



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# **METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN CONSIDERANDO LA ESTABILIDAD DE TENSION DEL SISTEMA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**MIGUEL IGNACIO NEICÚN SANDOVAL**

**PROFESOR GUÍA:  
LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA  
NELSON MORALES OSORIO**

**SANTIAGO DE CHILE  
DICIEMBRE 2011**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: MIGUEL NEICUN SANDOVAL  
FECHA: 01 DE DICIEMBRE DE 2011  
PROF. GUÍA: SR. LUIS VARGAS DIAZ

## **“METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN CONSIDERANDO LA ESTABILIDAD DE TENSIÓN DEL SISTEMA”**

La planificación de la expansión en transmisión busca anticipar las eventuales restricciones de capacidad que puedan afectar el sistema, y en esa línea, una adecuada localización y cuantificación de la compensación reactiva permite asegurar una reserva de potencia reactiva apropiada para hacer frente a las perturbaciones o fallas que pudiesen ocurrir.

En este trabajo se propone y aplica una metodología de análisis de estabilidad de tensión con el fin de determinar, en un horizonte de 10 años, la compensación reactiva que requerirá el Sistema Interconectado Central (SIC) para lograr un adecuado control del nivel de tensión del sistema en situaciones indeseadas de operación.

En base a la demanda proyectada y las obras de expansión en transmisión y generación que se prevén serán puestas en servicio durante aquel periodo, se desarrolla en el programa computacional DIgSILENT un modelo de 50 barras del SIC para el año 2021. Al modelo se le aplica la metodología propuesta, basada en la determinación de los márgenes de potencia de las curvas P-V y V-Q de las barras del sistema ante la ocurrencia de distintas contingencias. Una vez identificadas las barras que requerirán de una mayor reserva de reactivos, se evalúa la magnitud de la compensación reactiva a instalar en aquellas barras.

Los resultados derivados de la aplicación de la metodología establecen que la zona centro del país posee el menor margen de estabilidad, no obstante, sus barras principales poseen una amplia reserva de reactivos. La zona norte también presenta un margen de estabilidad pobre, siendo el peor escenario de operación aquel con demanda alta e hidrología seca, sin embargo, la inclusión de las líneas de 500 kV al norte y la instalación del nuevo dispositivo CER en S/E Cardones proporcionarán una mayor robustez a la zona. La compensación reactiva cuya instalación fue propuesta a partir de los resultados obtenidos concuerda en gran parte con las obras de compensación reactiva recomendadas por la Comisión Nacional de Energía.

Se concluye que el empleo conjunto de las curvas P-V y V-Q, a través de la metodología propuesta, entrega resultados apropiados para identificar el grado de estabilidad de tensión del sistema, siendo una metodología de fácil aplicación.

Finalmente, se cree que una adecuada reserva de potencia reactiva junto con la correcta aplicación del plan de defensa frente a contingencias extremas, permitirán afrontar exitosamente las contingencias que puedan hacer peligrar la estabilidad de tensión del sistema.

Dedicado a todas las personas hicieron posible la realización de este trabajo, y especialmente, a quienes me han acompañado en el transcurso de esta larga etapa que hoy llega a su fin.

*“Sueña, proponte metas, y en ese afán, ten en cuenta que lo más importante no es alcanzar la meta, sino el camino que recorres para lograrlo”*

# Índice general

Índice general	1
Índice de figuras	6
Índice de tablas	9
<b>Capítulo 1 Introducción</b>	<b>10</b>
1.1. Motivación .....	10
1.2. Alcances.....	11
1.3. Objetivos .....	12
1.3.1. Objetivo general .....	12
1.3.2. Objetivos específicos .....	12
1.4. Estructura de la memoria.....	13
<b>Capítulo 2 Marco Teórico</b>	<b>14</b>
2.1. Definiciones.....	14
2.1.1. Estabilidad y colapso de tensión .....	14
2.1.2. Dinámica de largo y corto plazo .....	14
2.2. Tipos de estabilidad de tensión.....	15
2.2.1. Estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones .....	16
2.2.2. Estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones .....	17
2.2.3. Estabilidad de tensión de largo plazo.....	17
2.2.4. Estabilidad de tensión de mediano y corto plazo.....	17
2.3. Conceptos de estabilidad .....	18
2.3.1. Estado, punto de equilibrio y trayectoria de un sistema.....	18
2.3.2. Concepto intuitivo de estabilidad .....	19
2.3.3. Definición formal de estabilidad.....	19
2.3.4. Región de atracción.....	20

2.3.5.	Estabilidad de un sistema linealizado .....	21
2.3.6.	Tipos de puntos de equilibrio.....	22
2.3.7.	Bifurcación .....	22
2.4.	Métodos de análisis de estabilidad de tensión.....	24
2.4.1.	Dinámica de un sistema para estudio de estabilidad.....	25
2.4.2.	Análisis estático y dinámico.....	26
2.4.2.1.	Análisis estático .....	26
2.4.2.2.	Análisis dinámico .....	26
2.4.3.	Análisis con curvas PV y curvas VQ.....	26
2.4.4.	Análisis de sensibilidad VQ.....	27
2.4.5.	Análisis modal (valores y vectores propios) .....	28
2.5.	Curvas PV .....	29
2.5.1.	Algunas características.....	29
2.5.2.	Curva PV de red y de carga .....	31
2.5.3.	Punto de colapso o de máxima cargabilidad .....	31
2.6.	Curvas VQ .....	32
2.7.	Planificación de la expansión del sistema eléctrico.....	34
2.7.1.	Planificación de la expansión en generación y transmisión .....	34
2.7.2.	Expansión del sistema de transmisión troncal chileno.....	35
2.8.	Norma técnica de seguridad y calidad de servicio.....	36
2.8.1.	Estándares para Estado Normal.....	36
2.8.2.	Estándares para Estado de Alerta.....	36
2.8.3.	Estándares para Estado de Emergencia.....	37
2.8.4.	Estándares de recuperación dinámica .....	37
<b>Capítulo 3</b>	<b>Un caso de estudio</b>	<b>38</b>
3.1.	Introducción .....	38
3.2.	Estructura del análisis.....	38
3.2.1.	Dinámica general del sistema .....	38
3.2.2.	Estabilidad del sistema continuo.....	39
3.2.3.	Estabilidad del sistema discreto .....	40
3.3.	Red en estudio: vista general al modelo.....	41
3.3.1.	Resumen .....	41
3.3.2.	Modelación general de la red.....	42
3.3.3.	Modelación del generador.....	44
3.3.4.	Modelación de la carga y del banco de condensadores .....	46
3.3.5.	Modelación del transformador con OLTC .....	47
3.3.6.	Modelación de la red infinita .....	47
3.4.	Discusión de resultados .....	48

3.4.1.	Caso 1 .....	48
3.4.2.	Caso 2 .....	53
3.4.3.	Caso 3 .....	57
3.4.4.	Caso 4 .....	59
3.5.	Comentarios finales .....	61
<b>Capítulo 4 Metodología propuesta</b>		<b>63</b>
4.1.	Introducción .....	63
4.2.	Estudio de estabilidad de tensión para evaluación de compensación reactiva .....	63
4.3.	Simulaciones dinámicas.....	64
4.4.	Criterio de estabilidad de voltaje.....	64
4.4.1.	Especificación del criterio.....	65
4.4.1.1.	Determinación del margen de potencia activa.....	66
4.4.1.2.	Determinación del margen de potencia reactiva .....	67
4.4.2.	Supuestos.....	68
4.5.	Criterio de aplicación de compensación reactiva .....	69
<b>Capítulo 5 Modelo reducido del SIC</b>		<b>70</b>
5.1.	Introducción .....	70
5.2.	Descripción general del modelo .....	70
5.2.1.	Herramienta computacional .....	70
5.2.2.	Aspectos generales .....	71
5.2.3.	Modificaciones al modelo base .....	71
5.3.	Desarrollo del modelo SIC del 2021 .....	73
5.3.1.	Centrales generadoras.....	73
5.3.1.1.	Criterio de selección.....	73
5.3.1.2.	Diagrama P-Q.....	73
5.3.1.3.	Generadores eólicos.....	74
5.3.1.4.	Futuras centrales.....	74
5.3.2.	Líneas y transformadores .....	75
5.3.3.	Consumos.....	75
5.3.4.	Compensación reactiva.....	76
5.3.5.	Controladores de planta .....	76
5.3.6.	Proyección de la demanda .....	77
5.3.7.	Despacho de las centrales .....	77
5.3.8.	Casos de operación .....	78
5.4.	Pruebas al modelo.....	79
5.4.1.	Modificaciones.....	79
5.4.2.	Verificación controladores.....	79

<b>Capítulo 6</b>	<b>Aplicación y resultados</b>	<b>86</b>
6.1.	Introducción .....	86
6.2.	Aplicación de la metodología sobre el modelo SIC 2021 .....	86
6.2.1.	Bases del estudio .....	86
6.2.1.1.	Supuestos.....	86
6.2.1.2.	Escenario de operación .....	87
6.2.1.3.	Zonas de estudio .....	87
6.2.2.	Resultados .....	88
6.2.2.1.	Contingencias para cada nivel de operación .....	88
6.2.2.2.	Zona Norte .....	89
6.2.2.3.	Zona Centro.....	93
6.2.2.4.	Zona Sur.....	96
6.2.2.5.	Instalación de compensación reactiva.....	98
6.3.	Simulación dinámica post-falla.....	99
6.3.1.	Procedimiento.....	99
6.3.2.	Resultados .....	100
6.4.	Validación plan de expansión.....	103
6.4.1.	Líneas de 500kV en el norte .....	104
6.4.2.	CER en S/E Cardones 220 kV .....	104
6.4.3.	Central Módulo 1 de HidroAysén .....	105
<b>Capítulo 7</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>106</b>
7.1.	Conclusiones generales .....	106
7.2.	Conclusiones sobre el modelo realizado .....	107
7.3.	Conclusiones sobre la metodología aplicada.....	108
7.4.	Conclusión final .....	109
7.5.	Trabajo futuro .....	109
<b>Referencias</b>		<b>110</b>
<b>Anexo A: Datos de los equipos del modelo del SIC en DIgSILENT</b>		<b>113</b>
A.1	Centrales.....	113
A.2	Líneas.....	115
A.3	Transformadores .....	117
A.4	Consumos .....	117
A.5	Compensación reactiva .....	118
A.6	Controladores.....	120
<b>Anexo B: Obras de expansión incluidas en el modelo del SIC en DIgSILENT</b>		<b>122</b>

<b>Anexo C: Equipos de compensación reactiva recomendados por la CNE</b>	<b>126</b>
<b>Anexo D: Otros anexos</b>	<b>127</b>

# Índice de figuras

Figura 2.1: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia .....	16
Figura 2.2: Noción de estabilidad para un sistema de dos estados [10].....	19
Figura 2.3: Definición de estabilidad para un sistema de dos estados [10] .....	20
Figura 2.4: Dominio de atracción de un punto de equilibrio [5] .....	21
Figura 2.5: (a) Nodo estable. (b) Nodo inestable. (c) Nodo silla. [5] .....	22
Figura 2.6: Bifurcación de puntos de equilibrio [5] .....	24
Figura 2.7: Red simple para estudio de curva PV .....	29
Figura 2.8: Curvas PV para distintos $\tan\varphi$ [5].....	30
Figura 2.9: Curvas PV de red y de carga y Máximo punto de cargabilidad [5].....	31
Figura 2.10: Red simple para estudio de curva VQ .....	32
Figura 2.11: Curvas VQ para distintos niveles de carga [5].....	33
Figura 3.1: Sistema en estudio .....	41
Figura 3.2: Vista de alto-nivel del modelo del sistema en SIMULINK.....	43
Figura 3.3: Modelo exterior en SIMULINK del generador y su AVR con OXL .....	44
Figura 3.4: Modelo en SIMULINK del generador sincrónico.....	45
Figura 3.5: Representacion de la máquina sincrónica en coordenadas de Park. ....	45
Figura 3.6: Modelo en SIMULINK del AVR y OXL .....	46
Figura 3.7: Modelo en SIMULINK del OLTC - carga - banco de condensadores.....	46
Figura 3.8: Modelo en SIMULINK de la red infinita. ....	47
Figura 3.9: Caso 1. Transiente inicial del voltaje de campo $V_f$ .....	48
Figura 3.10: Caso 1. Voltaje $V_2$ (primario transformador) y $V_4$ (secundario) .....	49
Figura 3.11: Caso 1. Tap $r$ del OLTC y ángulo $\delta$ del generador. ....	49
Figura 3.12: Caso 1. Voltaje de campo $V_f$ y Potencia reactiva $Q_G$ del generador.....	50
Figura 3.13: Caso 1. Potencia activa $P_L$ y potencia reactiva $Q_L$ de carga. ....	51

Figura 3.14: Caso 1. Curvas PV de la red y de la carga .....	52
Figura 3.15: Caso 2. Curvas PV de la red y de la carga .....	54
Figura 3.16: Caso 2. Voltaje <b>V2</b> (primario transformador) y <b>V4</b> (secundario) .....	54
Figura 3.17: Caso 2. Tap <b>r</b> del OLTC y ángulo <b>δ</b> del generador. ....	55
Figura 3.18: Caso 2. Voltaje de campo <b>Vf</b> y Potencia reactiva <b>QG</b> del generador.....	56
Figura 3.19: Caso 2. Potencia activa <b>PL</b> y potencia reactiva <b>QL</b> de carga. ....	56
Figura 3.20: Caso 3. Curvas PV de la red y de la carga .....	57
Figura 3.21: Caso 3. Voltaje <b>V2</b> (primario transformador) y <b>V4</b> (secundario) .....	58
Figura 3.22: Caso 3. Tap <b>r</b> del OLTC y ángulo <b>δ</b> del generador. ....	58
Figura 3.23: Caso 4. Curvas PV de la red y de la carga .....	59
Figura 3.24: Caso 4. Voltaje <b>V2</b> (primario transformador) y <b>V4</b> (secundario) .....	60
Figura 3.25: Caso 4. Voltaje de campo <b>Vf</b> y ángulo <b>δ</b> del generador.....	61
Figura 4.1: Ejemplo de curva PV para evaluación del margen de potencia activa [29].....	66
Figura 4.2: Ejemplo de curva VQ para evaluación del margen de potencia reactiva [29] .....	68
Figura 5.1: Modelo reducido del SIC proyectado al año 2021.....	72
Figura 5.2: Modelo típico de planta o composite model en DIgSILENT.....	77
Figura 5.3: Tensiones en regimen permanente - Central Nueva Renca GNL.....	80
Figura 5.4: Respuesta al escalón para Central Nueva Renca GNL .....	81
Figura 5.5: Tensiones bajo falla - Central Nueva Renca GNL.....	82
Figura 5.6: Tensión de excitación, ángulo de rotor y frecuencia– Sin controladores.....	83
Figura 5.7: Tensión en barras – Sin controladores .....	84
Figura 5.8: Tensión de excitación, ángulo de rotor y frecuencia– Con controladores.....	85
Figura 5.9: Tensión en barras – Con controladores .....	85
Figura 6.1: Curva PV para peor contingencia de nivel A en zona norte.....	90
Figura 6.2: Curvas VQ para barras de zona norte .....	91
Figura 6.3: Curvas VQ para barra D. Almagro 220 en caso base y contingencia nivel A .....	92
Figura 6.4: Curvas VQ para barra D. Almagro 220 en contingencias nivel C y D.....	92
Figura 6.5: Curvas PV para peor contingencia de nivel A en zona centro (N°1) .....	94
Figura 6.6: Curvas PV para peor contingencia de nivel A en zona centro (N°2) .....	94
Figura 6.7: Curvas VQ para barra Chena 110 kV .....	95
Figura 6.8: Curvas VQ para barra Las Vegas 110 kV .....	95
Figura 6.9: Curva PV para peor contingencia de nivel A en zona sur.....	97

Figura 6.10: Curvas VQ para Concepción 154 kV .....	98
Figura 6.11: Tensiones en barras de zona centro.....	101
Figura 6.12: Tensiones en barras de 500 kV.....	102
Figura 6.13: Tensión de excitación, ángulo de rotor y potencia reactiva de generadores.....	102
Figura 6.14: Curva PV para zona centro con ajustes post-falla.....	103
Figura 6.15: Curva PV para caso base, sin CER Cardones 220kV.....	105

# Índice de tablas

Tabla 3.1: Puntos de operación para cada caso. En pu base 500MVA. ....	42
Tabla 4.1: Criterio de estabilidad de voltaje de la WSCC [29].....	65
Tabla 6.1: Contingencias por nivel de operación.....	88
Tabla 6.2: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona norte.....	89
Tabla 6.3: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona centro .....	93
Tabla 6.4: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona sur.....	96

# Capítulo 1 **Introducción**

## **1.1. Motivación**

Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas dinámicos cuya extensión puede abarcar cientos de nodos y cuya dinámica relevante se puede llegar a modelar a través de una gran cantidad de ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden [8]. Una red de tal tamaño está expuesta a muchas perturbaciones y fallas, que en su mayoría corresponden a cortocircuitos, durante los cuales se produce un aumento considerable en la corriente circulando a través del sistema, así como una disminución en la tensión de las barras, circunstancias que empeoran mientras más cerca de la falla se esté.

Dependiendo de la gravedad y el grado de evolución de la falla, se pueden provocar caídas de tensión que pueden hacer perder la estabilidad del sistema, poniendo a prueba su seguridad. Una manera de sortear estas circunstancias es generando potencia reactiva en la zona donde se requiere para así aumentar la tensión del sistema. Por ello, la estabilidad de tensión del sistema eléctrico de potencia se ve fuertemente influenciada por la operación de dispositivos de compensación reactiva (bancos de condensadores, compensadores estáticos de reactivos, entre otros), reguladores de tensión o limitadores de sobreexcitación de los generadores.

La transmisión de altos niveles de potencia reactiva a través de grandes distancias provoca caídas de tensión significativas, además de elevar las pérdidas de potencia, razón por la cual la potencia reactiva debe ser generada cerca del punto donde será consumida. En aquel contexto, cabe mencionar que en Chile, de acuerdo a los 3000 MW en proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) evaluados por el SEIA (Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental) o en vías de evaluación [34], se prevé un aumento de la generación eléctrica proveniente de fuentes de ERNC, como la energía eólica o la minihidráulica. Estas nuevas centrales generalmente son instaladas en los lugares donde se obtiene mayor provecho de las fuentes, los cuales comúnmente

están alejados de los centros de carga, lo que aumentaría la vulnerabilidad relacionada con la inestabilidad de tensión debido a que la potencia reactiva deberá ser transmitida a través de distancias mayores dando origen a las consecuencias mencionadas anteriormente. Esto se suma a la inevitable forma longitudinal del sistema eléctrico de Chile, lo cual extiende estas distancias.

Por otra parte, una condición esencial para el desarrollo del mercado eléctrico competitivo en Chile es el acceso libre y sin discriminación a las redes, tanto para generadores como para consumidores, lo que es posible lograr con mecanismos adecuados de tarificación de los servicios de redes que incentiven la expansión y den señales claras para las decisiones de instalación, producción y consumo de generadores y consumidores. En Chile, la Comisión Nacional de Energía prepara un plan de obras de expansión del sistema de transmisión que solo tiene un carácter indicativo, ya que son los agentes del mercado los que realizan un proceso de planificación de la expansión con el fin de anticipar eventuales restricciones de capacidad que pueden afectar sus intereses en el mercado. [33]

En ese sentido, una apropiada localización y cuantificación de la compensación reactiva dentro del proceso de planificación de la expansión en transmisión, se traduce en un aporte, al reducir las restricciones de operación que pueden afectar al sistema en el futuro. Por ello, este trabajo se propone el estudio de la ubicación y magnitud de la compensación reactiva necesaria para mantener un adecuado margen de estabilidad de tensión del Sistema Interconectado Central (SIC) chileno proyectado al año 2021 de acuerdo al plan de obras de expansión de 10 años presentado por la CNE [24]. Así, se plantearan mejoras a las medidas de compensación reactiva recomendadas por los estudios hechos a la fecha [23] [24] [27], en base a los resultados obtenidos de la aplicación de una metodología.

## **1.2. Alcances**

En este trabajo se propone una metodología basada en la aplicación de las curvas P-V y V-Q, que permite identificar las barras de un sistema eléctrico más deficientes en potencia reactiva y determinar así la reserva de potencia reactiva necesaria para cumplir con cierto margen de estabilidad de tensión.

La metodología se aplica empleando una versión reducida del SIC proyectada al 2021. Se elige el año 2021 puesto que se tiene el plan de obras de expansión en generación y transmisión hasta ese año [24]. Por otra parte, se usa una versión reducida del SIC debido a que tomaría bastante tiempo efectuar un análisis de la compensación reactiva requerida sobre un modelo completo del SIC.

Se consideran como alternativas de compensación reactiva bancos de condensadores shunt y compensadores estáticos de reactivos, ya que este tipo de tecnología tiene ciertas ventajas, entre las cuales podemos señalar que posee menor un costo de inversión en contraste con otras tecnologías más modernas y su modo de operación es más conocido en Chile debido a que ya existen varias unidades de este tipo en operación a lo largo del SIC. No se consideran otros dispositivos como el STATCOM por ejemplo, puesto que habría que considerar su modelo dinámico para establecer un grado de comparación con las demás tecnologías de compensación, lo cual está fuera de los objetivos del trabajo. Además, cabe mencionar que el trabajo no está enfocado en determinar la ubicación óptima del dispositivo de compensación.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

Desarrollo de una metodología que determine el equipamiento de compensación reactiva requerido en un sistema eléctrico de potencia para cumplir con un cierto margen de estabilidad de tensión, considerando un horizonte de planificación de largo plazo para el análisis.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

- Efectuar una revisión bibliográfica de la teoría y métodos de análisis de la estabilidad de tensión, así como de la planificación de la expansión en transmisión de sistemas eléctricos.
- Familiarizarse con la dinámica involucrada en la estabilidad de tensión mediante el desarrollo, simulación y análisis de un pequeño sistema de estudio a través del uso de la herramienta SIMULINK.
- Desarrollar una metodología que permita determinar las barras más débiles en tensión del sistema eléctrico de potencia, identificar si estas requieren una compensación reactiva y de qué magnitud debería ser esta compensación.
- Desarrollar un modelo reducido del SIC para el año 2021.
- Aplicación de la metodología propuesta en el modelo reducido del SIC.

- Proponer medidas de expansión en compensación reactiva de acuerdo a los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología.

## 1.4. Estructura de la memoria

**Capítulo 2:** En este capítulo se presenta una revisión bibliográfica de la estabilidad de tensión y de la expansión en transmisión de sistemas eléctricos. Para comenzar se definen los conceptos relevantes asociados al tema de estabilidad de tensión así como los distintos tipos de estabilidad. Luego, se presentan los principales métodos para el análisis de la estabilidad de tensión. Posteriormente, se desarrolla el tema de la planificación de la expansión en transmisión. Para finalizar, se abordan las exigencias de comportamiento de voltaje que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

**Capítulo 3:** Esta parte presenta la modelación y simulación de una pequeña red en SIMULINK. Esto se efectúa con el objetivo de entender la influencia que poseen los distintos componentes del sistema sobre la estabilidad de tensión y conocer los mecanismos por los cuales se puede perder la estabilidad.

**Capítulo 4:** Se expone la metodología propuesta para determinar que barras de un sistema eléctrico de potencia son las más deficientes en potencia reactiva y que dispositivos de compensación reactiva se deberían instalar en aquellas barras.

**Capítulo 5:** En este capítulo se explica el desarrollo de un modelo de 50 barras del SIC, en el programa DIGSILENT, el cual está proyectado al año 2021 en base a las obras futuras de expansión establecidas y recomendadas por la CNE.

**Capítulo 6:** En esta parte se aplica la metodología planteada sobre el modelo reducido del SIC para el 2021 con el fin de determinar cuáles barras son las más críticas en lo referido a estabilidad de tensión y poder así evaluar la alternativa de compensación reactiva.

**Capítulo 7:** En el capítulo final se exhiben las conclusiones más relevantes derivadas de la realización de la memoria. Además se proponen algunas alternativas futuras de investigación del tema.

# Capítulo 2 Marco Teórico

## 2.1. Definiciones

### 2.1.1. Estabilidad y colapso de tensión

En la literatura se pueden encontrar diferentes definiciones de estabilidad de tensión, lo cual se debe al amplio rango de fenómenos que involucra el tema y a las distintas causas que conducen a la ocurrencia de un problema de estabilidad.

De acuerdo a la IEEE/CIGRE Joint Task Force [12], la estabilidad de tensión se refiere a la habilidad del sistema de mantener en régimen estacionario los voltajes en todas las barras del sistema luego de que éste es sometido a una perturbación, encontrándose en una condición de operación inicial dada. Esto depende de la habilidad para mantener o recuperar el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro de carga desde el sistema de potencia.

Por otra parte, de acuerdo a la IEEE, el colapso de tensión corresponde al proceso bajo el cual una serie de eventos acompañando la inestabilidad de tensión (ausencia de estabilidad de tensión) conducen a caídas de tensión en una parte significativa del sistema. [11]

### 2.1.2. Dinámica de largo y corto plazo

En relación al tema de estabilidad de tensión, es de gran importancia identificar dos tipos de dinámica. Cuando se hace referencia a generadores sincrónicos, motores de inducción, compensadores estáticos de reactivos o SVC (del inglés Static Var Compensator), reguladores de voltaje o AVR (del inglés Automatic Voltage Regulator), estabilizadores de sistemas de potencia o

PSS (del ingles Power System Stabilizer) y sistemas de transmisión en corriente continua o enlaces HVDC (del ingles High Voltage Direct Current) se habla de fenómenos rápidos o de dinámica de corto plazo.

Por el contrario, en el caso de cambiadores de tap u OLTC (del ingles On Load Tap Changer), limitadores de campo u OXL (del ingles Overexcitation Limiter), condensadores shunt de operación discreta y controles secundarios de voltaje y frecuencia la estabilidad se tienen procesos lentos o de dinámica de largo plazo. [6]

En términos generales, se dice que la estabilidad de tensión es un fenómeno lento puesto que, como se verá más adelante, los OLTCs, OXls y bancos de condensadores pueden tener una notoria influencia sobre el proceso.

La dinámica de corto plazo involucra fenómenos que suceden en un tiempo no mayor a un par de decenas de segundos, en cambio, la dinámica de largo plazo comprende fenómenos cuya dinámica puede durar varios minutos.

## **2.2. Tipos de estabilidad de tensión**

Las distintas formas bajo las cuales se presenta la inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia hace necesario, para su adecuado entendimiento y análisis, clasificar la estabilidad de acuerdo a la magnitud de la perturbación operante y según el tiempo de la dinámica.

En la figura 2.1 se presentan distintos tipos de estabilidad en los sistemas de potencia [12], dentro de las cuales está la que concierne este trabajo: la estabilidad de la tensión.

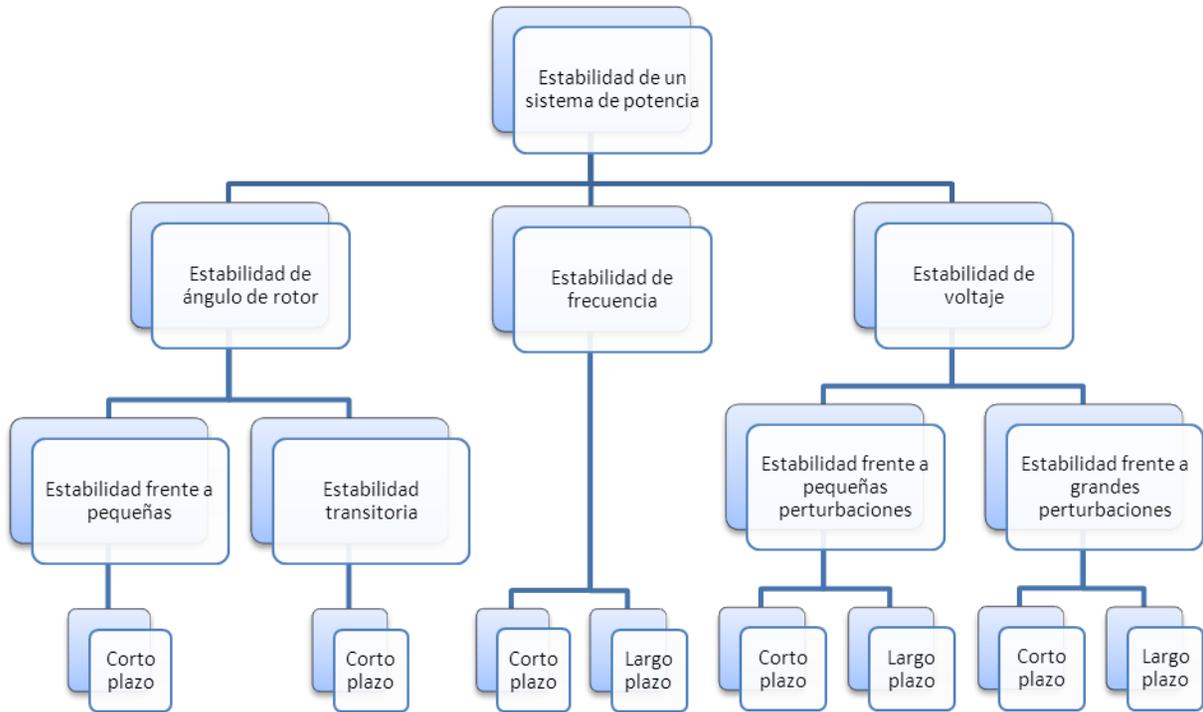


Figura 2.1: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia

### 2.2.1. Estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones

Corresponde a la habilidad del sistema para controlar la tensión luego de la ocurrencia de una perturbación de gran magnitud como lo son cortocircuitos o fases abiertas. Esta habilidad está determinada por las características de carga del sistema y por la coordinación de los sistemas de control y protección, tanto continuos, como discretos.

Para su determinación se requiere analizar la respuesta de la dinámica no lineal del sistema en un periodo de tiempo lo suficientemente largo como para captar las interacciones entre componentes como motores de inducción, OLTC de los transformadores, OXL de los generadores, entre otros.

El periodo de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos. Debido a esto, en la mayoría de los casos se requieren simulaciones dinámicas de largo plazo para su análisis. [7]

### **2.2.2. Estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones**

Está relacionada con la habilidad del sistema para controlar los voltajes, posterior a la ocurrencia de pequeñas perturbaciones tales como incrementos en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está determinada por las características de la carga y de los sistemas de control (continuo y discreto) en un instante dado de tiempo, lo cual permite determinar cómo responderá la tensión del sistema ante pequeños cambios. [7]

Fundamentalmente, los procesos que contribuyen a la inestabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones son de carácter estacionario. Por consiguiente, con los debidos supuestos, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para la posterior identificación de los factores influyentes en la estabilidad. Sin embargo, la linealización no incluye efectos no lineales como los controles del OLTC (bandas, pasos de tap y retrasos de tiempo), por lo que se usa una combinación de análisis lineal y no lineal. [12]

### **2.2.3. Estabilidad de tensión de largo plazo**

Este tipo de estabilidad se enfoca en los fenómenos lentos de larga duración que acompañan las perturbaciones de sistemas de gran escala y el resultante y prolongado desbalance entre generación y consumo de potencia activa y reactiva. La estabilidad de largo plazo abarca periodos desde unos pocos minutos hasta decenas de minutos.

La estabilidad de largo plazo es típicamente desencadenada por el deterioro natural en los equipos resultante de su operación, más que en la gravedad de la perturbación inicial. En muchos casos, el análisis estático puede ser empleado para determinar los márgenes de estabilidad, identificar factores que influyen en la estabilidad y examinar un amplio rango de condiciones del sistema y escenarios post-contingencia. [7]

### **2.2.4. Estabilidad de tensión de mediano y corto plazo**

La estabilidad de corto plazo involucra fenómenos rápidos, donde generalmente se consideran fenómenos con duración menor a 10 segundos. Entre ellos se encuentran la dinámica de: motor de inducción, SVC, cargas controladas electrónicamente y enlaces HVDC. Para su análisis se requiere la solución de ecuaciones diferenciales, donde la modelación dinámica de la carga es un factor esencial. [12]

Por otro lado, la estabilidad de mediano plazo se orienta hacia oscilaciones de potencia entre máquinas sincrónicas, incluyendo los efectos de algunos de los fenómenos más lentos de variación de voltaje o frecuencia. Un rango típico de periodos de duración va desde los 10 segundos hasta unos pocos minutos, lo cual corresponde a fenómenos como el control de la fuerza motriz, la limitación del campo del generador (OXL), la regulación de tensión de transformadores, etc. [7]

## 2.3. Conceptos de estabilidad

### 2.3.1. Estado, punto de equilibrio y trayectoria de un sistema

La dinámica de gran parte de los sistemas de ingeniería puede ser analizada empleando un conjunto de  $n$  ecuaciones diferenciales ordinarias que son usualmente escritas de forma reducida tal como se presenta en (2.1), donde  $x$  es un vector de  $n$  variables y  $f$  es vector de funciones  $f_i$  ( $i=1, \dots, n$ ) que, en general, son funciones no lineales de  $x$ .

$$\dot{x} = f(x) \quad (2.1)$$

Cabe recordar que el estado de un sistema representa la cantidad mínima de información del sistema, que se requiere conocer en un instante inicial  $t_0$ , para determinar el comportamiento futuro del mismo. De esta manera, el vector  $x$ , llamado vector de variables de estado, define un punto en el espacio de estado que corresponde a un espacio euclidiano de  $n$  dimensiones (las  $n$  variables de estado).

La evolución del estado del sistema en el tiempo está ligada a una solución de (2.1) para una condición inicial dada por el vector de estado en  $t_0$ , como se presenta en (2.2). El conjunto de puntos que representa la evolución del sistema, es decir, que es solución de (2.1), se llama trayectoria.

$$x(t_0) = x_0 \quad (2.2)$$

Un punto de equilibrio es aquel en que todas las derivadas valen simultáneamente cero, por lo que el sistema está en equilibrio como en (2.3), donde  $x_e$  es el vector de estado en el punto de equilibrio [4]. Un punto de equilibrio  $x_e$  es una solución particular de (2.1) puesto que para  $x_0 = x_e$  se obtiene  $x(t) = x_e$  para todo tiempo. [5]

$$f(x_e) = 0 \quad (2.3)$$

### 2.3.2. Concepto intuitivo de estabilidad

Si  $x(t) = 0$  es una solución del sistema, entonces es un estado de equilibrio que satisface (2.3). Como en la mayoría de los casos el punto de equilibrio es no nulo, y con el objetivo de normalizarla notación en los estudios de estabilidad, es común trasladar el punto de equilibrio al origen del espacio de estado mediante un cambio de variables de la forma  $\tilde{x} = x - x_e$ . Con ello, el sistema en la nuevas coordenadas tendrá un punto de equilibrio en el origen ( $\tilde{x} = 0$ ).

En lo que sigue del análisis se supondrá que el estado de equilibrio está en el origen. Entonces, si  $x_e = 0$ , y suponiendo que la solución a (2.1) bajo la condición inicial (2.2) es  $x(t)$ , se puede plantear la siguiente definición intuitiva de la estabilidad:

- El sistema es inestable, si la trayectoria para  $t \geq t_0$  tiende a apartarse del origen.
- El sistema es estable, si la trayectoria no tiende a apartarse de  $x(t) = 0$ .
- El sistema es asintóticamente estable al origen, si  $x(t)$  tiende a 0 cuando  $t$  tiende a infinito (el sistema vuelve al mismo punto de equilibrio de partida).

Estas ideas se ven ilustradas en la figura 2.2, donde se considera un sistema de dos estados,  $x_1$  y  $x_2$ . [10]

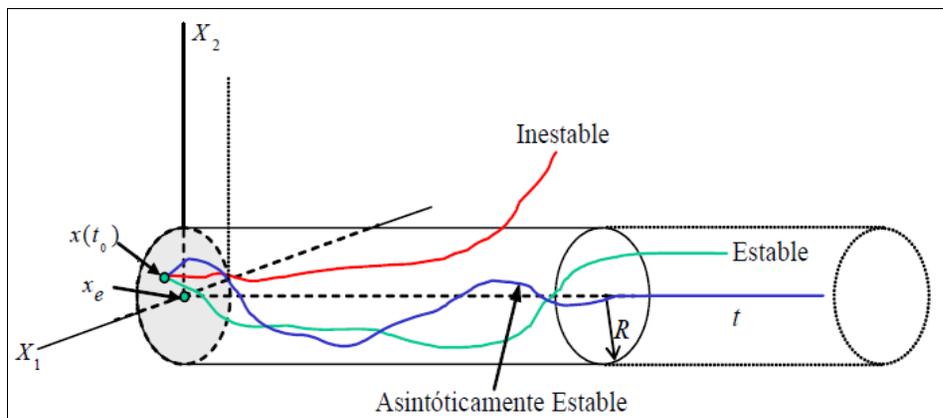


Figura 2.2: Noción de estabilidad para un sistema de dos estados [10]

### 2.3.3. Definición formal de estabilidad

Sea el sistema dinámico definido a través de la ecuación (2.1) bajo la condición inicial (2.2) y sea  $x(t)$  la evolución del estado en el tiempo, entonces:

- Se dirá que un estado de equilibrio  $x_e$  es estable en el sentido de Lyapunov (ESL), si y sólo si se cumple (2.4). En otras palabras,  $x_e$  es estable si todas las soluciones de (2.1) con una condición inicial cercana a  $x_e$  se mantienen cerca de  $x_e$  por todo el tiempo. [5]

$$\forall \varepsilon > 0, \exists \delta(\varepsilon) > 0 \text{ tq } \|x_0 - x_e\| < \delta \Rightarrow \|x(t, x_0, t_0) - x_e\| < \varepsilon, \forall t > t_0 \quad (2.4)$$

- De forma contraria, el sistema es inestable si no existe un  $\delta$  tal que se satisfagan las condiciones anteriores.
- Por último, un estado de equilibrio es asintóticamente estable según Lyapunov (AESL), si es ESL y además  $\lim_{t \rightarrow \infty} \|x\| = x_e$ , con algún  $x_0$  cercano a  $x_e$ .

