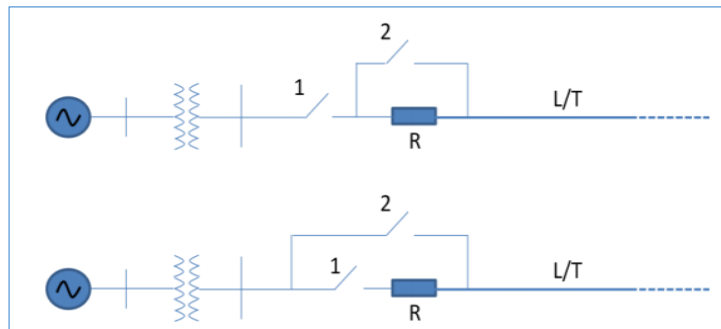
Técnicas para limitar las sobretensiones por maniobra			
<p><b>1.- Conexión de reactores en derivación en LT para reducir las sobretensiones a frecuencia de régimen</b></p> 	<p><b>4.- Amortiguamiento de las oscilaciones de las sobretensiones de maniobra</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inserción de la R de cierre en una</li> </ul> 		
<p><b>2.- Reducción de la carga atrapada mediante:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puesta en shunt de la LT</li> </ul>	<p>* Inserción de Rs serie en varias etapas</p> 		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descarga de la LT mediante trafos potenciales magnéticos</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• R de cierre en LT entre el interruptor del circuito y la R shunt</li> </ul> 		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desconexión en LV, el lado de HV no se somete a ninguna maniobra</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• R de cierre en LT en la parte de reactancia en paralelo</li> </ul> 		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistencia de apertura</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Absorción de la sobretensión con un circuito de resonancia</li> </ul> 		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Re-enganche o cierre monofásico</li> </ul> 	<p><b>5.- Interrupción en momentos favorables</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cierre sincronizado,</li> <li>• cierre a U<sub>mín.</sub> de una pulsación a</li> </ul>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Amortiguamiento de las oscilaciones de tensión con ayuda de resistencia óhmicas</li> </ul> 	<p><b>6.- Limitación por un pararrayos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexión de la LT en sec. de carga a)</li> <li>• Conexión trafos con carga b)</li> <li>• Desconexión las reactancias de H.T c)</li> </ul> <p>Sec. de Interrupción: 1, 2,3</p> 		
<p><b>3.- Cerrado simultaneo en ambos extremos de la LT</b></p> 			

**6.8.3.1 Técnica de cierre con resistencia de preinserción**

Una forma de reducir las sobretensiones que se presenta por la energización de líneas en vacío, es proveer a los interruptores con resistencia de preinserción, esta resistencia se conecta en paralelo (Ver la Figura 6.14) a los contactos principales del interruptor. Las resistencias de apertura permiten una carga baja en la línea y por consiguiente, que la sobretensión en el recierre y cierre sea reducida. Con esta técnica actualmente se han podido disminuir de una forma considerable las sobretensiones provocadas por cierre y recierre, de tal forma que la energización ahora tiene dos secuencias para el cierre:

1. En la primera las resistencias se ponen en serie con la línea obteniéndose de esta forma una división de voltaje, lo que reduce el voltaje inyectado en la línea.
2. En la segunda etapa las resistencias se ponen en cortocircuito lo que da lugar a otra onda en la línea pero de amplitud limitada.

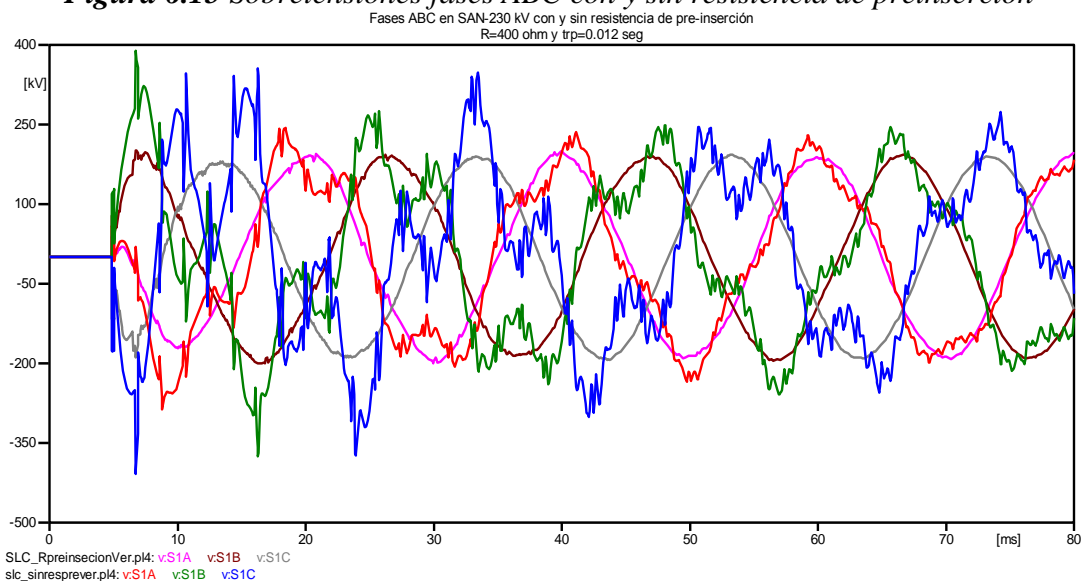
**Figura 6.14** Disposición de equipos utilizando resistencias de preinserción [40]



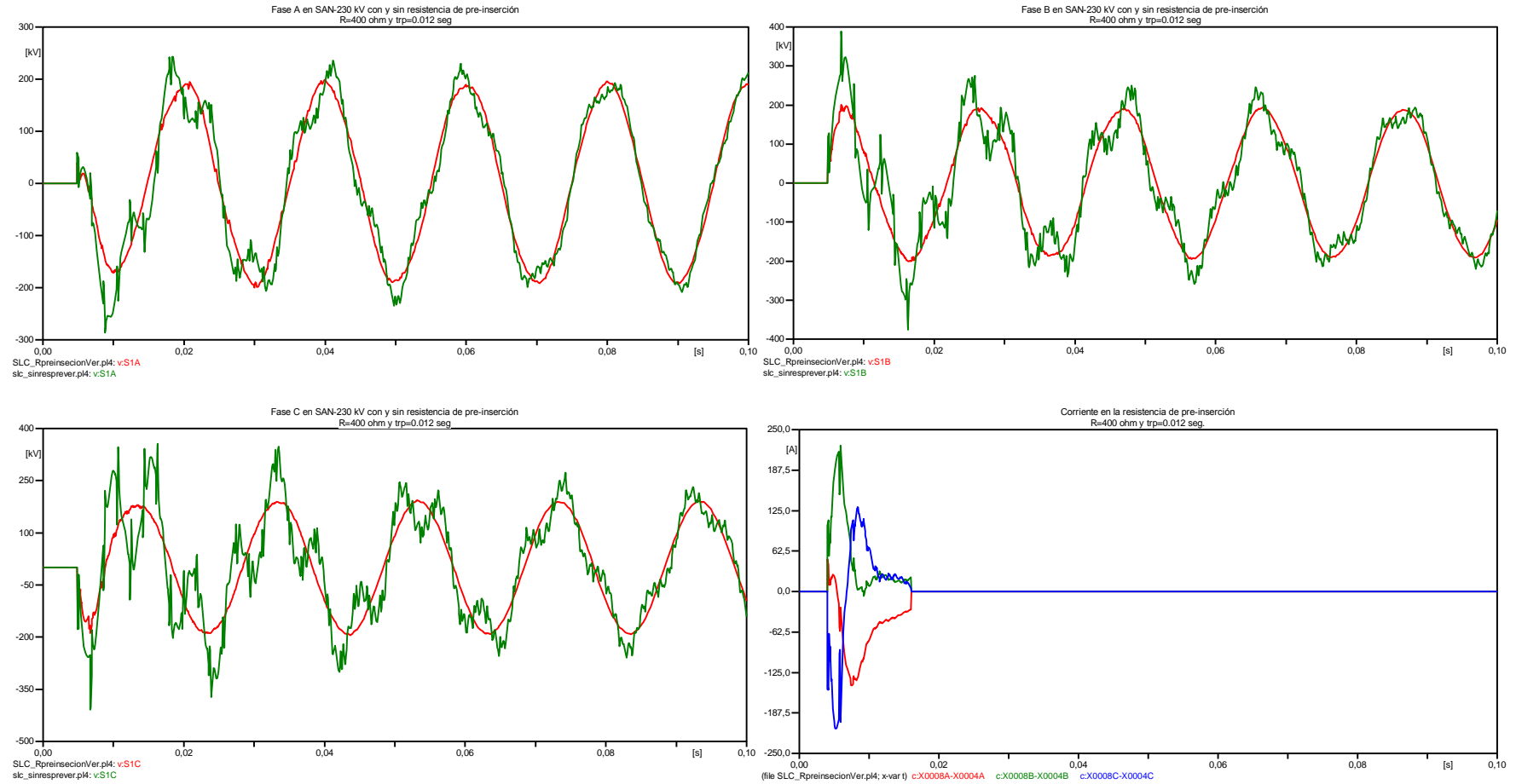
Se realiza una comparación para una maniobra de energización de la primera terna de la línea PCA-SAN 230 en vacío con y sin resistencia de preinserción para determinar el grado abatimiento de la sobretensión.

El proceso y los datos de la simulación son los siguientes: el interruptor 1 se cierra a los 0.020 segundos, luego el interruptor 2 se cierra a los 0.032 (el tiempo de inserción para la resistencia es de 12 milisegundos), el valor de la resistencia de preinserción es de 300  $\Omega$  y el tiempo máximo para la simulación fue de 100 ms. La grafica de comparación de las simulaciones se muestra en las Figuras 6.15 y 6.16.

**Figura 6.15** Sobretensiones fases ABC con y sin resistencia de preinserción



**Figura 6.16** Comparación de transitorios de tensión y corriente fases ABC y con y sin resistencia de preinserción





En la Figura 6.16, se puede observar la sobretensión para cada una de las tres fases, con y sin resistencia de preinserción, se evidencia un abatimiento en las sobretensiones de maniobra debidas las resistencias de preinserción, en la última oscilografía se presenta las corrientes para las fases en el tiempo de inserción de la resistencia.

Para realizar un mejor análisis cuantitativo de los valores de las sobretensiones máximas se determinan los valores óptimos y tiempo de pre inserción.