Volviendo al ejemplo anterior del sistema con dos estados y puesto que para esta definición no se asumió un estado de equilibrio nulo, se deberá efectuar el cambio de variable  $\tilde{x} = x - x_e$  con lo cual el estado inicial será ahora  $\tilde{x}(t_0) = \tilde{x}_0 = x_0 - x_e$ . Luego, la definición de Lyapunov puede representarse como se muestra en la figura 2.3. [10]

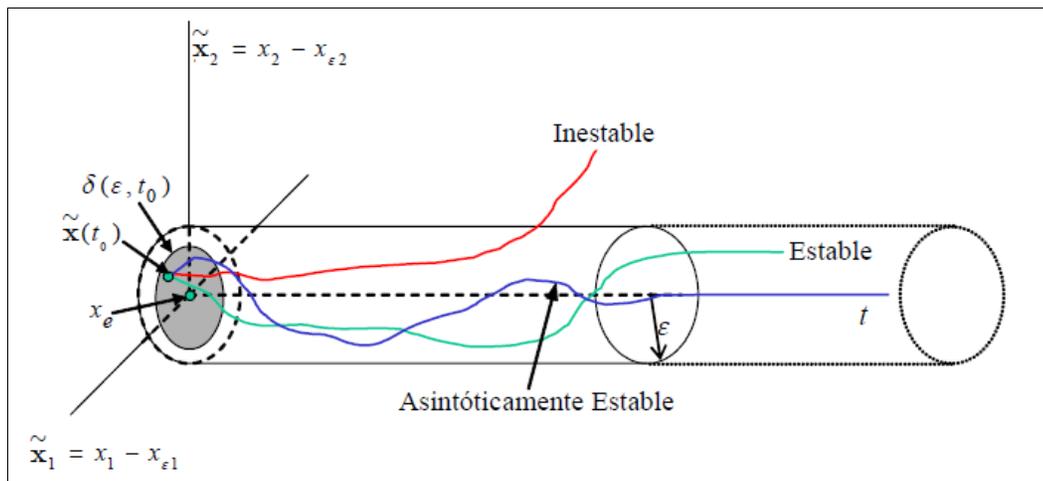


Figura 2.3: Definición de estabilidad para un sistema de dos estados [10]

### 2.3.4. Región de atracción

Como se puede ver en la definición anterior, la estabilidad se refiere a un punto de equilibrio y es, por ende, una propiedad local. Si se está interesado en el comportamiento global de (2.1), es decir, sus soluciones para todas las condiciones iniciales, la pregunta que debe ser contestada es cuáles trayectorias serán atraídas por un punto de equilibrio estable y cuáles van a divergir de este punto. La región  $A$ , tal que todas las trayectorias con condiciones iniciales  $x_0 \in A$  alcanzarán eventualmente un equilibrio asintóticamente estable  $x^*$ , es conocida como región o dominio de

atracción del punto de equilibrio  $x^*$ . En la figura 2.4 se muestra el dominio de atracción mencionado. [5]

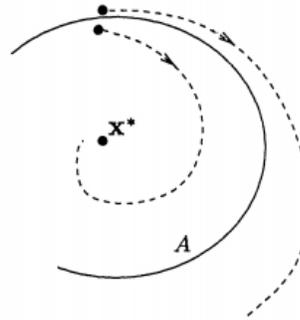


Figura 2.4: Dominio de atracción de un punto de equilibrio [5]

### 2.3.5. Estabilidad de un sistema linealizado

Si las funciones  $f_i$  de (2.1) son lineales, el sistema es lineal y por ende se puede representar como en (2.5). Este sistema lineal tiene solo un punto de equilibrio  $x_g = 0$ , cuya estabilidad está determinada por los valores propios de la matriz de estado  $A$ . Notar que en los sistemas lineales la región de atracción de un punto de equilibrio estable es todo el espacio de estado: todas las condiciones iniciales entregan trayectorias que llevan al origen.

$$\dot{x} = Ax \quad (2.5)$$

En contraste a los sistemas lineales, en un sistema no lineal se deben tener en cuenta los siguientes aspectos al momento de estudiar su estabilidad:

- El número de puntos de equilibrio varía.
- La región de atracción de un equilibrio estable puede verse limitada, por lo que la existencia de este equilibrio estable no es suficiente para garantizar estabilidad.

En muchos casos se puede analizar la estabilidad de los sistemas no lineales examinando el sistema linealizado en torno al punto de equilibrio  $x_g$ . Así, asumiendo variaciones pequeñas en torno al punto de equilibrio se define  $\Delta x = x - x_g$  y se puede efectuar la aproximación (2.6).

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x \quad (2.6)$$

En (2.6), la matriz de estado  $A$  corresponde al Jacobiano de la función no lineal  $f(x)$  con respecto a  $x = x_g$ :

$$A = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x=x_g} = f_x(x_g) \quad (2.7)$$

Por lo tanto, la estabilidad del punto de equilibrio  $x_e$  está determinada por la del sistema linealizado (2.6). Esto es:

- Si todos los valores propios de  $f_x$  tienen parte real negativa, el equilibrio  $x_e$  es asintóticamente estable.
- Si al menos un valor propio tiene parte real positiva, el equilibrio  $x_e$  es inestable. [5]

### 2.3.6. Tipos de puntos de equilibrio

Los puntos de equilibrio que presentan estabilidad asintótica son denominados nodos estables. Cuando todos los valores propios tienen parte real positiva el equilibrio inestable es llamado nodo inestable. Por último, si algunos valores propios tienen parte real positiva y todos los otros tienen parte real negativa, el equilibrio inestable es denominado nodo silla (saddle node).

Para un sistema de primer orden, la figura 2.5 muestra los tres tipos de puntos de equilibrio, donde las flechas indican la dirección de las trayectorias.

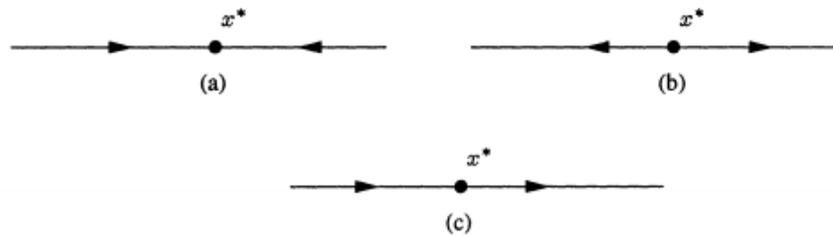


Figura 2.5: (a) Nodo estable. (b) Nodo inestable. (c) Nodo silla. [5]

### 2.3.7. Bifurcación

En la presente subsección se explicara en términos simples el concepto de bifurcación, ampliamente utilizado en los estudios de estabilidad de tensión.

La teoría de la bifurcación trata con un aspecto clave de los sistemas no lineales: la aparición de cambios repentinos en la respuesta del sistema producto de continuas variaciones en la suavidad<sup>1</sup> de las variables.

---

<sup>1</sup> Se dice que una función es suave cuando es continuamente diferenciable, en otras palabras, su derivada parcial existe en todos los puntos (no presenta quiebres).

Considérese las familias de ecuaciones diferenciales ordinarias suaves de la forma presentada en la ecuación (2.8), donde  $x$  es un vector de estado de tamaño  $n$  y  $p$  es un vector de parámetros de tamaño  $k$ .

$$\dot{x} = f(x, p) \quad (2.8)$$

Para cada valor de  $p$ , los puntos de equilibrio de (2.8) están dados por la solución de:

$$f(x_e, p) = 0 \quad (2.9)$$

Considérese un punto de equilibrio  $x^{(1)}$  correspondiendo a los valores de parámetros  $p_0$ . Asumiendo que el Jacobiano de  $f$  con respecto a  $x$  es no-singular en este punto, es decir  $\det f_x(x^{(1)}, p_0) \neq 0$ .

Por el teorema de la función implícita, existe una única función suave tal que  $x_e = g^{(1)}(p)$  con  $x^{(1)} = g^{(1)}(p_0)$ , es decir, para ciertos valores de parámetros existe una única función que asocia el valor del parámetro con un punto de equilibrio. Esto se traduce en una rama de puntos de equilibrio de (2.8) como función de  $p$ .

Ahora, supóngase que para el mismo valor de  $p_0$  existe otro punto de equilibrio  $x^{(2)}$ , es decir, una segunda solución de (2.9), para la cual el Jacobiano  $f_x(x^{(2)}, p_0)$  también es no-singular. Entonces, análogamente, se tendrá una segunda función  $x_e = g^{(2)}(p)$  con  $x^{(2)} = g^{(2)}(p_0)$  entregando otra rama de puntos de equilibrio de (2.8) como función de  $p$ .

De esta manera, el termino bifurcación se origina de la idea de diferentes ramas de puntos de equilibrio intersectándose una con otra, y por ende, “bifurcando”. En aquellos puntos de bifurcación el Jacobiano  $f_x$  es singular. Para ilustrar estos conceptos, en la figura 2.6 se muestran dos puntos de equilibrio (soluciones de (2.9) con  $p = \mu$  y  $k=1$ ) cuyas ramas de puntos de equilibrio a las cuales pertenecen se intersectan en el punto de bifurcación B.

Finalmente se puede decir que una bifurcación se produce cuando, producto de una pequeña variación en los parámetros, ocurre un cambio en cualquiera de las siguientes propiedades:

- Cantidad de puntos de equilibrio.
- Naturaleza de los puntos de equilibrio (un punto de equilibrio pasa de ser estable a inestable, o viceversa). [5]

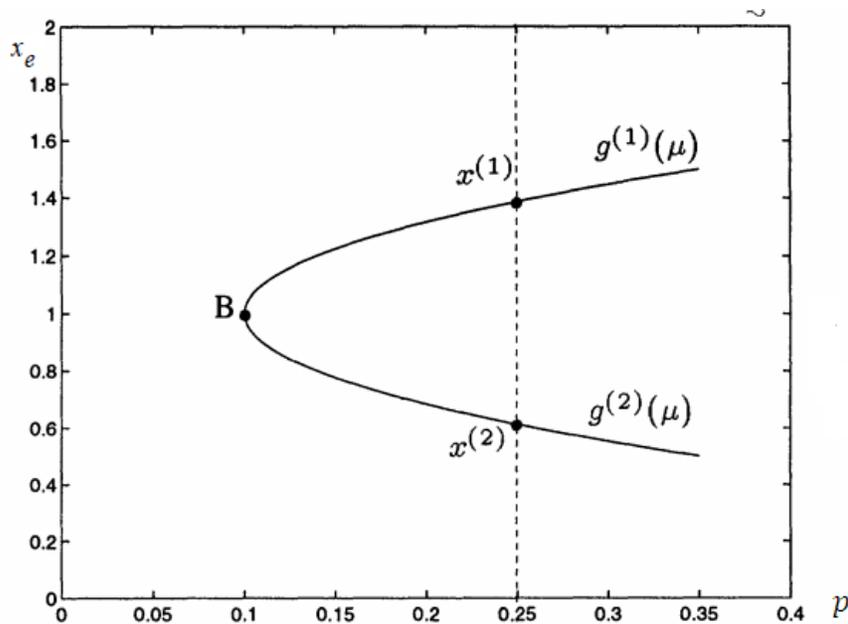


Figura 2.6: Bifurcación de puntos de equilibrio [5]

## 2.4. Métodos de análisis de estabilidad de tensión

Desde hace un par de décadas el problema de estabilidad de tensión ha sido ampliamente estudiado en la literatura internacional, lo cual se ha llevado a cabo mediante distintas formas de análisis aplicables al tema, siendo algunas de ellas el análisis mediante curvas P-V y V-Q, análisis de sensibilidad Q-V, análisis modal incluyendo valores y vectores propios, análisis con factores de participación, etc.

El análisis de la estabilidad de voltaje para un estado de sistema dado implica la evaluación de dos aspectos [7].

El primero de ellos es la proximidad a la inestabilidad de tensión. La distancia a la inestabilidad puede ser medida en términos de unidades físicas como el nivel de carga, la potencia activa fluyendo a través de una zona del sistema eléctrico operando en su límite de sobrecarga o la reserva de potencia reactiva. La medida más apropiada para cada situación depende del sistema en particular y del uso que se le pretende dar al margen de estabilidad; por ejemplo, decisiones de planificación (predictivas) o de operación (correctivas).

Otro aspecto a considerar es el mecanismo que lleva a una inestabilidad de voltaje. Esto se refiere a saber cómo y porque ocurrió el problema, que factores claves contribuyeron al mismo,

cuáles son las zonas del sistema con mayor posibilidad de verse afectadas y cuales mediciones son las más adecuadas para mejorar la estabilidad de la tensión.

A continuación se explicarán las principales ecuaciones que influyen en la dinámica de la estabilidad de tensión de un sistema. También se verán las principales diferencias entre el estudio estático y dinámico del problema. Luego, se presentarán en forma breve los métodos más empleados para el análisis de la estabilidad de tensión.

### 2.4.1. Dinámica de un sistema para estudio de estabilidad

Comúnmente, al estudiar estabilidad de tensión, la dinámica del sistema consiste en una combinación de una parte continua con una discreta, teniendo la forma diferencial-algebraica que se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\dot{x} = f(x, y, z_d(k), z_c) \quad (2.10)$$

$$0 = g(x, y, z_d(k), z_c) \quad (2.11)$$

$$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_d(k), z_c) \quad (2.12)$$

$$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_d(k), z_c) \quad (2.13)$$

Cada ecuación se caracteriza de la siguiente forma:

- (2.10) se relaciona con la dinámica de corto plazo de elementos como generadores, AVR's, PSS's, entre otros. Esta dinámica dura varios segundos después de una perturbación.
- (2.11) son las ecuaciones de la red.
- (2.12) se refiere a la dinámica de largo plazo del sistema discreto (OXL, OLTC). La dinámica de largo plazo gobierna el sistema una vez terminado el periodo transitorio.
- (2.13) corresponde a la dinámica de largo plazo del sistema continuo. Esta se refiere principalmente a ciertos modelos de carga.

A continuación se describen las variables involucradas en las ecuaciones anteriores:

- $x$  corresponde al vector de estado para la dinámica de corto plazo. Comprende variables como voltaje de campo y el ángulo, la velocidad angular y los flujos enlazados del rotor del generador.
- $y$  es el vector de variables algebraicas el cual comúnmente corresponde a los voltajes de barra.
- $z_d$  es el vector de estado de variables discretas para la dinámica de largo plazo del sistema, es decir, involucra variables como el tap del OLTC y las variables de estado del OXL.
- $z_c$  se refiere al vector de estado continuo de largo plazo. [5], [6]

## 2.4.2. Análisis estático y dinámico

### 2.4.2.1. Análisis estático

Los métodos estáticos pueden analizar muchos aspectos del problema de estabilidad debido a que la dinámica del sistema influenciando la estabilidad de tensión es usualmente lenta (OXL, OLTC).

El análisis estático evalúa la viabilidad del punto de equilibrio examinando un amplio rango de condiciones del sistema y, si es debidamente empleado, puede proveer muchas perspectivas sobre la naturaleza del problema e identificar los factores más influyentes. No obstante, tienen limitaciones; por ejemplo, no dan cuenta de los controles post-contingencia que dependen de la evolución del sistema en el tiempo.

Básicamente, los métodos estáticos se enfocan en la existencia de un equilibrio de largo plazo. Para ello, dependen de un conjunto de ecuaciones algebraicas derivadas de las condiciones de equilibrio del modelo dinámico (ecuaciones (2.10) a (2.13)). Este conjunto se muestra en su forma compacta en (2.14), donde  $u$  es un vector de variables de estado y  $p$  es un vector de parámetros. [6]

$$\varphi(u, p) = 0 \quad (2.14)$$

### 2.4.2.2. Análisis dinámico

Las simulaciones en el dominio del tiempo, con una modelación apropiada, permiten una mejor interpretación de los resultados puesto que captan la cronología de eventos conduciendo a la inestabilidad. El análisis dinámico es útil para un estudio detallado de situaciones específicas de colapso de tensión, coordinación de protecciones y controles, y evaluación de medidas correctivas. Además, las simulaciones dinámicas examinan si el punto de equilibrio es estable.

A pesar de todas sus ventajas, el análisis dinámico posee ciertos inconvenientes como el hecho de que es computacionalmente más demandante que el análisis estático y que no provee rápidamente de información de sensibilidad ni del grado de estabilidad. [6]

### 2.4.3. Análisis con curvas PV y curvas VQ

Las formas más lentas de inestabilidad de voltaje a menudo son analizadas como problemas de régimen estacionario, para lo cual la simulación de flujos de potencia es el principal método de estudio. Aparte de estos flujos de potencia post-perturbación, otros dos métodos basados en flujo

de potencia ampliamente utilizados son las curvas PV y curvas VQ. Ambos métodos determinan límites de cargabilidad.

La curva PV (respectivamente VQ) expresa la relación entre la potencia activa (respectivamente reactiva) fluyendo a través de una barra dada y el voltaje en esa barra.

De estos dos métodos, el correspondiente a las curvas P-V es el más adecuado para un análisis conceptual de estabilidad de voltaje y para estudio de sistemas radiales. No obstante, el método es también aplicable a grandes redes enmalladas, donde P corresponde a la potencia de carga total en un área y V es el voltaje en una barra crítica o representativa del sistema.

Por su parte, las curvas VQ entregan el margen de potencia reactiva (ver sección 2.6) que existe en una barra dada, por lo que son útiles para hallar la compensación necesaria para obtener un punto de operación determinado. Sin embargo, como se varía la potencia reactiva en una sola barra, el sistema es llevado a la inestabilidad de una manera artificial, distinta a la impuesta por una transferencia real de potencia.

#### 2.4.4. Análisis de sensibilidad VQ

Como ya es conocido, el método de Newton-Raphson relaciona la variación en la potencia activa y reactiva ( $\Delta P$  y  $\Delta Q$  respectivamente) con la variación del ángulo y del voltaje en una barra o conjunto de barras dado ( $\Delta \theta$  y  $\Delta V$ ) respectivamente, mediante la matriz Jacobiana. Esta relación se muestra en (2.16).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Se considera P constante para cada punto de operación y se evalúa la estabilidad de voltaje tomando en cuenta solo la relación entre Q y V (puesto que Q no se ve mayormente afectado por  $\theta$ ). A pesar de que la variación de P es despreciada, los efectos de cambios en el nivel de transferencia de potencia del sistema son considerados cuando se estudia la relación de cambio entre Q y V bajo diferentes condiciones de operación. En base a esto,  $\Delta P = 0$  y la ecuación (2.16) se transforma a la (2.17) donde  $J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]$  es la matriz Jacobiana reducida.

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.17)$$

La ecuación (2.17) se puede reescribir de la forma (2.18) donde  $J_R^{-1}$  se llama Jacobiano reducido VQ y su  $i$ -ésimo elemento de la diagonal corresponde a la sensibilidad VQ en la barra  $i$ .

La sensibilidad VQ de una barra representa la pendiente de la curva VQ en un punto de operación dado. Un valor positivo de sensibilidad VQ indica operación estable y mientras más chico es este valor, más estable es el sistema. Contrariamente, una sensibilidad negativa es un indicador de un estado de operación inestable, el cual se vuelve más inestable mientras más se reduce su magnitud.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.18)$$

Sin embargo, debido a la naturaleza no lineal de las relaciones VQ, las magnitudes de las sensibilidades para distintas condiciones del sistema no proveen una medida directa del grado relativo de estabilidad. [7]

### 2.4.5. Análisis modal (valores y vectores propios)

Las características de la estabilidad de tensión pueden ser identificadas a través del cálculo de los valores y vectores propios de la matriz Jacobiana reducida  $J_R$  definida por (2.17). Sea la expresión (2.19) donde  $\xi$  es el vector propio derecho de  $J_R$ ,  $\eta$  es el vector propio izquierdo de  $J_R$  y  $\Lambda$  es la matriz diagonal de valores propios de  $J_R$ .

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2.19)$$

Invirtiendo (2.19) y reemplazando en (2.18) se llega a (2.20) donde  $\xi_i$  es la  $i$ -ésima columna del vector propio derecho de  $J_R$  y  $\eta_i$  es la  $i$ -ésima columna del vector propio izquierdo de  $J_R$ . Cada valor propio  $\lambda_i$  y su correspondiente columna  $\xi_i$  y  $\eta_i$  definen el  $i$ -ésimo modo de la respuesta QV.

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.20)$$

Dado que  $\xi^{-1} = \eta$  la ecuación (2.20) puede ser escrita de la forma presentada en (2.21) donde  $v = \eta \Delta V$  y  $q = \eta \Delta Q$  es el vector de variaciones de tensión modal y potencia reactiva modal respectivamente.

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \Rightarrow v = \Lambda^{-1} q \quad (2.21)$$

Entonces, para el  $i$ -ésimo modo se tiene (2.22). Si  $\lambda_i > 0$ , las variaciones de voltaje modal y potencia reactiva modal ( $v_i$  y  $q_i$ ) van en la misma dirección, señalando que la tensión del sistema es estable. En caso contrario, si  $\lambda_i < 0$ , se tendrá que  $v_i$  y  $q_i$  van en direcciones opuestas, indicando que el sistema es inestable en voltaje.

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.22)$$

## 2.5. Curvas PV

### 2.5.1. Algunas características

Considérese la red simplificada de la figura 2.7. La potencia absorbida por la carga es la siguiente:

$$S = VI^* = V \frac{E^* - V^*}{-jX} = \frac{j}{X} (VE \cos(\theta - \delta) + jVE \sin(\theta - \delta) - V^2)$$

Descomponiendo en potencia activa y reactiva se obtiene respectivamente:

$$P = \frac{EV}{X} \sin(\delta - \theta) \quad (2.23a)$$

$$Q = \frac{EV}{X} \cos(\delta - \theta) - \frac{V^2}{X} \quad (2.23b)$$

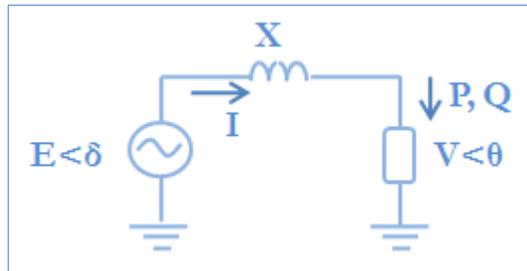


Figura 2.7: Red simple para estudio de curva PV

Si ahora se eliminan los ángulos de las últimas ecuaciones resulta:

$$V^4 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.24)$$

Entonces, las soluciones de la ecuación (2.24) están dadas por:

$$V^2 = \frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - E^2XQ - X^2P^2} \quad (2.25)$$

De esta forma, las curvas PV corresponden a las soluciones (2.25) graficadas en un plano V/E en función de \$PX/E^2\$, asumiendo  $\tan\Phi = Q/P$  constante, tal como se muestra en la figura 2.8. La parte superior (respectivamente inferior) de la curva representa las soluciones positivas (resp negativas) de (2.25). Estas curvas también se suelen parametrizar en función del factor de potencia.

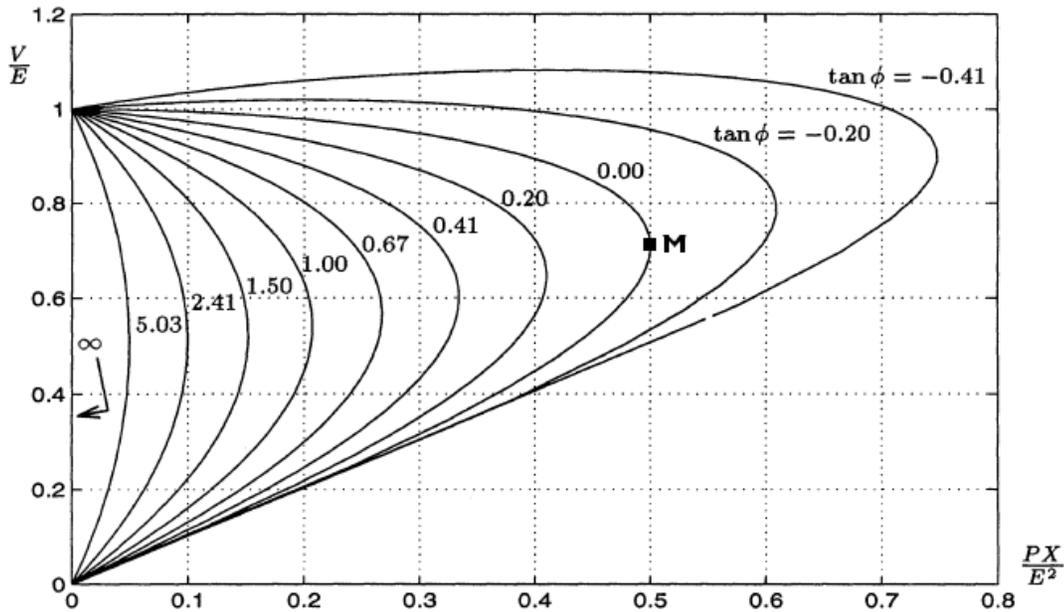


Figura 2.8: Curvas PV para distintos  $\tan \phi$  [5]

Las siguientes observaciones se pueden hacer a partir de la figura 2.8:

1. Toda curva PV posee una máxima potencia transferible (punto M en el caso de la curva con  $\tan \phi = 0$ ) la cual aumenta al inyectar reactivos en el extremo receptor, es decir, al tener un factor de potencia más capacitivo (o menos inductivo).
2. Existen dos grupos de puntos de operación cuyo límite es la máxima potencia transferible. Uno con alto voltaje y baja corriente que corresponde a la condición “normal” de operación, y otro con bajo voltaje y alta corriente correspondiente a una situación inestable en la práctica y que puede llevar al colapso de tensión.
3. Cuando la carga es más compensada, disminuye su demanda de reactivos produciendo que el  $\tan \phi$  disminuya (o el factor de potencia aumente), y por ende, que la máxima potencia crezca. No obstante, el voltaje al cual se obtiene esta máxima potencia también aumenta, lo cual es peligroso en el sentido en que este voltaje puede acercarse a los valores normales de operación.
4. Para cargas sobre-compensadas ( $\tan \phi < 0$  o  $\cos \phi < 1$  capacitivo) existe un tramo de la parte superior de la curva PV a lo largo de la cual el voltaje crece con la potencia. Esto se explica porque para valores pequeños de P, la potencia reactiva Q producida por la carga ocasiona una elevación de voltaje que es de mayor fuerza que la caída que produce el aumento de P. [5]

## 2.5.2. Curva PV de red y de carga

Se llamará característica de carga a la expresión de la potencia activa y reactiva de carga en función del voltaje  $V$  y del factor de demanda de carga  $z$ . Considerando, por ejemplo, el ampliamente utilizado modelo de carga exponencial se tendrán las características de carga (2.26a) y (2.26b) donde  $P_0$  y  $Q_0$  son las potencias consumidas para  $z=1$  y  $V$  igual al voltaje de referencia  $V_0$ .

$$P(V, z) = zP_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^\alpha \quad (2.26a)$$

$$Q(V, z) = zQ_0\left(\frac{V}{V_0}\right)^\beta \quad (2.26b)$$

De esta forma, la ecuación (2.26a) graficada en el plano P-V se denomina característica o curva PV de carga, en contraste a la curva PV de red presentada en la figura 2.8. Asimismo, cuando el sistema se encuentra en su voltaje de referencia se tiene que  $P(V, z) = zP_0$  corresponde a la característica de equilibrio de carga o característica de régimen estacionario.

## 2.5.3. Punto de colapso o de máxima cargabilidad

En la figura 2.9a se muestra una curva PV de red junto a varias características de equilibrio de carga del tipo P constante ( $\alpha = \beta = 0$ ) para distintos valores de demanda  $z$ . De la misma forma, una curva PV junto a distintas curvas PV de carga del tipo Z constante ( $\alpha = \beta = 2$ ) son ilustradas en la figura 2.9b.

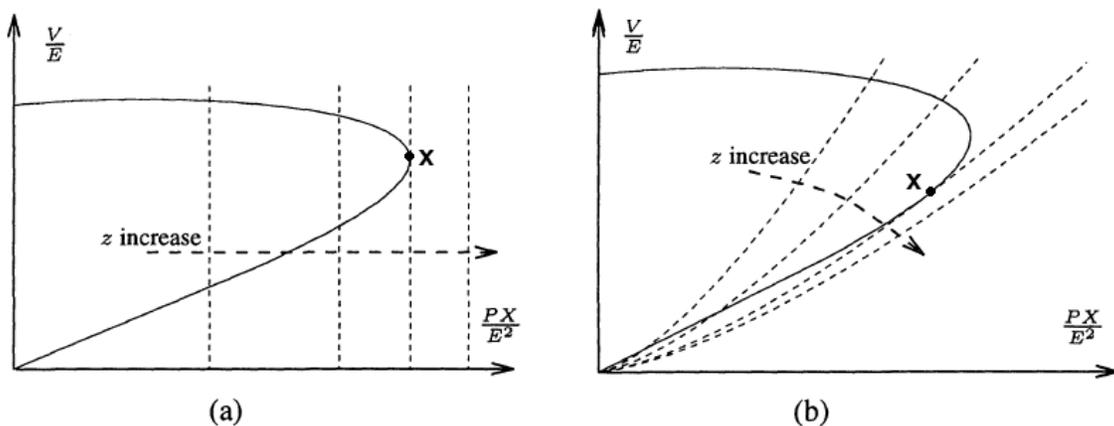


Figura 2.9: Curvas PV de red y de carga y Máximo punto de cargabilidad [5]

En ambas figuras es posible notar la existencia de un punto X donde las curvas de carga son tangentes a la curva PV de red, el cual corresponde al límite de cargabilidad o punto de máxima cargabilidad del sistema (MLP del inglés “Maximum Loadability Point”) para aquella curva de carga.

El límite de cargabilidad es, de hecho, un límite de estabilidad, debido a que cualquier intento de aumentar la carga (admitancia de carga) o recuperar el voltaje (a través de un control automático o de la misma dinámica de carga inherente) por sobre este límite resulta en la pérdida de estabilidad y en la posibilidad de un colapso de tensión. Debido a esto, el punto de máxima cargabilidad también se conoce como punto de colapso de tensión.

En la figura 2.9a el límite de cargabilidad coincide con la máxima transferencia de carga puesto que la carga se restablece a una potencia constante. Sin embargo, esto no sucede siempre como se puede ver en la figura 2.9b, y es más, hay veces en que la característica PV de carga no intersecta a la curva PV. [5]

## 2.6. Curvas VQ

La curva VQ entrega la relación entre la compensación reactiva  $Q_c$  en una barra dada y el voltaje en esa barra. Esta curva puede ser determinada conectando un generador ficticio que no produce potencia activa, es decir, un condensador síncrono; y registrando la potencia reactiva  $Q_c$  producida a medida que el voltaje V de la barra es variado.

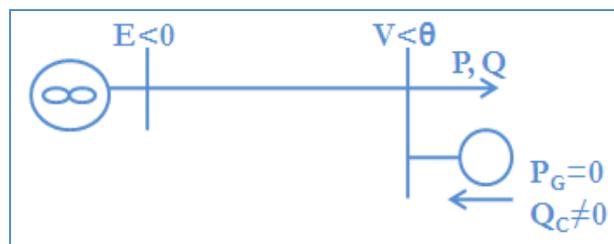


Figura 2.10: Red simple para estudio de curva VQ

De forma análoga al cálculo realizado para obtener la curva PV, se obtienen las siguientes relaciones:

$$P = -\frac{EV}{X} \sin(\theta) \quad (2.27a)$$

$$Q - Q_c = \frac{EV}{X} \cos(\theta) - \frac{V^2}{X} \quad (2.27b)$$

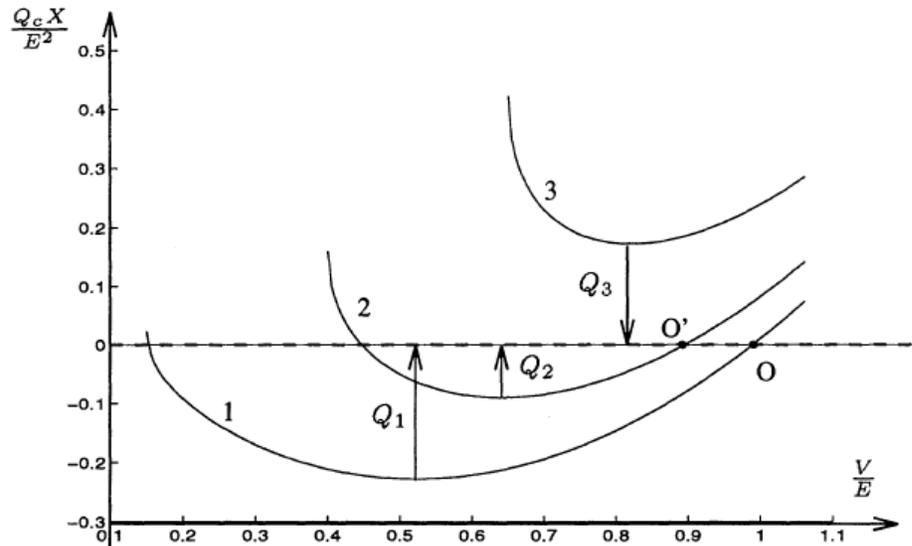


Figura 2.11: Curvas VQ para distintos niveles de carga [5]

Es importante destacar que la curva VQ es una característica de la red y de la carga. La curva apunta a caracterizar la operación en régimen estacionario del sistema, por lo que la carga debe ser representada a través de su característica de régimen estacionario.

Para cada valor de  $V$ , primero se obtiene  $\theta$  de (2.27a) y luego  $Q_c$  es calculada a partir de (2.27b). Así, se obtienen curvas VQ como las que se muestran en la figura 2.11. Ahora, se pueden mencionar las siguientes propiedades:

- Los puntos ubicados sobre el eje horizontal corresponden a la “máquina ficticia” entregando reactivos, en caso contrario los absorben. Por lo mismo, mientras más arriba se ubique la curva, mayor será la carga del sistema. En particular, la curva 3 corresponde a una situación donde el sistema no puede operar sin inyectar reactivos, situación que puede resultar de graves perturbaciones (por ejemplo, el aumento de  $X$  producto de la salida de un circuito de la línea).
- Los dos puntos de intersección de cada curva con el eje horizontal corresponden a puntos de no compensación, donde el punto con mayor voltaje se refiere a la condición normal de operación (puntos  $O$  y  $O'$ ). [5]
- La característica de la compensación (condensador shunt, SVC o condensador síncrono) también se puede trazar en el plano  $V$ - $Q$ , y su intersección con la curva VQ es el punto de operación. En particular, para un tipo de compensación dado, el punto donde la característica de la compensación es tangente a la curva VQ corresponde a la mínima compensación necesaria para obtener un punto de operación.
- El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR desde un punto de operación hasta el extremo inferior de la curva o hasta el punto donde la característica de la compensación

es tangente a la curva VQ. Por ejemplo,  $Q_1$  (respectivamente  $Q_2$ ) es el margen de reactivos para el punto O (respectivamente O').

- La pendiente de la curva señala la “rigidez” de la barra: mientras menor es la pendiente, menor es la cantidad de reactivos que se debe compensar para variar el voltaje de la barra a un valor dado. [8]

## **2.7. Planificación de la expansión del sistema eléctrico**

La planificación de la expansión de los sistemas eléctricos es el proceso mediante el cual se determina que instalaciones se deben proporcionar para satisfacer una demanda futura de energía eléctrica, buscando optimizar las nuevas instalaciones de centrales de generación y líneas de transmisión, bajo ciertas condiciones técnicas, económicas y políticas. En particular, se busca que el costo de inversión así como el daño ambiental sea el mínimo, respetando los niveles de seguridad y confiabilidad del sistema. [13]

### **2.7.1. Planificación de la expansión en generación y transmisión**

El indiscutible crecimiento de la demanda de energía eléctrica en todo sistema de potencia es una consecuencia de diversos factores, sociales, económicos, ambientales, tecnológicos, etc.

Este crecimiento afecta directamente la operación segura de los sistemas, de tal manera que si no existen equipos e instalaciones con suficiente capacidad para atender la demanda, se pueden producir problemas de estabilidad de tensión. Es por esta razón que los componentes del sistema eléctrico deben estar en continuo cambio y desarrollo.

Planificar los sistemas eléctricos de potencia implica adelantarse a estos cambios; las etapas de mayor importancia en este sentido, son la generación y la transmisión. Es lógico pensar que un escenario de expansión en la generación es lo primero que se define, puesto que se necesita suplir el excedente de energía demandada. Entonces si la generación se expande mediante la construcción de nuevas plantas generadoras o mediante la repotenciación de las ya existentes, el siguiente paso es analizar la expansión de los sistemas que transportarán esa energía. [14]

La planificación de la expansión en transmisión de un sistema eléctrico tiene un resultado único y general, es decir, existen múltiples alternativas o escenarios de expansión, por lo que la decisión final de expansión dependerá de los diferentes análisis que cada empresa realice. Estos estudios de planificación buscan determinar cuándo, dónde y cuánto se deben reforzar las líneas

eléctricas con el objetivo de abastecer los crecimientos de demanda cumpliendo las restricciones técnicas y al menor costo posible. En ese sentido, una correcta localización y cuantificación de la compensación reactiva permitirá una operación más segura y confiable del sistema eléctrico.

### **2.7.2. Expansión del sistema de transmisión troncal chileno**

Cada cuatro años, una empresa consultora realiza el Estudio de Transmisión Troncal (ETT), cuyo objetivo principal es definir las tarifas por uso del sistema de transmisión troncal. No obstante, este informe también se propone el estudio de las obras de expansión del sistema troncal para el SIC y el SING, mediante el análisis de las instalaciones existentes que requieren modernización y las obras propuestas por las empresas. Como resultado se obtienen las obras de transmisión, nuevas y de ampliación, recomendadas para iniciar su construcción durante los cuatro años siguientes. Por ejemplo, el último ETT correspondiente al año 2010 estableció el plan de obras recomendado para el periodo 2011-2014.

En base al ETT, la CNE determina el plan de expansión troncal referencial para los cuatro años siguientes, considerando la proyección de la demanda y escenarios de inversión en generación.

A continuación se presentan las etapas del proceso de expansión del sistema troncal que comienza en Abril de cada año (a modo de ejemplo se presentan los plazos para el proceso correspondiente al periodo 2011-2012) [15]:

1. Empresas envían propuestas de expansión (Abril 2011).
2. Plan de expansión es revisado por el CDEC anualmente, teniendo en cuenta el desarrollo efectivo de la generación y la demanda y las obras propuestas por los agentes. Una vez terminado, el CDEC entrega el informe de revisión del ETT a la CNE (Plazo: Mayo - Octubre 2011).
3. La CNE publica el plan de expansión para los doce meses siguientes (Diciembre 2011). Se consideran la intervención del Panel de Expertos en caso de discrepancias, para publicar finalmente el informe definitivo de plan de expansión troncal 2011-2012 (Febrero 2012).
4. El Ministerio de Economía promulga el decreto de expansión troncal definitivo 2011-2012 (Abril 2012).
5. Se lleva a cabo el proceso de licitación y adjudicación de obras troncales (Abril – Octubre 2012).
6. Inicio de la construcción de las obras de expansión (Octubre 2012).

## 2.8. Norma técnica de seguridad y calidad de servicio

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (en adelante, NTSyCS) [9] define las exigencias mínimas o estándares de seguridad de servicio de los sistemas interconectados (SIC y SING) para todas las condiciones de operación.

Para ello, se definen ciertos estados del sistema y para cada uno de ellos se establecen límites de magnitud y exigencias de recuperación dinámica que se deben cumplir, tanto en tensión como en frecuencia, los cuales se presentan a continuación.

### 2.8.1. Estándares para Estado Normal

El Estado Normal es un estado del sistema en que se deben satisfacer simultáneamente varias condiciones<sup>2</sup>. Para lo cual el Centro de Despacho y Control (CDC) del CDEC y los centros de control de las empresas eléctricas, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema interconectado (SI) esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

### 2.8.2. Estándares para Estado de Alerta

El Estado de Alerta se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el sistema previamente en Estado Normal y bajo ciertas condiciones mencionadas en la norma. Entonces, en Estado de Alerta, el CDC del CDEC y los centros de control de las empresas eléctricas deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,96 y 1,04 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].

---

<sup>2</sup> La norma establece claramente estas condiciones por lo que se piensa que es redundante enumerarlas en el presente trabajo, y solo se hará referencia a los límites de tensión, los cuales serán considerados en el estudio. Lo mismo se aplica a las condiciones adicionales que deben cumplir los demás estados.

c) 0,91 y 1,09 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

### **2.8.3. Estándares para Estado de Emergencia**

El Estado de Emergencia se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el sistema previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta y bajo ciertas condiciones mencionadas en la norma. De esta manera, el sistema deberá operar en Estado de Emergencia, con uno o más elementos del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva indisponibles, para lo cual el CDC del CDEC y los centros de control de las empresas eléctricas, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].

b) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].

c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida, se deberán cumplir ciertas exigencias y además, el CDC podrá ordenar la operación, conexión y/o desconexión de distintos componentes del sistema.

### **2.8.4. Estándares de recuperación dinámica**

Por último, existen varias exigencias para el comportamiento dinámico de la tensión, las cuales se resumen a continuación. Encontrándose en Estado Normal, al ocurrir una contingencia, se debe cumplir lo siguiente:

- La tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 pu luego de 10 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión.
- La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 pu, por un tiempo superior a 1 segundo.
- La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10$  % en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

# Capítulo 3 Un caso de estudio

## 3.1. Introducción

El presente capítulo tiene como objetivo presentar los resultados obtenidos de reproducir el estudio efectuado por el señor T. Van Cutsem en su paper “Voltage Collapse Mechanism: A Case Study” [1], con el trasfondo de conocer de manera práctica la dinámica involucrada en la estabilidad de tensión. Para ello, se modeló y simuló en SIMULINK un sistema eléctrico con el fin de analizar el problema de estabilidad de tensión de los distintos escenarios propuestos en el mismo documento.

El sistema en cuestión es pequeño, sin embargo, está formado por elementos que influyen fuertemente en la evolución dinámica del sistema, tales como transformadores con cambiador de tap bajo carga, generadores con limitador de sobreexcitación de campo y cargas dependientes del voltaje.

De esta forma, la realización de este caso de estudio se considera un acercamiento práctico a la dinámica del problema de estabilidad de tensión, lo cual permite un mayor entendimiento del tema.

## 3.2. Estructura del análisis

### 3.2.1. Dinámica general del sistema

La red estudiada consiste en una combinación de un sistema continuo con uno discreto, teniendo la forma diferencial-algebraica que se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\dot{x} = f(x, y, z_d(k), z_c) \quad (3.1)$$

$$0 = g(x, y, z_d(k), z_c) \quad (3.2)$$

$$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_d(k), z_c) \quad (3.3)$$

$$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_d(k), z_c) \quad (3.4)$$

Cada ecuación se caracteriza de la siguiente forma:

- (3.1) se relaciona con la dinámica de corto plazo del generador y su AVR, la cual dura varios segundos después de una perturbación.
- (3.2) son las ecuaciones de la red. Aquí, asumiendo una aproximación cuasi-sinusoidal (o fasorial) de la dinámica del sistema se obtiene la ecuación que relaciona las corrientes inyectadas en la red, el voltaje en cada barra y la matriz de admitancia  $Y$  de la red:

$$0 = I(x, V, z_d(k), z_c) - YV \quad (3.5)$$

- (3.3) se refiere a la dinámica de largo plazo del sistema discreto (OXL y OLTC). La dinámica de largo plazo gobierna el sistema una vez terminado el periodo transitorio.
- (3.4) corresponde a la dinámica de largo plazo del sistema continuo, es decir, la carga (modelada como se explica más adelante).

A continuación se describen las variables involucradas en las ecuaciones anteriores:

- $x$  corresponde al vector de estado para la dinámica de corto plazo. Comprende el voltaje de campo y el ángulo, la velocidad angular y los flujos enlazados del rotor.
- $y$  es el vector de variables algebraicas el cual contiene los voltajes de barra.
- $z_d$  es el vector de estado de variables discretas para la dinámica de largo plazo del sistema, es decir, involucra al tap del OLTC y a las variables de estado del OXL.
- $z_c$  se refiere al vector de estado continuo de largo plazo: conductancia y susceptancia equivalente de carga (posteriormente definidas).[5], [6]

Una propiedad importante del sistema mixto es el desacoplamiento en el tiempo que resulta del retraso inicial y de la lentitud relativa del sistema de control discreto respecto a su contraparte en tiempo continuo [1]. Esto explica porque el sistema continuo puede mantenerse estable a pesar de que el sistema discreto no lo es, tal como se verá más adelante.

### 3.2.2. Estabilidad del sistema continuo

Asúmase que el sistema continuo está posicionado en uno de sus puntos de equilibrio estable. Entonces, en un momento dado, una perturbación o un cambio de una variable discreta cambia la “configuración” del sistema dando origen a alguno de los siguientes escenarios:

1. No existe punto de equilibrio para la nueva configuración, esto es, el sistema ha experimentado una bifurcación estática.
2. El punto de equilibrio se vuelve inestable: ha ocurrido una bifurcación dinámica.
3. Existe un nuevo punto de equilibrio estable pero el sistema no es capaz de alcanzarlo, lo que se traduce en una inestabilidad transitoria.
4. El sistema tiende a un nuevo equilibrio, hasta que nuevos cambios ocurran.

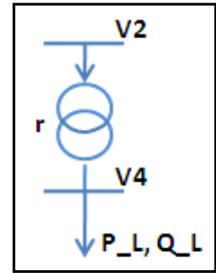
Cualquiera de los 3 primeros escenarios lleva a una inestabilidad dinámica, usualmente caracterizada por un monótono decaimiento de las tensiones. [1]

### 3.2.3. Estabilidad del sistema discreto

El transformador con OLTC controla su tap de la siguiente forma:

$$r(k+1) = \begin{cases} r(k) + \Delta r & \text{si } V_4 > V_4^0 + \varepsilon \\ r(k) & \text{si } |V_4 - V_4^0| < \varepsilon \\ r(k) - \Delta r & \text{si } V_4 < V_4^0 - \varepsilon \end{cases} \quad (3.6)$$

Con  $r_{min} \leq r(k+1) \leq r_{max}$



Asúmase ahora que el sistema continuo es llevado desde un punto de equilibrio a otro por su contraparte discreta (escenario 4 de la sección anterior). Entonces, el sistema discreto está en equilibrio si se cumplen las siguientes condiciones:

1.  $|V_4 - V_4^0| < \varepsilon$  para los OLTCs dentro de sus límites.
2. Para los OLTC posicionados en el límite inferior  $r_{min}$  (respectivamente superior  $r_{max}$ ), la reducción (resp. aumento) del límite se traduce en el decaimiento de la desviación  $|V_4 - V_4^0|$ , es decir,  $V_4$  se acerca su valor de control. Notar que con reducción del tap (resp. aumento) del límite se refiere a la posibilidad de seguir disminuyéndolo (resp. aumentando).

Luego, este punto de equilibrio es asintóticamente estable si, seguido de una pequeña perturbación, el sistema vuelve (cerca) al punto en una cantidad finita de pasos. Por extensión, si esto se mantiene, se dice que el sistema discreto es estable.

La estabilidad puede ser además juzgada en términos del voltaje secundario  $V_4$ . Debido a la lógica de (3.6) y dado que  $V_4(k+1) - V_4(k) \approx \frac{\Delta V_4(k)}{\Delta r(k)} \Delta r$ , un sistema discreto estable necesariamente satisface (3.7) para todos los pasos después de cierto paso k.

$$\frac{\Delta V_4(k)}{\Delta r(k)} < 0 \quad (3.7)$$

Notar que  $\frac{\Delta V_4(k)}{\Delta r(k)}$  es la sensibilidad de  $V_4$  con respecto a  $r$  en régimen permanente, es decir, asumiendo que el sistema en tiempo continuo ha regresado al equilibrio luego de ser perturbado por  $\Delta r$ . Una variación de signo en la sensibilidad esta dictado por un cambio en el punto de equilibrio de la parte continua del sistema, lo cual, como se verá más adelante, está relacionado con el acercamiento al límite de cargabilidad. [1]

### 3.3. Red en estudio: vista general al modelo

#### 3.3.1. Resumen

La Figura 3.1 muestra el diagrama unilíneal del sistema en estudio. La potencia que requiere la carga (barra 4) procede en su mayor parte de la barra infinita, mientras que una pequeña porción es abastecida localmente por el generador. La transmisión de potencia se realiza a través de dos líneas de 400kV. El voltaje de la carga es controlado mediante el OLTC del transformador, mientras que la potencia reactiva requerida puede ser compensada por el banco de condensadores instalado en la barra 2.

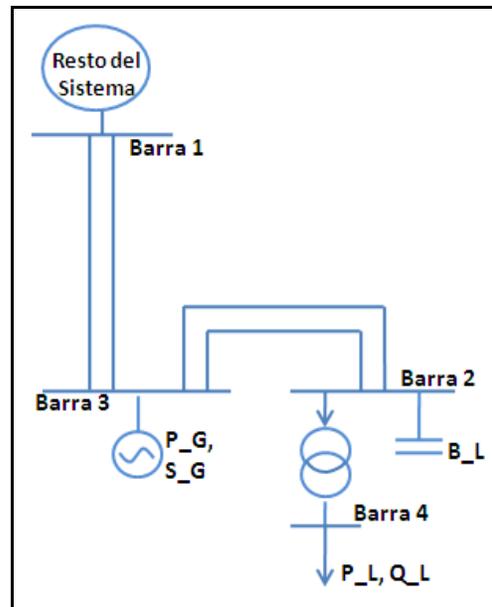


Figura 3.1: Sistema en estudio

El generador está equipado con un AVR (Automatic Voltage Regulator), el cual se encarga de mantener el voltaje en la barra 3 lo más constante posible mediante el control de la tensión de excitación (la mantiene dentro de ciertos límites). El AVR a su vez posee un limitador de campo (OXL) que previene un sobrecalentamiento excesivo del rotor.

En la tabla 3.1 se muestran los distintos puntos de operación necesarios para realizar el flujo de carga. Se entregan varios puntos operación, así como la susceptancia equivalente B\_L del banco de condensadores y la potencia aparente nominal S\_G del generador.

Variable	Caso 1	Casos 2 y 3	Caso 4
V_1	1,08	1,08	1,08
V_3	1,01	1,01	1,01
V_4	1	1	1
P_G	0,3	0,6	0,6
P_L	2	3	2,7
Q_L	1	1,5	1,35
S_G	0,5	1	1
B_L	0,7	1,2	1,2

Tabla 3.1: Puntos de operación para cada caso. En pu base 500MVA.

### 3.3.2. Modelación general de la red

La modelación de la red estudiada se efectuó en SIMULINK. Para el manejo de la red se empleó la metodología exhibida en [2], [4], la cual se explica a continuación.

Como ya se mencionó, para resolver las ecuaciones algebraicas de la red se empleó la aproximación cuasi-sinusoidal dada por (3.5), con lo cual se tiene lo siguiente:

$$I = (G + jB)V \Rightarrow (i_x + ji_y) = (G + jB)(v_x + jv_y)$$

$$\begin{bmatrix} i_x \\ i_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_x \\ v_y \end{bmatrix}$$

$$I = YV \tag{3.8}$$

La ecuación (3.8) presenta restricciones algebraicas no lineales que ralentizan la ejecución de SIMULINK. Esto puede ser solucionado si la corriente depende linealmente de los voltajes:

$$\begin{bmatrix} i_x(x, V, z) \\ i_y(x, V, z) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{xx} & A_{xy} \\ A_{yx} & A_{yy} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_x \\ v_y \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \psi_x(x, z) \\ \psi_y(x, z) \end{bmatrix}$$

$$I = AV + \Psi \tag{3.9}$$

En (3.9) se puede observar que I depende linealmente de V según A; mientras que el vector de factores no lineales de la corriente ( $\Psi$ ) es independiente de V. A partir de (3.8) y (3.9) se obtiene:

$$V = (Y - A(x))^{-1} \Psi(x, z) \tag{3.10}$$

Por otro lado, los distintos componentes del sistema se pueden modelar como una conductancia y una susceptancia equivalente en serie, las cuales se denotaran por  $G_{eq}$  y  $B_{eq}$  respectivamente. Además, en [4] se muestra que al derivar (3.9) para estos componentes se obtiene que:

$$\begin{bmatrix} A_{xx} & A_{xy} \\ A_{yx} & A_{yy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -G_{eq} & B_{eq} \\ -B_{eq} & -G_{eq} \end{bmatrix}$$

$$A(x) = -Y_{eq}$$

Entonces, se puede ver que restar  $A(x)$  en (3.10) es equivalente a sumar  $Y_{eq}$ , o análogamente, sumar  $G_{eq} + jB_{eq}$ . Con esto, la ecuación base de la red será (3.10) y la forma de proceder para obtener el vector de voltajes de barra  $V$  es sumar  $G_{eq} + jB_{eq}$  (de cada componente) a la matriz de admitancia nodal  $Y$ , invertir el resultado y multiplicarlo por el vector  $\Psi$  (de cada componente también). Estos cálculos fueron integrados a una s-function<sup>3</sup> llamada net0, la cual se muestra en la vista de alto-nivel del modelo (ver figura 3.2).

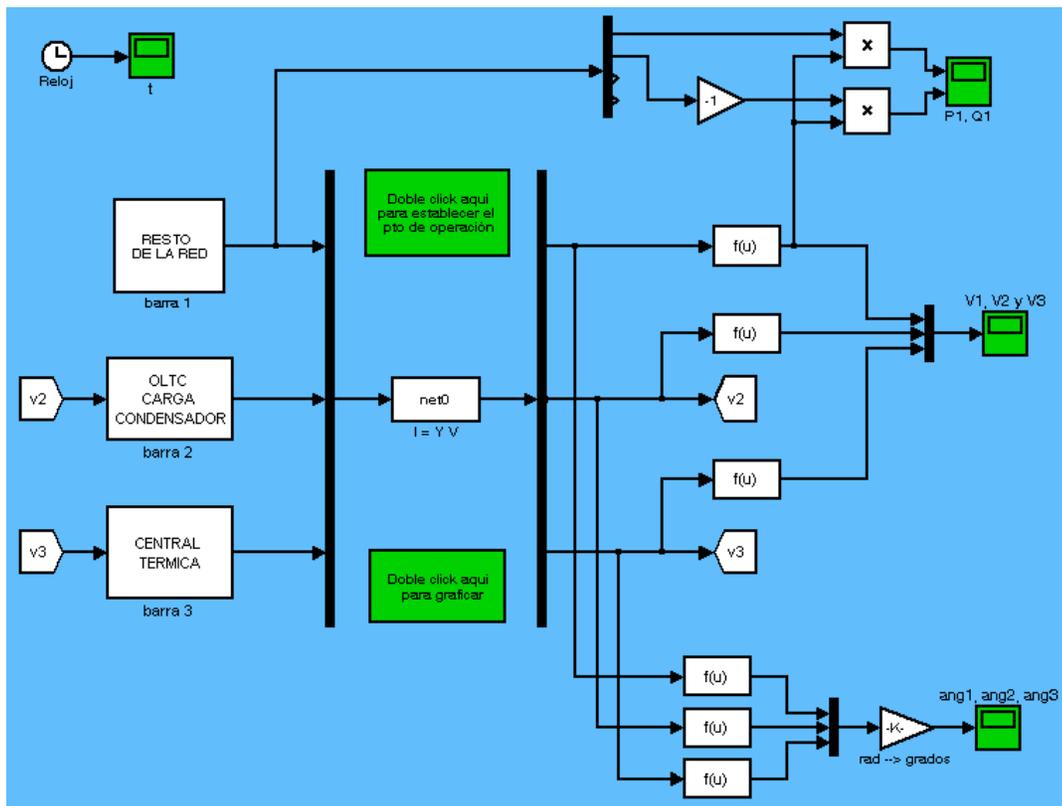


Figura 3.2: Vista de alto-nivel del modelo del sistema en SIMULINK.

<sup>3</sup>Subsistema de SIMULINK definido por un código de MATLAB.

Como se puede observar en la figura 3.2, existen 3 subsistemas correspondientes a la barra infinita, el generador y el conjunto transformador-carga-condensador. Cada uno de estos bloques recibe el voltaje de barra y entrega como salida un vector  $[\psi_x, \psi_y, G_{\text{eq}}, B_{\text{eq}}]$ , para que acto seguido el bloque net0 reciba estos vectores y entregue los nuevos voltajes de nodo. Por último, cabe destacar que si se desea ejecutar una contingencia (por ejemplo, la salida de un circuito de línea) basta con modificar la matriz de admitancia en el código de net0.

### 3.3.3. Modelación del generador

El generador se modela incluyendo su AVR y su OXL. Por simplicidad, se asume constante la potencia mecánica aplicada al eje del generador. La relación entre los bloques de generador y AVR con OXL se muestra en la figura 3.3.

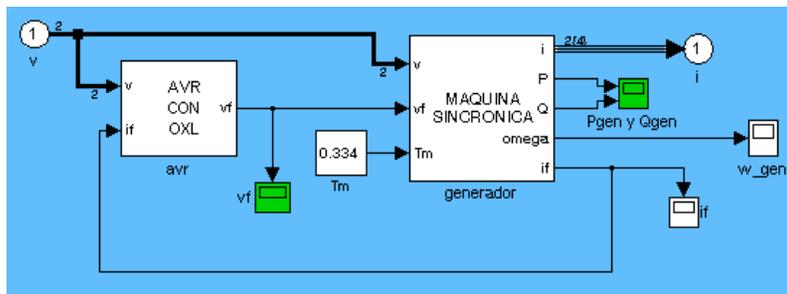


Figura 3.3: Modelo exterior en SIMULINK del generador y su AVR con OXL.

En la figura 3.4 se presenta el modelo de la máquina sincrónica. Para su realización se emplearon las ecuaciones dinámicas enunciadas en [3], las cuales consideran la representación de la máquina en coordenadas de Park (figura 3.5).

Con el objetivo de representar la variación del flujo en el rotor y estator, en la dinámica se ven involucrados los flujos enlazados, voltajes y corrientes de los enrollados del rotor (representados por los subíndices  $f_d$ ,  $1d$ ,  $1q$  y  $2q$ ) y del estator (representados por los subíndices  $d$  y  $q$ ), así como sus inductancias propias y las mutuas existentes entre ellos. En tanto, para incorporar el movimiento del rotor se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (3.11)$$

$$\frac{d\omega}{dt} + \frac{D}{2H} \omega = \frac{\omega_{nom}}{2H} (P_{mec} - P_{elec}) \quad (3.12)$$

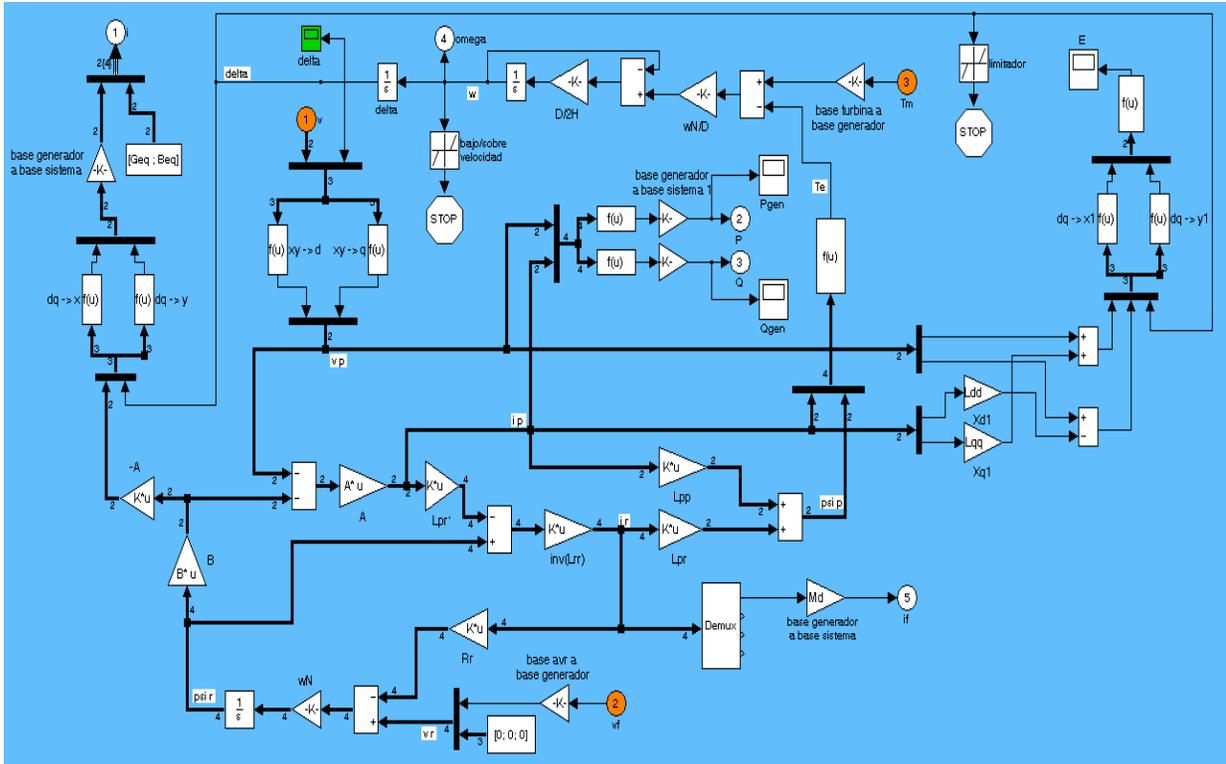


Figura 3.4: Modelo en SIMULINK del generador sincrónico.

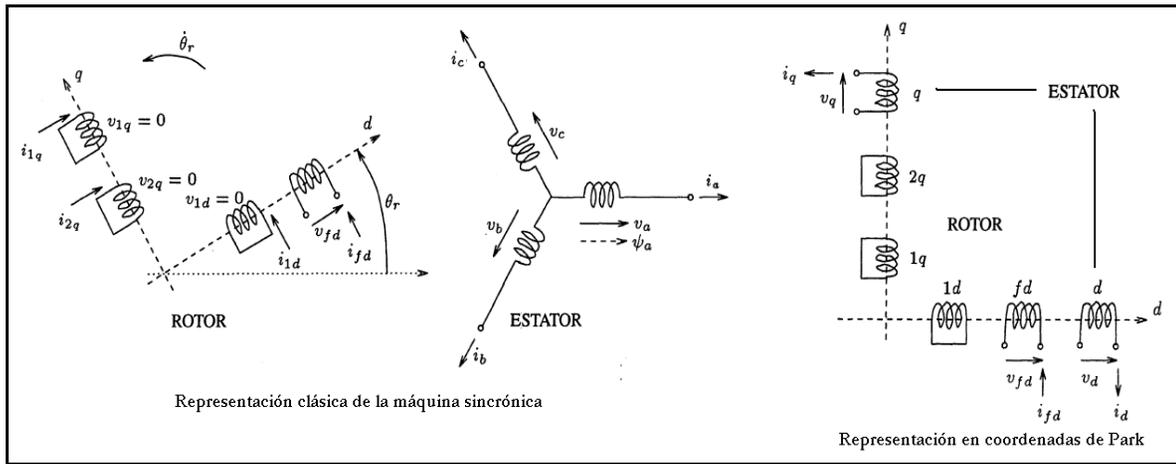


Figura 3.5: Representación de la máquina sincrónica en coordenadas de Park.

El AVR se modeló según la ecuación (3.13). Por otro lado, el modelo del OXL está basado en el diagrama de bloques presentado en [5], el cual considera que el OXL opera así: una vez que  $V_f$  excede un valor umbral  $V_f^{per}$  por más de  $\tau$  segundos, el OXL fija a  $V_f$  en  $V_f^{per}$ . Ambas representaciones se muestran en la figura 3.6.



$$P(V, t) = g_{\varepsilon q}(V, t)V^2 \quad (3.14)$$

$$Q(V, t) = b_{\varepsilon q}(V, t)V^2 \quad (3.15)$$

$$\frac{dg_{\varepsilon q}}{dt} = \frac{1}{T_l} \left( \frac{P_0}{V_0^\alpha} V^{\alpha-2} - g_{\varepsilon q} \right) \quad (3.16)$$

$$\frac{db_{\varepsilon q}}{dt} = \frac{1}{T_l} \left( \frac{Q_0}{V_0^\beta} V^{\beta-2} - b_{\varepsilon q} \right) \quad (3.17)$$

### 3.3.5. Modelación del transformador con OLTC

El modelo del OLTC fue realizado como se explica a continuación. Cuando una perturbación provoca que el voltaje secundario  $V_4$  se desvíe más que una tolerancia  $\varepsilon$  de su valor de control  $V_4^0$ , el OLTC cambia su tap en  $\pm\Delta r$  luego de  $\tau_1$  segundos. Luego de esto, modifica su tap cada  $\tau_2$  segundos hasta que  $|V_4 - V_4^0| < \varepsilon$ .

Bajo esta lógica de funcionamiento y con la ayuda de las ecuaciones entregadas en [5], se modeló el OLTC, tal como se muestra en la parte superior de la figura 3.7. La reactancia de fuga del transformador se despreció para mayor simplicidad.

### 3.3.6. Modelación de la red infinita

Para la modelación de la red infinita, se utilizó un modelo equivalente de Thévenin, con una reactancia equivalente de 0,01pu. El modelo resultante se presenta en la figura 3.8.

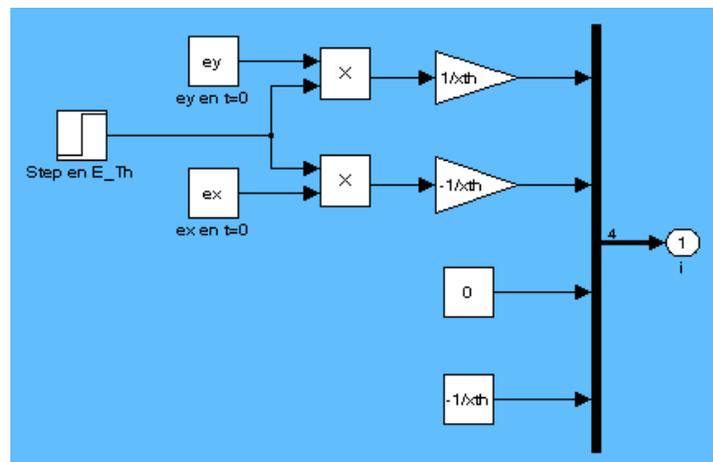


Figura 3.8: Modelo en SIMULINK de la red infinita.

## 3.4. Discusión de resultados

### 3.4.1. Caso 1

La contingencia corresponde a la salida de un circuito de la línea que va desde la barra 1 hasta la barra 3, al instante  $t=1$  segundo, lo cual provoca que la reactancia de la línea se duplique. La carga sigue un comportamiento de impedancia constante ( $\alpha = \beta = 2$ ). Además, la constante de tiempo  $T_{avr}$  del AVR se elige igual a cero. El comportamiento del sistema está descrito en las figuras 3.9 a 3.14, en donde los voltajes y potencias se expresan en pu mientras que el ángulo del rotor está en grados.

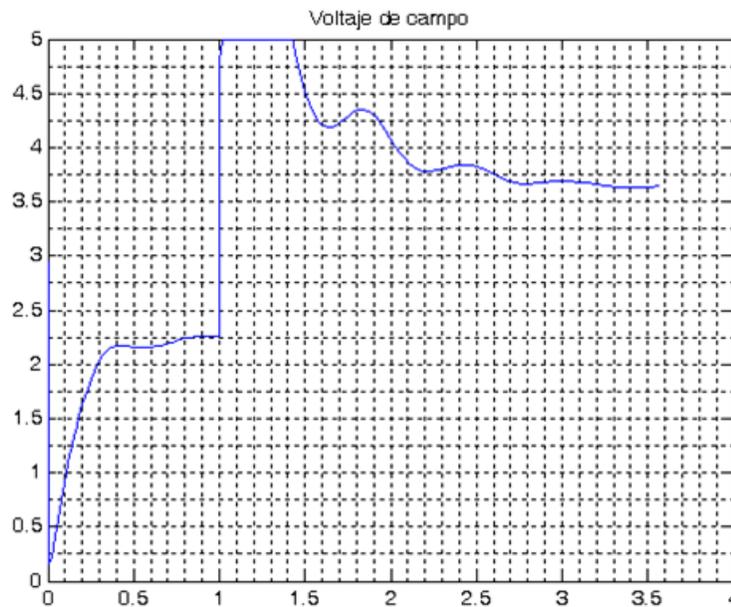


Figura 3.9: Caso 1. Transiente inicial del voltaje de campo  $V_f$

Una vez acontecida la contingencia, se produce una etapa transitoria durante la cual se generan oscilaciones electromecánicas provenientes del rotor del generador, las que se amortiguan luego de 4 segundos, dando cuenta que la dinámica de corto plazo del generador es estable. De manera similar, durante la etapa transitoria, el voltaje de campo del generador se dispara hacia el máximo durante 0,4 segundos, indicando la gravedad de la falla.

Luego de que el transitorio desaparece, se alcanza un equilibrio intermedio que va desde los 6 s hasta los 41 s, durante el cual la tensión  $V_4$  se mantiene dentro la banda requerida [0.99; 1.1]. Este equilibrio se debe al AVR que controla el voltaje en la barra 3 y da la orden de sobreexcitar el

campo del generador ( $V_f > V_f^{per} = 2,69$ ), permitiendo una gran generación de reactivos con el objetivo de compensar el aumento de las pérdidas  $XI^2$  en la línea fallada y la disminución de la compensación  $B_c V_2^2$  proveniente del condensador (lo cual, a su vez, se debe a la caída de  $V_2$  resultante de la contingencia).

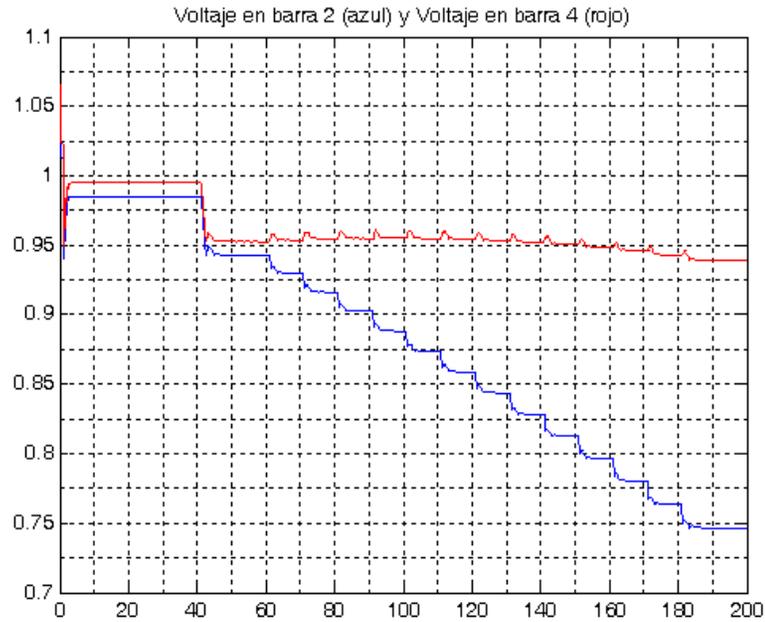


Figura 3.10: Caso 1. Voltaje  $V_2$  (primario transformador) y  $V_4$  (secundario)

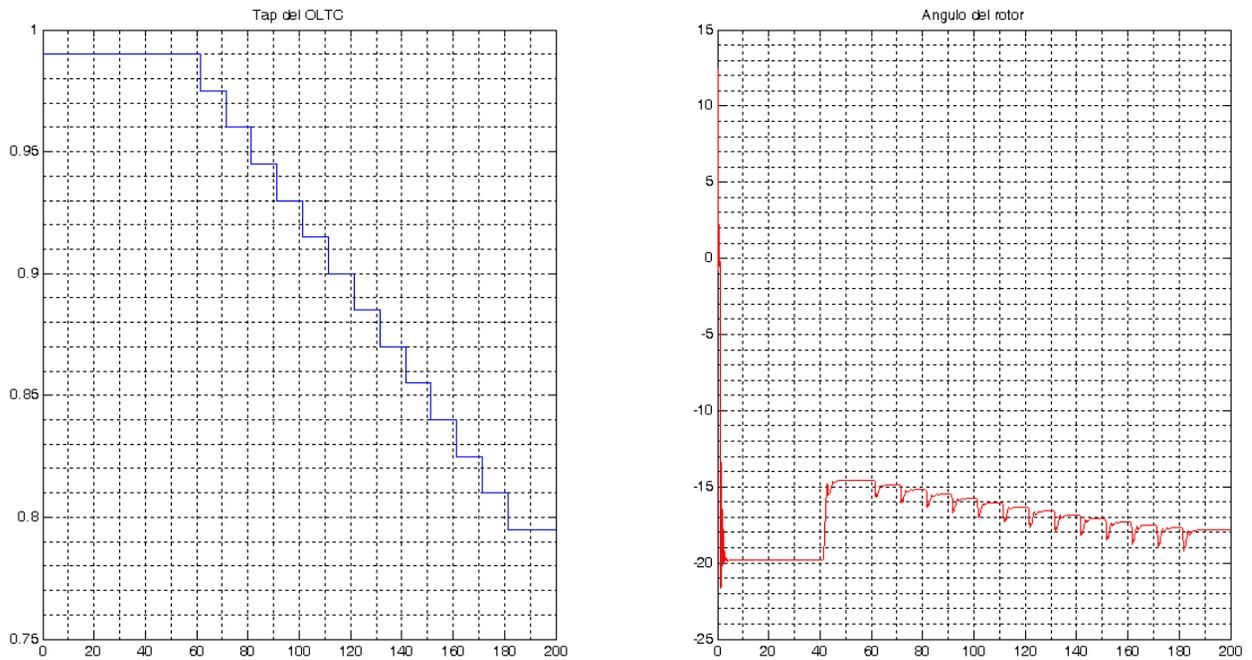
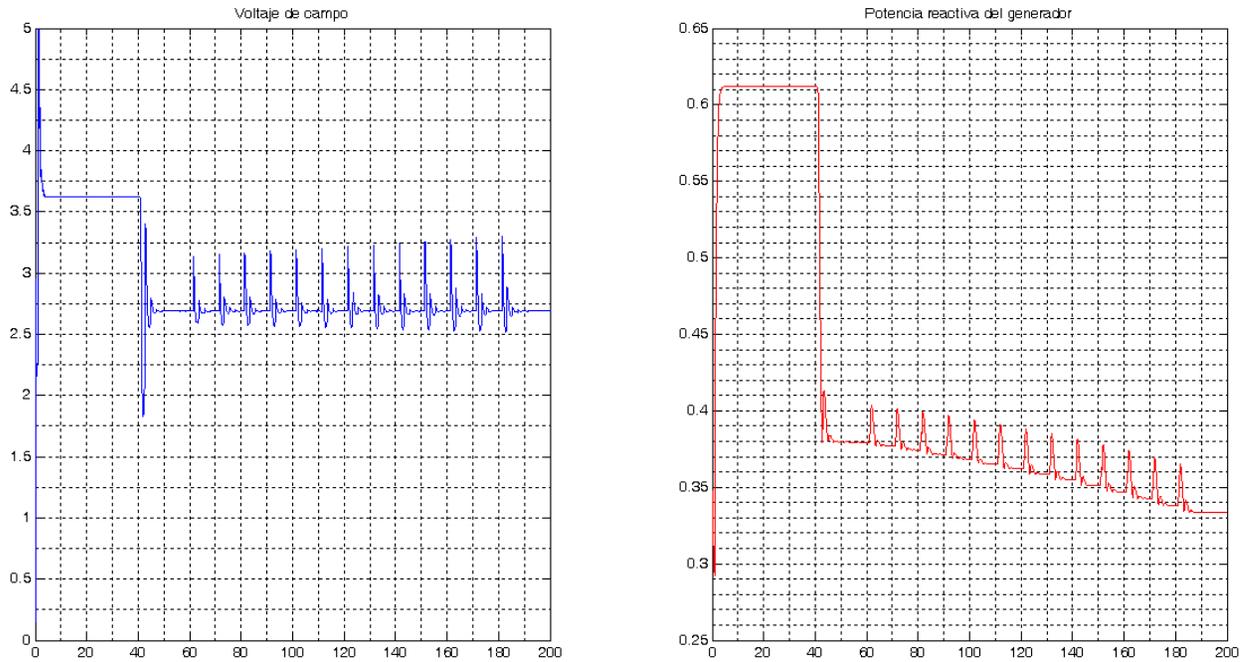


Figura 3.11: Caso 1. Tap  $r$  del OLTC y ángulo  $\delta$  del generador.

Cuarenta segundos después que el voltaje de campo excede su valor umbral  $V_f^{pser}$ , el OXL da la orden para que  $V_f$  sea fijado en aquel valor. Debido a esto, la tensión  $V_3$  en la barra del generador no será controlada por el AVR y los voltajes caen de forma brusca. De la misma forma, la potencia de carga, tanto activa como reactiva, se ve reducida. Esto da origen a una nueva “configuración” del sistema caracterizada por el voltaje de campo fijo.