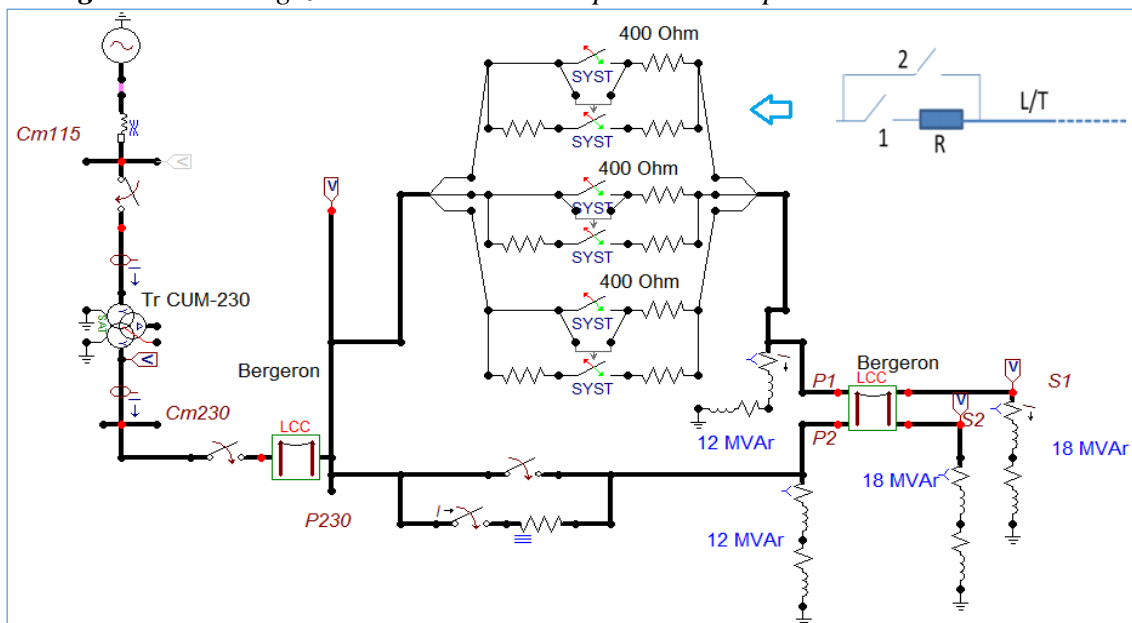
### 6.8.3.1.1 Valor óptimo para la resistencia y tiempo de inserción

La selección de un valor adecuado de la resistencia de preinserción tendrá su efecto en la forma de la amortiguación de la resistencia de pre inserción.

Para el valor recomendado de la resistencia de preinserción se partió de: Manteniendo constante un tiempo de preinserción, se podría variar el valor de la resistencia (el rango típico es de  $100 \Omega$  a  $1000 \Omega$ ) e identificar el valor más recomendable, en [42] utiliza esta consideración.

En [40] describe la utilización de una resistencia de valor próximo a la impedancia característica de la línea, para el caso estudiado se probó ambas maneras descritas y con ambas se llega a valores muy similares, es así que se utilizó resistencias de preinserción de  $400 \text{ ohmios}$  por fase. La Figura 6.17 muestra el esquema utilizado para el análisis sistemático.

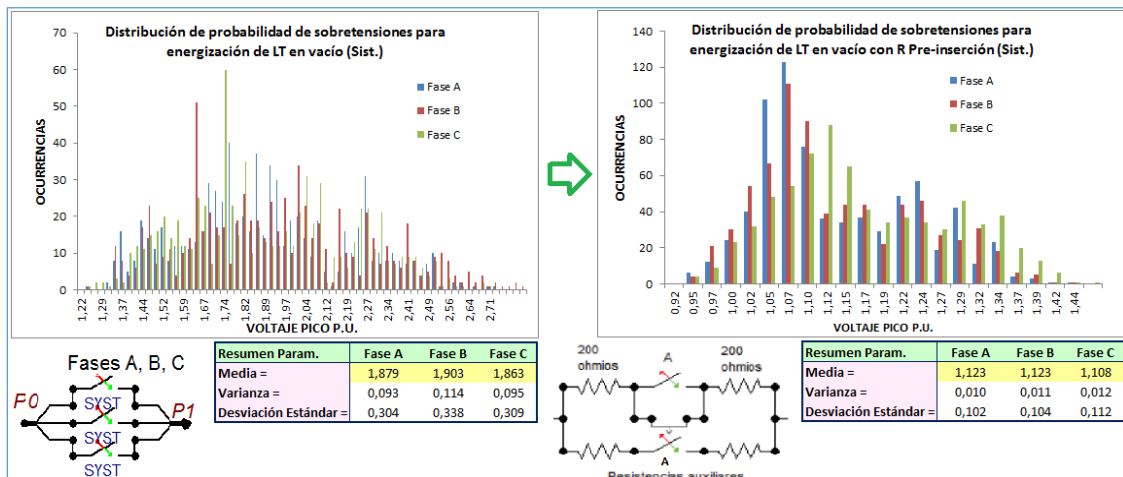
**Figura 6.17** Energización de LT con R de preinserción para análisis sistemático.



Para el caso de energizar la línea, el interruptor A cierra, colocándose la resistencia total de 400 ohmios en serie con la línea de transmisión, luego del período de inserción se cierra el interruptor B cortocircuitando la resistencia principal.

La Figura 6.18 muestra la comparación de sobretensiones obtenidas con y sin la utilización de resistencia de preinserción.

**Figura 6.18** Probabilidad de sobretensiones con y sin R de preinserción



El tiempo de inserción para la resistencia también se toma en cuenta a la hora de aplicar la técnica, es un factor muy importante, si se elige un tiempo muy prolongado o muy corto se tendrán casi los mismo valores de sobretensión, para la determinación del tiempo óptimo de preinserción se partió del valor de la resistencia de preinserción de 400 ohm, variando el tiempo de preinserción entre 2 y 20 ms.

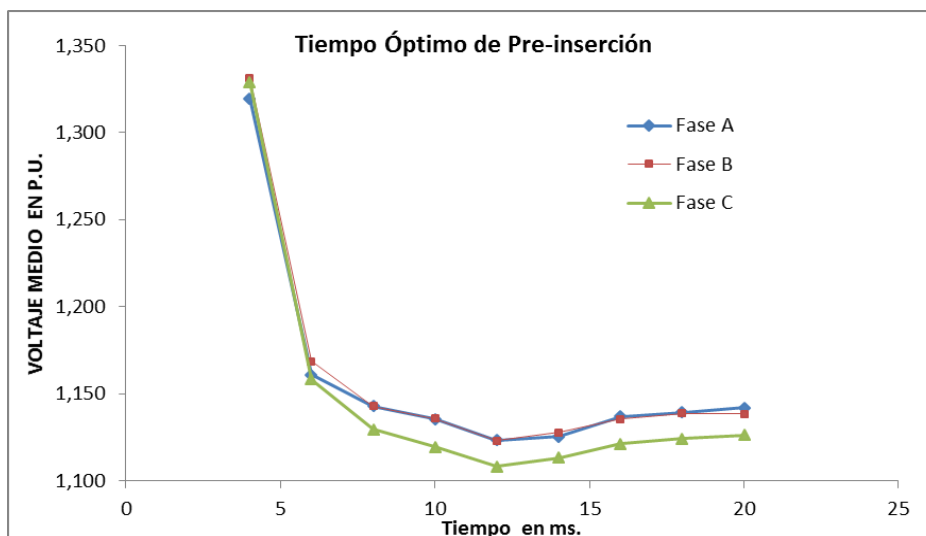
Para determinación de este tiempo se utilizaron las maniobras de manera sistemática, es decir que se utilizaron las 729 simulaciones descritas en anteriores apartados para cada tiempo de preinserción, este número de simulaciones considera diferentes combinaciones en el tiempo de actuación de los interruptores, se utiliza la *media* de la distribución de los picos para identificar el tiempo recomendable de preinserción.

El tiempo de preinserción obedece la condición que la resistencia no debe ser cortocircuitada antes que la primera reflexión en el extremo abierto de la línea retorne al terminal de la fuente, por consiguiente el tiempo de permanencia debe ser menor que dos veces el tiempo que requiere la onda para alcanzar el extremo tránsito de la línea.

Para el caso estudiado se ha determinado de que un tiempo de preinserción optima de las

resistencias de 12 ms. La Figura 6.19 muestra el análisis para la determinación del tiempo óptimo de preinserción.

**Figura 6.19** Tiempo óptimo de preinserción

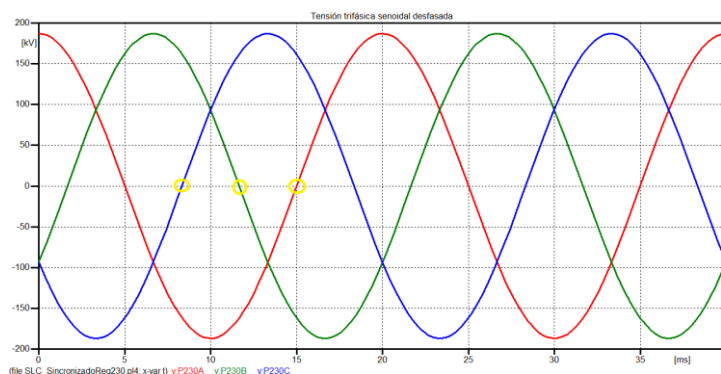


Es así que para el presente caso se recomienda utilizar resistencias de preinserción con valores de  $400 \Omega$  con un tiempo de preinserción de 12 ms.

### 6.8.3.2 Técnica de cierre o apertura sincronizada

Los transitorios producidos por la energización de líneas en vacío o cargas capacitivas, pueden disminuirse a gran medida con un cierre controlado. Este método consiste precisamente en que el cierre del interruptor que energizará a esta carga capacitiva (línea en vacío), se realice en el instante en que la diferencia de potencial sea cero, para los contactos del interruptor.

**Figura 6.20** Tensión trifásica senoidal desfasada



En la Figura 6.20 se muestra el instante de cierre que se escogió para los interruptores,

como se puede observar el instante para las 3 fases es diferente por lo que el tiempo de cierre de cada interruptor es único.