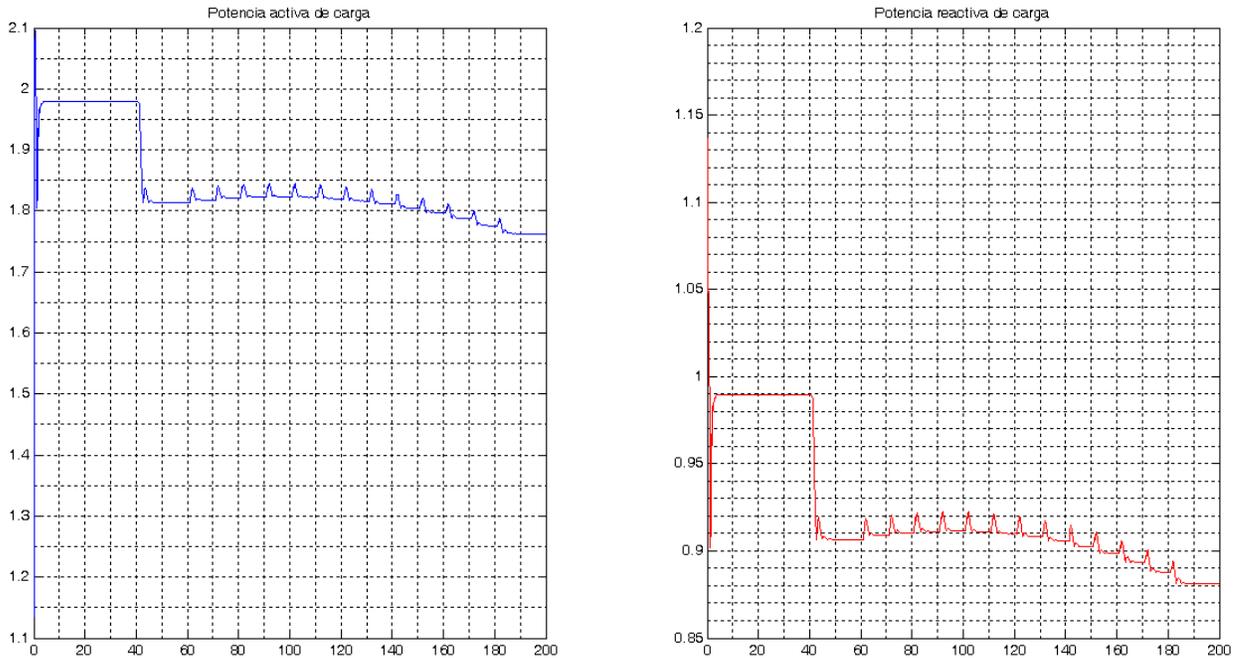
**Figura 3.12: Caso 1. Voltaje de campo  $V_f$  y Potencia reactiva  $Q_G$  del generador.**

El perfil de tensiones cae hasta un nivel en el cual es mantenido por la excitación fija del generador. Este nivel se mantiene hasta que a los 61 s (20 s después que  $V_4$  se alejara de su valor de seteo  $V_4^0$  por más de una tolerancia  $\varepsilon$ ) el OLTC comienza a operar. El OLTC disminuye el tap en sucesivos pasos logrando que el voltaje  $V_4$  aumente (a expensas de la reducción de  $V_2$ ), sin embargo, la caída  $V_2$  es de mayor magnitud que el aumento de  $V_4$  por lo que la potencia reactiva producida por el generador se ve reducida. Notar además que los cambios de tap implican un violento aumento en el voltaje de campo, el cual es rápidamente corregido por el OXL.

El aumento de  $V_4$  ocurre hasta el cambio de tap producido a los 101 segundos, puesto que luego de cada disminución del tap se produce una reducción de  $V_4$ , es decir, en aquel momento la lógica del OLTC se invierte. Este proceso de lógica inversa del OLTC se da hasta que el tap llega a

su límite inferior, momento en el cual las tensiones se estabilizan. Se ha llegado a un nuevo equilibrio.

En el nuevo equilibrio el sistema es estable con respecto a todos sus componentes excepto con respecto al comportamiento de largo plazo de la carga, lo que quiere decir que cualquier intento de aumentar la potencia de carga  $P_L$  a través del incremento de la admitancia de carga resultara eventualmente en un menor carga y en una inevitable caída de la tensión. [1]



**Figura 3.13: Caso 1. Potencia activa  $P_L$  y potencia reactiva  $Q_L$  de carga.**

La figura 3.14 muestra 3 curvas PV de red y 2 curvas PV de carga. Las curvas PV de red corresponden a un conjunto de puntos de equilibrio del sistema continuo bajo una configuración específica, donde cada punto es para una demanda dada. En la práctica, estos puntos se obtuvieron imponiendo cambios proporcionales en los valores  $P_0$  y  $Q_0$  (puntos de operación de  $P_L$  y  $Q_L$  previo a la contingencia) del modelo de carga y notando el valor alcanzado por  $V_2$  y  $P_L$  en la simulación luego de que desaparecen los transientes.

En tanto, las curvas PV de carga se obtienen utilizando el modelo exponencial de carga que se muestra en (3.18), el cual no es más que el modelo de admitancia equivalente dinámica considerando  $g_{eq}$  y  $b_{eq}$  constantes.

$$P_L = P_0 \left( \frac{V_4}{V_4^0} \right)^2 = P_0 \left( \frac{V_2}{rV_4^0} \right)^2 \quad (3.18)$$

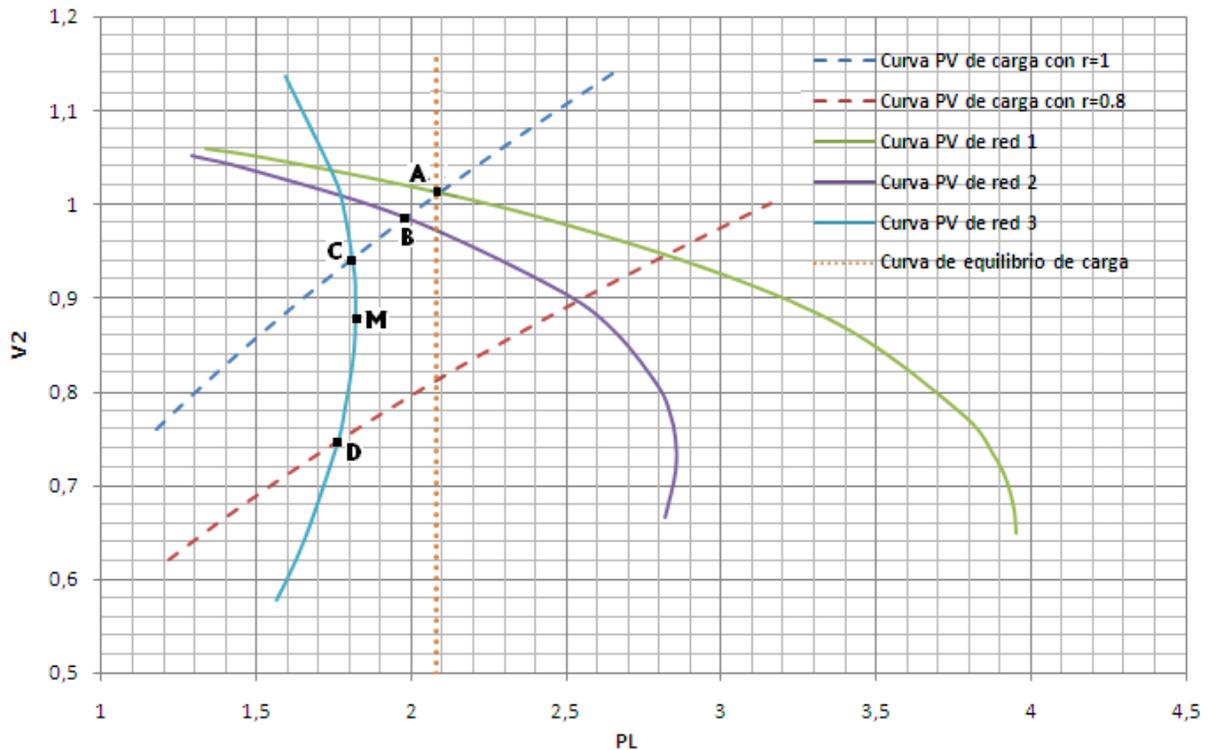


Figura 3.14: Caso 1. Curvas PV de la red y de la carga

De esta forma, para las curvas PV de carga de la red se utilizó el valor inicial y final del tap ( $r=1$  y  $r=0,8$  respectivamente), mientras que las curvas de red corresponden a lo siguiente:

- Curva 1: Configuración inicial, antes de la contingencia. Se simuló con los dos circuitos de la línea 1-3 y con  $V_f$  ilimitado (sin OXL y con  $V_{fmax}$  lo suficientemente alto).
- Curva 2: Configuración post-contingencia, pero antes de la fijación de  $V_f$ . La simulación se efectuó con un circuito de la línea 1-3 y con  $V_f$  ilimitado.
- Curva 3: Configuración post-contingencia y luego de la fijación de  $V_f$ . Nuevamente, se consideró un circuito de la línea, pero se fijó el voltaje de campo ( $V_f = 2,69$ ).

Previo a la contingencia, el sistema se encuentra en el punto de equilibrio estable A de la figura 3.14, esto es, donde se interseca la curva PV de la red original con la característica de carga para el valor de tap inicial ( $r=1$ ). Una vez ocurrida la falla, el sistema se traslada al punto B que corresponde a la etapa de equilibrio intermedio (entre los 6 y los 41 s) mencionada anteriormente.

Al establecerse el voltaje de campo en su valor umbral la red entra en una nueva “configuración” que comienza en el punto C y que se caracteriza por el actuar del OLTC, el cual reduce su tap con el fin de aumentar el voltaje de carga, y por ende, la potencia de carga; todo esto

a costa de la disminución de  $V_2$ . No obstante, como ya se vio, existe un momento en el cual se invierte la lógica del OLTC y que corresponde al límite de cargabilidad del sistema para esta configuración, es decir, la máxima potencia de carga que puede ser tolerada sin perder estabilidad. Además, este límite coincide con la máxima potencia de carga (punto M).

Finalmente, el sistema se estabiliza cuando llega al punto D correspondiente al límite inferior del tap. De esta manera, se puede decir que el presente caso corresponde a un sistema de control discreto inestable imponiendo al sistema de tiempo continuo una sucesión de puntos de equilibrio, situación que termina cuando el último alcanza un punto de equilibrio estable (correspondiendo con el escenario 4 de la sección 3.2.2). La inestabilidad del sistema discreto se explica porque en la última configuración la curva PV no intersecta en ningún punto a la curva de equilibrio de carga, en otras palabras, la carga demanda un nivel de potencia que el sistema no le puede transmitir.

### 3.4.2. Caso 2

Lo único que cambia con respecto al primer caso, es el punto de operación, el cual corresponde a niveles de carga y generación mayores. Desde el comienzo, el comportamiento será analizado principalmente en base a las curvas PV de la figura 3.15, donde las curvas fueron obtenidas de manera análoga al caso anterior.

Contrario a lo que sucede en el caso 1, luego de la contingencia el voltaje de carga queda por debajo la banda  $[0.99; 1.1]$  (punto B), por lo que a los 21 segundos el OLTC da la orden de disminuir el tap logrando que  $V_4$  vuelva a esta banda (punto C), alcanzando un cierto equilibrio intermedio. Para mantener este nivel de tensiones, el campo del generador debió excitarse aún más provocando que los reactivos del generador alcancen un alto valor.

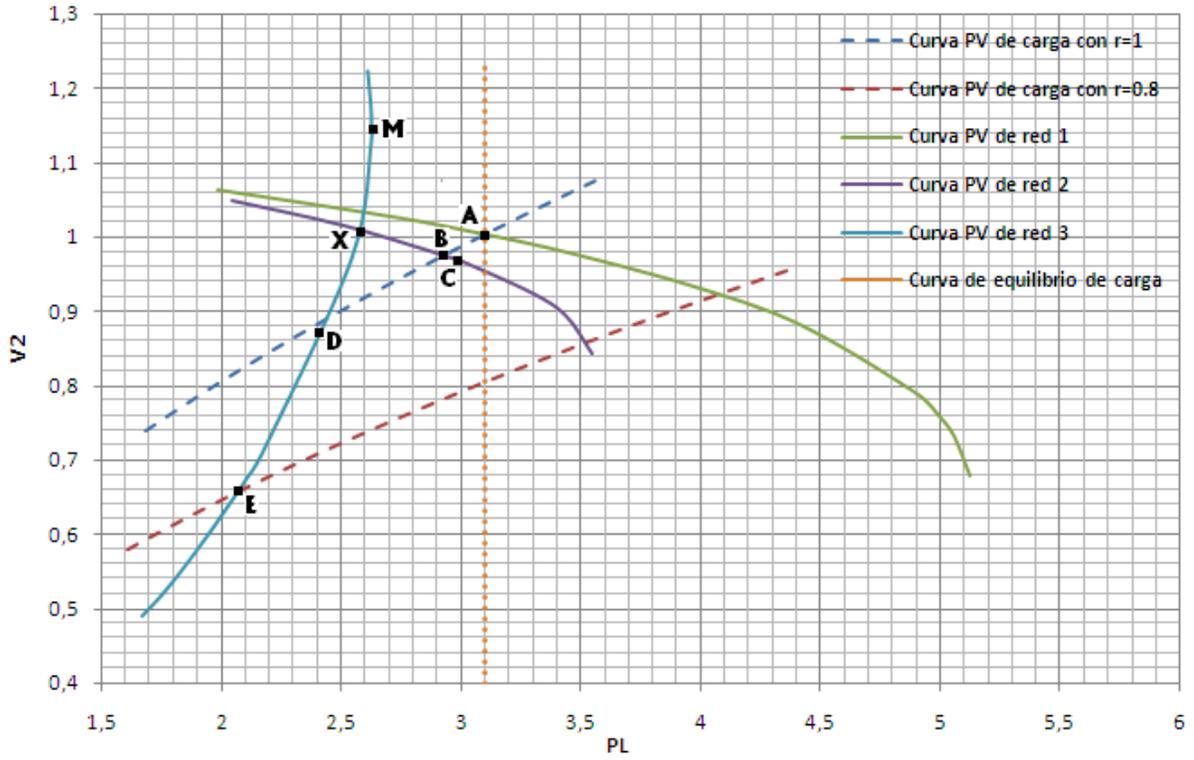


Figura 3.15: Caso 2. Curvas PV de la red y de la carga

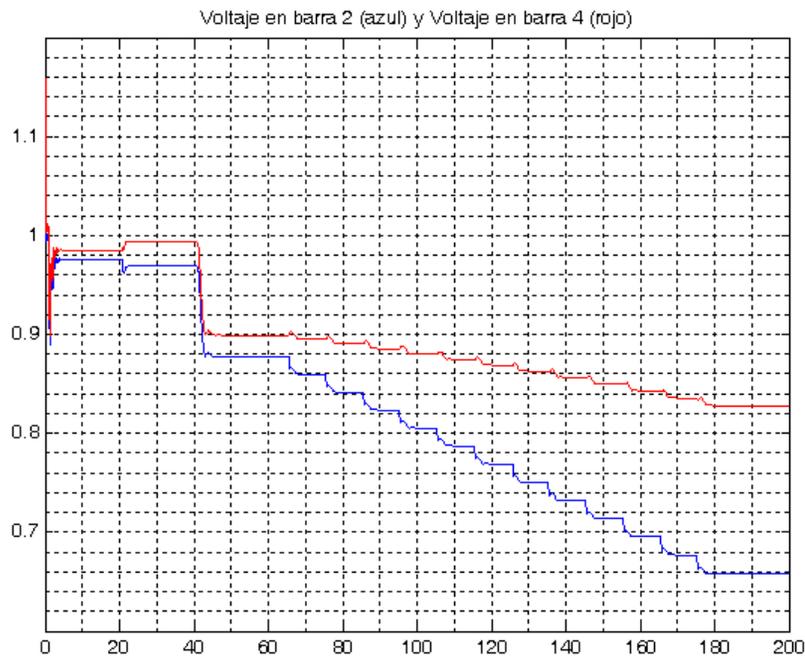


Figura 3.16: Caso 2. Voltaje  $V_2$  (primario transformador) y  $V_4$  (secundario)

No obstante, esta etapa de equilibrio dura hasta los 41 segundos, momento en el cual el OXL da la orden para que el voltaje de campo sea fijado en  $V_f^{per}$  provocando que el perfil de tensiones no tenga el soporte necesario; los voltajes caen entrando a un nuevo equilibrio establecido por el voltaje de campo fijo (punto D).

Veinte segundos después que  $V_4$  se escapa de la banda, el OLTC vuelve a operar en el afán de aumentar  $V_4$ , sin embargo, con cada disminución del tap se produce una reducción de  $V_4$ , es decir, la lógica del OLTC esta invertida. Esto ocurre hasta que el tap llega a su límite inferior, momento en el cual las tensiones ya no varían, se ha llegado a un nuevo equilibrio estable (punto E).

Como se comentó anteriormente, en el momento en que se fija el voltaje de campo, la lógica del OLTC se invierte. Esto se explica porque el punto de operación (D) cae en la parte inferior de la curva PV de la nueva configuración, bajo el límite de cargabilidad X de la Figura 3.15 (que ya no corresponde con la máxima potencia de carga transferible M). Luego, es imposible cambiar la lógica del sistema puesto que se tiene como límite superior el máximo valor de tap permitido (que cruza a la curva PV en su parte inferior).

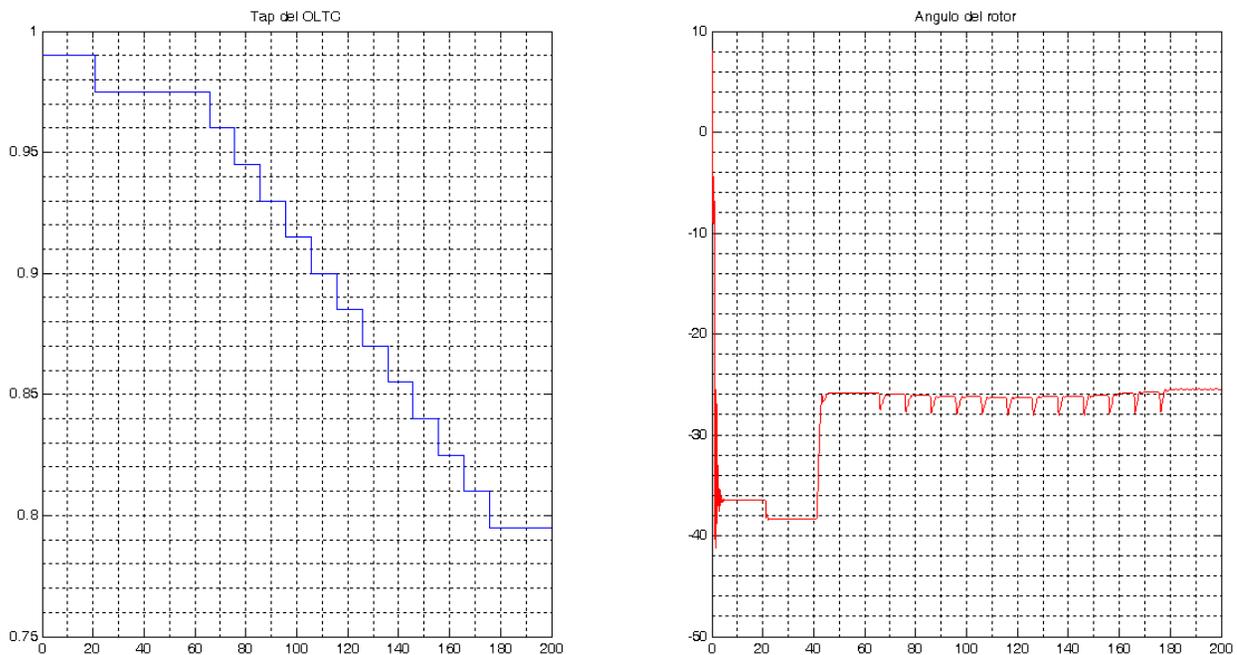


Figura 3.17: Caso 2. Tap  $r$  del OLTC y ángulo  $\delta$  del generador.

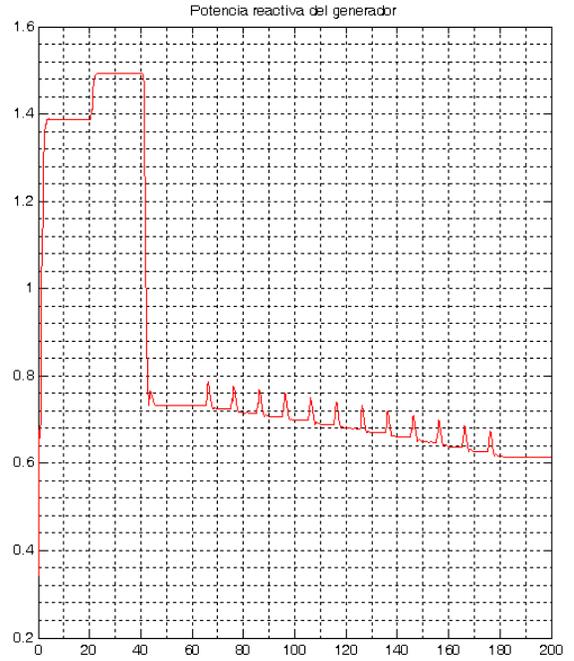
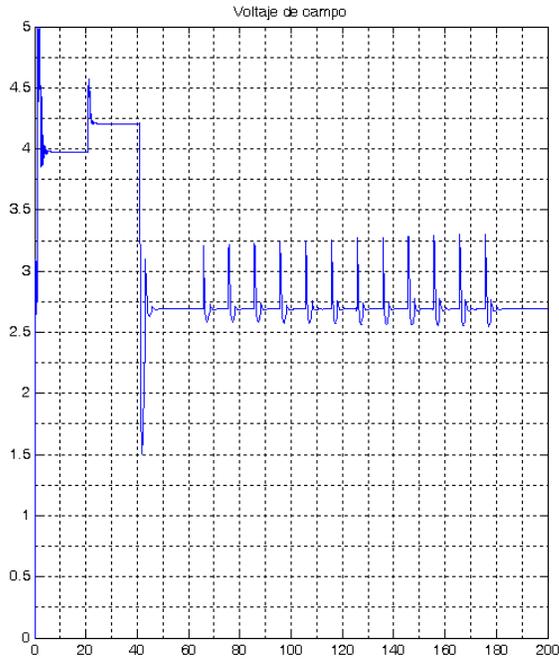


Figura 3.18: Caso 2. Voltaje de campo  $V_f$  y Potencia reactiva  $Q_G$  del generador.

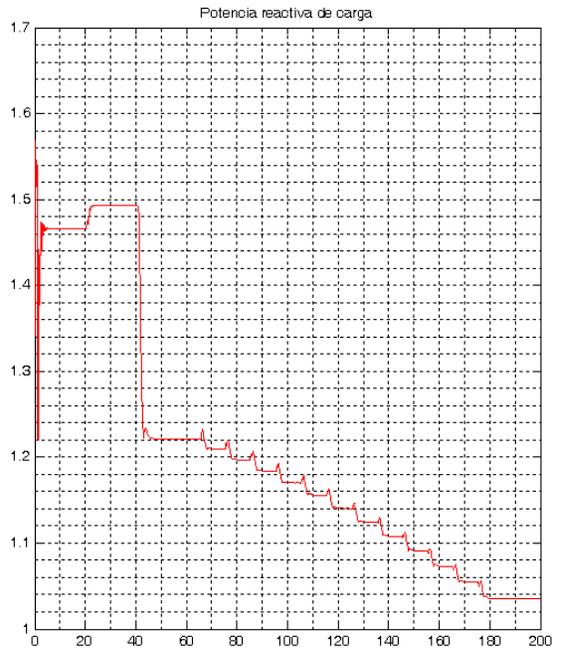
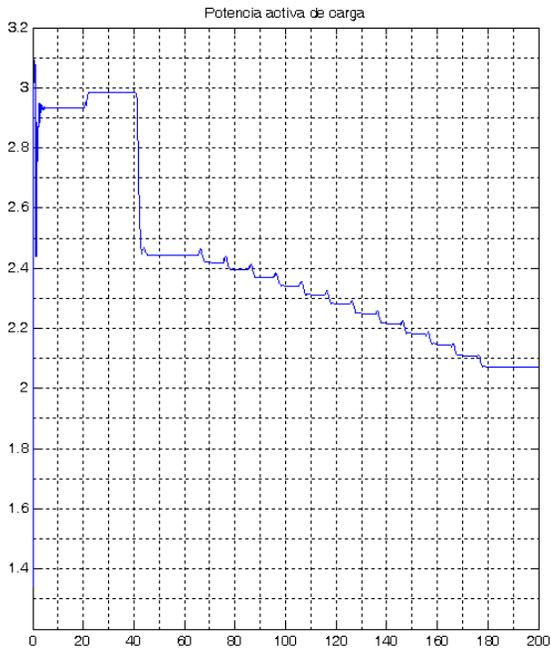


Figura 3.19: Caso 2. Potencia activa  $P_L$  y potencia reactiva  $Q_L$  de carga.

### 3.4.3. Caso 3

Este caso involucra el mismo punto de operación que el caso 2, con la única diferencia que en esta ocasión la carga se modela con un comportamiento de corriente activa y reactiva constante ( $\alpha = \beta = 1$ ). Por la misma razón, en ambos casos las curvas PV de red son idénticas, en cambio, las curvas PV de carga del presente caso poseen una pendiente mayor (menor sensibilidad a la variación de voltaje).

Durante la etapa previa al fijamiento del voltaje de campo, el comportamiento del sistema es similar al caso anterior. Se tiene una red en equilibrio estable (punto A), ocurre la contingencia (punto B) y el OLTC reduce el tap para así aumentar  $V_4$  (punto C). Sin embargo, una vez que se fija  $V_f$  la caída de tensiones que se produce es más brusca que el caso anterior. Esto último se explica observando la figura 3.20 y se debe a que para puntos de las curvas “PV 2” y “PV 3” ubicados en una misma característica PV de carga (C y D por ejemplo) existe una mayor diferencia de tensión entre ellos, comparando con el caso anterior, o dicho de otra forma, la carga es menos sensible a los cambios de tensión.

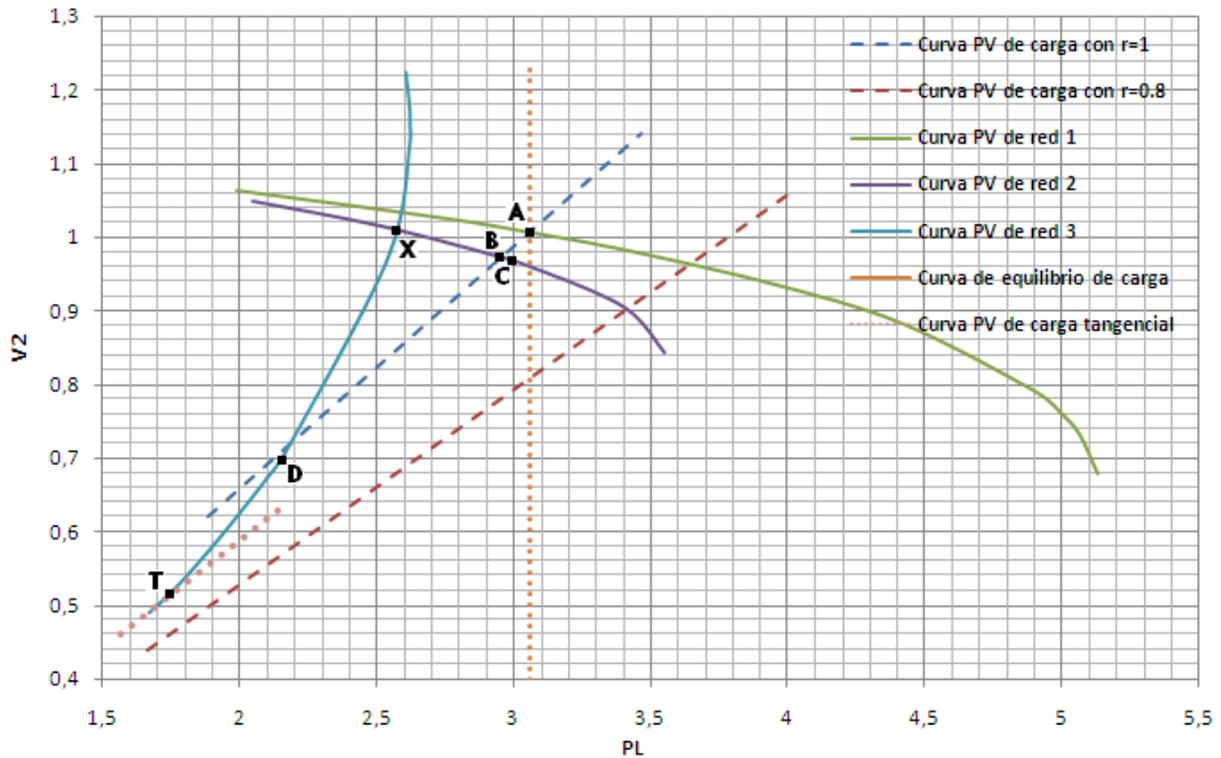


Figura 3.20: Caso 3. Curvas PV de la red y de la carga

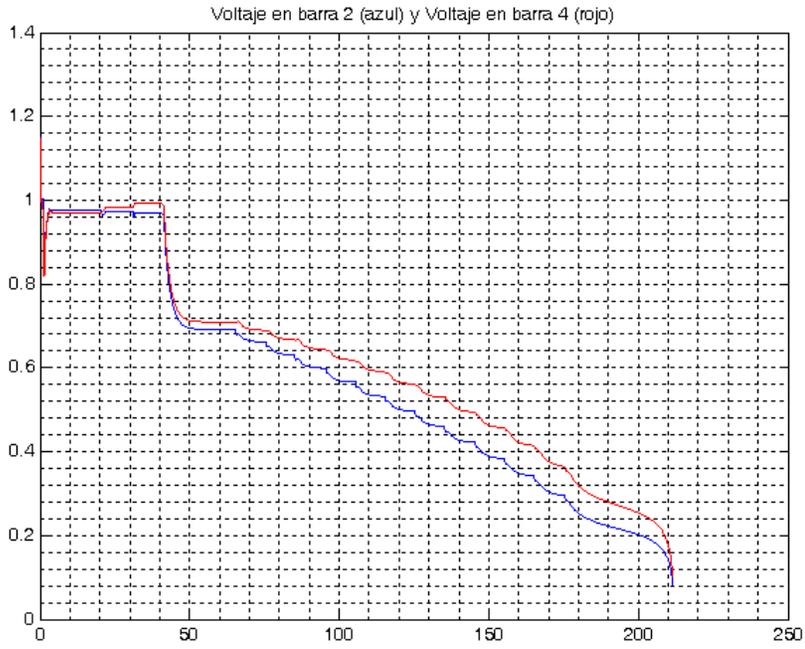


Figura 3.21: Caso 3. Voltaje  $V_2$  (primario transformador) y  $V_4$  (secundario)

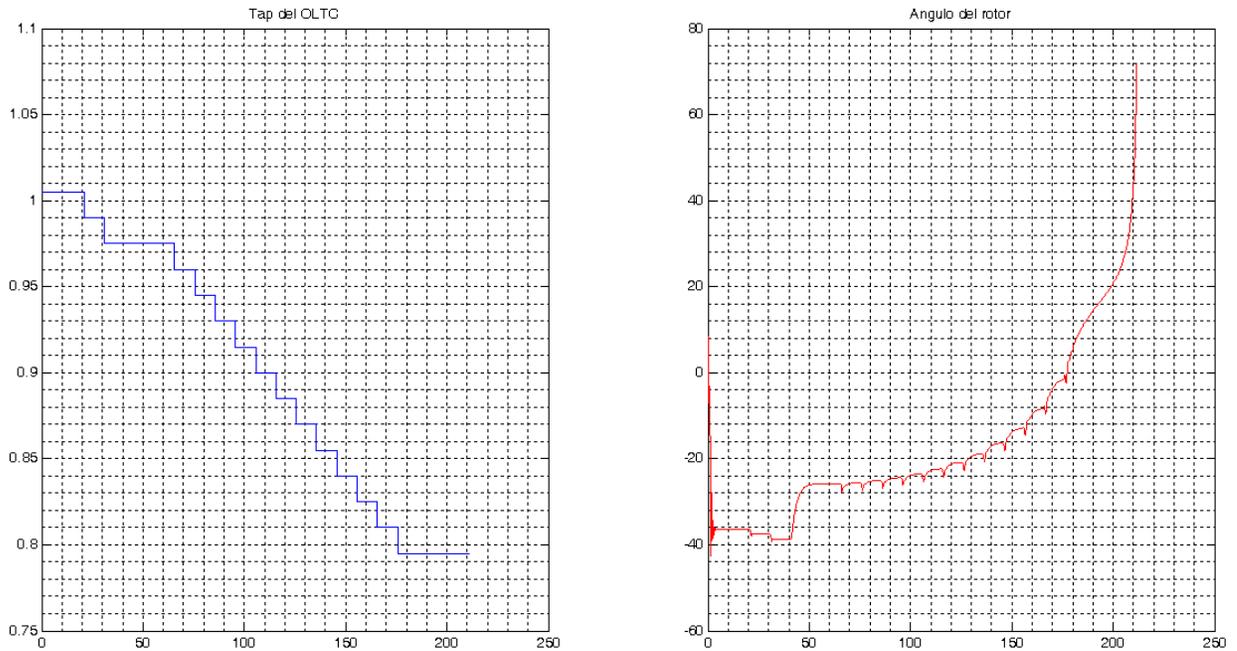


Figura 3.22: Caso 3. Tap  $r$  del OLTC y ángulo  $\delta$  del generador.

En su nueva configuración (curva “PV 3”) el punto de operación está en la parte inferior de la curva PV por lo que cualquier intento de elevar el voltaje por parte del OLTC no tendrá éxito. Es

más, bajo cierto valor de tap no existe intersección entre las características de la red y de la carga, y por ende, no existe punto de equilibrio alguno. Esto sucede cuando el tap cambia desde 0.9 a 0.885 (a los 105 s) y corresponde al punto T de la figura 3.20, donde la curva PV de carga es tangente a la curva de red.

Entonces, el tap del transformador sigue decreciendo provocando que los voltajes decaigan sin encontrar un punto de equilibrio estable y que el ángulo del rotor se dispare. Por lo tanto, este caso corresponde al primer escenario presentado en 3.2.2, donde la inestabilidad del sistema de control discreto provoca una bifurcación estática del sistema (inexistencia de punto de equilibrio estable).

### 3.4.4. Caso 4

El último caso considera la contingencia original, un modelo de carga menos sensible al voltaje ( $\alpha = \beta = 0,5$ ) y una constante de tiempo  $T_{avr}=0,1$ .

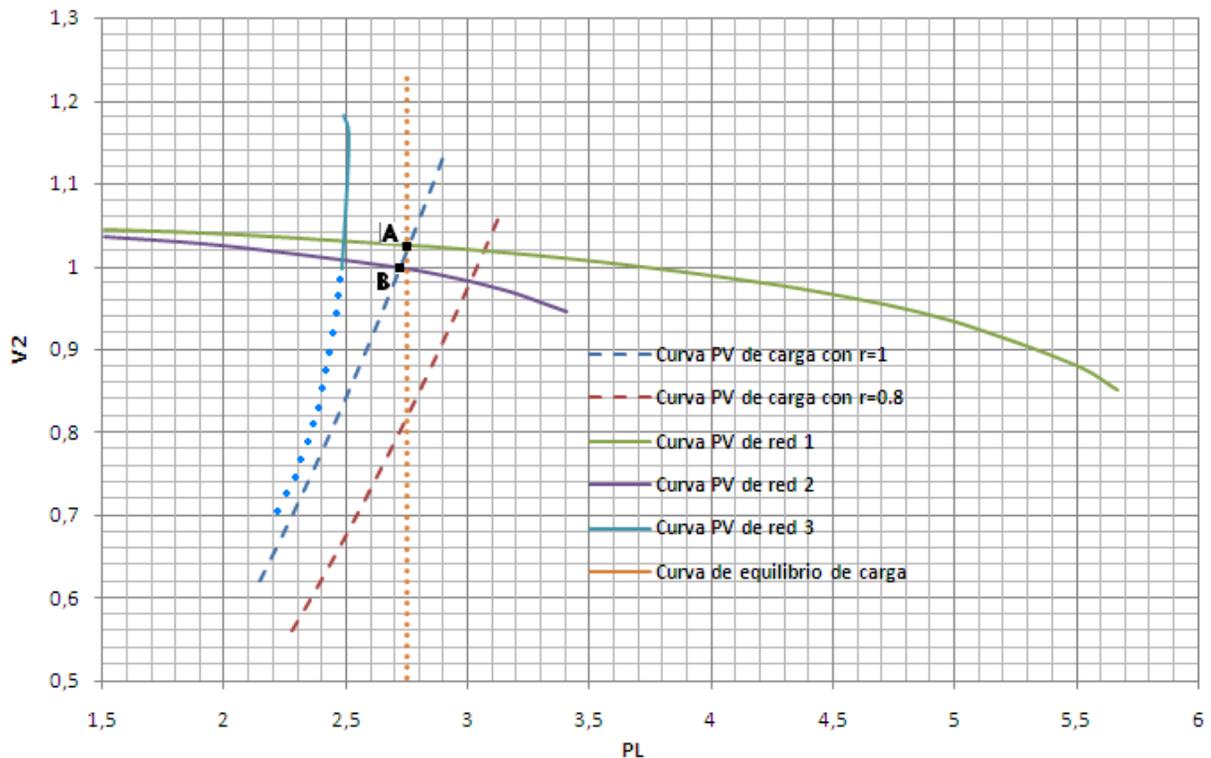


Figura 3.23: Caso 4. Curvas PV de la red y de la carga

En este caso, el voltaje de carga logra establecerse muy cerca de uno por lo que el tap no varía y el sistema se mantiene en el punto de equilibrio B de la figura 3.23 una vez ocurrida la

contingencia. No obstante, apenas se fija la tensión de campo, la curva PV de la red pasa a ser la curva “PV 3” que no se intersecta nunca con la característica PV de carga para  $r=1^4$  (no existe punto de equilibrio para el sistema), lo que se traduce en una etapa de colapso de tensión bajo la cual los voltajes caen bruscamente.

Al no poder cruzar la curva “PV 3”, el OXL no puede fijar  $V_f$  por lo que este aumenta bruscamente, y, asimismo, el ángulo del rotor se dispara.



Figura 3.24: Caso 4. Voltaje  $V_2$  (primario transformador) y  $V_4$  (secundario)

---

<sup>4</sup>No se pudo obtener la curva PV completa para esta configuración, por lo que con líneas punteadas se muestra la tendencia que se cree que sigue puesto que de esta forma se explica el comportamiento del sistema.

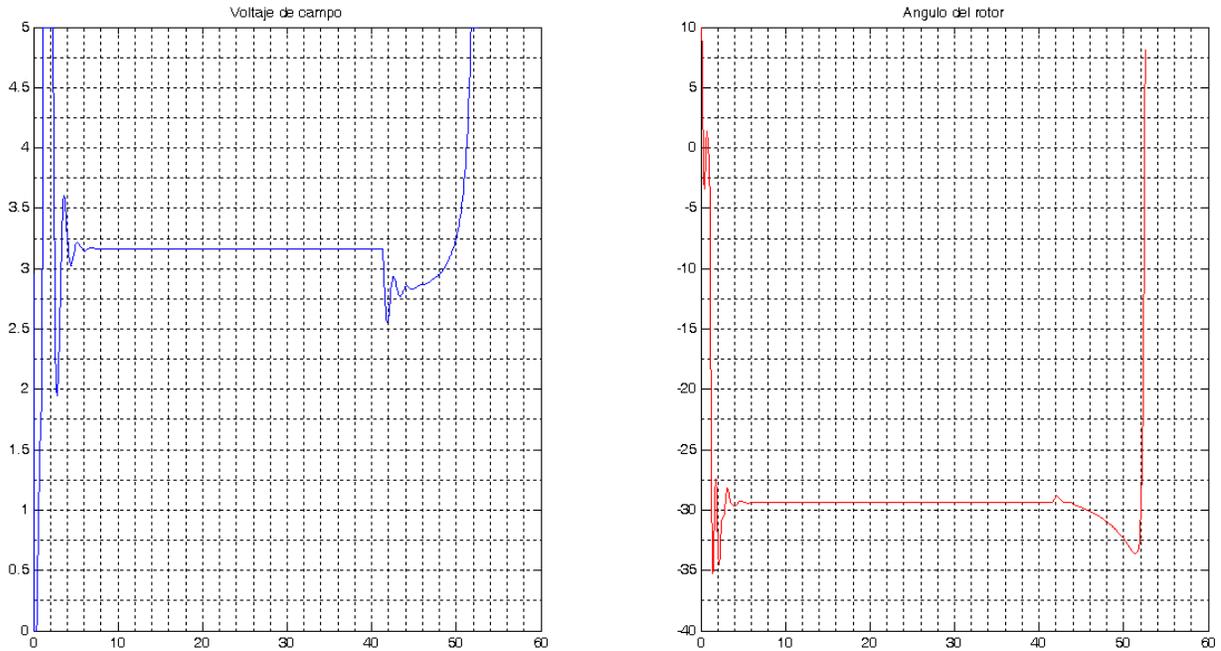


Figura 3.25: Caso 4. Voltaje de campo  $V_f$  y ángulo  $\delta$  del generador

### 3.5. Comentarios finales

Se confirmó que la inestabilidad de tensión se relaciona con el límite de cargabilidad del sistema. Para puntos de operación con voltaje menor a este límite, la lógica del OLTC esta invertida, es decir, una reducción del tap del OLTC ocasiona una caída los voltajes a ambos lados del transformador. Claramente, esto se reconoce como una inestabilidad en el sistema de control discreto.