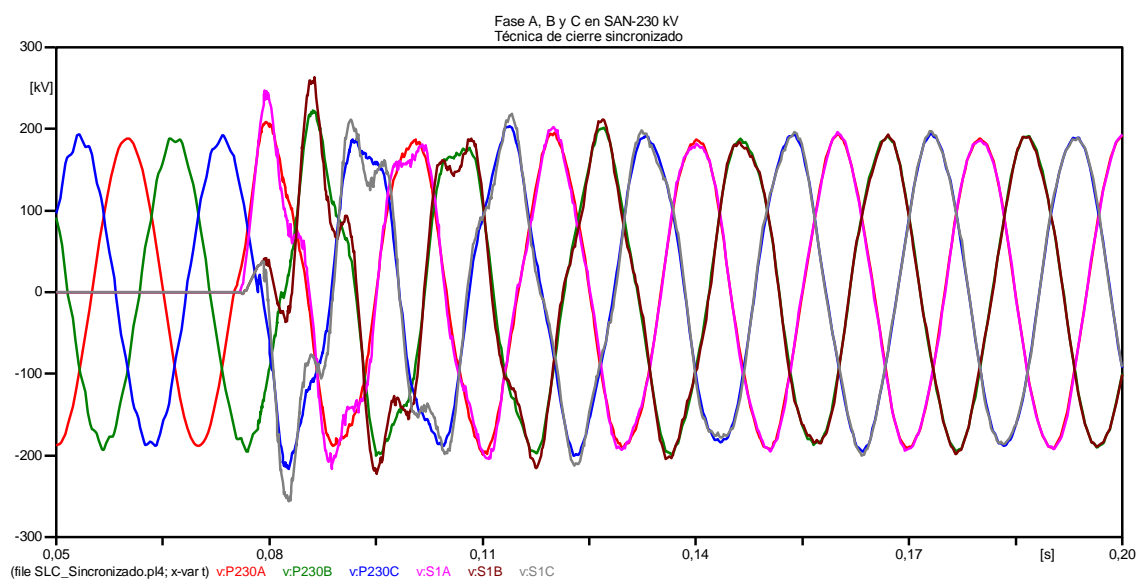
La secuencia de cierre controlado fue el siguiente: ACB, con tiempos de cierre, para la fase A se hace a los 0.075 s, para la fase C a los 0.08169 s y para la fase B a los 0.07833 s., los resultados de esta simulación se muestran en la Figura 6.20. Asimismo se ha realizado una comparación con la energización con cierre no controlado, este cierre se realiza a los 0.075 s. para las tres fases, los resultados de este análisis se muestran en la Figura 6.21.

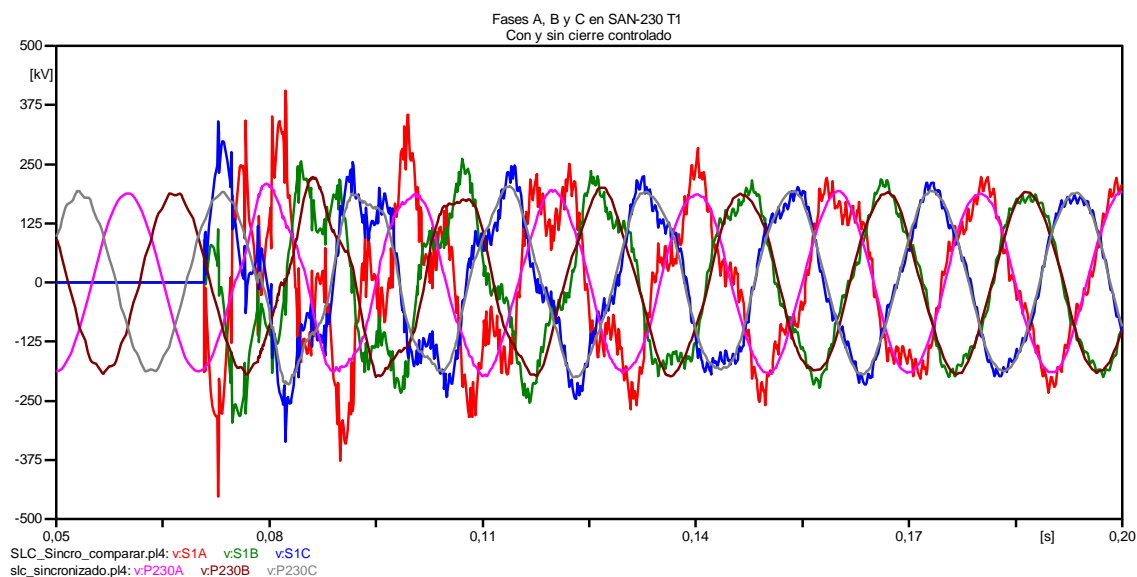
Como se observa en la Figura 6.22 existe un abatimiento considerable para las tres fases y además una pronta recuperación al estado estable (la componente de alta frecuencia de la tensión es prácticamente eliminada), al ser comparada las sobretensiones que se tiene con y sin la técnica de cierre controlado.

#### 6.8.3.2.1 Secuencia de cierre.

El abatimiento de las sobretensiones se realiza en mayor o menor grado, dependiendo de la secuencia de cierre de las fases, este análisis ya no se realiza, porque los valores de sobretensiones obtenidos con los análisis previos se consideran que están en un rango aceptable de sobretensiones por maniobra y el análisis de secuencia de cierre no tiene una gran variación en los valores de las sobretensiones máximas.

**Figura 6.21** Fases A, B y C en PCA-230 y SAN-230 T1 con cierre controlado



**Figura 6.22** Fases A, B y C en SAN-230 T1 con y sin cierre controlado

### 6.8.3.2 Ventajas y desventajas del método de cierre sincronizado

Una de las desventajas para esta técnica sería que involucra interruptores rápidos, ya que sin una respuesta precisa en tiempo podría darse sobretensiones muy grandes. Pero la ventaja sería que con esta técnica los transitorios por sobretensión son controlados sin necesidad de incluir componentes externos.

Esta técnica se puede realizar conjuntamente con la técnica de resistencia de preinserción para obtener aún mejores resultados, el inconveniente es que se tendría que incorporar otro equipo que no es recomendable desde el punto de vista económico. Para el caso particular analizado, los valores de sobretensiones obtenidos con la técnica de cierre controlado son menores que 1.5 p.u. Aunque en una mayoría de sistemas alta tensión y líneas largas se utilizan la combinación de ambas técnicas (cierre controlado con resistencia de preinserción) todo depende de la configuración de la red donde se deben de instalar los interruptores [42].

Para el presente caso los interruptores de cierre controlado no necesitarían resistencias de preinserción, los sobrevoltajes obtenidos con el cierre controlado son menores a 1.5 p.u. estarían en un rango aceptable.

En el Cuadro 6.8 se muestra una comparación cuantitativa de las sobretensiones que se obtienen con la aplicación de las dos técnicas de mitigación estudiadas en apartados anteriores, en la comparación se muestra que con ambas técnicas de mitigación se

obtendrían sobretensiones manejables en la energización de la LT PCA- SAN 230 (T1).

**Cuadro 6.8** Sobretensiones Máximas para el caso de cierre controlado (T1)

Máximas Sobretensiones de energización P.U.	Fase A	Fase B	Fase C
Con resistencia de preinserción (Med. P/t=12ms)	1,123	1,123	1,108
Con cierre controlado	1,317	1,405	1,162

## 6.9 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

De los casos analizados, las conclusiones más importantes están relacionadas con la energización de la LT, esta merece una mayor atención que la energización del resto de los elementos, en tal sentido se concluye que:

- La energización de la línea en vacío es conveniente hacerlo con los reactores previamente conectados en ambos extremos de la línea, pues se presentan menores sobretensiones.
- No es conveniente energizar simultáneamente las dos ternas, debido a que se presentan sobretensiones peligrosas para los reactores conectados en el nodo opuesto al de la energización, es más conveniente energizar la línea por ternas, una vez que la primera estabiliza sus tensiones se puede energizar la segunda terna.
- En la energización se recomienda utilizar la técnica de preinserción, se recomienda resistencias de preinserción con valores de 400  $\Omega$  y un tiempo de preinserción de 12 ms. Con la utilización de esta técnica se consigue un abatimiento en las sobretensiones máximas hasta niveles aceptables.
- La técnica de cierre sincronizado se puede realizar conjuntamente con la técnica de resistencia de preinserción para obtener aún mejores resultados, especialmente en el tramo largo de la LT, el inconveniente sería el costo asociado a la utilización de ambas técnicas.

## 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se exponen las conclusiones más sobresalientes del TFM, conclusiones puntuales y con mayor detalle se presentan al finalizar cada estudio, en el capítulo correspondiente.

- Se ha realizado un análisis del estado actual del sector eléctrico boliviano, se identificó que: un crecimiento importante en infraestructuras, implicará que los estudios pre-operativos (Norma Operativa Nro 11) deberán ser elaborados con mucha más frecuencia, ya que todos los futuros proyectos a ser incorporados al SIN, por normativa deben contar la aprobación de los estudios eléctricos mencionados.
- Se ha realizado la caracterización actual y planificada a mediano plazo de; la generación eléctrica, estructura de transmisión, demanda y consumo de energía eléctrica, cobertura del servicio de energía eléctrica, potencialidad energética del sistema eléctrico boliviano.
- Se ha realizado el modelado de todo el SIN en NEPLAN, el intercambio de información de Power Factory DIGSILENT a NEPLAN con la metodología planteada, una vez graficada la topología es una forma eficaz de intercambiar los datos y ahorra bastante tiempo, y la transferencia de información de casos de análisis y escenarios es inmediata, además se reduce la probabilidad de cometer errores en la digitación de información de ingresarse los datos de forma manual con todos los inconvenientes que esto conllevaría.
- Se realizó el análisis de flujos de potencia para varios escenarios del 2015. Es evidente la importancia del ingreso al sistema de la LT Santibáñez – La Cumbre 230 kV, esta línea no solo mejorará las condiciones de operación técnica (mejor intercambio de potencia entre las Áreas Norte y Central), el ingreso de esta línea también incrementará la confiabilidad en la transmisión, aportando asimismo a una mejora en el aspecto de estabilidad entre las Áreas Norte y Central.
- El no ingreso de la línea de transmisión, el sistema incurriría un costo de operación mayor, el mismo que tendría su repercusión en el precio final de la energía eléctrica.
- Se realizó el análisis de contingencias y se logró identificar cuáles son las contingencias soportables, las que producen sobrecargas y las críticas para el

sistema, en este caso las salidas de las líneas SUC-PUN230 y SAN-SUC230 serían las extremas, con la salida de alguno de estos elementos ni siquiera se encuentra convergencia en la solución de flujos de potencia.

- Se han realizado el estudio de niveles de cortocircuito, los niveles de falla se encuentran dentro de los rangos esperados y no superan los valores de corrientes de falla permisibles en los equipos a instalarse.
- Se ha realizado el análisis de Estabilidad de Voltaje, se ha utilizado métodos de análisis estático: Análisis de Sensibilidad V-Q, Análisis Modal, Curvas P-V y Curvas V-Q. Del escenario de carga analizado se determinó que el Área Sur del SIN es el área más débil en cuanto a estabilidad de tensión. Se observa también que el margen de cargabilidad del SIN es de alrededor de un 25% adicional a la máxima utilizada (Max. Sec. 2015), la técnica de análisis deja de converger debido las barras del área Sur.
- Para el análisis de estabilidad transitoria, se han modelado los elementos de control y regulación de la central hidroeléctrica Misicuni con elementos estándar típicos de la IEEE, se verifica la adecuada respuesta de los ajustes en tales elementos. Se realiza el análisis de estabilidad transitoria para tres eventos de perturbación, para los cuales; el SIN estable para los eventos 1 y 2 y el sistema se muestra inestable para la tercera perturbación (intencionalmente planteada como crítica).
- La energización de la línea en vacío es conveniente hacerlo con los reactores previamente conectados en ambos extremos de la línea y energizar la LT por ternas. En la energización de la LT se recomienda utilizar en la técnica de preinserción, se recomienda resistencias de preinserción con valores de 400  $\Omega$  y un tiempo de preinserción de 12 ms. Con la utilización de esta técnica se consigue un abatimiento en las sobretensiones máximas hasta niveles aceptables. La técnica de cierre sincronizado se puede realizar conjuntamente con la técnica de resistencia de preinserción para obtener aún mejores resultados.



---

**BIBLIOGRAFÍA**

- [1] KUNDUR, Prabha, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, New York, 1994.
- [2] Antonio Gómez Expósito, otros, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica", McGraw-Hill, 2002
- [3] GRAINGER, Jhon - STEVENSON, William, "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial McGraw - Hill Inc., México, 1996.
- [4] KIMBARK, E.W., "Power System Stability", Vol I: Elements of Stability Calculations, John Wiley & Sons, 1956.
- [5] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", USA, February 1973.
- [6] Y.V. Makarov, V. A. Maslennikov, D. J. Hill, "Calculation of oscillatory stability margins in the space of power system controlled parameters", Proceedings Stockholm Power Tech, Stockholm, June 18-22, 1995.
- [7] ANDERSON P., FOUAD A., "Power System Control and Stability", IEEE Press, New York, Second Edition 2003.
- [8] GRIGSBY Leonard L., "Power System Stability and Control", Taylor & Francis Group, USA, 2007
- [9] "Dynamic Models Package Estándar-1", Siemens, Revisión 1.3, Diciembre 2010
- [9] IEEE Working Group on Computer Modelling of Excitation Systems, "Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Committee Report, February 1981.
- [10] SSDE N227/2004, "Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional Boliviano.
- [11] CNDC, "Informe de la Programación de Mediano Plazo May./14-Abr./18
- [12] CNDC, "Informe de la Programación de Mediano Plazo Nov./14-Oct./18
- [13] CNDC, "POES Plan Optimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022, La Paz, Enero 2012
- [14] Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, "PLAN DE UNIVERSALIZACIÓN BOLIVIA CON ENERGÍA 2010-2025", La Paz, Octubre de 2010
- [15] SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD "Norma Operativa Nro 11", La Paz, Agosto del 2001.
- [16] CNDC, "Resultados de la Operación del SIN, Memoria 2013"
- [17] Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, "Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025"
- [18] Program Operation Manual - Volume I and II of PSS/E model Table of Contents
- [21] ANTONIO ORTIZ, JESÚS JÁTIVA, "Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito", EPN, Quito, Ecuador
- [22] DELGADO ALANES ROBERTO - QUIROZ ZAMBRANA JULIO, "Anàlisis de Estabilidad de Tensión del Sistema Eléctrico Boliviano, UMSS, Cochabamba, Bolivia, 2010

- [23] VAN CUTSEM, T. VOURNAS, C. "Voltage Stability of Electric Power Systems". Kluwer Academic Publishers. USA. 1998.
- [24] IEEE/CIGRE Joint Task Force, "Definition and Classification of Power System Stability"- , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Mayo, 2004.
- [25] Gao, Student Member IEEE G.K. Morison P. Kundur. Fellow "Voltage stability evaluation using modal analysis" IEEE transactions on power Systems, Vol. 7, No. 4. November 1992.
- [26] Francisco M. González-Longatt "Material de Sistemas de Potencia II", cap II, Venezuela 2007.
- [27] IEEE "Standard Definitions for Power Switchgear", IEEE Std. C37.100-1992.
- [28] Chimarro Alomoto Franklin "Análisis y determinación de tiempos de recierre para líneas del sistema nacional de transmisión del Ecuador en 138 kv",EPN,Quito, marzo 2007
- [29] Araujo Custodio Darwin, "Estudio de estabilidad para análisis de condiciones y tiempos de recierres en líneas de 230kv del sistema nacional de transmisión",EPN,Quito, julio 2006
- [30] Mejía Cholo César "Análisis de estabilidad transitoria del sistema nacional interconectado considerando la incorporación de la central hidroeléctrica el Tigre",EPN, Quito, febrero de 2013
- [31] Arcos Guerrón Lenin, Flores Gómez Iván, "Análisis de estabilidad transitorio del SNI del Ecuador",EPN,Quito, enero 2007.
- [32] PABLO X. VERDUGO RIVADENEIRA "Metodología de sintonización de parámetros del estabilizador del sistema de potencia (PSS) utilizando Digsilent Power Factory",EPN,Quito, enero 2012
- [33] Villegas Toctaguano Daniel, "Análisis de estabilidad transitoria del SNI considerando la incorporación de la central hidroeléctrica Manduriacu",EPN,Quito, marzo 2013
- [34] Cevallos Pasque Benigno "Análisis de pequeña señal de sistemas de excitación tipo estáticos de generadores sincrónicos usando el programa computacional Digsilent Power Factory",EPN,Quito, enero 2013
- [35] John E. Candelo, Gladys Caicedo, Ferley Castro, "Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia", Univ. del Valle, Cali - Colombia, 2008"
- [36] Oscar Rodríguez Vernet, "Modelización de transformadores; análisis de transitorios mediante ATP",Universitat Rovira i Virgili,Barcelona Juniodel 2012
- [37] Edgar Chaj Ramírez, " ANÁLISIS DE SOBRETENSIONESDEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SEPs MAYORES DE 300 KV",Universidad de San Carlos de Guatemala ,Guatemala,abrilde 2008
- [38] Sergio Ramiro Paredes Quito, SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS DE LA LÍNEA CUENCA-MACAS CON LA APLICACIÓN DEL SIMULADOR ATP PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A,Universidad de Cuenca,Cuenca, Ecuador 2011
- [39] Norma IEC 60071-4 "Coordinación de Aislamiento".
- [40] Manuel John Cabrera Romero SIMULACIÓN DE TRANSIENTES ELECTROMAGNÉTICOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE EAT,ESPOL,Guayaquil, Ecuador 2012
- [41] ANDRÉS RAMIRO TIRADO TRUJILLO , "ANÁLISIS DE MODELOS DE CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LT", EPN, Quito, septiembre 2013
- [42] Edgar Estuardo Chaj Ramírez, "ANÁLISIS DE SOBRETENSIONESDEBIDO A TRANSITORIOS POR MANIOBRAS EN SEPs MAYORES DE 300 KV", Universidad de San Carlos de Guatemala , Guatemala,abrilde 2008

- [43] ALEJANDRO ORQUERA, "ANÁLISIS DE MÉTODOS PARA LA LIMITACIÓN DE SOBREVOLTAJES EN EL ANILLO DE 230 KV DEL SNT EN MANIOBRAS DE RESTAURACIÓN DEL SEP LUEGO DE UN COLAPSO ", EPN, Quito, Octubre 2009
- [44] SERGIO JOYA, ALEXANDER PACHECO, "VALIDACIÓN DE LOS MODELOS DE LÍNEAS EMPLEADOS EN LA SIMULACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA", UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, BUCARAMANGA, 2010
- [45] JUAN ANTONIO MARTÍNEZ VELASCO, "COORDINACION DE AISLAMIENTO EN REDES DE ALTA TENSION", MCGRAW HILL, 2007
- [46] Dommel H. W., "DIGITAL COMPUTER SOLUTION OF ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS IN SINGLE AND MULTIPHASE NETWORKS", IEEE Transactions on Power App and Systems, vol. PAS 88, no. 4, April 1969
- [47] Dommel H. W., "EMTP RULE BOOK", Can/Am EMTP User Group, 1995
- [48] Dommel H. W., "ELECTROMAGNETIC TRANSIENTS PROGRAM MANUAL(EMTP THEORY BOOK)", Portland, OR: Bonneville PowerAdministration, 1986
- [49] IEC, IEC TR 60071-4, INSULATION CO-ORDINATION PART 4: COMPUTATIONAL GUIDE TO INSULATION CO-ORDINATION AND MODELLING OF ELECTRICAL NETWORKS, 2004
- [50] Zamora M, Mazón A, Fernández E. "SIMULACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS" Prentice Hall, Madrid 2005
- [51] Cardona C. L., Teoría y práctica con el ATP. Medellín, 1995.
- [52] Greenwood A., "ELECTRICAL TRANSIENTS IN POWER SYSTEMS", 2nd ed. New York: Wiley, 1991
- [53] FURNAS, "TRANSITÓRIOS ELÉCTRICOS E COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO ", 1987
- [54] Fermín Barrero González, "Sistemas de energía eléctrica", Thomson, 2004
- [55] Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), "Diseño de la LT Cochabamba - La Paz", enero 2011

# ANEXOS

# ANEXO I

## FLUJOS DE POTENCIA, ANÁLISIS DE CONTINGENCIA Y NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

En este anexo se presentan cálculos, e información complementaria para el análisis de Flujos de carga, Contingencias y Cortocircuitos.

**Nota:** Los diagramas modelados del sistema eléctrico y respaldos los estudios eléctricos se los presenta en el disco compacto (CD) adjunto al TFM, esto porque los diagramas del sistema eléctrico son de tamaño considerable y para una mejor visualización de los detalles de los mismos, se decide adjuntarlos en formato electrónico.