Se verifico que la situación anterior puede llevar a distintos escenarios:

- Casos 1 y 2: En ambos se alcanza un nuevo punto de equilibrio, que a pesar de tener un voltaje de carga muy bajo (menor a 8 pu), es estable. Cabe notar que en el segundo caso la lógica del OLTC se invierte apenas se fija el voltaje de campo puesto que cae en la parte baja de la curva PV, no siendo posible alcanzar el punto de máxima transferencia de carga. Con esto se comprueba que a medida que aumenta el nivel de generación y carga del sistema existe un mayor peligro de inestabilidad.
- Caso 3: La inestabilidad del sistema discreto conlleva a la inestabilidad de su contraparte continua, lo cual se debe a la inexistencia de un punto de equilibrio estable en la última configuración de la red. Este hecho se debe a que la sucesiva disminución del tap ocasiona que en cierto momento la curva PV de carga ya no intersecta a la curva PV de la red, o

dicho de otra forma, el sistema se vuelve inestable cuando la curva PV de carga es tangencial a la curva PV de la red.

- Caso 4: La baja sensibilidad de la carga a la variación de voltaje provoca que, apenas se fije la tensión de campo, la curva de carga no intersekte a la nueva curva PV. Esto se traduce en la inestabilidad del sistema: se produce un colapso de tensión.

El resultado de los casos 1 y 2 fue una estabilización a bajo voltaje producto de alcanzar el límite inferior del OLTC. Entonces, sería más razonable considerar esta condición final como inestable puesto que cualquier acción de recuperación de carga llevara al sistema a un voltaje aún menor (debido a la lógica inversa del OLTC). Es más, el generador puede ser retirado debido a alguna protección de bajo-voltaje, lo cual podría dar origen a un blackout.

En todos los casos se presentó una inestabilidad de largo plazo del sistema de control discreto, relacionada a la inexistencia de un punto de intersección entre la curva PV de la red en su configuración final y la curva de equilibrio de carga o característica de carga de largo plazo.

En tanto, solo en los casos 3 y 4, se presentó una inestabilidad de corto plazo, claramente inducida por la inestabilidad de largo plazo del sistema discreto. La pérdida de estabilidad en el corto plazo está representada por la inexistencia de un punto de intersección entre la curva PV de la red y la característica de carga de corto plazo.

# Capítulo 4 Metodología propuesta

## 4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los métodos de análisis planteados con el objetivo de decidir qué barras requieren de un mayor margen de potencia reactiva y en qué cantidad es necesaria esta compensación reactiva. La metodología propuesta consiste en un análisis dinámico en primera instancia, para luego aplicar un análisis estático mediante curvas PV y VQ.

## 4.2. Estudio de estabilidad de tensión para evaluación de compensación reactiva

Para realizar el estudio de estabilidad de tensión del sistema eléctrico proyectado se consideran los siguientes pasos:

1. Definir el(los) caso(s) base(s) de operación del sistema
2. Definición de las zonas de estudio dentro del sistema.
3. Establecer y aplicar el criterio de selección de las contingencias simples más críticas en tensión para cada escenario de operación y cada zona de estudio.
4. Para cada zona de estudio, establecer y aplicar el criterio de selección de las barras más débiles en lo referido a la estabilidad de tensión. El análisis se aplica al sistema sobre cierto escenario de operación y bajo cada contingencia crítica definida anteriormente.
5. Definir y aplicar el criterio que se debe aplicar a las barras débiles para verificar si es o no necesaria una compensación reactiva.
6. Para las barras que no satisfacen el criterio anterior, determinar el tipo y la magnitud de la compensación reactiva que debe ser instalada, considerando aspectos técnicos y económicos.

## 7. Evaluación de la medida elegida.

A continuación se presentan las metodologías y criterios seleccionados para llevar a cabo el estudio.

### 4.3. Simulaciones dinámicas

Para seleccionar las contingencias simples<sup>5</sup> críticas que se estudiarán en cada zona y escenario de operación (etapa 3 mencionada anteriormente) se utiliza el método de simulación RMS de DIGSILENT, el cual calcula el valor RMS en el tiempo de las variables eléctricas que se desea y consiste resumidamente en los siguientes pasos:

1. Cálculo de las condiciones iniciales por medio de un flujo de carga.
2. Definir los eventos a simular y las variables a graficar.
3. Correr la simulación.
4. Graficar los resultados.

Para los escenarios de operación considerados se simuló contingencias simples como fallas en líneas, salidas de generadores y salidas de equipos de compensación reactiva.

Se graficaron las tensiones en las barras cercanas a la ubicación de la falla y se observó el voltaje post-contingencia. A partir de aquello, se seleccionó una lista de contingencias críticas por zona de estudio, en relación a la caída de tensión que provocan.

### 4.4. Criterio de estabilidad de voltaje

Se propone como metodología para la realización de las etapas 4 y 5, la presentada por la WSCC (Western Systems Coordinating Council) en las referencias [29] y [30].

---

<sup>5</sup>Contingencia Simple: Falla intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser éste una unidad generadora, un consumo o un Elemento Serie del Sistema de Transmisión, que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias. Los últimos corresponden a la inercia propia de las máquinas, el control primario y secundario de frecuencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los estabilizadores de sistemas de potencia, el EDAC, el EDAG, el ERAG y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga. [9]

Esta metodología se basa en el uso de las curvas P-V y curvas V-Q para determinar los márgenes de estabilidad de tensión del sistema, puesto que se considera que emplear solo uno de aquellos métodos no es suficiente para estudiar la proximidad al colapso de tensión.

#### 4.4.1. Especificación del criterio

El criterio de estabilidad, presentado en la tabla 4.1, fue propuesto por la WSCC y está especificado en términos de márgenes de potencia (activa y reactiva) para distintos niveles de operación, donde cada nivel de operación corresponde a un tipo de contingencias, comenzando desde el nivel A que corresponde a contingencias simples (desconexión de un circuito de línea por ejemplo) hasta llegar al nivel D relativo a la salida de una subestación completa. Los márgenes de potencia se calculan de la manera que se explica en las subsecciones que siguen.

Nivel de operación	Perturbación	Margen de potencia activa	Margen de potencia reactiva
<b>A</b>	Contingencia Simple como la falla de: <ul style="list-style-type: none"> <li>- un generador</li> <li>- un circuito de una línea</li> <li>- un elemento de compensación reactiva</li> </ul>	Mayor o igual al 5%	Peor contingencia
<b>B</b>	Falla en una sección de barra	Mayor o igual al 2,5%	50% del margen requerido en nivel A
<b>C</b>	La combinación de dos contingencias simples del nivel A, las que ocurren simultáneamente.	Mayor o igual al 2,5%	50% del margen requerido en nivel A
<b>D</b>	La combinación de tres o más de las contingencias simples del nivel A, o la salida de una subestación completa.	Mayor o igual al 2,5%	Mayor a 0

**Tabla 4.1: Criterio de estabilidad de voltaje de la WSCC [29]**

La aplicación del criterio comienza con el cálculo de los márgenes de potencia activa. Para cada zona de estudio y nivel de operación (definido en la tabla 4.1), se seleccionan las contingencias con el mínimo margen de potencia activa y a partir de ellas, se obtiene la barra crítica para aquella zona de estudio. Luego, se verifica que esta barra cumpla con los márgenes mínimos de potencia reactiva. De esta forma, se recomienda instalar compensación reactiva en cualquiera de los siguientes casos:

1. En la barra con el menor margen de potencia reactiva para la contingencia que no cumpla con el margen de potencia activa en alguno de los niveles de operación.

2. En la barra crítica de la zona de estudio que no cumpla con el margen de potencia reactiva para alguno de los niveles de operación.

Para aplicar este criterio se deben tener en cuenta la incertidumbre en los datos, la operación de los distintos elementos del sistema y las condiciones de la red eléctrica, entre otras incertidumbres que se deben considerar. El modelo de red realizado apunta a cubrir la mayor parte de estas incertidumbres, sin ahondar en corregirlas o solucionarlas todas, lo cual está fuera del alcance del trabajo.

Se debe establecer un margen para el caso base (operación normal), el cual debe ser mayor que el definido para el nivel de operación A. La NTSyCS en su artículo 5-55 define que, para la condición de operación del sistema más desfavorable, la diferencia entre el valor inferior de la banda límite de tensión permitida por el Estándar para estado normal y el valor de tensión correspondiente al punto de colapso debe ser mayor a un margen de seguridad del 30% en el caso en que no se configuran los controladores de tensión con los valores reales. Entonces, se elige este valor como el mínimo margen de potencia activa permitido para el caso base. Si este margen no se cumple, se recomienda llevar a cabo un redespacho de las unidades generadoras hasta alcanzarlo.

#### 4.4.1.1. Determinación del margen de potencia activa

El criterio de la tabla 4.1, que llamaremos, criterio de estabilidad, debe verificarse para cada contingencia de la lista de contingencias críticas elegidas mediante las simulaciones dinámicas mencionadas anteriormente, y para todos los niveles de operación definidos por la metodología de acuerdo a la tabla 4.1. Para ello, se debe simular la curva PV para cada una de estas contingencias.

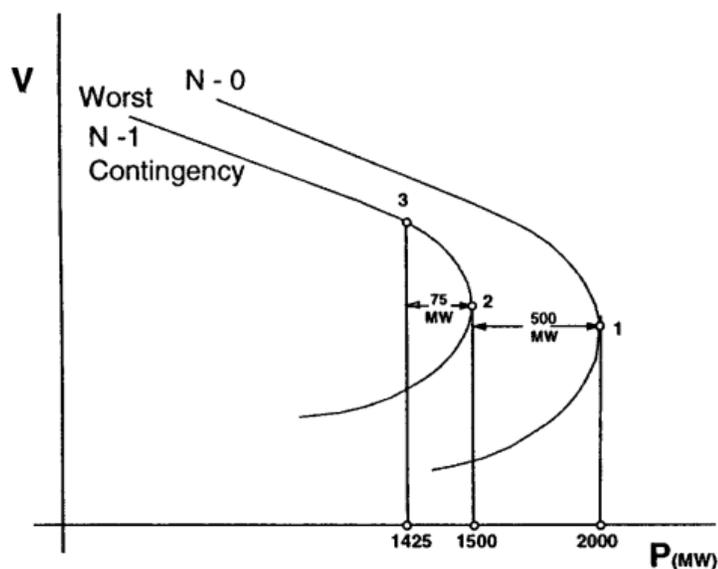


Figura 4.1: Ejemplo de curva PV para evaluación del margen de potencia activa [29]

El programa DIgSILENT grafica automáticamente las curvas PV. Para ello se seleccionan las cargas en la zona de estudio y las barras cuyas curvas PV se quieren obtener. El programa se encarga de incrementar las cargas, manteniendo el factor de potencia constante, hasta que el flujo de potencia no converge, este será el punto de colapso de tensión para la zona de estudio.

El margen de potencia activa corresponde a la diferencia entre el punto de colapso de la curva PV y el punto de operación, y debe ser mayor que el margen establecido por el criterio de estabilidad. En la figura 4.1 se muestra la curva PV para la peor contingencia con el margen que debe cumplir para el nivel de operación A, es decir, un 5% de 1500 MW.

Entonces, para cada nivel de operación, se elige la peor contingencia como aquella que tiene el menor margen de potencia activa.

La(s) barra(s) crítica(s) será(n) la(s) que tenga(n) el comportamiento más deficiente para las peores contingencias por nivel de operación. Este comportamiento considera la caída de tensión en la curva PV.

#### **4.4.1.2. Determinación del margen de potencia reactiva**

Una vez determinada(s) la(s) barra(s) crítica(s) para cada zona de estudio, se debe evaluar si aquella barra cumple con los márgenes de potencia reactiva establecidos por el criterio de estabilidad (tabla 4.1).

En el programa DIgSILENT, se puede obtener una matriz con distintos valores de V y Q para la barra crítica, los cuales luego se grafican para obtener la curva VQ de la barra. En el programa, el método de curva VQ funciona de la siguiente manera:

1. El programa crea un generador ficticio en la barra escogida, el cual produce solamente reactivos.
2. Realiza un flujo de potencia para una tensión definida en la barra y almacena los valores de V y Q.
3. Reduce en cierto paso la tensión definida de la barra, lo cual modifica la entrega de reactivos.
4. Repite 2 y 3 hasta que el flujo de potencia no converge o hasta que el voltaje es igual a cero. Entrega una matriz con los valores de V y Q.

Con el sistema operando bajo la peor contingencia del nivel de operación A en la zona de estudio, se desarrolla la curva VQ para la barra más débil. Luego, se aumenta la carga en la zona en

un 5% y se obtiene otra curva VQ. La diferencia entre los puntos inferiores de ambas curvas corresponde al margen de reactivos para el nivel de operación A (300 MVAR en el ejemplo de la figura 4.2).

Luego, se debe verificar el cumplimiento del criterio de estabilidad para la barra crítica en los restantes niveles de operación.

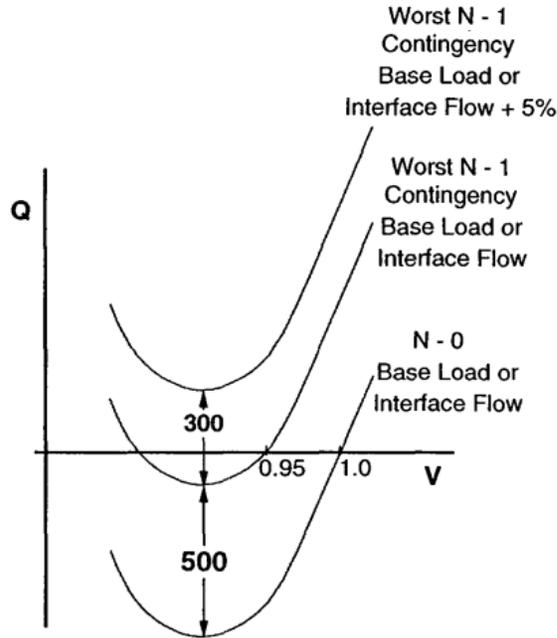


Figura 4.2: Ejemplo de curva VQ para evaluación del margen de potencia reactiva [29]

#### 4.4.2. Supuestos

Dado los alcances de este trabajo y las limitaciones asociadas se establecen los siguientes supuestos para aplicar la metodología:

- No se aplica al estudio el nivel de operación B del criterio de estabilidad que corresponde a la salida de una sección de barra del sistema. Esto, puesto que se modeló cada subestación como una sola barra<sup>6</sup>, por lo que en el modelo realizado la salida de una barra se traduce en retirar la subestación completa, lo cual no aplica al nivel B ya que corresponde al nivel de operación D. Por otro lado, sería bastante engorroso tomar como solución el descubrir que interruptores desconectar en cada subestación para representar la salida de una de sus barras, considerando que son 50 las subestaciones modeladas.

<sup>6</sup> En realidad, gran parte de las subestaciones sobre 110kV (o a lo menos las que se incluyeron en el modelo reducido) poseen un esquema de 2 barras (Charrúa posee 3 barras).

- No se considera como contingencia de nivel A o contingencia N-1 la salida de un transformador puesto que en el SIC estos no operan bajo el criterio N-1.

## **4.5. Criterio de aplicación de compensación reactiva**

Para la(s) barra(s) en cada zona de estudio que no satisfagan el criterio anterior, se recomienda instalar compensación reactiva. La magnitud de la compensación reactiva debe ser tal que, como mínimo, permita cumplir el criterio para todos los niveles de operación.

# Capítulo 5 **Modelo reducido del SIC**

## **5.1. Introducción**

Uno de los objetivos del trabajo es aplicar la metodología planteada sobre el SIC proyectado al año 2021, para lo cual se desarrolla un modelo reducido de 50 barras del sistema eléctrico chileno en el programa computacional DIgSILENT. A continuación se presenta, a grandes rasgos, el proceso de elaboración del modelo, y sus características más relevantes.

## **5.2. Descripción general del modelo**

### **5.2.1. Herramienta computacional**

Para la realización del modelo y el posterior análisis de estabilidad de tensión, se empleó la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory 14.0.508, desarrollado por la empresa alemana DIgSILENT GmbH©. El Departamento de Ingeniería Eléctrica es poseedor de una licencia del programa con varias funciones del programa habilitadas y con un límite de 50 barras para el estudio de redes eléctricas.

Se decide utilizar este programa ya que es ampliamente empleado en Chile, posee una gran capacidad de funciones y es capaz de llevar a cabo variados cálculos, abarcando una extensa gama de estudios eléctricos. En particular, las funciones de DIgSILENT que se utilizarán para este trabajo son las siguientes:

- Cálculo de flujo de carga
- Cálculo de cortocircuito
- Funciones de estabilidad: Simulación RMS

- Escrituras en DPL<sup>7</sup>: Curva P-V y Curva V-Q.

### 5.2.2. Aspectos generales

El análisis se llevó a cabo sobre un modelo reducido del SIC por dos razones. La primera se refiere a que tomaría bastante tiempo realizar un estudio técnico-económico detallado de la incorporación de compensación reactiva sobre un modelo completo del SIC, el cual posee del orden de 800 barras para alta tensión (tensiones mayores a 40 kV, es decir, 66, 110, 154, 220 y 500 kV) y más de 200 barras solo para los niveles de 220 y 500 kV. El segundo motivo tiene relación al límite de 50 barras que posee la licencia del programa que tiene Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Para la confección del modelo se tomó como base el modelo reducido del SIC realizado por A. Alegría en su trabajo de título el año 2007 [18]. Se obtuvo como resultado un modelo proyectado al año 2021 (en adelante, modelo SIC 2021), el cual abarca desde la barra Diego de Almagro 220kV hasta la barra Cautín 220kV y considera barras y líneas de 110, 154, 220 y 500 kV. En la figura 5.1 se muestra el diagrama en DIgSILENT del modelo obtenido.

### 5.2.3. Modificaciones al modelo base

El primer paso consistió en la modificación de la estructura del modelo base del año 2007 realizado en [18]. En particular, en la zona sur se modeló hasta la barra Cautín 220kV, agregando un equivalente del consumo desde aquella barra hacia el sur y los generadores más influyentes de la zona (Antilhue y Canutillar). Esto si bien, deja fuera del análisis a la zona más austral del SIC, permite agregar el tramo de 154kV entre Alto Jahuel y Charrúa y posteriormente, las líneas de 500kV que serán puestas en servicio al norte de Chile. La modelación del futuro sistema de 500 kV se considera de alta relevancia para nuestro estudio debido a la potencia que fluye a través de sus líneas y a la influencia que ejerce sobre el resto del sistema.

Por otro lado, se agregaron algunos generadores y equipos de compensación reactiva, así como los transformadores y líneas asociados a los cambios que se mencionaron anteriormente. Además, se realizó una nueva reducción del sistema para obtener los consumos actuales en cada barra modelada, lo cual se explica con mayor detalle más adelante.

---

<sup>7</sup> DIgSILENT Programming Language

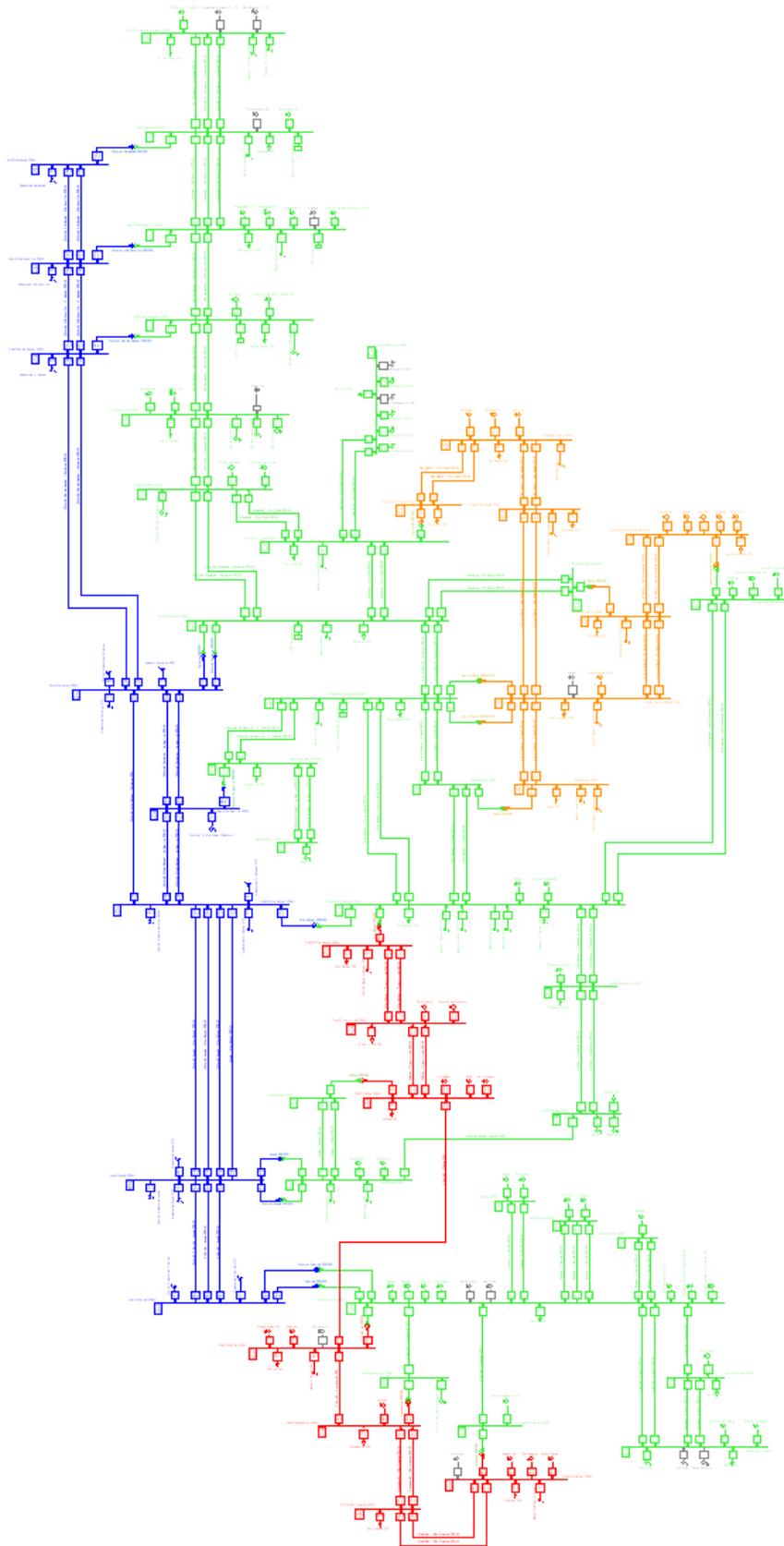


Figura 5.1: Modelo reducido del SIC proyectado al año 2021

De esta forma, se obtuvo un modelo del SIC actualizado al mes de Abril del 2011, el cual luego fue proyectado al año 2021 de acuerdo a lo que se presenta a continuación.

## **5.3. Desarrollo del modelo SIC del 2021**

A continuación se presentan los criterios, consideraciones, estimaciones y supuestos llevados a cabo para la realización del modelo del SIC proyectado al 2021.

### **5.3.1. Centrales generadoras**

#### **5.3.1.1. Criterio de selección**

Dada la gran cantidad de centrales generadoras que posee el SIC, fue necesario establecer un criterio para seleccionar las que se incluyeron en el modelo. En ese sentido, se consideraron las centrales con potencia instalada mayor a 25MW, excluyendo la zona de la región metropolitana, para la cual se consideró incluir las centrales con potencia instalada mayor a 20MW, dada la mayor demanda que posee. Con esto se logró, una representación del 92% de la potencia instalada total en el SIC a la fecha (Abril 2011).

Por otro lado, para las centrales con puesta en servicio planificada para el periodo 2011-2020, se incluyeron las que están en proceso de construcción y las recomendadas por la CNE [24], bajo el criterio de que su potencia nominal sea mayor a 50MW. En el Anexo B se muestran las centrales que se adicionaron al modelo para el horizonte de planificación.

#### **5.3.1.2. Diagrama P-Q**

Se considera el diagrama o curva de capacidad P-Q, el cual es importante modelar debido a que en la práctica los generadores ven limitada su operación por esta curva, cobrando esto relevancia en el contexto de una contingencia donde el sistema aumenta su demanda de reactivos. Para ello, de entre todas las curvas P-Q entregadas por las empresas generadoras [22], se eligieron dos curvas representativas, las que se modelaron punto a punto en DIGSILENT, resultando lo siguiente:

- Un diagrama P-Q para las centrales térmicas a partir del diagrama de la central Bocamina.
- Un diagrama P-Q para las centrales hidroeléctricas a partir de la combinación de los diagramas de las centrales Antuco (de embalse) y Abanico (de pasada).

### 5.3.1.3. Generadores eólicos

Respecto a las centrales eólicas, todas (excepto Canela I) poseen un generador de inducción del tipo doblemente alimentado (del inglés Doubly Fed Induction Generator o DFIG), el cual posee un control variable de los reactivos consumidos por el rotor, permitiendo controlar la velocidad de la turbina frente a variaciones del viento y perturbaciones del sistema eléctrico, y por ende, ofreciendo un nivel de tensión más estable.

Dado que no está dentro de los alcances de este trabajo considerar con detalle el comportamiento dinámico de las centrales eólicas, se asumió que las centrales eólicas corresponden al tipo FRC (Fully Rated Converter). Este tipo de turbinas posee las características mencionadas para la turbina eólica con DFIG, con la diferencia que, debido a un sistema convertidor de potencia completo, permite aislar la dinámica del generador de la dinámica de la red. Esto último implica que la frecuencia eléctrica de la red no se ve afectada por los cambios en la frecuencia del generador producto de las variaciones del viento. La ventaja es que este tipo de generadores eólicos se puede modelar en DIgSILENT como un objeto Static Generator. [32]

### 5.3.1.4. Futuras centrales

Los parámetros de régimen permanente y transitorio de cada generador se obtuvieron de la base de datos del CDEC-SIC [22].

Respecto a las centrales que aún no entran en servicio, algunas características se obtuvieron de la base de datos de salida (anexo) del Informe “Fijación de precio nudo de Abril 2011” [24], sin embargo, para la mayoría de sus parámetros se asumieron valores típicos.

En el caso particular de las centrales del proyecto HidroAysén, de acuerdo a la información entregada por la CNE [24], se proyecta que para el año 2021 estará en funcionamiento solo la central Baker 1. Esta central se modeló en DIgSILENT como un generador sincrónico conectado a la barra Lo Aguirre 500kV y con una generación reducida en un 8% respecto a su potencia nominal, lo que corresponde a las pérdidas estimadas a través de las largas líneas de corriente continua [23].

En el anexo A, se muestran todas las centrales incluidas en el modelo SIC 2021 y algunas de sus características.

### 5.3.2. Líneas y transformadores

Tanto las líneas eléctricas como los transformadores, fueron configurados de acuerdo a los parámetros entregados por el CDEC-SIC [21].

Por otro lado, las características de las líneas y transformadores que se prevén que se pondrán en servicio durante el periodo 2011-2020 se obtuvieron de los archivos anexos del informe del EIT 2010 [23].

En el Anexo A, se presentan las características más significativas de todos estos equipos considerados en el modelo.

### 5.3.3. Consumos

Utilizando la base DIgSILENT del modelo SIC realizado por el CDEC-SIC (correspondiente al mes de Abril del 2011) y que posee el área de sistemas eléctricos de TRANSELEC, se logró la reducción del modelo SIC desde las más de 1500 barras que conforman el modelo del CDEC-SIC a las 45 barras que conforman el modelo reducido actualizado al 2011, lo cual trae consigo la obtención de la demanda en cada barra.

Esta reducción se hace considerando que la potencia consumida es igual a la potencia generada, tal como se explica a continuación.

Para cada barra que se desea agregar al modelo SIC reducido se debe hacer un equivalente de las redes conectadas a ella, que luego es representado por un consumo conectado a la barra. Para ello, se hace uso de la ecuación (5.1), la cual estima la demanda de potencia como la suma de la potencia producida por los generadores que están dentro de la red a reducir (y que se pretenden incluir al modelo reducido), sumado o restado a la potencia que fluye a través del paño que conecta la barra con la red según sea el caso (si la potencia va hacia la red a reducir se suma ya que va hacia los consumos ubicados en ella, en caso contrario, se resta).

$$P_{Consumida} + P_{Perdida} = P_{Generada} \pm P_{Paño} \quad (5.1)$$

Similarmente, para estimar la parte reactiva del consumo, se aplica la misma ecuación, considerando adicionalmente la potencia reactiva generada por los condensadores y consumida por los reactores.

Cabe mencionar que usando esta metodología se obtiene una demanda menor a la que representa la base del CDEC-SIC puesto que en la estimación de la demanda no se considera la

potencia generada por las centrales que no se agregan al modelo reducido, para así mantener una proporción entre la potencia instalada y la demanda total más cercana a la real. No obstante, hay que tener en cuenta que, como se mencionó anteriormente, se tiene una representación del 92% de la potencia instalada del SIC con las centrales modeladas.

### **5.3.4. Compensación reactiva**

A partir del diagrama unilineal del SIC [25] se logró tener una idea de los equipos de compensación reactiva instalados por barra y sus características. Esta información se complementó con lo entregado por el modelo DIgSILENT del CDEC-SIC de Abril de 2011.

Cabe mencionar que el STATCOM instalado en la S/E Cerro Navia se modeló como un compensador estático de reactivos (CER) con la misma capacidad de compensación (140/-65 MVar). Esto es producto de que la modelación del primero es más compleja y no está dentro de los alcances del presente trabajo.

En el Anexo A se entrega una lista con los bancos de condensadores, reactores y compensadores estáticos de reactivos presentes en el modelo SIC 2021.

### **5.3.5. Controladores de planta**

Estos dispositivos juegan un rol importante en la dinámica del sistema ya que tienen como función controlar las magnitudes de ciertas variables (voltaje, corriente, frecuencia, etc) de los generadores.

En DIgSILENT, el modelo que conforma el generador y sus controladores es llamado Composite Model, para el cual se debe elegir un Composite Frame que define las conexiones entre las entradas y las salidas de los bloques de controladores. Un ejemplo de un Composite Model típico se muestra en la figura 5.2.

Entonces, con el fin de registrar la dinámica de los generadores y en base a un Composite Model del tipo Composite Type Sym proveniente de la librería de DIgSILENT, se decidió configurar los siguientes controladores:

- VCO: regulador de voltaje o AVR que modifica la tensión de excitación del campo del generador.

- PCU: es la unidad primaria de control, formada por el PCO (regulador de velocidad) y PMU (unidad de fuerza motriz o turbina), y que regula la potencia mecánica entregada al generador.

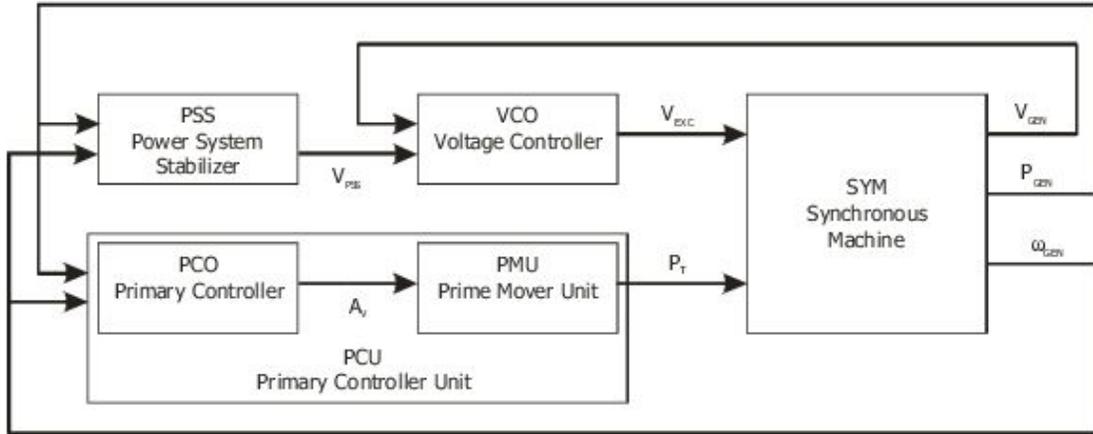


Figura 5.2: Modelo típico de planta o composite model en DIgSILENT

Para llegar a la configuración deseada de estos dispositivos, se variaron sus parámetros hasta cumplir las exigencias mínimas que establece la NTSyCS (ver sección 5.4) [9]. Sus características se entregan en el Anexo A.

### 5.3.6. Proyección de la demanda

Una vez obtenida la demanda en cada barra para el año 2011, esta es proyectada al año 2021 en base a las tasas de crecimiento según previsión de demanda que se entregan en el informe de precio nudo de Abril de 2011, resultando una tasa de crecimiento del 180,78% al proyectar la demanda desde el año 2011 al 2021 [24].

El consumo en cada barra para el caso de demanda baja resulta de aplicar la misma proporción que existe entre el consumo total para el caso de demanda baja y el caso de demanda alta en la base DIgSILENT del CDEC-SIC.

### 5.3.7. Despacho de las centrales

El despacho de cada central se obtuvo de distinta forma de acuerdo al tipo de central. Por ejemplo, las centrales eólicas se asumieron operando a un factor de planta de 0,25. Se elige este

valor dado que comúnmente el factor de planta de una central eólica está entre 0,25 y 0,3, siendo extraño encontrar parques eólicos con un factor mayor a 0,3. [32]

El caso de las centrales hidroeléctricas de embalse es más complejo, puesto que entra al juego el problema de la coordinación hidrotérmica, en donde se tiene que el despacho decidido en el presente tendrá una repercusión sobre los costos de operación futuro.

Para solucionar aquel problema se emplearon los datos de salida (despachos) del modelo PLP (planificación a largo plazo) con el cual trabaja el área de planificación de TRANSELEC [26]. Esta base de datos entrega el despacho de las centrales hidroeléctricas (de embalse y de pasada) para el periodo 2010-2020 utilizando decenas de series hidrológicas que corresponden a las distintas alternativas que sigue la hidrología en el horizonte de planificación.

De esta manera, para cada etapa del modelo se suman los despachos de las centrales y se selecciona la etapa con el mayor y el menor resultado, asumiéndose que los despachos de estas etapas corresponden a los de las centrales hidroeléctricas para un caso de hidrología húmeda e hidrología seca respectivamente. De esta forma, se obtienen despachos para las centrales hidroeléctricas más reales puesto que se tiene en cuenta la coordinación hidrotérmica.

Finalmente, las centrales térmicas se despachan por lista de mérito, es decir, de menor a mayor costo variable, medido en [US\$/MWh]. Para ello, se proyectaron los costos de las centrales térmicas (carbón, GNL, diesel) al año 2021 aplicando un factor de modulación según sea el tipo de combustible [24].

### **5.3.8. Casos de operación**

A partir de la proyección de la demanda en el SIC que entrega la CNE [24] y de los datos de salida del modelo PLP de TRANSELEC [26] se generan cuatro casos de operación para el modelo SIC 2021:

- Caso Demanda alta e Hidrología húmeda
- Caso Demanda alta e Hidrología seca
- Caso Demanda baja e Hidrología húmeda
- Caso Demanda baja e Hidrología seca

## 5.4. Pruebas al modelo

### 5.4.1. Modificaciones

Una vez terminado el modelo SIC para el 2021 que contiene las obras de expansión establecidas y recomendadas por los informes del ETT y de fijación de precio nudo [23] [24], las cuales se presentan en el anexo B, se efectuó un flujo de carga sobre los distintos escenarios de operación del modelo en DIgSILENT, dando cuenta de que algunas barras estaban con un bajo nivel de tensión y otras con una tensión alta.

En particular, las nuevas barras de 500 kV ubicadas en la zona norte del SIC exhiben tensiones altas producto de la gran cantidad de potencia reactiva que fluye a través de ellas, por lo que se decide agregar reactores a todas las barras de forma de lograr una tensión en torno a 1 pu para régimen estacionario.

Por otro lado, algunas barras de 110 kV presentaban tensiones del orden de 0,91 pu para el escenario de operación de demanda alta, valor que si bien está en el borde de los límites de tensión que establece el estándar para estado normal especificado en la NTSyCS para este nivel de tensión, provoca caídas de tensión significativas ante la ocurrencia de una falla en la zona. Producto de esto, se instalaron bancos de condensadores de 100MVAr en las barras más críticas en tensión.

Con las medidas mencionadas, se logró establecer las tensiones de las barras del modelo SIC 2021 en el rango 0,98-1,03 pu, cumpliéndose lo establecido por los estándares para estado normal mencionados en la NTSyCS.

### 5.4.2. Verificación controladores

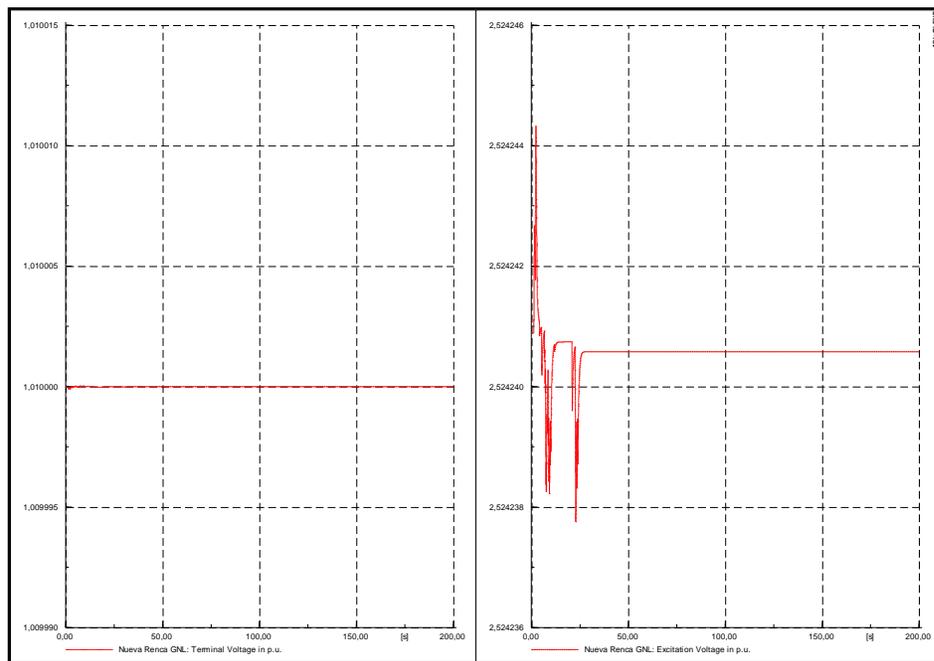
Con el fin de verificar el correcto funcionamiento de los controladores de voltaje, se comprobó el cumplimiento de las siguientes exigencias mínimas establecidas por la NTSyCS [9] en el controlador de la central Nueva Renca GNL:

- I. La respuesta de la tensión en bornes de una unidad generadora girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5 % en la consigna de tensión del sistema de regulación de excitación, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación inferior al 15 %, un tiempo de crecimiento inferior a 400 [ms] y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10 % al 90 % de

su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de  $\pm 5\%$  en torno a su valor final o de régimen.

- II. La tensión máxima entregada por el sistema de excitación al campo de la unidad generadora deberá ser como mínimo 2 veces la tensión de excitación correspondiente a operación a plena carga y con factor de potencia nominal.
- III. Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad generadora, el gradiente decrecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 [ms] para una depresión sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora de 50 %, con la unidad operando a plena carga y con factor de potencia nominal.

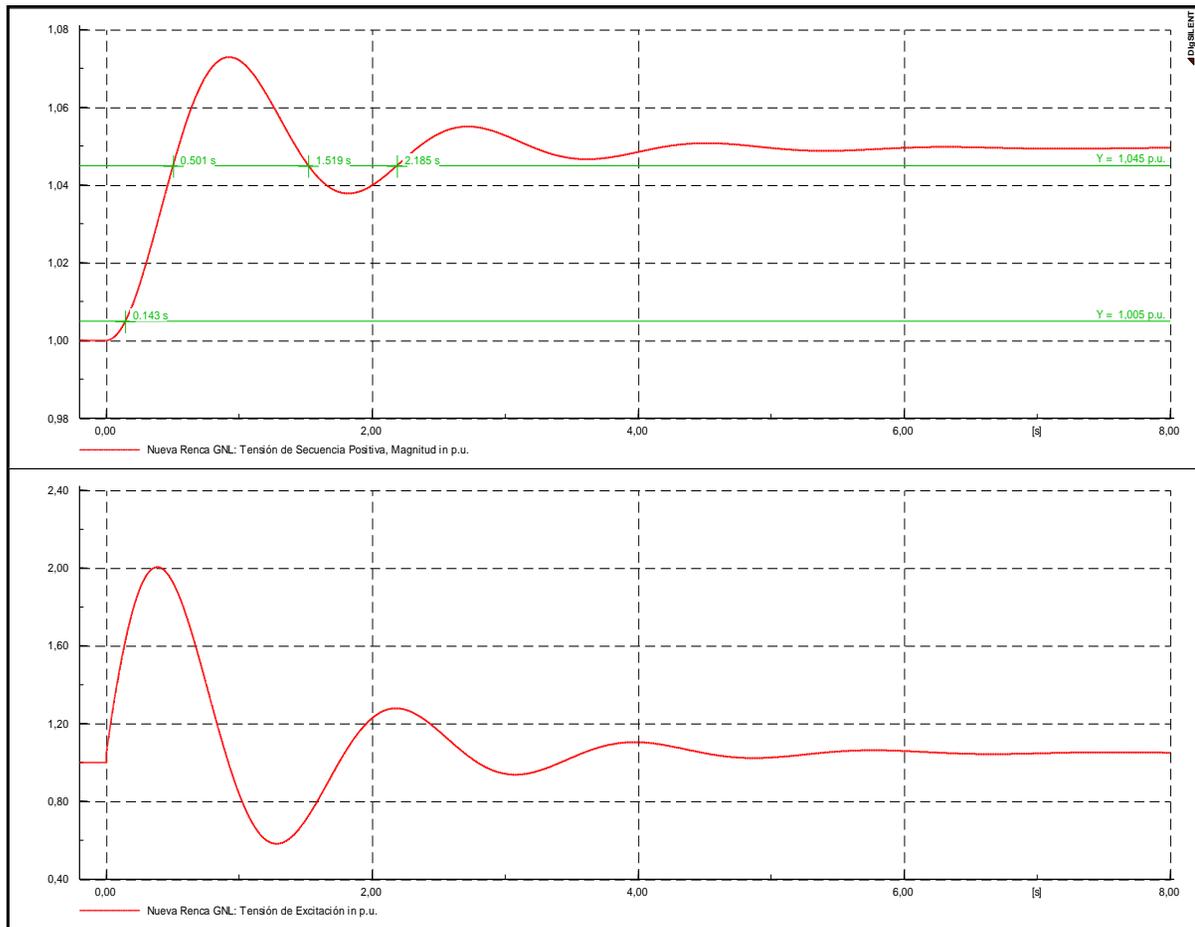
En la figura 5.3 se ve que la tensión de excitación en régimen permanente de la central Nueva Renca GNL es 2.52 pu. Además revisando el comportamiento de los demás controladores del sistema se verifica que, para el escenario de demanda alta, la mayor tensión de excitación corresponde a 2.7 pu aproximadamente. Entonces, la exigencia II se cumple seleccionando una tensión máxima de 5.5 pu.



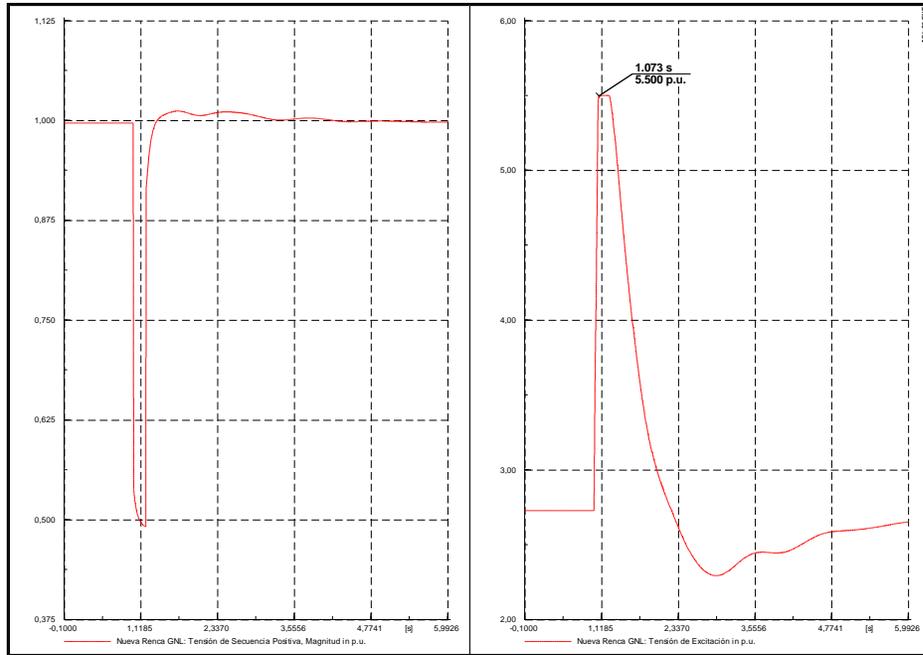
**Figura 5.3: Tensiones en regimen permanente - Central Nueva Renca GNL**

A partir de la figura 5.4 se puede concluir que la respuesta al escalón cumple con los límites de tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y sobreoscilación solicitados.

Además, se simula una falla trifásica en la línea Cerro Navia – Chena110 en  $t=1$  s, la cual provoca la salida de un circuito de la línea y el decaimiento de la tensión a 0.5 pu en la barra Cerro Navia 220. Se puede ver en la figura 5.5 que la tensión de excitación de Nueva Renca GNL alcanza su máximo 73 ms después de la falla, el cual, a pesar de ser mayor a los 15ms que exige la norma, logra estabilizar rápidamente el voltaje en la barra.

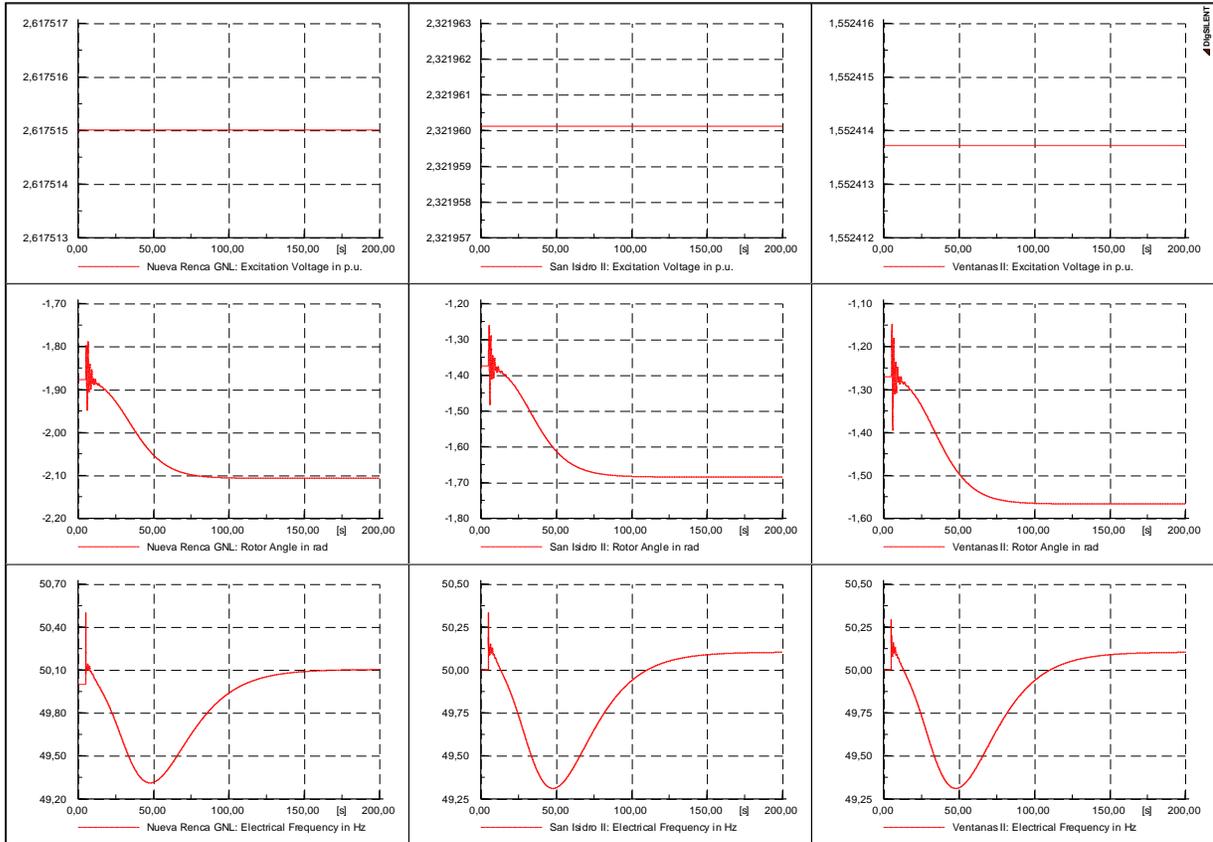


**Figura 5.4: Respuesta al escalón para Central Nueva Renca GNL**



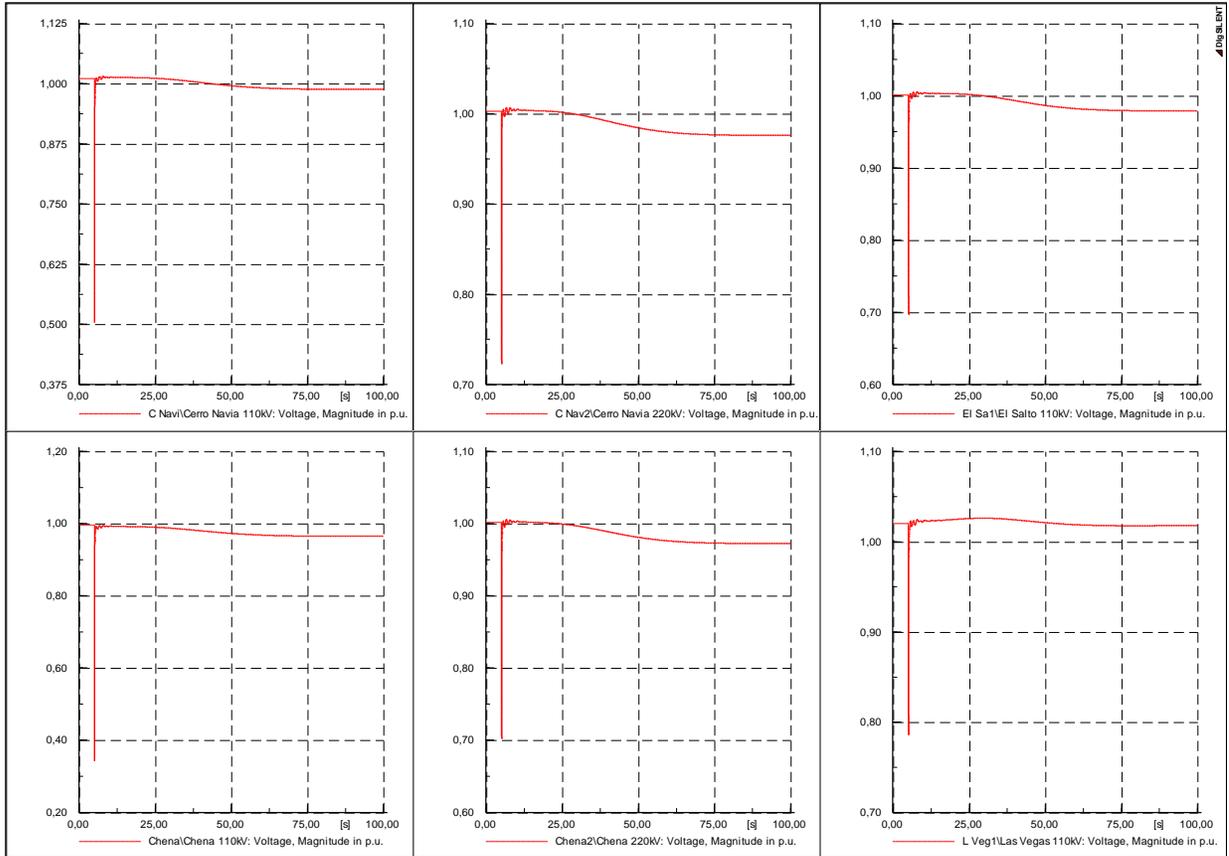
**Figura 5.5: Tensiones bajo falla - Central Nueva Renca GNL**

Finalmente, se lleva a cabo la misma falla trifásica en la línea Cerro Navia – Chena 110 a los 5 s de iniciada la simulación, para el caso en el cual están todos los controladores fuera de servicio (figuras 5.6 y 5.7) y para el caso en el cual están todos en operación (figuras 5.8 y 5.9). Se analiza el comportamiento dinámico a partir de la tensión de excitación, el ángulo de rotor y la frecuencia eléctrica de tres máquinas generadoras del modelo y de las tensiones en las barras cercanas a estos generadores.



**Figura 5.6: Tensión de excitación, ángulo de rotor y frecuencia– Sin controladores**

Para el primer caso se observa que, sin controladores de tensión ni de velocidad, la tensión de excitación se mantiene constante y se produce una caída brusca de la frecuencia y a su vez del ángulo de rotor. Eso sí, la frecuencia logra volver a un valor relativamente cercano a los 50 Hz, no obstante, la nula sobrecitación del campo de los generadores provoca una caída significativa de las tensiones en las barras próximas a la ubicación de la falla.



**Figura 5.7: Tensión en barras – Sin controladores**

En cambio, si se activan todos los controladores de las centrales, se puede ver que ante la ocurrencia de la falla, se produce una correcta actuación del controlador de excitación (a través de peaks de voltaje) y de velocidad, los cuales estabilizan rápidamente los voltajes y frecuencias en las barras del sistema, respectivamente.

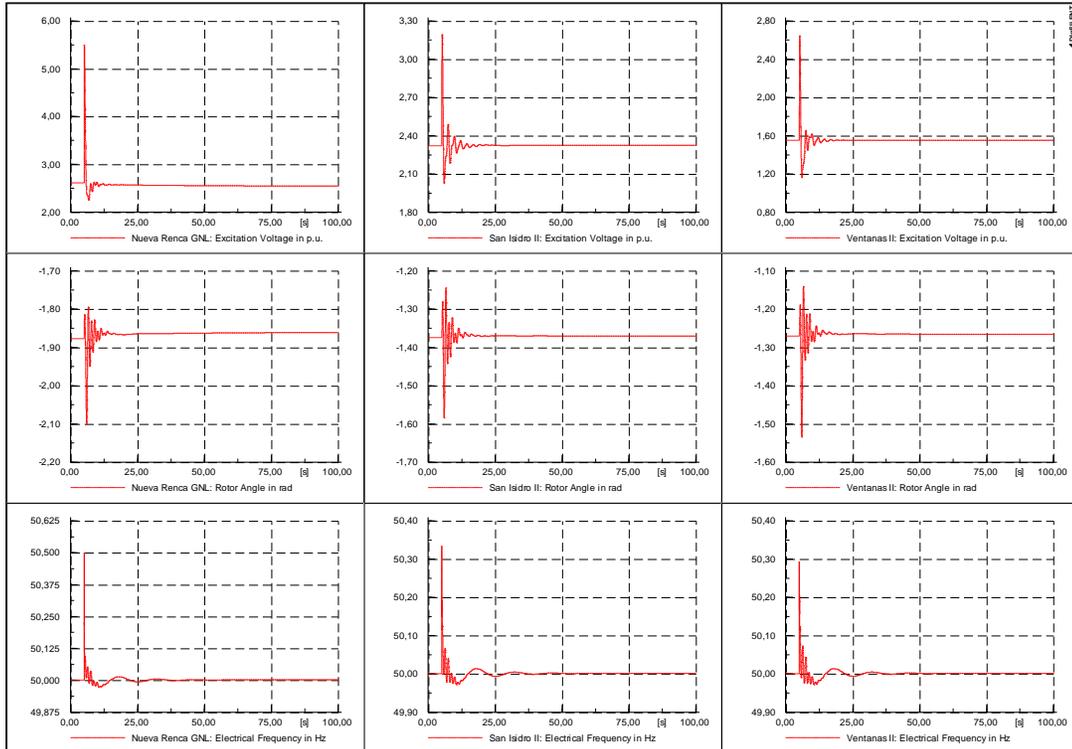


Figura 5.8: Tensión de excitación, ángulo de rotor y frecuencia- Con controladores

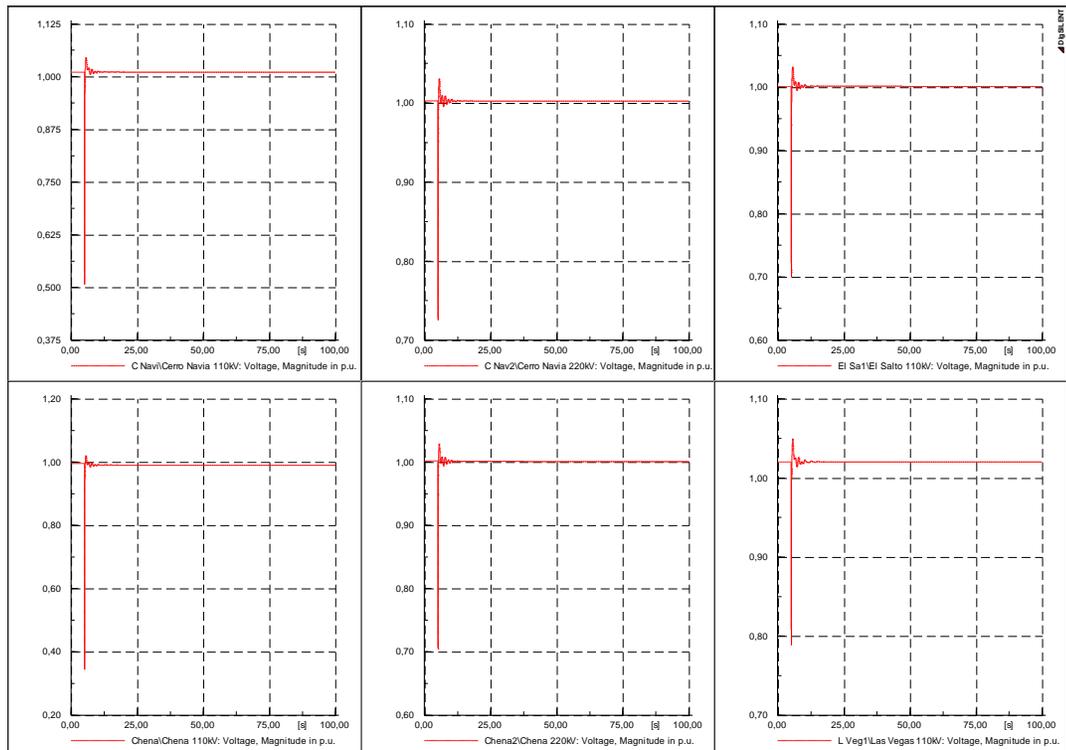


Figura 5.9: Tensión en barras – Con controladores

# Capítulo 6 **Aplicación y resultados**

## **6.1. Introducción**

Ahora, se aplica la metodología de análisis propuesta en el capítulo 4 sobre el modelo reducido del SIC especificado en el capítulo anterior. Adicionalmente, se estudia el efecto de aplicar los mecanismos de control de la dinámica de tensión estudiados en el capítulo 3 sobre el modelo reducido del SIC. Por último, se analiza la influencia sobre el sistema eléctrico de algunas de las obras de expansión recomendadas por la CNE o en proceso de construcción.

## **6.2. Aplicación de la metodología sobre el modelo SIC 2021**

### **6.2.1. Bases del estudio**

#### **6.2.1.1. Supuestos**

Para la realización del estudio, se tomaron en cuenta los siguientes supuestos:

- Para los consumos se considera un modelo de potencia constante, puesto que representa las condiciones más críticas de operación, de forma que los requerimientos de potencia reactiva que arroje el estudio sean suficientes para asegurar la estabilidad del sistema.
- Las contingencias en las líneas corresponden a fallas trifásicas y se aplican a un 5% de la longitud de la línea, ya que mientras la falla sea más próxima a una barra, más exigente será el evento para aquella barra.
- Una vez ocurrida la falla en la línea de transmisión, la apertura de los interruptores en ambos extremos se produce a los 100 ms, lo cual cumple con lo establecido por la NTSyCS para el tiempo de despeje de una falla en línea.

- Se desprecia la sobrecarga en las líneas y transformadores. Cabe mencionar que no se observaron sobrecargas considerables en los equipos durante el desarrollo del estudio.

### **6.2.1.2. Escenario de operación**

La idea del estudio es analizar los eventos que provocan el mayor esfuerzo sobre el SIC, entonces, luego de realizar simulaciones RMS para variadas contingencias para los cuatro escenarios de operación elaborados, se decide aplicar la metodología sobre el escenario de demanda alta con hidrología seca puesto que es el escenario más exigente para el sistema, por los motivos que se explican a continuación.

Bajo demanda alta, el sistema está sometido a una mayor tensión o stress, haciendo más probable la ocurrencia de un colapso. Por otro lado, bajo una hidrología seca la generación hidroeléctrica se ve limitada, obligando a despachar las unidades térmicas ubicadas en mayor parte al norte del país, lo que implica mayores flujos de potencia activa y reactiva en aquella zona.

### **6.2.1.3. Zonas de estudio**

En estudios de reservas de potencia reactiva para redes eléctricas grandes como lo es el SIC, se suele dividir el análisis por zonas debido a que la compensación reactiva es aplicada localmente. Siguiendo la división planteada por el CDEC-SIC en [27], se dividirá el análisis en las 4 zonas definidas a continuación:

- Zona norte: desde la barra Diego de Almagro 220 kV hasta Nogales 220 kV, incluyendo las instalaciones de 220kV.
- Zona centro: desde la barra Nogales 220 kV hasta Alto Jahuel 220 kV, incluyendo las instalaciones de 220kV y 110kV.
- Zona centro-sur: desde la barra Alto Jahuel 220 kV hasta Ancoa 220 kV, incluyendo las instalaciones de 220kV y 154kV.
- Zona sur: desde la barra Charrúa 220 kV hacia el sur, incluyendo las instalaciones de 220kV y 154kV.

A pesar de la definición previa de zonas, se debe indicar que para la zona centro-sur no se identificaron contingencias que puedan poner en peligro la estabilidad del sistema, por lo que se decidió dejar esta área fuera del análisis con el objetivo de enfocarse en las demás zonas.

Se obtuvieron las curvas PV para la zona norte, centro y sur bajo el escenario de demanda alta e hidrología seca (condición más desfavorable) y bajo condición de operación normal (sin falla), las

cuales se presentan en el Anexo D. Se observa que solo la zona centro no cumple con el mínimo margen de potencia activa del 30% establecido para la aplicación de la metodología, sin embargo, se decide dejar el margen obtenido (10,23%) ya que no es posible redespachar las unidades en la zona dado que están prácticamente todas despachadas a su máxima potencia.

## 6.2.2. Resultados

### 6.2.2.1. Contingencias para cada nivel de operación

Utilizando la herramienta de simulación RMS, se simularon varios eventos de falla en circuitos de líneas, equipos de compensación y centrales. A partir de lo anterior, se seleccionó un set de contingencias simples críticas en lo referido a la caída de tensión que provocan, correspondiendo éstas al nivel de operación A definido por el criterio WSCC. Las contingencias seleccionadas se presentan en la tabla 6.1.

Nivel de operación	Contingencias críticas	
A	Zona norte	Falla línea Diego de Almagro - Cardones 220 L1 Falla línea Cardones - Maitencillo 220 L1 Falla línea Maitencillo – Pan de Azúcar 220 L1 Falla central Taltal I Falla central Tierra Amarilla Falla central Guacolda III Falla central Carbón Pan de Azúcar Falla CER Cardones
	Zona centro	Falla línea San Pedro – Las Vegas 110 L1 Falla línea Polpaico – El Salto 220 L1 Falla central Nueva Ventanas Falla central San Isidro I Falla central Ventanas II Falla CER Polpaico Falla STATCOM Cerro Navia
	Zona sur	Falla línea Charrúa – Cautín 220 L1 Falla línea Pangue – Charrúa 220 L1 Falla línea Charrúa – Concepción 220 Falla línea Charrúa – Concepción 154 Falla central Bocamina II Falla central Bocamina I Falla central Coronel Falla central Abanico
C	Combinación de dos contingencias de nivel A o falla en un transformador	
D	Falla en todos los circuitos de una línea o en una subestación	

**Tabla 6.1: Contingencias por nivel de operación**

Ya definidas las contingencias simples críticas, se aplica la metodología de la WSCC a cada zona de estudio para evaluar la instalación de compensación reactiva. Es importante señalar que todas las gráficas de simulación RMS, curvas P-V y curvas V-Q obtenidas durante el estudio se encuentran en el anexo D, exhibiendo solo las más relevantes en este capítulo.

## 6.2.2.2. Zona Norte

### 6.2.2.2.1. Simulaciones dinámicas

En la siguiente tabla se presentan las contingencias categorizadas de acuerdo a su nivel de operación y el margen de potencia activa, resaltando las contingencias que poseen el menor margen de potencia activa para cada nivel. Se puede ver que para todos los niveles se cumplen los márgenes establecidos por el criterio de estabilidad (5% para caso A, 2,5% para caso B y 0% para caso D). Cabe mencionar que la falla en S/E Nogales será considerada para la zona centro puesto que la potencia que fluye a través de aquella subestación va hacia esa área, por lo que su salida afectará con mayor magnitud a la zona centro que a la zona norte.

Nivel de operación	Contingencias críticas	Margen de potencia activa [%]
Base	Operación normal	48,93
A	Falla línea Diego de Almagro - Cardones 220 L1	48,32
	Falla línea Cardones - Maitencillo 220 L1	48,53
	Falla línea Maitencillo – Pan de Azúcar 220 L1	48,11
	Falla central Taltal I	47,67
	Falla central Tierra Amarilla	45,98
	Falla central Guacolda III	46,89
	Falla central Carbón Pan de Azúcar	46,64
	Falla CER Cardones	47,64
C	Falla línea Maitencillo – Pan de Azúcar 220 L1 y 2	47,48
	Falla central Tierra Amarilla y Guacolda III	43,91
	Falla central Tierra Amarilla y Carbón Pan de Azúcar	43,53
	Falla central Guacolda III y Guacolda IV	45,02
	Falla transformador Maitencillo 500/220	43,53
D	Falla S/E Diego de Almagro 220	44,41
	Falla S/E Cardones 220	51,64
	Falla S/E Maitencillo 220	31,41
	Falla S/E Pan de Azúcar 220	52,81

**Tabla 6.2: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona norte**

### 6.2.2.2.2. Criterio de estabilidad de tensión

Se obtienen las curvas PV presentadas en la figura 6.1 para la falla en central Tierra Amarilla, correspondiente a la contingencia de nivel A con el menor margen de potencia activa. Lo cual se entiende ya que la salida de algún generador en aquella zona conlleva una gran exigencia para el sistema puesto que las unidades allí ubicadas están prácticamente todas despachadas para el escenario considerado, teniéndose un bajo margen de potencia activa.

Se observa que la caída de tensión más notoria se asocia a las barras Maitencillo 220 kV y Cardones 220 kV, e inclusive, para cargas altas, estas barras superan el límite de 0,93 pu establecido por los estándares para estado alerta de la NTSyCS para niveles de tensión entre 200 y 500 kV. Por su parte, la barra Diego de Almagro 220 kV presenta una caída de tensión mayor que las anteriores, pero solo para cargas altas. A través de la curvas VQ se comprobará cuál de estas barras posee la mayor deficiencia de reactivos.

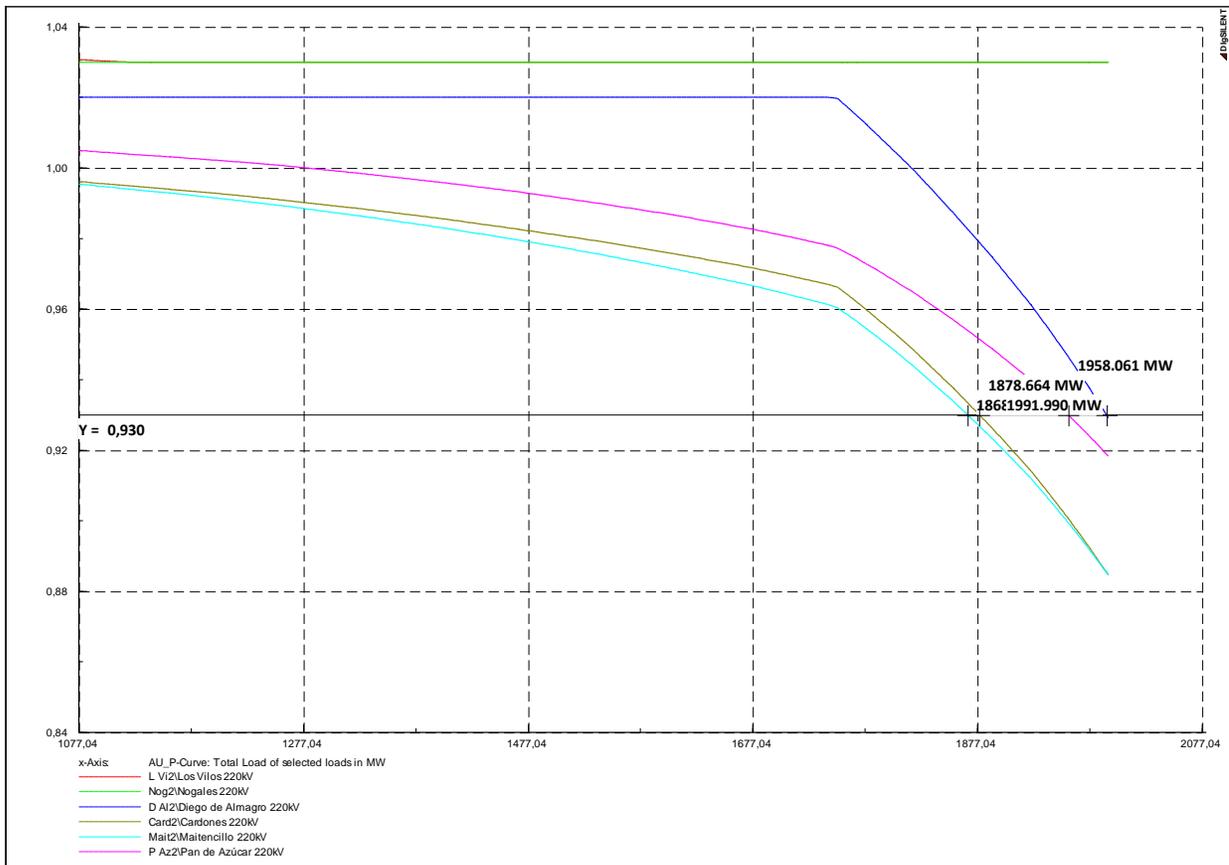


Figura 6.1: Curva PV para peor contingencia de nivel A en zona norte

En la figura 6.2 se puede ver que la barra Diego de Almagro 220 kV posee el menor margen de reactivos, lo cual era de esperar, considerando que las barras Maitencillo 220 kV, Cardones 220 y

Pan de Azúcar 220 poseen dispositivos CER y están conectadas al sistema de 500 kV que le proporciona una mayor robustez a la zona. Además, a partir de la pendiente de la curva VQ (sensibilidad  $dQ/dV$ ) de las barras se identifica la rigidez de estas, puesto que una pequeña caída de tensión permite que se libere una considerable reserva de reactivos.

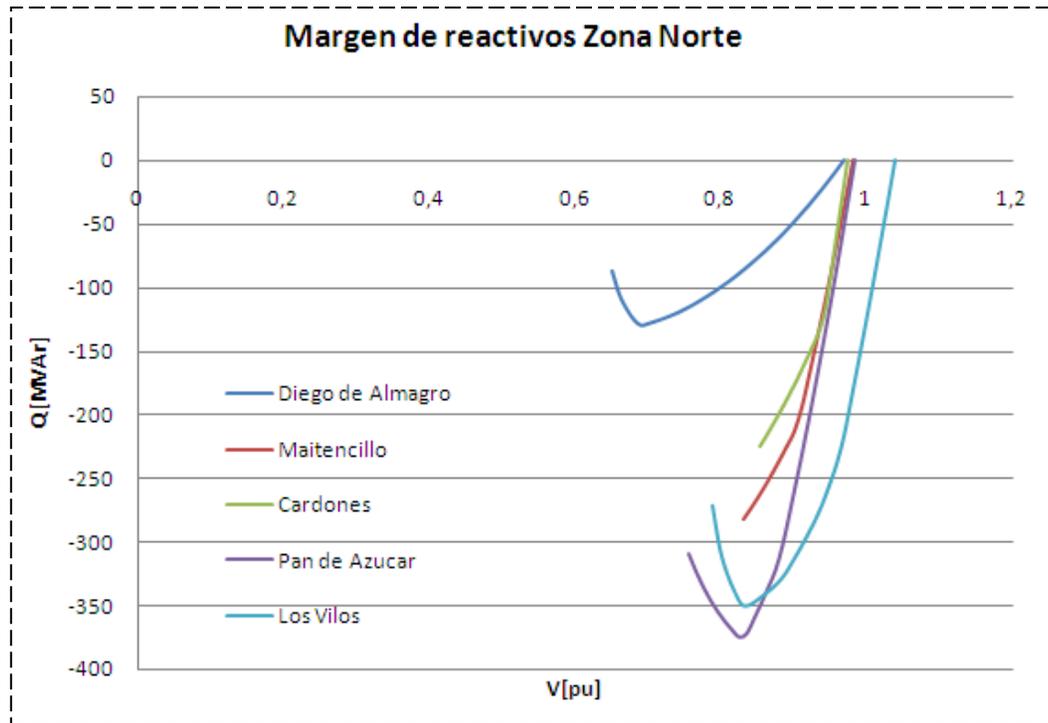


Figura 6.2: Curvas VQ para barras de zona norte

Ahora, lo que concierne es el margen de potencia reactiva que resulta de aumentar la carga en un 5% luego de aplicada la falla crítica y que en este caso, como se puede ver en la figura 6.3, es igual a 5,33MVar. Este será el margen para el nivel de operación A.

Finalmente, en la figura 6.4 se puede ver que el margen de potencia reactiva para el nivel D es 6,4 MVar, mientras que el margen para el nivel C es del orden de 0,25 MVar, siendo este último menor a los 2,66 MVar correspondientes al 50% del margen del nivel A, por lo que la barra Diego de Almagro 220 kV no cumple el criterio de estabilidad y se recomienda instalar compensación reactiva en aquella subestación.