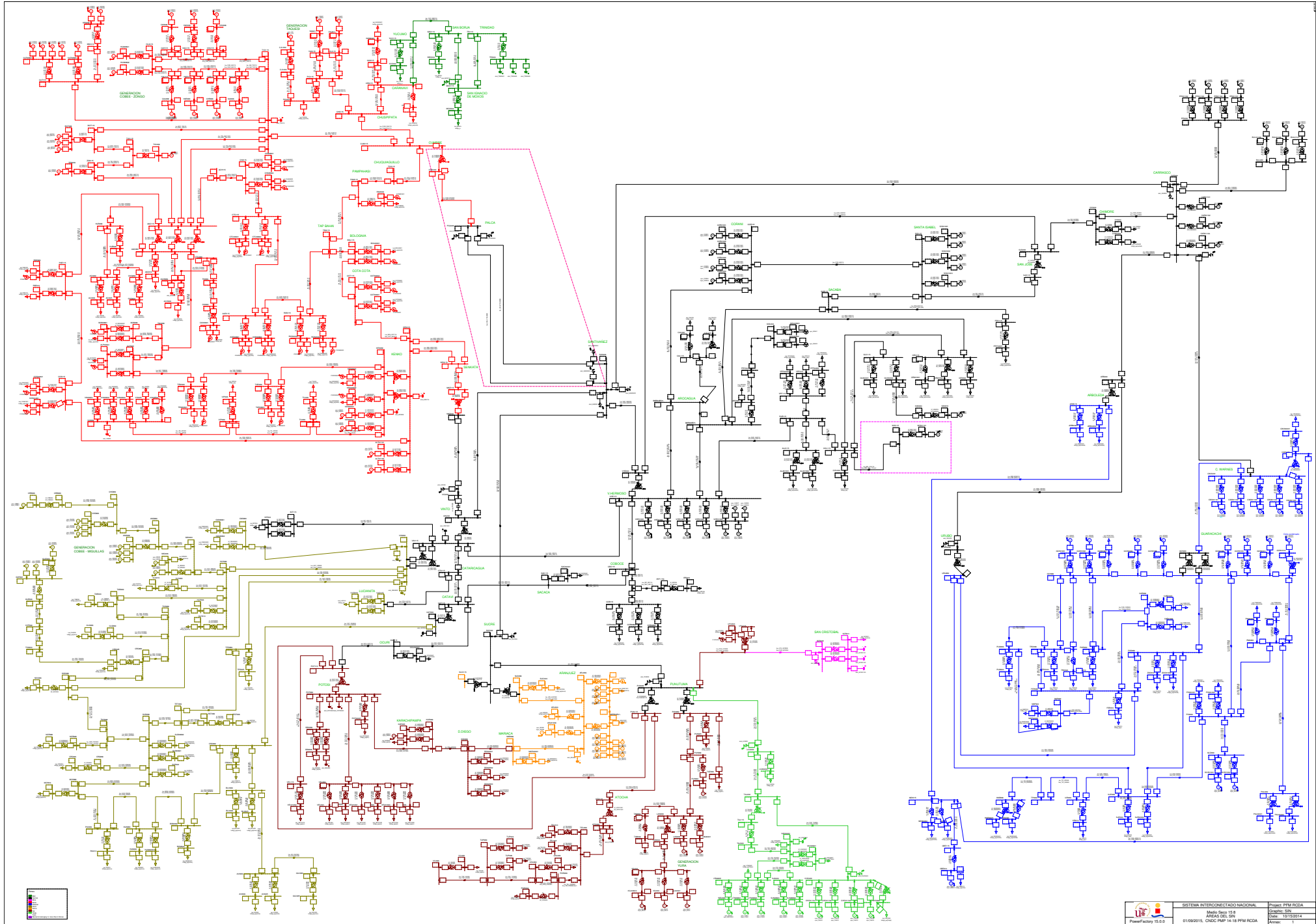
### Reportes del análisis de contingencia

Contingency Analysis Report: Minimum Voltage Violations						
Study Case:		CNDC pmp14-18 PFM RCDA				
Result File:		AC	Escenario:		Max.Sec. 2015	
Min. Voltage		0,9	Min.Voltage Limit:		0.95	
Component	Branch	Voltage Min.	Voltage Step	Voltage Base	Conting. Number	Contingency Name
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]		
1	VELO1003	0,88	-0,052	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
2	SCR230	0,88	-0,052	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
3	SH_SCR230	0,88	-0,052	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
4	TAM069	0,89	-0,046	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
5	SBA006	0,89	-0,057	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
6	VAV00601	0,89	-0,036	0,92	8	Ine_SAN_PCA23001
7	LAN044	0,89	-0,044	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
8	VELO1002	0,89	-0,055	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
9	D_LAN069	0,89	-0,044	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
10	VEL115	0,89	-0,053	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
11	VIL069	0,89	-0,066	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
12	VELO69	0,89	-0,055	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
13	VAV02401	0,89	-0,034	0,92	8	Ine_SAN_PCA23001
14	POT115	0,89	-0,052	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
15	TAZ069	0,89	-0,045	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
16	KIL003	0,89	-0,044	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
17	KIL00603	0,89	-0,044	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
18	KIL044	0,89	-0,044	0,93	8	Ine_SAN_PCA23001
19	UYU230	0,89	-0,049	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
20	VELO1001	0,89	-0,057	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
21	SBA069	0,89	-0,055	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
22	POT069	0,90	-0,054	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
23	DDI02502	0,90	-0,054	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
24	SUC024	0,90	-0,046	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
25	POT02401	0,90	-0,056	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
26	D_PUN230/115	0,90	-0,047	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001
27	PUN230	0,90	-0,044	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
28	SH_PUN230	0,90	-0,044	0,94	8	Ine_SAN_PCA23001
29	D_POT115	0,90	-0,055	0,95	8	Ine_SAN_PCA23001

Contingency Analysis Report: Loading Violations							
Study Case:		CNDC pmp14-18 PFM RCDA					
Result File:		AC	Escenario:		Max.Sec. 2015		
Loading Limit:		100	Overloading Limit:		100		
Component	Branch or Site	Loading Continuous [%]	Loading Short-Term [%]	Loading Base Case [%]	Conting. Number	Contingency Name	
1	Ine_CAR_SAN230(2)	137,50	137,5	91,50	2	Ine_SJO_VHE230	
2	Ine_CAR_SAN230(1)	137,10	137,1	91,30	2	Ine_SJO_VHE230	
3	Ine_CAR_SAN230	137,10	137,1	91,40	2	Ine_SJO_VHE230	
4	Ine_COR_ARO115	127,70	127,7	76,80	2	Ine_SJO_VHE230	
5	Ine_COR_ARO115	107,40	107,4	76,80	15	Ine_ARO_SAB115	
6	Ine_SAB_SIS115	120,80	120,8	71,80	2	Ine_SJO_VHE230	
7	Ine_SAB_SIS115	116,50	116,5	71,80	4	Ine_COR_ARO115	
8	Ine_SJO_VHE230	108,70	108,7	91,90	4	Ine_COR_ARO115	
9	Ine_SJO_VHE230	102,80	102,8	91,90	15	Ine_ARO_SAB115	
10	Ine_BUL_CAR230	104,00	104	94,00	2	Ine_SJO_VHE230	
11	Ine_BUL_CAR230	100,60	100,6	94,00	14	Ine_SAN_PCA23002	
12	Ine_BUL_CAR230	100,60	100,6	94,00	8	Ine_SAN_PCA23001	
13	Ine_CAR_CHI230	103,60	103,6	98,90	8	Ine_SAN_PCA23001	
14	Ine_CAR_CHI230	103,60	103,6	98,90	14	Ine_SAN_PCA23002	
15	Ine_LCA_TAJ230	102,70	102,7	98,00	2	Ine_SJO_VHE230	
16	Ine_LCA_TAJ230	101,20	101,2	98,00	8	Ine_SAN_PCA23001	
17	Ine_LCA_TAJ230	101,20	101,2	98,00	14	Ine_SAN_PCA23002	
18	trf_VAV02401	101,70	101,7	96,10	2	Ine_SJO_VHE230	
19	Ine_PUN_LCA230(1)	101,60	101,6	97,00	2	Ine_SJO_VHE230	
20	Ine_PUN_LCA230(1)	100,10	100,1	97,00	8	Ine_SAN_PCA23001	
21	Ine_PUN_LCA230(1)	100,10	100,1	97,00	14	Ine_SAN_PCA23002	
22	trf_VAV024002	101,50	101,5	95,90	2	Ine_SJO_VHE230	
23	Ine_ARO_SAB115	101,10	101,1	52,20	2	Ine_SJO_VHE230	
24	Ine_PUN_LCA230	101,00	101	97,50	2	Ine_SJO_VHE230	
25	trf_AVI06902	100,90	100,9	95,60	2	Ine_SJO_VHE230	
26	trf_CHI230	100,80	100,8	99,60	8	Ine_SAN_PCA23001	
27	trf_CHI230	100,80	100,8	99,60	14	Ine_SAN_PCA23002	
28	trf_CEN11502	100,60	100,6	98,20	2	Ine_SJO_VHE230	
29	trf_VHE11501	100,50	100,5	88,60	2	Ine_SJO_VHE230	

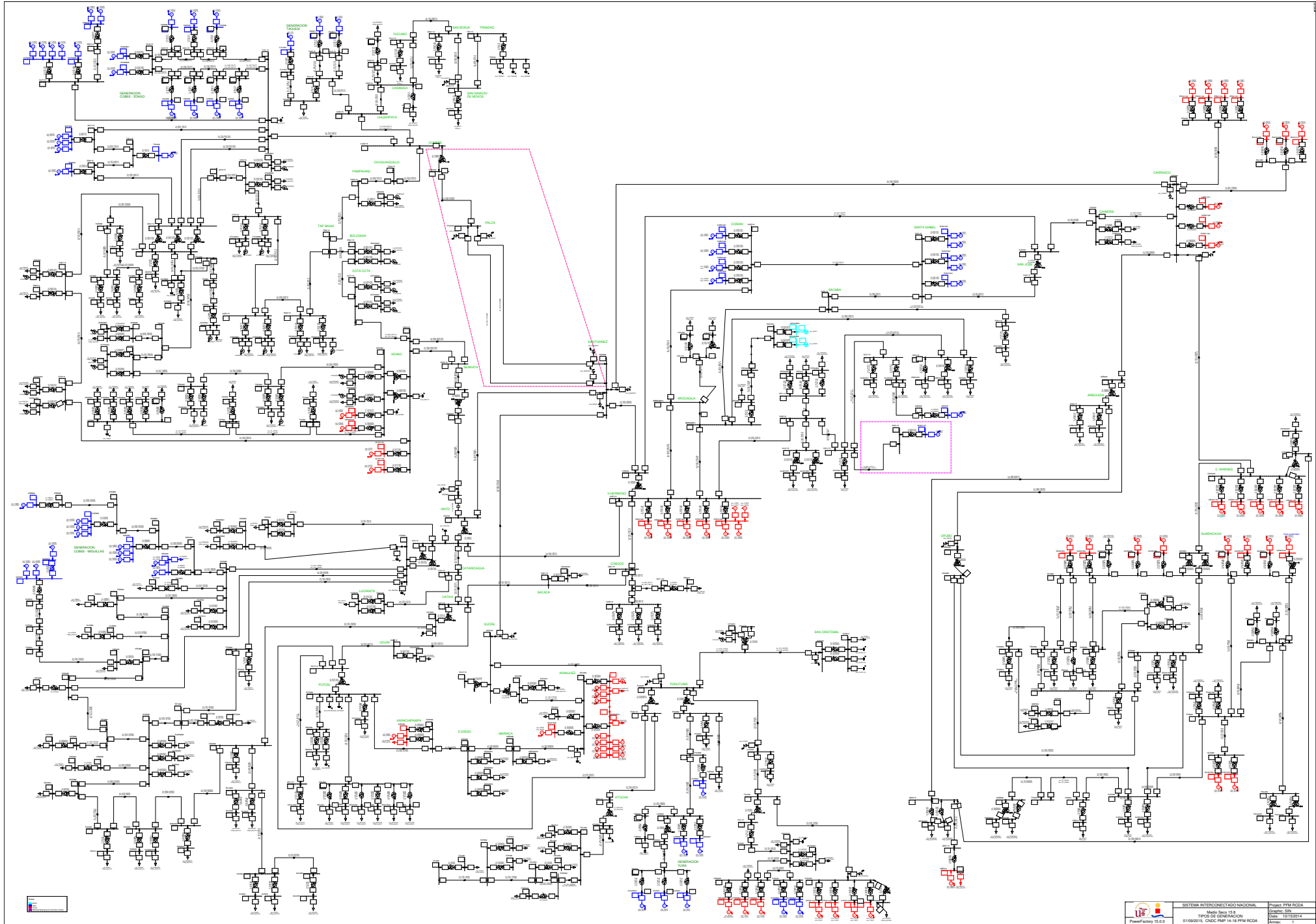
Contingency Analysis Report: Minimum Voltage Violations							
Study Case:		CNDC pmp14-18 PFM RCDA					
Result File:		AC	Escenario:		Med. Sec. 2015		
Min. Voltage		0,9	Min.Voltage Limit:		0.95		
Component	Branch	Voltage	Voltage	Voltage	Conting.	Contingency	
		Min. [p.u.]	Step [p.u.]	Base [p.u.]	Number	Name	
1	BLV006	0,88	-0,02849	0,91	10	Ine_SAN_VIN230	
2	BLV006	0,89	-0,02644	0,91	11	Ine_CAR_SAN230	
3	BLV006	0,89	-0,02619	0,91	5	Ine_POT_PUN15	
4	BLV006	0,89	-0,02006	0,91	1	Ine_CAR_CHI230	
5	BLV006	0,89	-0,01837	0,91	2	Ine_SJO_VHE230	
6	BLV006	0,89	-0,01807	0,91	16	Ine_CHI_SJO230	
7	BLV006	0,90	-0,01568	0,91	8	Ine_SAN_PCA23001	
8	BLV006	0,90	-0,01566	0,91	14	Ine_SAN_PCA23002	
9	BLV025	0,89	-0,0281	0,92	10	Ine_SAN_VIN230	
10	BLV025	0,90	-0,02608	0,92	11	Ine_CAR_SAN230	
11	BLV025	0,90	-0,02584	0,92	5	Ine_POT_PUN15	