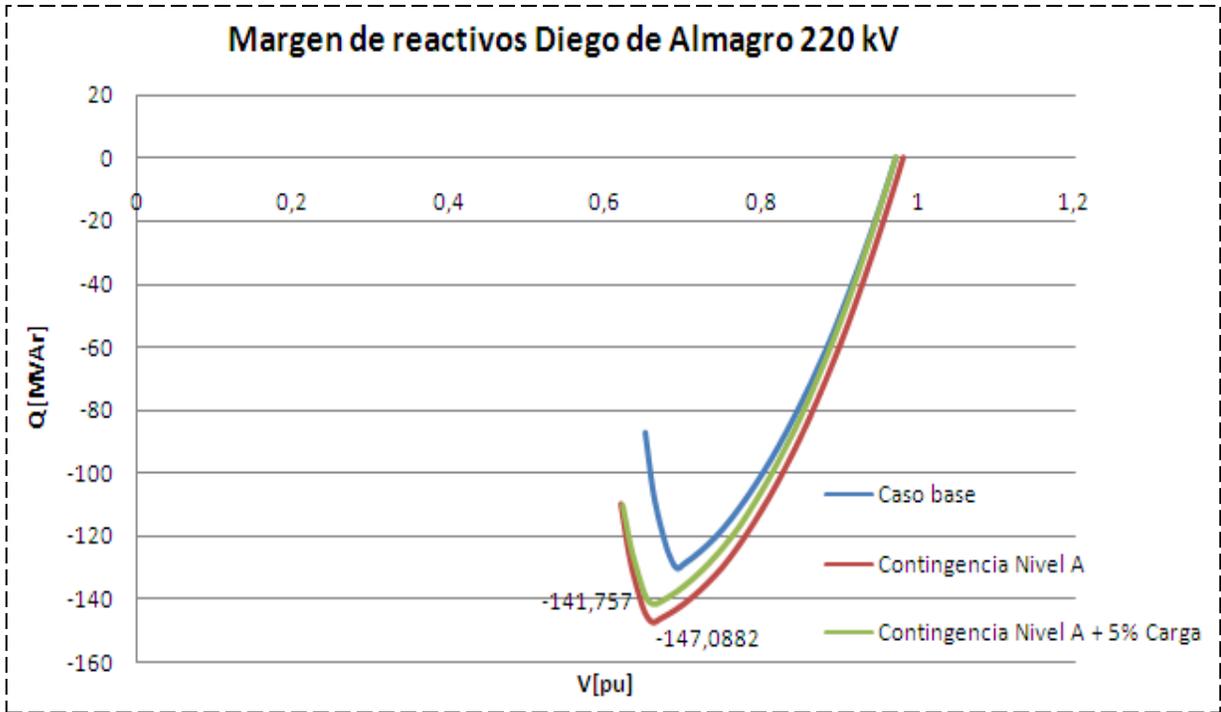


Figura 6.3: Curvas VQ para barra D. Almagro 220 en caso base y contingencia nivel A

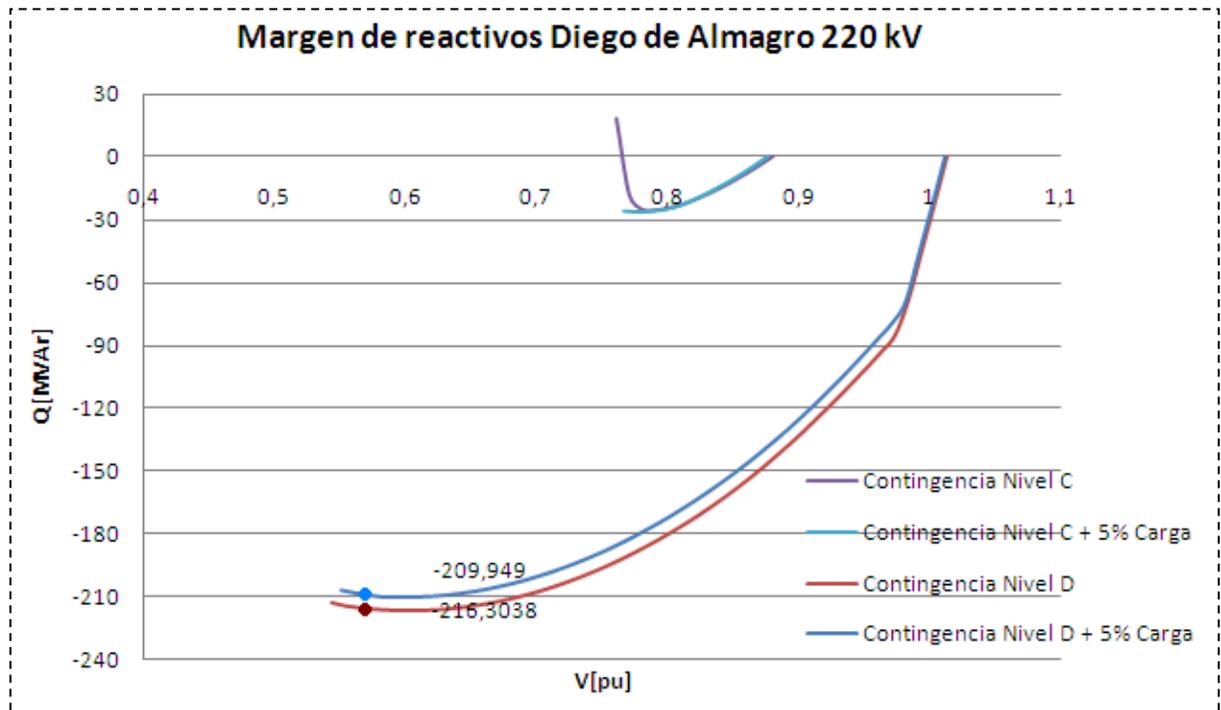


Figura 6.4: Curvas VQ para barra D. Almagro 220 en contingencias nivel C y D

### 6.2.2.3. Zona Centro

#### 6.2.2.3.1. Simulaciones dinámicas

En primer lugar, se obtienen las curvas PV y los respectivos márgenes de potencia activa para las contingencias críticas en la zona (tabla 6.3), encontrándose que la falla más exigente es la salida de la central Nueva Renca GNL, ya que provoca la mayor reducción del margen. Además, su margen está por debajo del criterio permitido para el nivel A (5%). En tanto, para los niveles C y D, el criterio se cumple.

Nivel de operación	Contingencias críticas	Margen de potencia activa [%]
<b>Base</b>	Operación normal	10,23
<b>A</b>	Falla línea San Pedro – Las Vegas 110 L1	9,58
	Falla línea Polpaico – El Salto 220 L1	9,50
	Falla central Nueva Ventanas	6,63
	Falla central San Isidro I	9,01
	Falla central Ventanas II	8,17
	Falla central Nueva Renca GNL	1,86
	Falla CER Polpaico	8,93
<b>C</b>	Falla STATCOM Cerro Navia	9,58
	Falla línea San Pedro – Las Vegas 110 L1 y L2	6,45
	Falla línea Polpaico – El Salto 220 L1 y L2	6,19
	Falla transformador Chena 220/110	7,06
<b>D</b>	Falla transformador Los Almendros 220/110	5,66
	Falla S/E Nogales 220	3,38
	Falla S/E Chena 220	6,72

**Tabla 6.3: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona centro**

#### 6.2.2.3.2. Criterio de estabilidad de tensión

De las curvas PV obtenidas de aplicar la falla en la central Nueva Renca GNL, se puede observar que las barras más afectadas ante el evento son Chena 110 kV y Las Vegas 110 kV. Algo similar se observa para las curvas PV resultantes de la aplicación de las demás contingencias, las que se adjuntan en el anexo D. Es necesario entonces evaluar el margen de reactivos para estas barras.

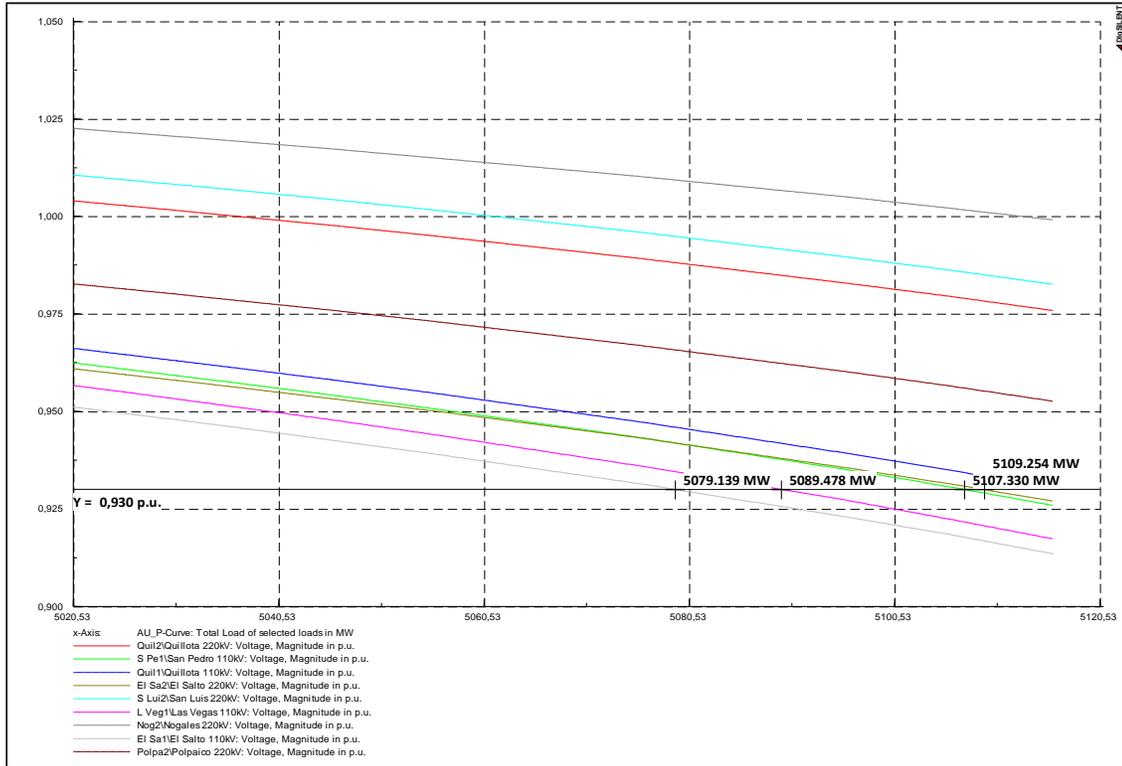


Figura 6.5: Curvas PV para peor contingencia de nivel A en zona centro (N°1)

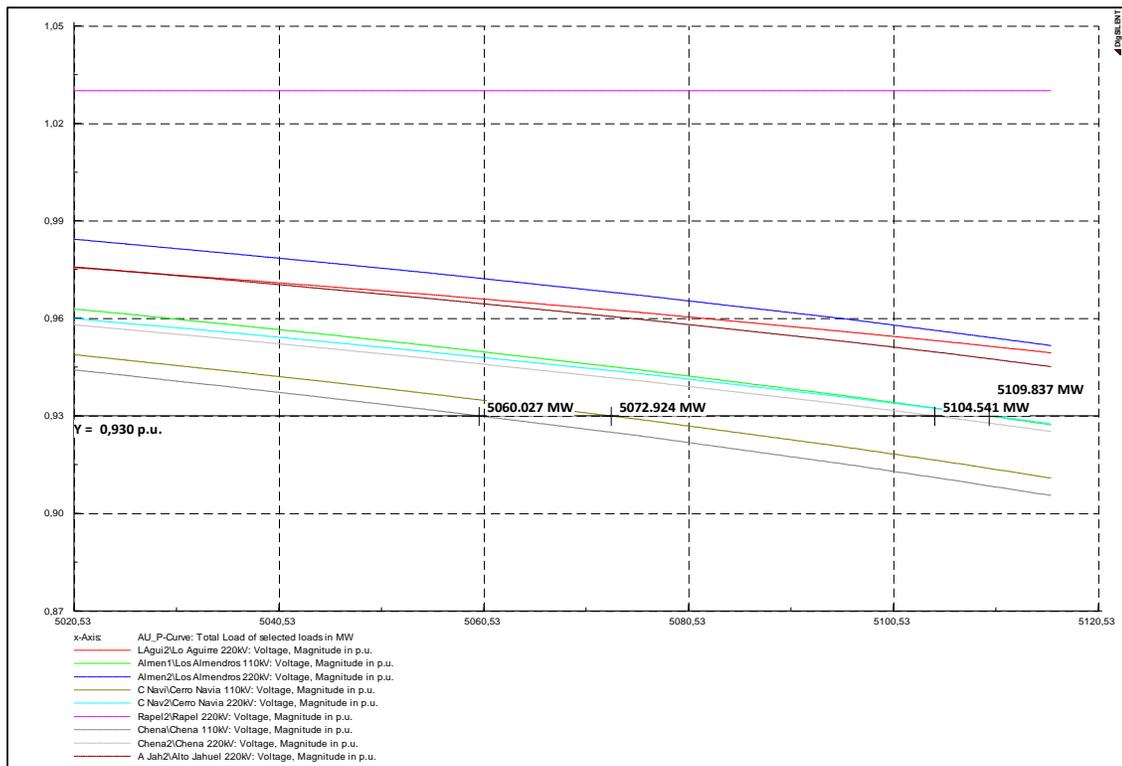


Figura 6.6: Curvas PV para peor contingencia de nivel A en zona centro (N°2)

En las figuras 6.7 y 6.8 se exponen las curvas VQ para las barras Chena 110 kV y Las Vegas 110 kV bajo tres casos: operación normal, falla en central Nueva Renca GNL y la misma falla pero con un aumento de 2% de carga. Así, los márgenes de potencia reactiva para el nivel A son 75,6 MVar para la barra Chena 110 kV y 64,3 MVar para Las Vegas 110 kV.

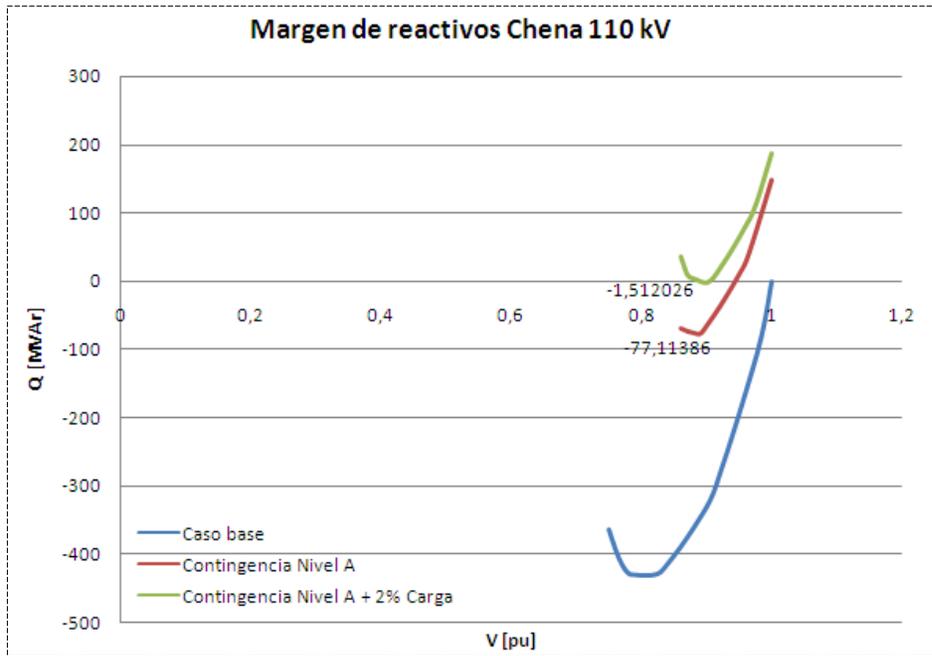


Figura 6.7: Curvas VQ para barra Chena 110 kV

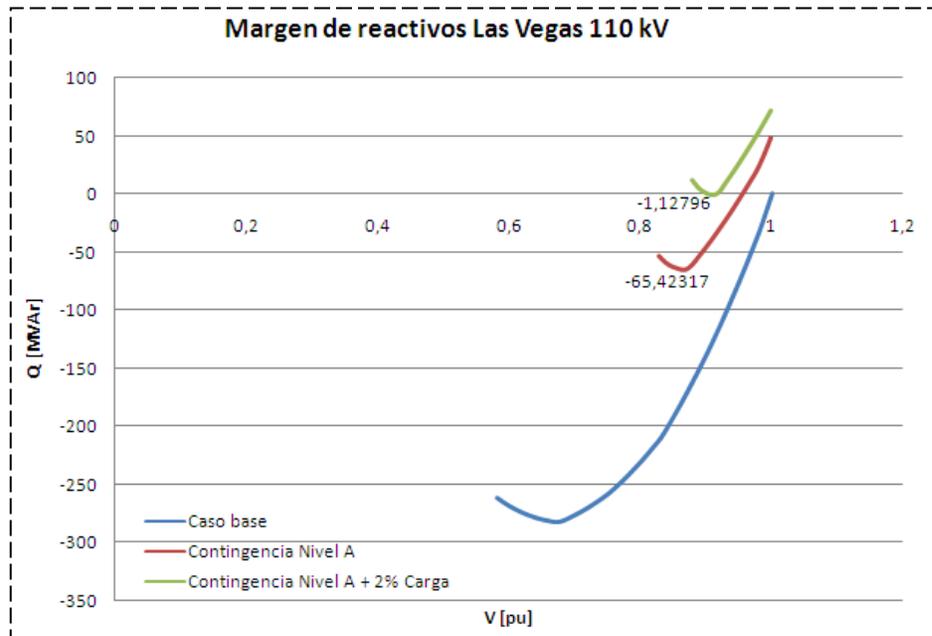


Figura 6.8: Curvas VQ para barra Las Vegas 110 kV

La carga no fue posible aumentarla más allá del 2%, pero a pesar de aquello, se obtuvo un buen margen de potencia reactiva en ambas barras. Por otro lado, el programa no pudo obtener las curvas VQ de estas barras para los demás niveles de operación (C y D). En 6.2.2.5 se analizará el aumento de la reserva de reactivos en estas barras.

## 6.2.2.4. Zona Sur

### 6.2.2.4.1. Simulaciones dinámicas

Se observa que en los tres niveles de operación se cumple el criterio de estabilidad, sin considerar las no convergencias que se obtienen al simular fallas de S/E importantes como Charrúa 220. La peor falla para el nivel A corresponde a la salida de la central Bocamina I, cuyas curvas PV se presentan en la figura 6.9.

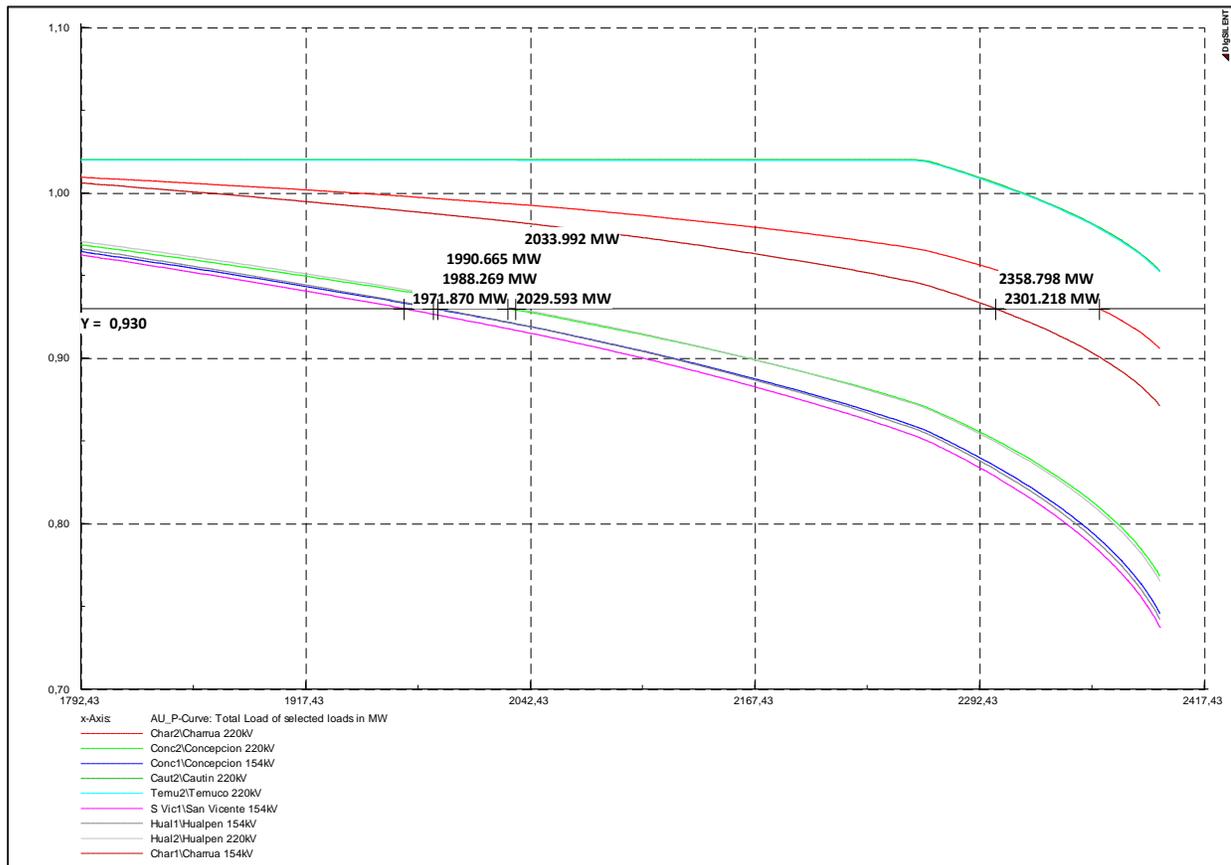
Nivel de operación	Contingencias críticas	Margen de potencia activa [%]
Base	Operación normal	37,3
A	Falla línea Charrúa – Cautín 220 L1	36,14
	Falla línea Pangué – Charrúa 220 L1	35,82
	Falla línea Charrúa – Concepción 220	31,08
	Falla línea Charrúa – Concepción 154	35,82
	Falla central Bocamina II	25,09
	Falla central Bocamina I	32,20
	Falla central Coronel	35,53
	Falla central Abanico	35,53
C	Falla línea Hualpén - San Vicente L1 y L2	25,98
	Falla líneas Charrúa – Concepción 220 y Charrúa – Hualpén 220	21,01
	Falla transformador Charrúa 220/154	19,03
	Falla central Bocamina II y central Coronel	22,30
D	Falla S/E Concepción 220	28,42
	Falla S/E Charrúa 154	38,69

Tabla 6.4: Margen de potencia activa para contingencias críticas en zona sur

### 6.2.2.4.2. Criterio de estabilidad de tensión

En función de las curvas PV obtenidas, se puede concluir que las barras Concepción 154 kV y San Vicente 154 kV son las barras más débiles en tensión de la zona. Se observa que esta zona posee un amplio margen de potencia activa, al igual que la zona norte, con la diferencia de que en este caso las bajas de tensión son mayores para ciertas barras, al punto de que se sobrepasa con

creces el límite definido por los estándares para estado alerta (0,93 pu para 220 kV y 0,91 pu para 154 kV). Ahora, considerando que las barras mencionadas están separadas por una línea muy corta (10 km), su comportamiento ante las peores contingencias de cada nivel de operación será similar, por lo que se evaluará el margen de potencia reactiva de la barra Concepción 154 kV solamente.



**Figura 6.9: Curva PV para peor contingencia de nivel A en zona sur**

A partir de las curvas VQ de la figura 6.10 se puede ver que el margen de reactivos para el nivel A, C y D es 19,8, 37,6 y 31,1 MVAR respectivamente, por lo que basándose en el criterio de la WSCC no se requiere una reserva mayor de reactivos en la zona.

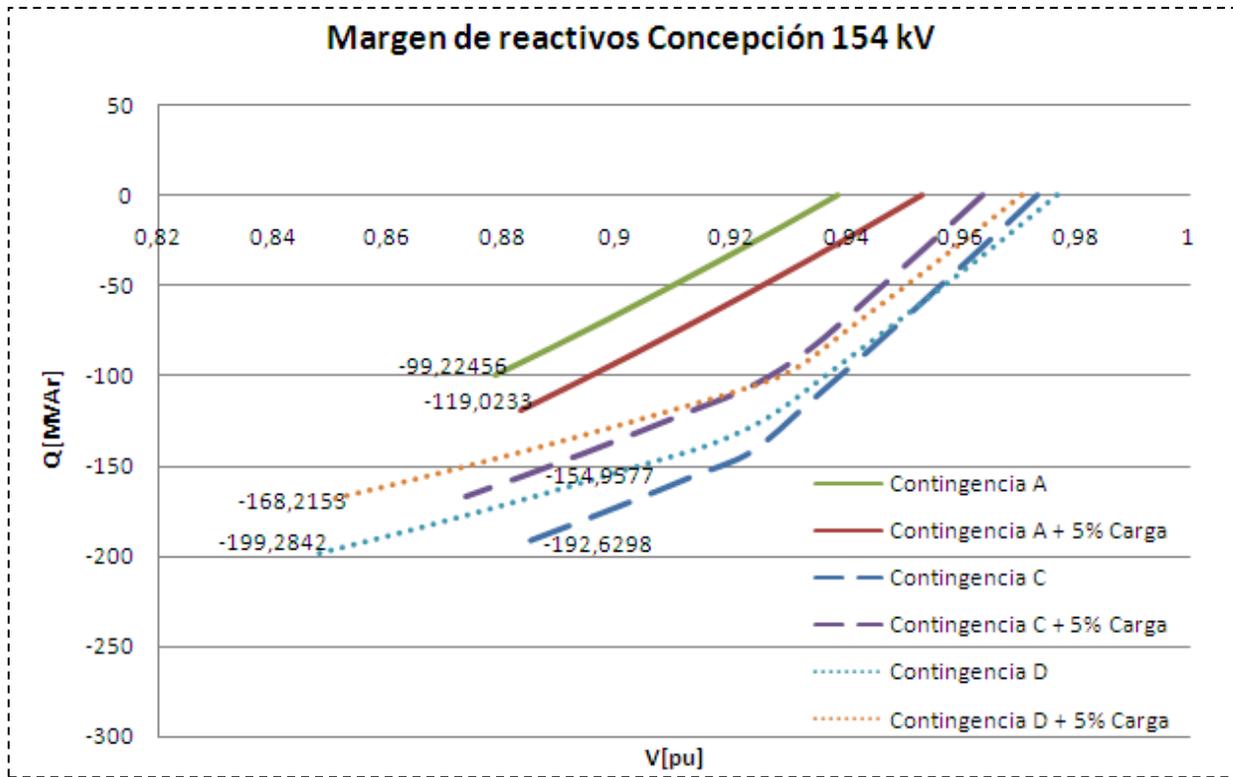


Figura 6.10: Curvas VQ para Concepción 154 kV

### 6.2.2.5. Instalación de compensación reactiva

Un punto importante que mencionar es que la no convergencia del flujo de potencia en la aplicación de ciertas fallas durante el desarrollo de la metodología, se explica por el hecho de que los generadores más cercanos a la falla alcanzan su límite de potencia reactiva, haciendo que otros generadores en puntos más alejados deban suplir este déficit de potencia, con la consecuentes caídas de tensión a lo largo del trayecto que recorre la potencia reactiva.

Lo anterior hace pensar que existen ciertas barras que deberían tener una mayor reserva de reactivos debido a que ante determinadas contingencias su aporte puede ser clave para mantener la estabilidad de tensión en el sistema. No está dentro de los alcances de este trabajo identificar cuáles son las barras claves para cada contingencia, ya que se requieren estudios más elaborados, y hacia esa línea apunta el Plan de Defensa frente a Contingencias Extremas desarrollado por el CDEC-SIC, el cual anticipa las medidas que se deben llevar a cabo para hacer frente a una lista de contingencias catalogadas como extremas, debido a que pueden llevar al colapso de tensión.

#### **6.2.2.5.1. Zona norte**

Se concluye que con un banco de condensadores de 50 MVAR para S/E Diego de Almagro 220 kV se satisface el criterio de estabilidad. Un compensador estático de reactivos no es necesario ya que se tiene este dispositivo en S/E Cardones.

Por otro lado, cabe indicar que existen otras situaciones que dan señales para guiar la instalación de compensación reactiva, En particular, para cargas altas y bajo ciertas contingencias, las barras Cardones, Pan de Azúcar y Maitencillo están bajo el límite de 0,93 pu especificado por la NTSyCS para el nivel de 220 kV, por lo que también se recomienda la instalación de un banco de condensadores de 50 MVAR en cada una de estas subestaciones, con lo cual se cumple lo establecido por la norma.

#### **6.2.2.5.2. Zona centro**

Dado que las barras Chena 110 kV y Las Vegas 110 kV no son tan relevantes en el proceso de mejorar el perfil de tensiones del sistema, en comparación a otras barras de la zona centro (Polpaico, Alto Jahuel y Cerro Navia, por mencionar algunas), se considera que los bancos extras instalados en ambas barras, de 100 y 50 MVAR respectivamente, durante la elaboración del modelo son suficientes para mantener una tensión adecuada en el sistema de 110 kV. Considerar además que para cumplir con los límites de tensión definidos por la NTSyCS se decidió colocar bancos de condensadores en las subestaciones Alto Jahuel 154 kV, Cerro Navia 110 kV, El Salto 110 kV y Las Vegas 110 kV.

#### **6.2.2.5.3. Zona sur**

En base a los resultados, se concluye que la reserva de reactivos del gran número de centrales localizadas en la zona es suficiente para hacer frente a las contingencias que se puedan presentar durante el horizonte de planificación que se consideró, y por lo tanto, no se cree necesaria la instalación de compensación reactiva en la zona.

### **6.3. Simulación dinámica post-falla**

#### **6.3.1. Procedimiento**

Del análisis anterior, se obtuvo que la falla en la central Nueva Renca GNL resulta ser la que produce el menor margen de potencia reactiva para el escenario de operación con demanda alta e

hidrología seca: 1,86%. Esto quiere decir que el punto de operación del sistema corresponde a un cercano 98,14% del punto de máxima cargabilidad.

Entonces se efectuará una simulación dinámica posterior a la contingencia, en la cual se evalúan los ajustes post-falla que se pueden llevar a cabo en el sistema en un periodo de 0-2 minutos luego que se produce la falla. Esto se efectúa con el fin de mantener los voltajes en valores adecuados y lograr un margen de cargabilidad mayor para la zona centro.

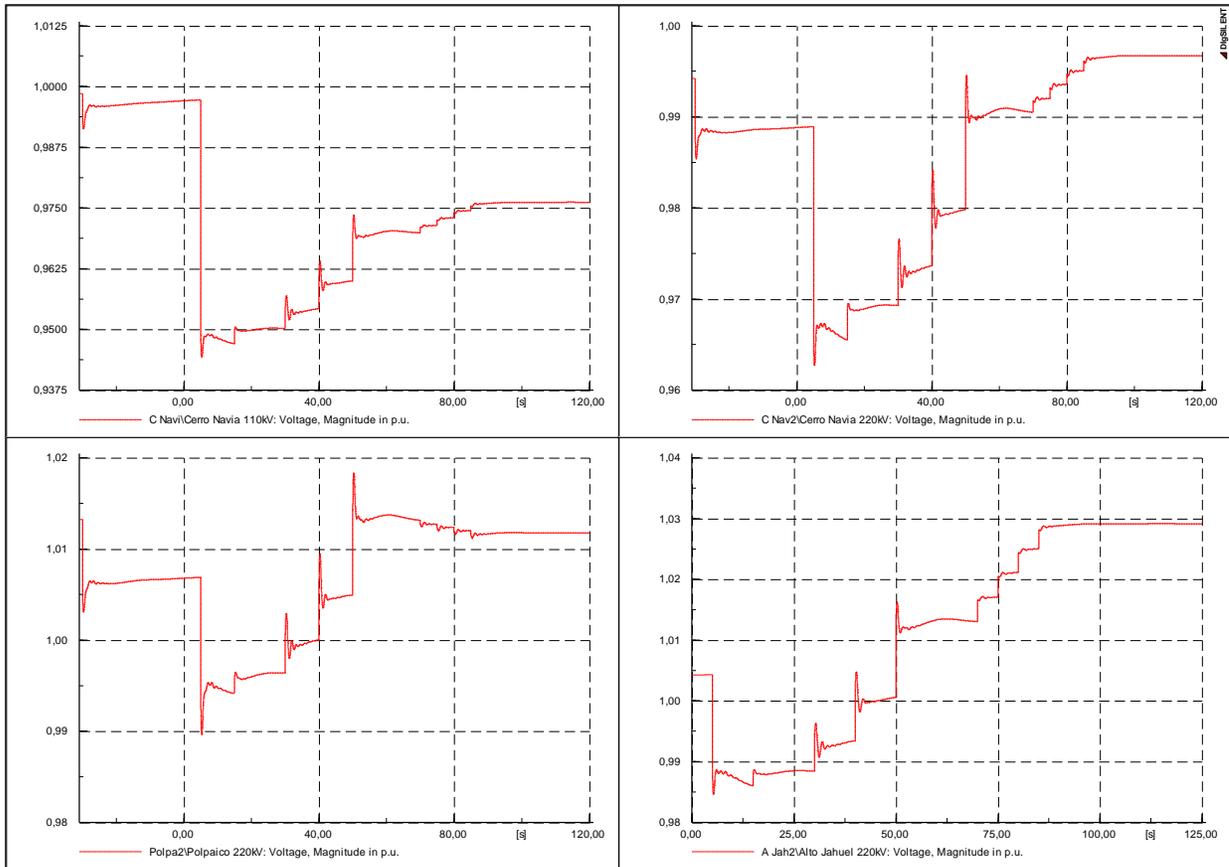
La simulación se hace bajo el escenario con demanda alta e hidrología húmeda y considerando los bancos de condensadores de las subestaciones Cerro Navia y Polpaico fuera de servicio. Entonces, al efectuar un flujo de potencia post-falla, con la central Nueva Renca GNL fallada e inclusive considerando conectados los bancos de condensadores de Cerro Navia y Polpaico, no se llega a la convergencia, dando cuenta de la ausencia de un adecuado margen de potencia reactiva y activa. De esta forma, el análisis dinámico apunta a verificar los ajustes adecuados y oportunos que se deben hacer al sistema para lograr un mejor margen de estabilidad.

Así, la siguiente serie de acontecimientos o acciones se llevarán a cabo durante el transcurso de la simulación post-falla:

1. 5 segundos: salida de central Nueva Renca GNL.
2. 15 segundos: conexión banco de condensadores en S/E Cerro Navia.
3. 30 segundos: desconexión de parte de los reactores en S/E Charrúa 500 kV.
4. 40 segundos: desconexión de parte de los reactores en S/E Ancoa500 kV.
5. 50 segundos: desconexión de parte de los reactores en S/E Alto Jahuel 500 kV.
6. 70 segundos: aumento del tap en transformador 500/220 de S/E Alto Jahuel.
7. 75 segundos: aumento del tap en transformador 500/220 de S/E Alto Jahuel.
8. 80 segundos: aumento del tap en transformador 500/220 de S/E Alto Jahuel.
9. 85 segundos: aumento del tap en transformador 500/220 de S/E Alto Jahuel.

### **6.3.2. Resultados**

En las figuras 6.11 y 6.12 se muestra la evolución en el tiempo de las tensiones de algunas barras de la zona, mientras que en la figura 6.13 se presentan las gráficas de ciertas variables (voltaje de excitación, ángulo de rotor y potencia reactiva) de un grupo de generadores influyentes en la zona.



**Figura 6.11: Tensiones en barras de zona centro**

Primero, se observa que la sobreexcitación del campo del generador, representado por el aumento del voltaje de excitación, provoca una mayor producción de reactivos, la que junto a la conexión del banco de condensadores logra mejorar el perfil de tensiones. Se puede ver que, al no modelarse el limitador de sobreexcitación, se permite que el voltaje de excitación aumente y se mantenga en el valor que requiera, siendo solamente restringido por la limitación que impone la curva de capacidad a la potencia reactiva entregada por la máquina, que es proporcional a la excitación de la misma.

La desconexión de los reactores provoca un aumento en las tensiones de las barras de 500 kV, de manera que cuando estas aumentan lo suficiente, el incremento del tap del transformador 500/220 kV de Alto Jahuel provoca una disminución en las tensiones del nivel de 500 kV y un aumento de las tensiones del lado de 220 kV.

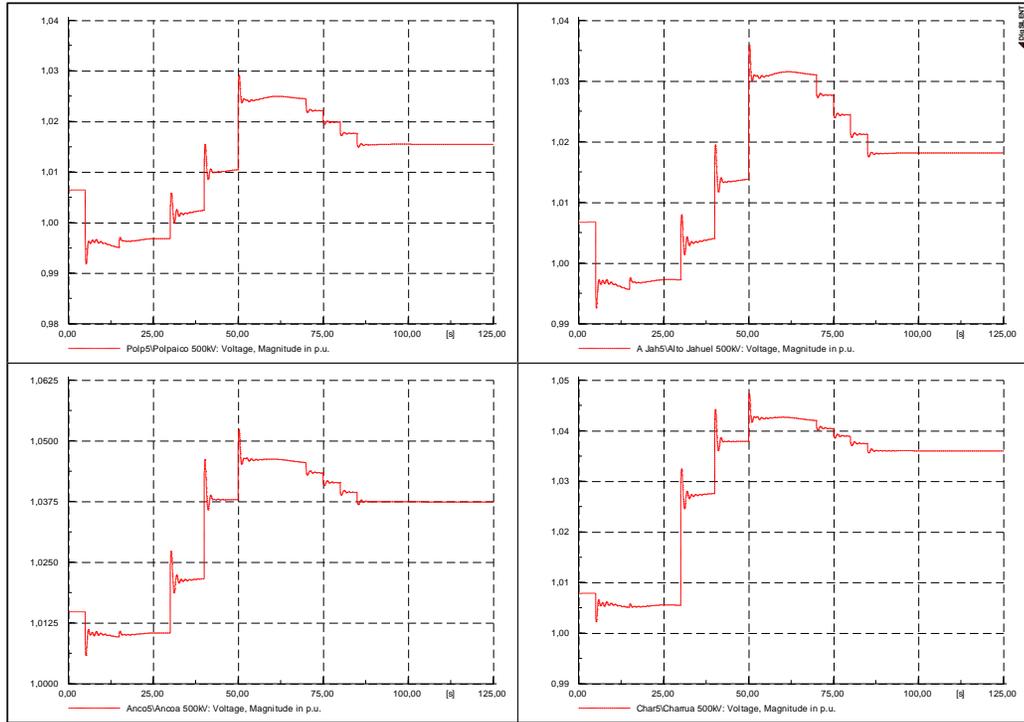


Figura 6.12: Tensiones en barras de 500 kV

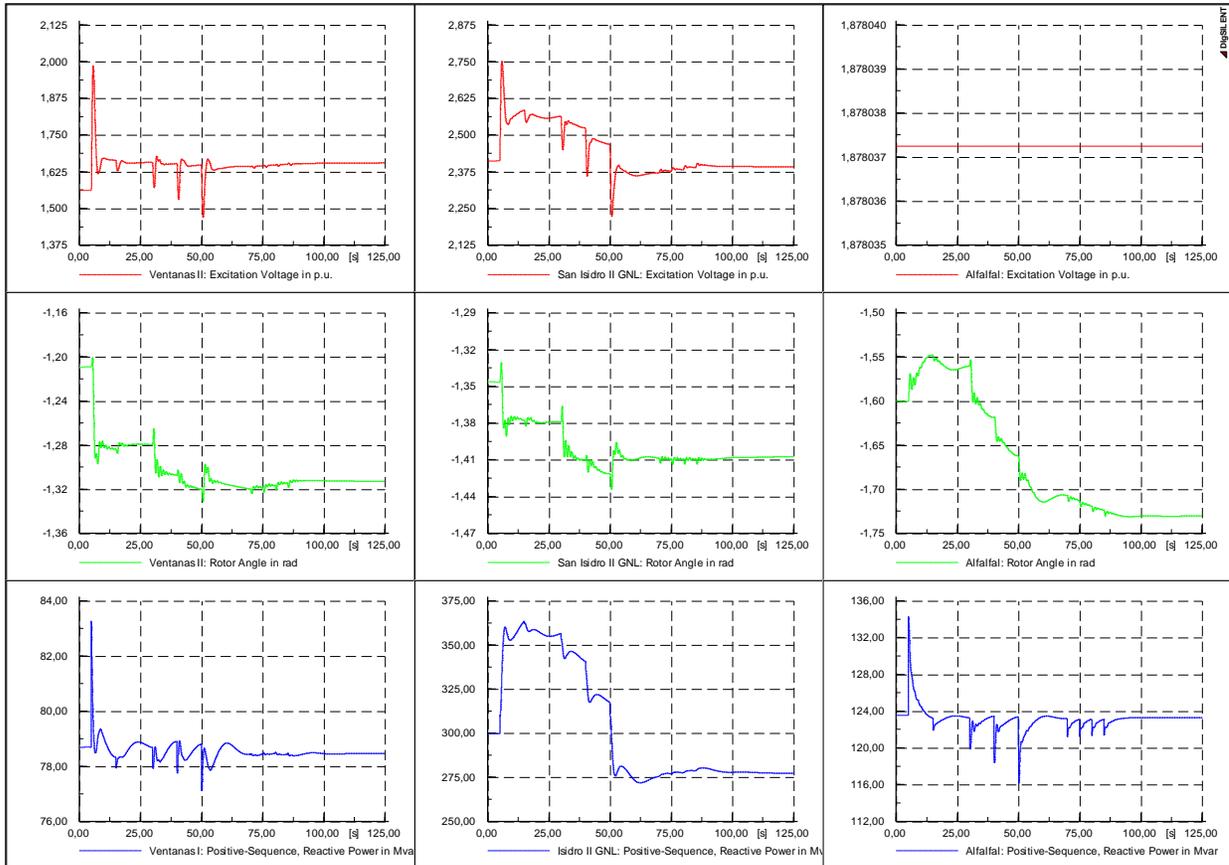


Figura 6.13: Tensión de excitación, ángulo de rotor y potencia reactiva de generadores

De esta forma, se verifica nuevamente que mecanismos como la conexión/desconexión de bancos de condensadores/reactores o el cambio de tap de los transformadores, accionados en el tiempo apropiado, influyen positivamente sobre la estabilidad de tensión en la zona al aumentar el margen de cargabilidad o de potencia activa del sistema por medio del traslado del punto de operación a un valor más alejado del punto de máxima cargabilidad. Esto se deduce de la curva PV obtenida luego de aplicar todas las modificaciones anteriores al sistema, la cual se presenta en la figura 6.14. Se ve que el margen de potencia activa aumenta (correspondiente al caso en que no se realizaron ajustes post-falla al sistema) a 5,49%.