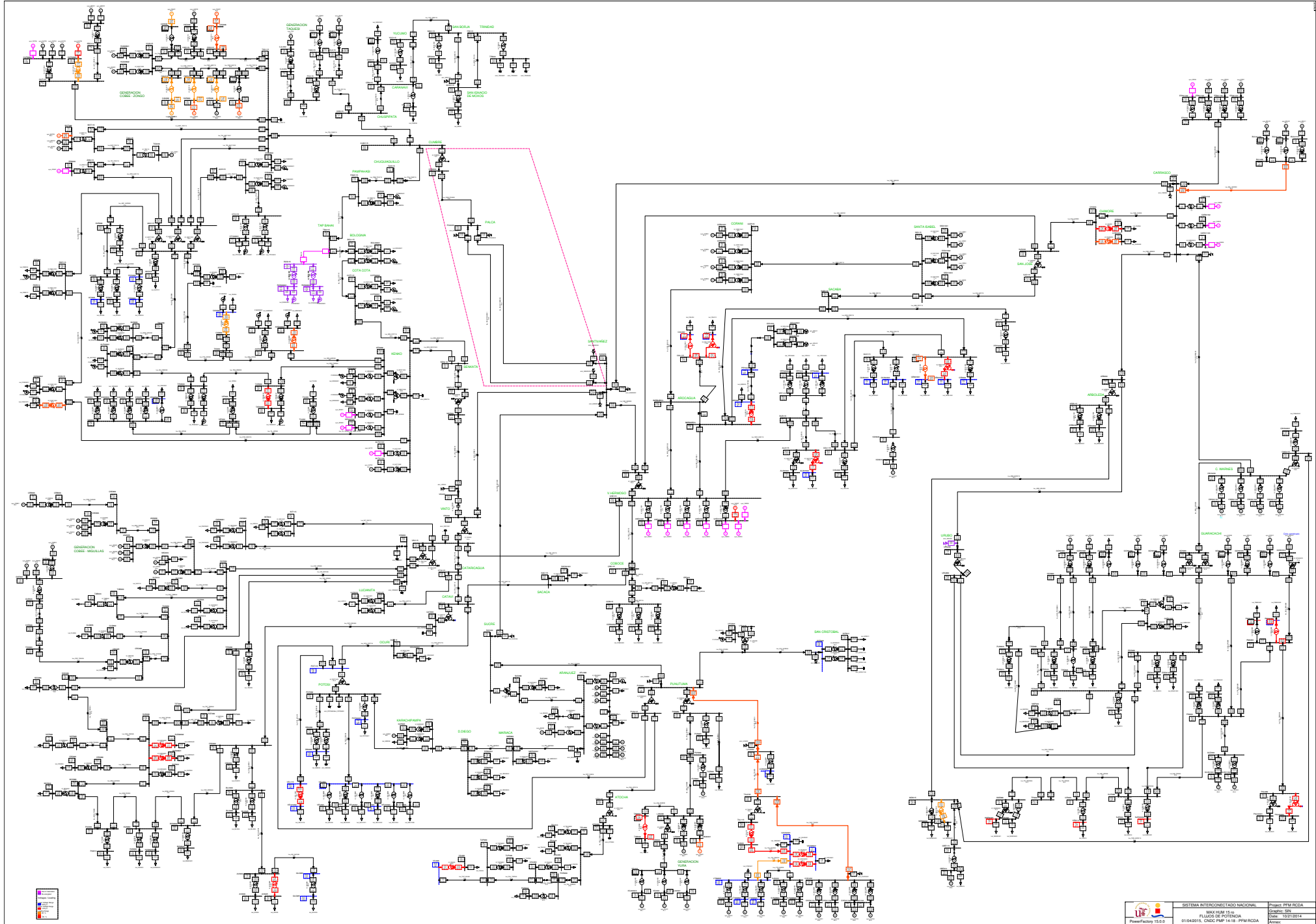
Contingency Analysis Report: Loading Violations							
Study Case:		CNDC pmp14-18 PFM RCDA					
Result File:		AC	Escenario:		Med. Sec. 2015		
Loading Limit:		100	Overloading Limit:		100		
Component	Branch	Loading	Loading	Loading	Conting.	Contingency	
	or Site	Continuous	Short-Term	Base Case	Number	Name	
		[%]	[%]	[%]			
1	Ine_CAR_SAN230(1)	179,01	179,0066	77,18	1	Ine_CAR_CHI230	
2	Ine_CAR_SAN230(1)	168,75	168,7462	77,18	16	Ine_CHI_SJO230	
3	Ine_CAR_SAN230(1)	109,65	109,6461	77,18	2	Ine_SJO_VHE230	
4	Ine_CAR_SAN230(2)	178,47	178,4706	76,70	1	Ine_CAR_CHI230	
5	Ine_CAR_SAN230(2)	168,24	168,2388	76,70	16	Ine_CHI_SJO230	
6	Ine_CAR_SAN230(2)	109,36	109,3615	76,70	2	Ine_SJO_VHE230	
7	Ine_CAR_SAN230	178,18	178,1799	77,89	1	Ine_CAR_CHI230	
8	Ine_CAR_SAN230	168,02	168,0154	77,89	16	Ine_CHI_SJO230	
9	Ine_CAR_SAN230	109,46	109,4608	77,89	2	Ine_SJO_VHE230	
10	Ine_CAR_CHI230	177,19	177,1947	90,59	11	Ine_CAR_SAN230	
11	Ine_CHI_SJO230	169,35	169,345	82,52	11	Ine_CAR_SAN230	
12	Ine_SJO_VHE230	139,55	139,5546	70,70	11	Ine_CAR_SAN230	
13	Ine_ARJ_MAR069(1)	132,84	132,8406	61,66	5	Ine_POT_PUN15	
14	Ine_ARJ_MAR069	125,80	125,7971	43,88	5	Ine_POT_PUN15	
15	Ine_DDI_MAR069	125,19	125,1944	42,91	5	Ine_POT_PUN15	
16	Ine_KAR_POT069	118,55	118,5458	43,81	5	Ine_POT_PUN15	
17	Ine_DDI_KAR069	108,41	108,4069	29,59	5	Ine_POT_PUN15	
18	Ine_COR_ARO115	107,11	107,1077	69,18	2	Ine_SJO_VHE230	
19	Ine_SAB_SIS115	105,72	105,7169	64,88	4	Ine_COR_ARO115	
20	Ine_SAB_SIS115	101,36	101,363	64,88	2	Ine_SJO_VHE230	
21	Ine_VHE_SAN230	104,23	104,2271	30,78	11	Ine_CAR_SAN230	
22	Ine_BUL_CAR230	102,40	102,4019	91,68	1	Ine_CAR_CHI230	
23	Ine_BUL_CAR230	101,46	101,4562	91,68	11	Ine_CAR_SAN230	
24	Ine_BUL_CAR230	100,06	100,0635	91,68	16	Ine_CHI_SJO230	







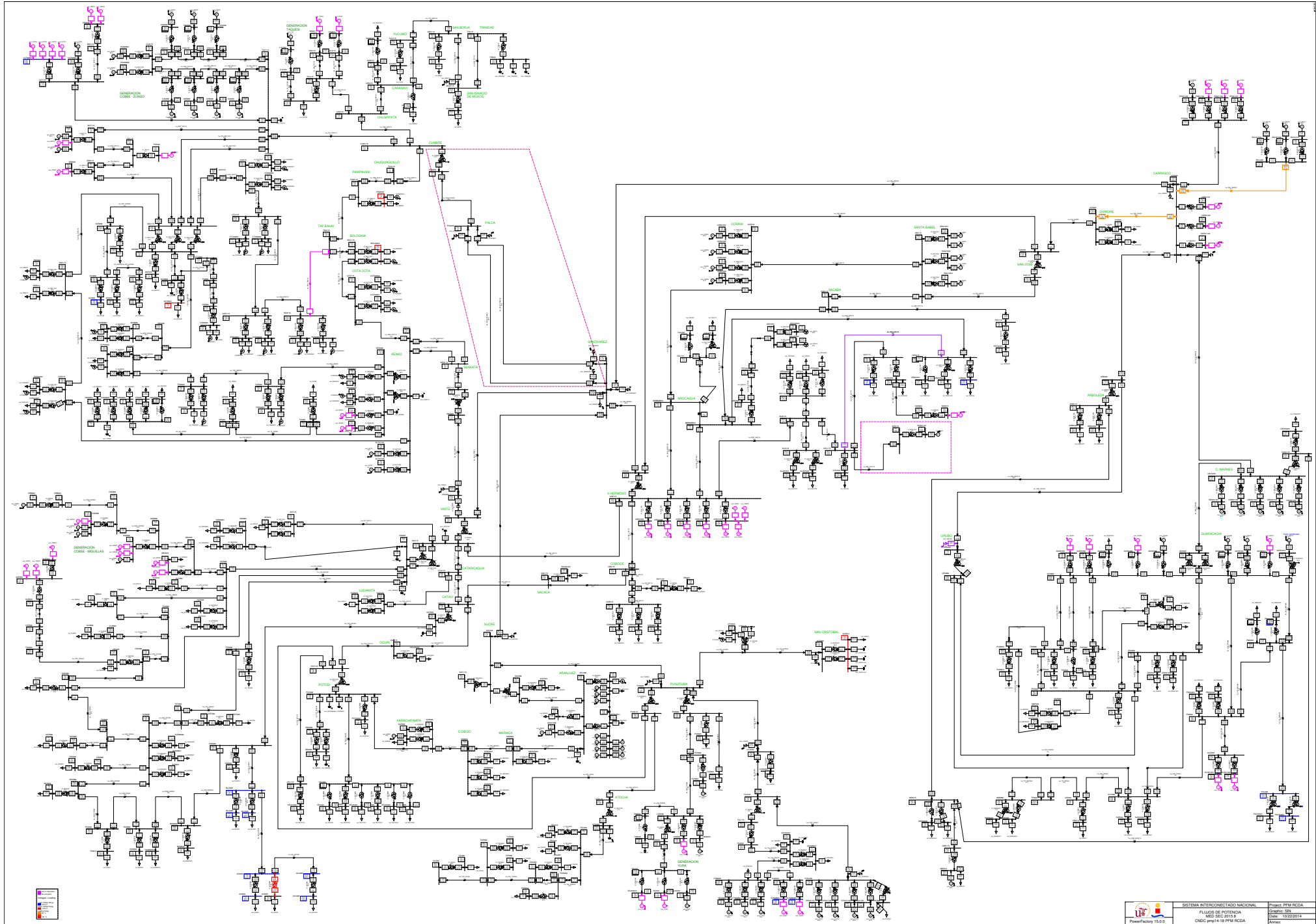


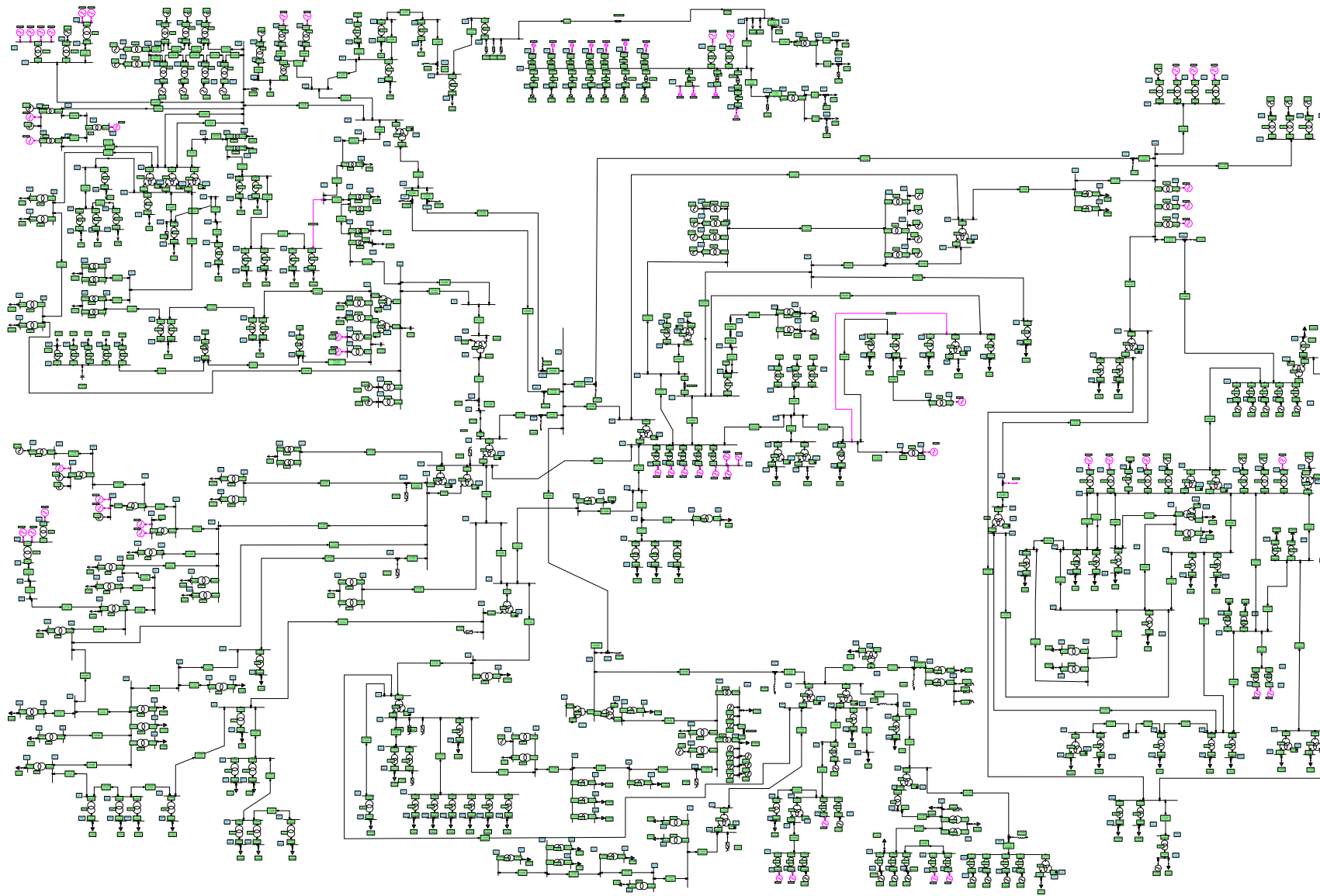










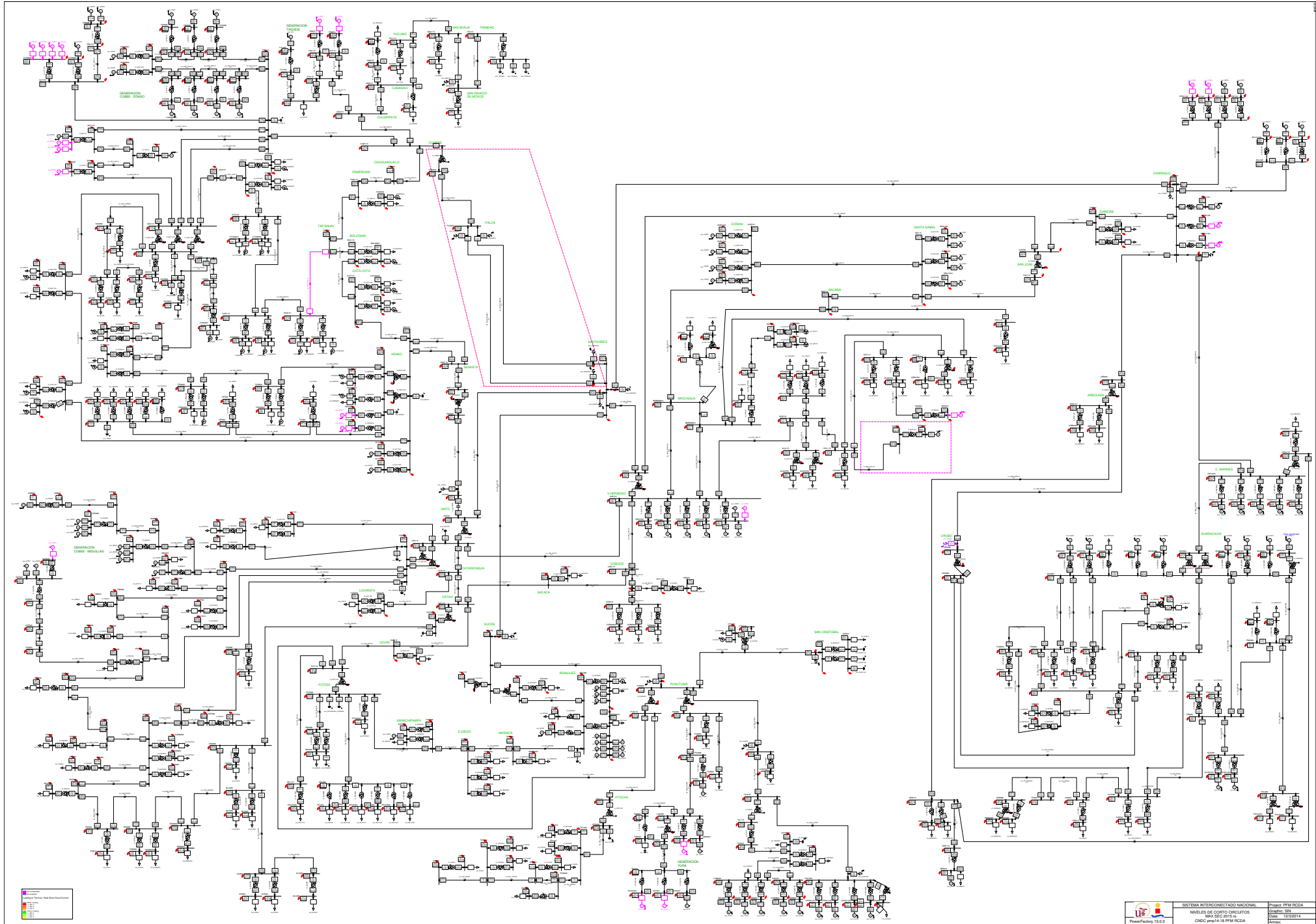


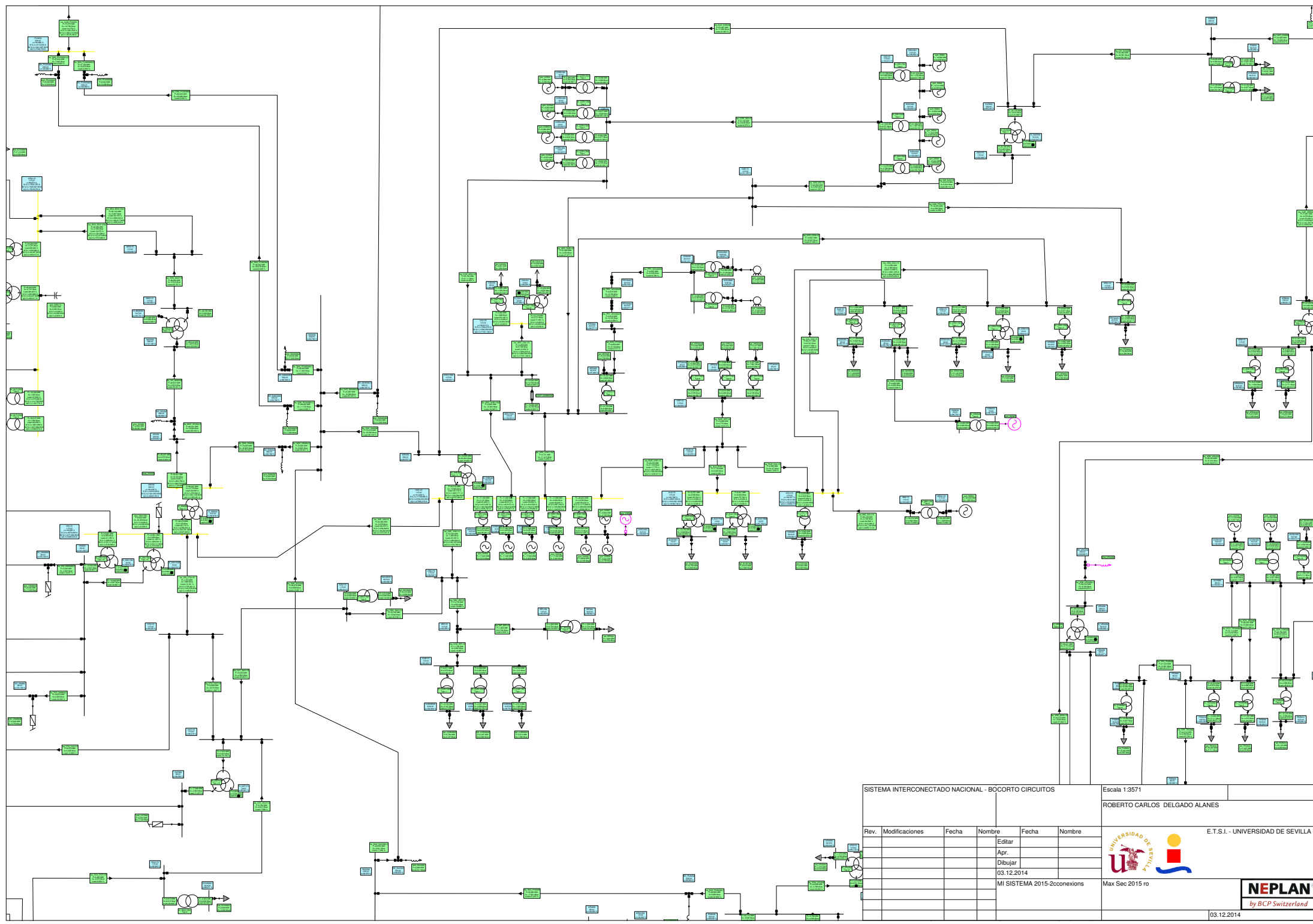


SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL			FLUJOS DE POTENCIA			Escala 1:8333	
						ROBERTO CARLOS DELGADO ALANES	
Rev.	Modificaciones	Fecha	Nombre	Fecha	Nombre	 E.T.S.I.- UNIVERSIDAD DE SEVILLA	
						MI SISTEMA 2015-2conexions	
						Med Sec 2015	
						 by BCP Switzerland	
						03.12.2014	









SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - BOCORTO CIRCUITOS

Escala 1:3571

ROBERTO CARLOS DELGADO ALANES

Rev.	Modificaciones	Fecha	Nombre	Fecha	Nombre
	Editar				
	Apr.				
	Dibujar				
		03.12.2014			
			MI SISTEMA 2015-2conexions		

UNIVERSIDAD DE SEVILLA

E.T.S.I. - UNIVERSIDAD DE SEVILLA

Max Sec 2015 ro

**NEPLAN**  
by BCP Switzerland

03.12.2014

## ANEXO II

Parámetros de los de los elementos de regulación y control de MIS01

<b>PCO Sulzer DTL 5x5_Pelton</b>	
<b>Parametros y Unidades</b>	<b>Valor</b>
Ts Deflector feedback time constant [pu]	0,067
Tx Injector pilot valve time constant [pu]	0,005
ks Deflector feedback gain [pu]	0,6652
kx_u Injector pilot valve gain 1 (open) [pu]	1,88
kx_d Injector pilot valve gain 1 (close) [pu]	1,2
bp Opening control droop [%]	4
Tdo Opening time deflector [s]	4,85
Tdc Closing time deflector [s]	3
Tno Opening time injector [s]	18,2
Tnc Closing time injector [s]	16,9
Tr Opening setter delay [s]	1
kps Deflector pilot valve gain 2 [pu]	5,4211
Ta1 Deflector pilot valve delay [s]	0,0706
Tb1 Deflector pilot valve derivative constant [s]	0,2226
kpx Injector pilot valve gain 2 [pu]	10
Tb Stabilizing unit time constant Tb [s]	0,9
Ta Stabilizing unit time constant Ta [s]	0,3
Kpe Frequency directed power controller gain [pu]	1,3
Kp Stabilizing unit gain [pu]	-3
Tpick Parameter 1 PICDRO [s]	0,01
Tdrop Parameter 2 PICDRO [s]	9999
LIL Control mode change lower limit setting [pu]	0,1
LIH Control mode change upper limit setting [pu]	2
Dband Frequency directed power control dead band [pu]	0,00025
n0db	1
Tip Frequency directed power controller integrator [s]	8
HS_mn Injector/deflector min. position [pu]	0
PS_mn Pilot valve min. position [pu]	-1
R_mn min. speed for opening control setter (down) [pu]	0
OE_mn min. Injector opening [pu]	-0,05
LL Controller output signal (min) [pu]	-1,55
HS_mx Injector/deflector max. position [pu]	1,014
PS_mx Pilot valve max. position [pu]	1
R_mx max. speed for opening control setter (up) [pu]	1
OE_mx max. Injector opening [pu]	1
HL Controller output signal (max) [pu]	1,5

<b>Pmu Turbina Francis</b>	
<b>Parámetro y Unidad</b>	<b>Valor</b>
TI Water Travelling Time [s]	1,16
Zw Allievi Constant [--]	0,82
Rs Static Head Losses [pu]	0,0345
Rd Dynamic Head Losses [pu]	0,4
Rd0	0,001
h0 Nominal Head [pu]	1,0345
pt0 No Load Losses [pu]	0,03

<b>Excitation System / AVR XST1</b>	
<b>Parametro y Unidad</b>	<b>Valor</b>
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
Vrmin Controller Minimum Output [p.u.]	-7
Vimax Controller Maximum Input [p.u.]	3
Vrmax Controller Maximum Output [p.u.]	7

<b>Power System Stablizer PSS2A</b>	
<b>Parametro y Unidad</b>	<b>Valor</b>
Tw2 1st Washout 2th Time Constant [s]	1,5
T6 1st Signal Transducer Time Constant [s]	0,015
Tw3 2nd Washout 1th Time Constant [s]	1,5
Tw4 2nd Washout 2th Time Constant [s]	1,5
Ks2 2nd Signal Transducer Factor [pu]	0,5
T7 2nd Signal Transducer Time Constant [s]	1,5
Ks3 Washouts Coupling Factor [pu]	1,5
Ks1 PSS Gain [pu]	3
Ts1 1st Lead-Lag Derivative Time Constant [s]	0,18
Ts2 1st Lead-Lag Delay Time Constant [s]	0,02
Ts3 2nd Lead-Lag Derivative Time Constant [s]	2
Ts4 2nd Lead-Lag Delay Time Constant [s]	5
T8 Ramp Tracking Filter Deriv. Time Constant [s]	0,4
T9 Ramp Tracking Filter Delay Time Constant [s]	0,1
N Ramp Tracking Filter [-]	1
M Ramp Tracking Filter [-]	4
Ic1 1st Input Selector [1-6]	1
Ic2 2nd Input Selector [1-6]	3
Kd Derivator Factor [pu]	0,01
IPB PSS base selector (1=gen MVA, 0=gen MW) [-]	1
Vstmin Controller Minimum Output [pu]	-0,05
Vstmax Controller Maximum Output [pu]	0,05

## ANEXO III

Resultados complementarios para el estudio de transitorios electromagnéticos

<b>PARÁMETROS DE LA RED Y DEL INTERRUPTOR QUE INTERVIENEN EN LAS SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DE CIERRE O RECIERRE</b>	<b>INFLUENCIA SOBRE LOS FACTORES DE SOBRETENSIÓN TOTAL</b>		
	<i>Fuerte</i>	<i>Mediana</i>	<i>Pequeña</i>
<b>1. PARÁMETROS DE LÍNEA</b>			
Inductancia, capacitancia y resistencia de secuencia positiva y cero de la línea.		✓	✓
Dependencia de la frecuencia de los parámetros de la línea.		✓	✓
Longitud de línea.	✓		
Grado de compensación paralela.		✓	✓
Grado de compensación serie.	✓		
Terminación de la línea (abierta o con transformador).	✓		
Presencia y grado de carga atrapada en la línea, con resistencia de cierre o preinserción.		✓	
Efecto corona.			✓
Saturación de reactores con núcleo magnético.		✓	
Amortiguamiento de reactores.			✓
<b>2. PARÁMETROS DEL INTERRUPTOR.</b>			
Máxima separación entre contactos.		✓	
Característica dieléctrica del cierre.			✓
Presencia de resistencia de cierre o preinserción.	✓		
Valor de la resistencia de cierre o preinserción.	✓		
Tiempos de inserción de la resistencia de cierre.			✓
Ángulos de fase en el instante de la maniobra.	✓		
<b>3. PARÁMETROS DE LA FUENTE (REQ)</b>			
Tensión de servicio.			✓
Frecuencia de servicio.			✓
Potencia total de corto circuito.	✓		
Factores de amortiguamiento de trafos y generadores en función de la frecuencia.			✓
Red inductiva compleja.	✓		
Línea en paralelo con la línea de maniobra.			✓
Relación de impedancia de secuencia positiva a secuencia			✓

Determinación de tiempo óptimo de pre inserción

Resumen Param.	Fase A	Fase B	Fase C
Media (t=2 mseg.)	1,485	1,501	1,499
Media (t=4 mseg.)	1,320	1,331	1,329
Media (t=6 mseg.)	1,161	1,169	1,158
Media (t=8 mseg.)	1,143	1,143	1,129
Media (t=10 mseg.)	1,135	1,136	1,119
Media (t=12 mseg.)	1,123	1,123	1,108
Media (t=14 mseg.)	1,125	1,128	1,113
Media (t=16 mseg.)	1,137	1,135	1,121
Media (t=18 mseg.)	1,139	1,139	1,124
Media (t=20 mseg.)	1,142	1,138	1,126