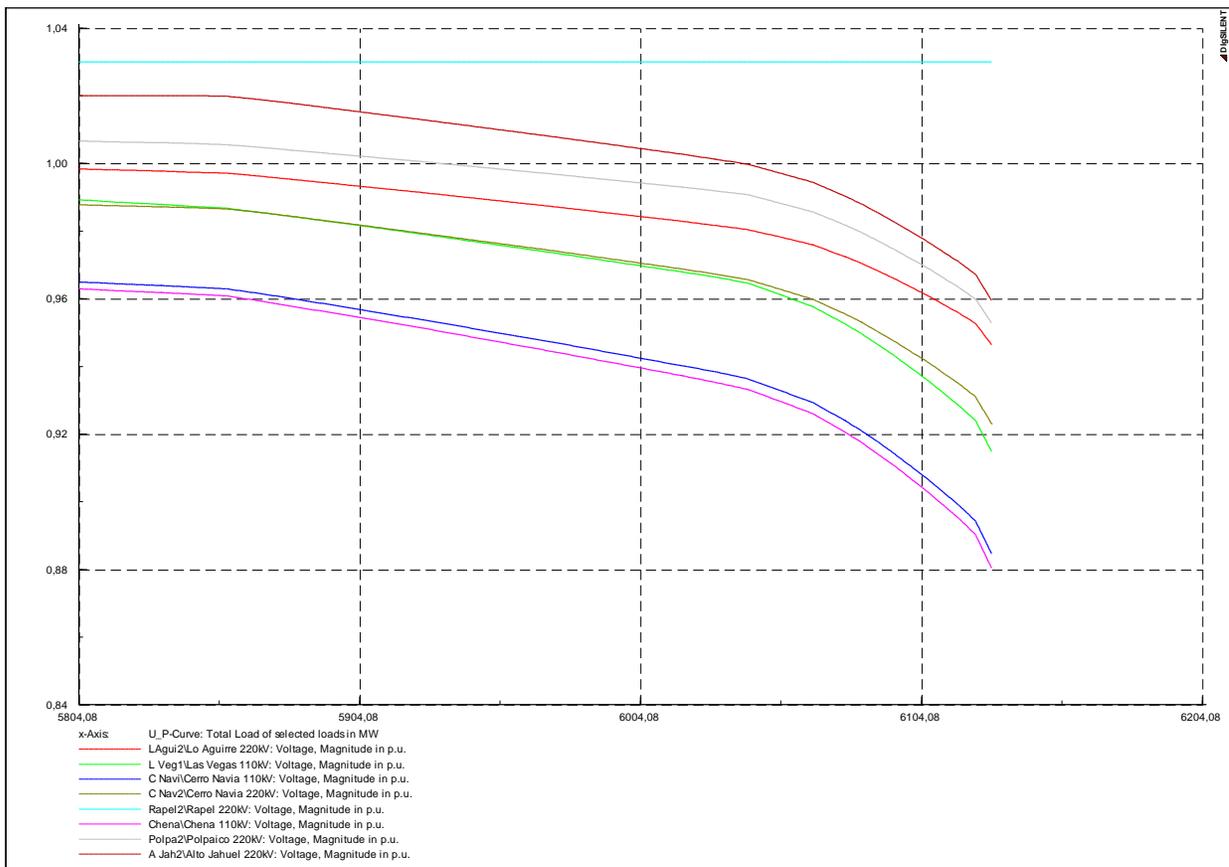


Figura 6.14: Curva PV para zona centro con ajustes post-falla

## 6.4. Validación plan de expansión

Los plazos de construcción de nueva infraestructura en el sistema eléctrico son cada vez mayores debido a las nuevas normativas ambientales, exigencias de comunidades, concesiones que toman largo tiempo y costo creciente de las servidumbres [31]. Es por ello que se considera el caso

en que alguno de los proyectos de expansión en transmisión no se pone en servicio dentro del horizonte de planificación estipulado y se analiza como se ve afectado el comportamiento del sistema eléctrico bajo tal situación.

### **6.4.1. Líneas de 500kV en el norte**

Se considera la posibilidad de que se postergue, más allá del 2020, la puesta en servicio de las líneas de 500kV desde S/E Cardones hasta S/E Polpaico. Se simula esta situación para el caso de hidrología seca y demanda alta, obteniendo que el flujo de carga en DIGSILENT no converge. Esto se explica por la sobrecarga que se tiene en las líneas de 220 kV del norte en condición de sequedad para la hidrología, lo que provoca una sobretensión considerable en algunas barras.

Para el caso de hidrología seca, las centrales despachadas son en su mayoría térmicas, las cuales están localizadas en gran parte en la zona norte del país. Por otro lado, la mayor parte del consumo está en la zona centro, lo que provoca una mayor circulación de potencia por las líneas desde la zona norte hacia el centro y, por ende, una falla en alguna de esas líneas conlleva un mayor riesgo para el sistema. En ese sentido, la inclusión de las líneas de 500 kV permite un mayor control de la tensión y entrega mayor robustez a la zona, ya que aumenta la capacidad de cortocircuito del sistema<sup>8</sup>.

### **6.4.2. CER en S/E Cardones 220 kV**

En el caso en que el compensador estático de reactivos (CER) de Cardones 220kV no es instalado, se observa una reducción en el margen de estabilidad de las curvas PV de la zona respecto al caso en que el CER si es instalado (ver figura anexo 5). Asimismo, sin el dispositivo, se tiene un margen de reactivos menor para la barra Cardones 220 kV. La ventaja más notoria es que el CER permite un control más eficiente de la tensión, sin embargo, esto no puede ser verificado sin un modelo dinámico del dispositivo.

---

<sup>8</sup> La capacidad de cortocircuito en cierto punto del sistema se expresa como  $S_{cc} = \sqrt{3} \times V \times I$ , donde V es el voltaje entre fases e I es la corriente circulante en aquel punto; y mide que tan fuerte es la tensión del sistema, lo cual quiere decir que a mayor capacidad de cortocircuito se tendrá que los cambios en la potencia reactiva no afectarán en gran medida a la tensión. [8]

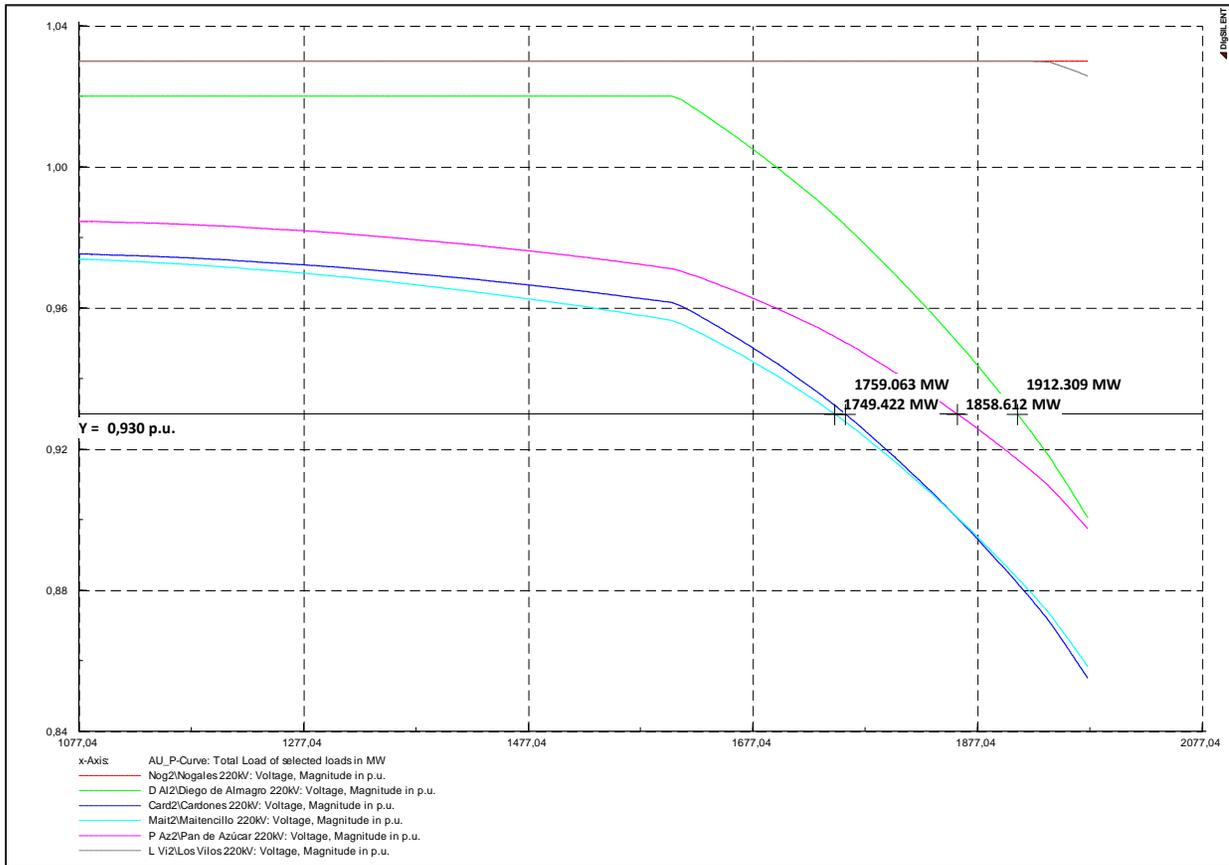


Figura 6.15: Curva PV para caso base, sin CER Cardones 220kV

### 6.4.3. Central Módulo 1 de HidroAysén

Si se asume que la primera central del proyecto HidroAysén no está en servicio para el año 2021, se produce una reducción en el margen de potencia activa para la zona centro, que es donde se inyectará la energía proveniente de esta central. El margen de potencia activa decrece desde 10,23% hasta 7,66%, lo cual claramente es un indicador de la reducción de estabilidad en la zona, puesto que el déficit de potencia activa deberá ser substituido por el despacho de centrales térmicas en la zona norte o centro-norte.

# Capítulo 7 Conclusiones

## 7.1. Conclusiones generales

A pesar de que la estabilidad de tensión es, en esencia, un problema dinámico; puede ser estudiado tanto de forma estática como dinámica. Así, durante el trabajo realizado, se abordó el problema mediante metodologías estáticas (curvas PV y VQ), las cuales permitieron estimar los márgenes de potencia activa de las distintas áreas en las que se dividió el sistema y el margen de potencia reactiva necesario en ciertas barras para asegurar una adecuada reserva de reactivos. Por otra parte, las simulaciones dinámicas sirven para identificar como se ven afectados a lo largo del tiempo los distintos componentes del sistema ante la ocurrencia de una contingencia.

Respecto a lo último, se llega a la conclusión de que la herramienta SIMULINK es apropiada para el análisis de los fenómenos dinámicos relacionados con la estabilidad de tensión, puesto que, partiendo desde la modelación dinámica de los distintos componentes de un sistema eléctrico, permite dar cuenta de la influencia de dispositivos como cambiadores de tap y limitadores de campo sobre la estabilidad de tensión. Se cree necesario considerar la actuación de estos elementos en el control de tensión del sistema frente a contingencias graves.

Las barras más propensas a bajas brucas de tensión son las que poseen un nivel de tensión bajo su nominal, lo que se ve agravado por el hecho de que los bancos de condensadores compensan en proporción al cuadrado de la tensión. Además, la falta de compensación reactiva local provoca un aumento de la potencia reactiva generada en lugares remotos, aumentando las caídas de tensión a lo largo del trayecto que sigue la potencia. Entonces, es recomendable mantener las barras con una tensión de operación sobre su valor nominal y con una adecuada reserva de reactivos.

## 7.2. Conclusiones sobre el modelo realizado

El modelo desarrollado en DIGSILENT alcanza un alto grado de representación del modelo del SIC realizado por el CDEC, siendo aplicable a estudios de flujo de carga y cortocircuitos, así como para simulaciones RMS.

Si bien, la mayoría de los elementos están bien logrados, queda como tema pendiente mejorar y representar de forma más real, los reguladores de voltaje y frecuencia de las centrales. En ese contexto, también convendría agregar los limitadores de campo y estabilizadores de sistema de potencia que poseen ciertos generadores, con el fin de realizar estudios dinámicos de estabilidad más acabados.

Por otro lado, se descubrió que al salir intempestivamente de servicio una central, la baja en la tensión es más grave que en la práctica puesto que las centrales están conectadas directamente a las barras de alta tensión (110, 154 o 220 kV). No obstante, esto se ve que compensado por la misma propiedad, en el sentido que ante cualquier contingencia, el posterior control de tensión por parte del regulador del generador será más efectivo, ya que es efectuado directamente sobre la barra del sistema troncal o de subtransmisión. Esta situación (conexión de generadores en las barras de alta tensión) es producto de la limitación en la cantidad de barras que posee la licencia DIGSILENT utilizada y que lleva a excluir del modelo a las barras de media tensión donde se conectan los generadores en la práctica.

La modelación del consumo como una carga de potencia constante entrega resultados más críticos de los esperados, ya que corresponde a un modelo más ideal de la carga, considerando en la práctica ésta varía con el voltaje y la frecuencia. Esto no preocupa ya que de esta forma se asegura que los márgenes de potencia calculados bajo este modelo definen una reserva de reactivos suficiente.

Se considera que la zona de 154 kV entre Alto Jahuel y Charrúa no influye de manera significativa en el análisis de estabilidad realizado al modelo puesto que gran parte de la potencia transmitida desde la zona de Bío-Bío hacia la zona centro se efectúa a través de las líneas de 500 kV o la línea de 220 kV desde la central Colbún. De esta manera, se recomienda que para futuras modificaciones al modelo se suprima esta zona y se empleen las barras para mejorar el modelo de alguna otra zona, como Bío-Bío por ejemplo.

Finalmente, la limitante más notoria del modelo se refiere a la modelación de los controladores de planta de los generadores, para lo cual se asumió el mismo modelo de controlador para todas las

centrales, lo que no permite una diferenciación entre las distintas centrales respecto al control de las variables de estado del sistema (ángulo de rotor, velocidad, flujo de excitación, etc).

### **7.3. Conclusiones sobre la metodología aplicada**

La metodología planteada por el WSCC [29] [30] es una herramienta adecuada para el análisis de la estabilidad de tensión en un sistema eléctrico, siendo simple de aplicar y entregando resultados confiables, puesto que basa sus criterios en la experiencia que posee la asociación y en la estadística que se tiene de los eventos de falla.

La aplicación conjunta de las curvas P-V y V-Q es lo que diferencia la metodología planteada con otros estudios de estabilidad y compensación reactivas [23] [27] en los cuales solo se utiliza la curva P-V. Ambas curvas se complementan para encontrar un apropiado margen de estabilidad de la zona.

El SIC proyectado para el año 2021 no presenta problemas de tensión para la condición de operación normal bajo el escenario más crítico (demanda alta e hidrología seca), siendo la zona centro y luego la norte, las que poseen los menores márgenes de estabilidad. Asimismo, bajo las distintas contingencias aplicadas se cumplen los márgenes de estabilidad en la mayoría de los casos y se llega a que es necesario instalar compensación reactiva en las subestaciones Diego de Almagro, Cardones, Pan de Azúcar y Maitencillo, y en ciertas subestaciones de la zona centro.

Al revisar los proyectos de compensación reactiva recomendados por la CNE para ser instalados en el periodo 2011-2020 (ver anexo C), se piensa que los resultados obtenidos son un tanto positivos, ya que si bien ambos estudios concuerdan en la ubicación de la compensación reactiva, la magnitud de compensación de los equipos recomendados por la CNE es mayor que la propuesta por el presente trabajo.

Los resultados optimistas obtenidos de aplicar la metodología se explican por el hecho de que, como ya se mencionó, en el modelo los generadores con control del tipo PV están conectados directamente a las barras de alta tensión provocando una mejor regulación del voltaje en el sistema. Por otro lado, no se modelan los limitadores de sobreexcitación de los generadores que influyen negativamente en el control de la tensión. Además, las centrales eólicas se modelan idealmente, sin considerar la influencia de su dinámica sobre el sistema.

## 7.4. Conclusión final

Se verifica que la estabilidad de tensión es un problema de dinámica relativamente lenta, por lo que una adecuada magnitud y aplicación de la reserva de reactivos, así como una actuación en el tiempo preciso de mecanismos como la conexión/desconexión de bancos de condensadores, el cambio de tap en transformadores o la limitación del campo de los generadores, pueden ser decisivos para mantener la estabilidad de tensión del sistema ante contingencias graves.

En ese sentido, la metodología empleada sobre el modelo reducido del SIC se percibe como un buen indicador de las áreas del sistema que exhiben cierta debilidad en tensión y deficiencia de reactivos, puesto que considera la experiencia real e histórica de eventos de falla y emplea un exigente criterio para el cual se tiene en cuenta el cumplimiento de márgenes de estabilidad para las curvas P-V y V-Q.

Así, se llega a la conclusión de que la compensación reactiva propuesta como resultado de la aplicación de la metodología aporta positivamente en la línea de mantener un margen seguro de reserva de reactivos para el sistema. Sin embargo, una buena reserva de potencia reactiva no tiene valor si no tiene claridad sobre las acciones que se deben llevar a cabo ante la ocurrencia de una falla grave en el sistema, es por ello que se deben seguir tomando medidas preventivas para lograr un apropiado control de la estabilidad de las tensiones frente a contingencias extremas y así evitar un colapso de tensión.

## 7.5. Trabajo futuro

Se sugieren como líneas de investigación futura para este tema las siguientes:

- Mejorar el modelo reducido del SIC. Se recomienda enfocarse en lo siguiente: perfeccionar el modelo de los controladores de planta de los generadores, definir la curva de capacidad real para cada central y desarrollar un modelo más real de las centrales eólicas.
- Llevar a cabo un estudio de representación de la dinámica de carga en el SIC, para así disponer de modelos más reales de los consumos y, de esta forma, poder realizar un análisis de estabilidad más confiable.
- Evaluar el impacto futuro que pueden tener en la dinámica de la estabilidad de tensión la instalación de dispositivos como CER o STATCOM en áreas donde se identifiquen problemas de tensión, empleando un modelo dinámico de estos dispositivos.

# Referencias

## Modelo en SIMULINK

- [1] T. Van Cutsem, “Voltage Collapse Mechanism: A Case Study”, Proceedings Bulk Power System Voltage Phenomena II: Voltage Stability and Security, Pág. 85-101, August 1991.
- [2] C. D. Vournas, E. G. Potamianakis, C. Moors, and T. Van Cutsem, “An Educational Simulation Tool for Power System Control and Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N°1, February 2004.
- [3] T. Van Cutsem, “Dynamique des Systemes d’Energie Electrique”, Notes du Cours ELEC0047, Département d’Electricité, Electronique et Informatique, Université de Liège, Octobre 2010.
- [4] T. Van Cutsem, “Using SIMULINK for Power System Dynamic Simulation”, Département d’Electricité, Electronique et Informatique, Université de Liège, Novembre 2010.

## Marco teórico

- [5] T. Van Cutsem and C. D. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [6] T. Van Cutsem, “Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods”, Proceeding IEEE, Vol. 88, N° 2, February 2000.
- [7] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill Inc, 1994.
- [8] C. W. Taylor, “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill Inc, 1994.
- [9] SEC, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Santiago, Chile, Octubre de 2009.
- [10] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, “Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Pearson Prentice-Hall, 2008.
- [11] S. Johansson, “Long-term Voltage Stability in Power Systems - Alleviating the Impact of Generator Current Limiters”, School of Electrical and Computer Engineering, Chalmers University of Technology, Gotemburgo, Suecia, 1998.

- [12] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatzargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem and V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N°2, May 2004.
- [13] B. Nuques, "Expansión óptima del sistema nacional de transmisión del Ecuador utilizando algoritmos evolutivos", Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero eléctrico, Septiembre 2008.
- [14] N. Chacon, M. Pereira, V. Rivera, "Modelo de planificación de sistemas de transmisión", Trabajo para optar al grado de ingeniero electricista, Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, El Salvador, Octubre 2010.
- [15] J. C. Araneda, "La regulación eléctrica vigente ¿asegura los incentivos adecuados para la inversión en transmisión troncal?", Seminario CIGRE Chile, Octubre 2008.

#### Lectura Adicional

- [16] S. Corsi, G. N. Taranto, "Voltage instability – the different shapes of the “Nose”, Bulk Power System Dynamics and Control VII: Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium, pages 1-16, 19-24 August 2007
- [17] V. H. Quintana and L. Vargas, "Voltage Stability as Affected by Discrete Changes in the Topology of Power Networks", IEEE Proc. C: Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, N°4, pp. 346-352, July 1994.
- [18] L. Vargas, V. H. Quintana and R. Miranda, "Voltage Collapse Scenario in the Chilean Interconnected System", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N°4, November 1999.
- [19] L. Vargas and C. Cañizares, "Time Dependence of Controls to Avoid Voltage Collapse", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N°4, November 2000.

#### Modelo en DIgSILENT

- [20] A. Alegría, "Evaluación técnico-económica del uso de compensadores estáticos de reactivos en transmisión", Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Marzo 2007.
- [21] CDEC-SIC, Base de datos "Información Técnica del SIC", 2011, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)

- [22] CDEC-SIC, Anuario 2011 “Estadísticas de operación 2001-2010”, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [23] CNE, Informe final parte III “Estudio de Transmisión Troncal – Planes de expansión del sistema troncal del SIC y del SING” y sus anexos, Diciembre 2010.
- [24] CNE, Informe técnico definitivo “Fijación de precios de nudo para el SIC” y sus anexos, Abril 2011.
- [25] CDEC-SIC, Diagrama unilineal SIC, Abril 2011, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [26] TRANSELEC, “Despachos de centrales del SIC”, Datos de salida del modelo de PLP, Mayo 2011
- [27] CDEC-SIC, Informe final “Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”, Agosto 2010.
- [28] PowerFactory Manual, DIgSILENT PowerFactory Version 14.0, 2010
- [29] A. M. Abed, “WSCC Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology”, 1999
- [30] RRWG (Reactive Power Reserve WorkGroup) of WECC (Western Electricity Coordinating Council), “Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology” Final report, May 1998
- [31] J. C. Araneda, “Desarrollo sustentable del sistema de transmisión troncal”, Seminario CIGRE Chile, Septiembre 2009.
- [32] Eskom Distribution Workgroup, “Network planning guideline for wind turbine generation (steady state studies)”, DGL 34-2021, December 2009.
- [33] H. Rudnick, J. Zolezzi, “Planificación y expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos”, 1999.
- [34] <http://e-seia.cl/noticias/sea-participa-en-convencion-de-energias-renovables-en-espana>, 24 de junio de 2011.

# Anexo A: Datos de los equipos del modelo del SIC en DIgSILENT

Se presentan los datos más relevantes de las centrales, líneas, transformadores, consumos y equipos de compensación que conforman el modelo reducido del SIC del año 2021. Además, se muestra la configuración de los controladores de voltaje y velocidad.

## A.1 Centrales

Nombre Central	Nº de Generadores	Potencia por generador [MW]	Tipo	Control	Costo Variable [US\$/MWh]
(Futura) Bocamina II	1	342	Térmica	PV	57,06
(Futura) Campiche	1	242	Térmica	PQ	59,18
(Futura) Carbón Maitencillo 01	1	342	Térmica	PQ	58,14
(Futura) Carbón P. Azúcar 04	1	135	Térmica	PQ	57,28
(Futura) Carbón VIII Región 01	1	343	Térmica	PQ	52,57
(Futura) Chacayes	1	106	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Confluencia	1	159	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Eólicas Concepción SYNC	5	50	Eólica	PQ	0
(Futura) Eólicas IV Región SYNC	6	50	Eólica	PQ	0
(Futura) Hidro RM 01	1	256	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Hidro RM 02	1	275	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Hidro VIII Región 01-03	1	176	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Hidro-Aysén Módulo 1	1	607	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Rucatayo	1	60	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) San Pedro	1	144	Hidroeléctrica	PQ	0
(Futura) Santa María	1	343	Térmica	PQ	52,57
Abanico	6	21	Hidroeléctrica	PQ	0
Alfalfal	2	89	Hidroeléctrica	PV	0
Antihue	2	50	Térmica	PQ	346,60
Antuco	2	162	Hidroeléctrica	SL	0
Bocamina	1	119	Térmica	PV	56,45
Campanario	3	54	Térmica	PQ	406,27
Candelaria	2	135	Térmica	PV	403,97
Canutillar	2	86	Hidroeléctrica	PV	0
Celco Arauco	1	30	Térmica	PQ	94,88
Celco Valdivia	1	61	Térmica	PQ	104,93
Cipreses	3	33	Hidroeléctrica	PV	0

Colbún	2	238	Hidroeléctrica	PV	0
Colmito	1	60	Térmica	PQ	390,09
Coronel	1	46	Térmica	PV	353,67
Curillinque	1	85	Hidroeléctrica	PQ	0
Diego de Almagro I - II	2	24	Térmica	PQ	508,63
El Peñon	50	1	Térmica	PQ	355,84
El Toro	4	112	Hidroeléctrica	PQ	0
Eólica Canela I SYNC	11	2	Eólica	PQ	0
Eólica Canela II SYNC	40	1	Eólica	PQ	0
Eólica Monte Redondo SYNC	19	2	Eólica	PQ	0
Eólica Totoral SYNC	23	2	Eólica	PQ	0
Florida	1	27	Hidroeléctrica	PQ	0
Guacolda I-II	2	144	Térmica	PQ	57,54
Guacolda III	1	137	Térmica	PQ	45,06
Guacolda IV	1	139	Térmica	PQ	47,51
Horcones	1	24	Térmica	PQ	519,67
Huasco	1	90	Térmica	PQ	522,00
Isla	2	33	Hidroeléctrica	PQ	0
La Higuera	2	77	Hidroeléctrica	PV	0
Loma Alta	1	38	Hidroeléctrica	PQ	0
Los Espinos	80	2	Térmica	PV	370,81
Los Olivos	60	2	Térmica	PQ	375,47
Los Pinos	1	90	Térmica	PQ	284,97
Machicura	2	48	Hidroeléctrica	PQ	0
Maitenes	3	9	Hidroeléctrica	PQ	0
Mampil	2	25	Hidroeléctrica	PQ	0
Nehuenco I	1	374	Térmica	PQ	72,01
Nehuenco II	1	383	Térmica	PQ	65,15
Nehuenco III 9B	1	102	Térmica	PQ	441,65
Nueva Aldea III	1	37	Térmica	PV	100,00
Nueva Renca GNL	1	362	Térmica	PV	74,28
Nueva Ventanas	1	242	Térmica	PV	61,27
Palmucho	1	32	Hidroeléctrica	PQ	0
Pangue	2	227	Hidroeléctrica	PV	0
Pehuenche	2	273	Hidroeléctrica	PV	0
Petropower	1	68	Térmica	PQ	5,41
Peuchén	1	77	Hidroeléctrica	PQ	0
Pullinque	3	17	Hidroeléctrica	PV	0
Puntilla	1	21	Hidroeléctrica	PQ	0
Queltehues	3	16	Hidroeléctrica	PV	0
Quilleco	2	36	Hidroeléctrica	PQ	0
Quintero CC	1	385	Térmica	PQ	64,57

Ralco	2	378	Hidroeléctrica	PV	0
Rapel	5	76	Hidroeléctrica	PV	0
Renca	2	46	Térmica	PQ	549,70
Rucúe	2	89	Hidroeléctrica	PV	0
San Isidro I	1	374	Térmica	PQ	67,40
San Isidro II	1	399	Térmica	PV	59,13
San Lorenzo I - II	2	28	Térmica	PQ	555,55
Santa Lidia	1	120	Térmica	PQ	393,33
Sauzal	3	25	Hidroeléctrica	PV	0
Taltal I - II	2	120	Térmica	PV	70,84
Termopacífico	60	2	Térmica	PQ	386,17
Tierra Amarilla	1	142	Térmica	PQ	413,48
Ventanas I	1	118	Térmica	PV	61,57
Ventanas II	1	220	Térmica	PQ	57,92
Volcán	1	14	Hidroeléctrica	PQ	0

**Tabla Anexo 1: Datos de Centrales**

## A.2 Líneas

Nombre Línea	Nº de Circuitos	Corriente por circuito [kA]	Longitud [km]
(Futura) Alto Jahuel - Lo Aguirre 500	2	0,866	50
(Futura) Alto Jahuel - Polpaico 500	1	2,082	80,4
(Futura) Ancoa - Alto Jahuel 500 L2	1	2,082	240,3
(Futura) Ancoa - Alto Jahuel 500 L3-4	2	0,866	258
(Futura) Ancoa - Colbún 220	1	2,388	30
(Futura) Cardones - Maitencillo 500	2	0,866	132,4
(Futura) Charrúa - Ancoa 500 L3	1	1,593	196,5
(Futura) D. Almagro - Cardones 220 L2	1	0,518	147,45
(Futura) D. Almagro - Cardones 220 L3	1	0,761	151,9
(Futura) Lo Aguirre - C. Navia 220	2	2,099	53,4
(Futura) Maitencillo - P. Azúcar 500	2	0,866	209,2
(Futura) Nogales - Polpaico 220	2	3,874	77
(Futura) Pan de Azúcar - Polpaico 500	2	0,866	401,8
(Futura) Polpaico - Lo Aguirre 500	2	0,866	30,4
(Futura) Rapel - Lo Aguirre 220	2	0,761	105
Alto Jahuel - Candelaria 220	2	0,86	46,8
Alto Jahuel - Cerro Navia 220	2	0,6741	39,2
Alto Jahuel - Chena 220	2	1,018	27,1
Alto Jahuel - Los Almendros 220	2	1,018	40,7
Alto Jahuel - Tinguiririca 154 L1	1	0,5736	108,97

Alto Jahuel - Tinguiririca 154 L2	1	0,5553	109,17
Ancoa - Alto Jahuel 500 L1	1	1,783	240,3
Ancoa - Itahue 220	2	1,238	65
Antuco - Charrúa 220	3	1,358	67,5
Cardones - Maitencillo 220 L1	1	0,518	132,7
Cardones - Maitencillo 220 L2-3	2	0,51	132,6
Cerro Navia - Chena 110	2	0,518	11,75
Cerro Navia - Chena 220	2	1,018	12,1
Cerro Navia - El Salto 110	2	0,816	27,2
Cerro Navia - Las Vegas 110	2	1,1	76,9
Cerro Navia - Polpaico 220	2	0,814	29,8
Charrúa - Ancoa 500 L1	1	2,039	182,84
Charrúa - Ancoa 500 L2	1	1,593	196,5
Charrúa - Cautín 220	2	1,312	204
Charrúa - Concepción 154	1	0,628	72
Charrúa - Concepción 220	1	0,683	71,8
Charrúa - Hualpén 220	1	0,596	83,67
Charrúa - Itahue 154	1	0,401	243,66
Charrúa - Temuco 220	1	0,693	195,7
Colbún - Candelaria 220	2	0,86	214,5
Concepción - San Vicente 154	2	0,56	10,9
D. Almagro - Cardones 220 L1	1	0,518	147,45
El Salto - Los Almendros 110	2	0,706	17,7
Hualpén - San Vicente 154	2	0,805	5,23
Itahue - Tinguiririca 154	2	0,683	73,43
Los Vilos - Nogales 220	2	0,587	97,1
Nogales - Quillota 220	2	0,587	27
Pan de Azúcar - Los Vilos 220	2	0,86	228,64
Pan de Azúcar - Maitencillo 220	2	0,518	197,22
Pangue - Charrúa 220	2	0,637	54
Polpaico - El Salto 220	2	1	50,32
Polpaico - Quillota 220	2	2,884	49,58
Ralco - Charrúa 220	2	1,78	141
San Luis - Quillota 220	2	1,18	7,97
San Pedro - Las Vegas 110	2	1,12	30
San Pedro - Quillota 110	2	0,725	2,2
Temuco - Cautín 220	2	0,506	2

**Tabla Anexo 2: Datos de líneas**

## A.3 Transformadores

Nombre Transformador	Nº de Trafos trifásicos	Potencia [MVA]
(Futuro) Ancoa 500/220	1	750
(Futuro) Cardones 500/220	1	750
(Futuro) Charrúa 500/220	1	750
(Futuro) Lo Aguirre 500/220	2	1500
(Futuro) Maitencillo 500/220	1	750
(Futuro) Pan de Azúcar 500/220	2	1500
(Futuro) Polpaico 500/220	1	750
Alto Jahuel 220/154	1	300
Alto Jahuel 500/220	2	1500
Ancoa 500/220	1	750
Cerro Navia 220/110 T1	1	375
Cerro Navia 220/110 T2	1	400
Charrúa 220/154	1	390
Charrúa 500/220	2	1500
Chena 220/110	1	400
Concepción 220/154	1	261
El Salto 220/110	1	400
Hualpén 220/154	1	300
Itahue 220/154	1	300
Los Almendros 220/110	1	400
Polpaico 500/220	1	750
Quillota 220/110	2	300

Tabla Anexo 3: Datos de transformadores

## A.4 Consumos

Nombre Consumo	Demanda alta		Demanda baja	
	P [MW]	Q [MVAr]	P [MW]	Q [MVAr]
Alto Jahuel 154	255,0	125,5	169,7	83,5
Alto Jahuel 220	922,6	191,2	614,0	127,2
Candelaria 220	382,1	114,6	254,3	76,3
Cardones 220	383,9	83,9	255,4	55,8
Cautín 220	331,7	27,1	220,7	18,0
Cerro Navia 110	1304,1	215,3	867,8	143,3
Cerro Navia 220	157,4	15,5	104,8	10,3
Charrúa 220	234,8	86,0	156,2	57,3

Charrúa 154	387,4	103,7	257,8	69,0
Chena 110	494,6	242,5	329,1	161,4
Colbún 220	114,2	29,0	76,0	19,3
Concepción 154	286,3	70,9	190,5	47,2
D. Almagro 220	196,1	67,4	130,5	44,9
El Salto 110	409,7	177,3	272,6	118,0
Hualpén 154	383,4	50,6	255,1	33,6
Itahue 154	548,2	7,7	364,8	5,1
Las Vegas 110	206,4	7,0	137,3	4,7
Lo Aguirre 220	180,8	36,2	120,3	24,1
Los Almendros 110	516,2	46,7	343,5	31,1
Los Vilos 220	123,8	10,6	82,4	7,1
Maitencillo 220	186,8	148,4	124,3	98,7
Pan de Azúcar 220	354,7	95,8	236,0	63,8
Polpaico 220	479,7	57,4	319,2	38,2
Quillota 110	41,0	9,7	27,3	6,5
Quillota 220	207,1	100,0	137,8	66,6
San Luis 220	537,6	62,2	357,8	41,4
San Pedro 110	346,7	167,3	230,7	111,3
San Vicente 154	203,6	48,8	135,5	32,5
Temuco 220	245,0	27,9	163,0	18,5
Tinguiririca 154	324,9	5,2	216,2	3,4

**Tabla Anexo 4: Datos de consumos por barra**

## A.5 Compensación reactiva

Nombre Compensación	Tensión [kV]	Nº de escalones	Q máximo [MVar]
(Extra) Banco A.Jahuel 154	154	1	100
(Extra) Banco C.Navía 110	110	1	100
(Extra) Banco Chena 110	110	1	100
(Extra) Banco El Salto 110	110	1	100
(Extra) Banco Las Vegas	110	1	50
(Extra) Reactores Alto Jahuel	500	4	300
(Extra) Reactores Ancoa	500	4	300
(Extra) Reactores Charrúa	500	4	300
(Extra) Reactores Polpaico	500	4	300
Banco A. Jahuel 220 N°1	220	1	50
Banco A. Jahuel 220 N°2	220	1	65
Banco Ancoa 220	220	1	65
Banco Cardones N°1-2	220	2	10,8

Banco Cerro Navia 220	220	1	50
Banco Charrúa 154	154	1	55
Banco Chena 110	110	1	40
Banco D. Almagro N°1-4	220	4	20
Banco Hualpén (Coronel)	154	1	20
Banco Maipo N°1-4	220	4	240
Banco Maitencillo N°1-2	220	2	10
Banco Polpaico 220	220	1	100
Banco Quillota (Piuquenes)	220	3	27
Banco San Pedro	110	1	2,4
(Futuro) CER Cardones	220	-	100/-60
CER Cerro Navia (STATCOM)	220	-	140/-65
CER Maitencillo	220	-	40/-11
CER Pan de Azúcar N° 1 y 2	220	-	40/-11
CER Polpaico	220	-	150/-100
Reactor A. Jahuel 220	220	1	91
Reactor Ancoa 220	220	1	191
Reactor D. Almagro	220	1	24
Reactor Polpaico 500	500	1	75
Reactores A. Jahuel N°1	500	1	75
Reactores A. Jahuel N°2	500	1	75
Reactores Ancoa N°1	500	2	150
Reactores Ancoa N°2	500	2	168
Reactores Cardones	500	3	225
Reactores Charrúa N°1	500	2	168
Reactores Maitencillo	500	6	450
Reactores P. Azúcar	500	6	450
Reactores Polpaico N°1	500	1	75

**Tabla Anexo 5: Compensación reactiva**

## A.6 Controladores

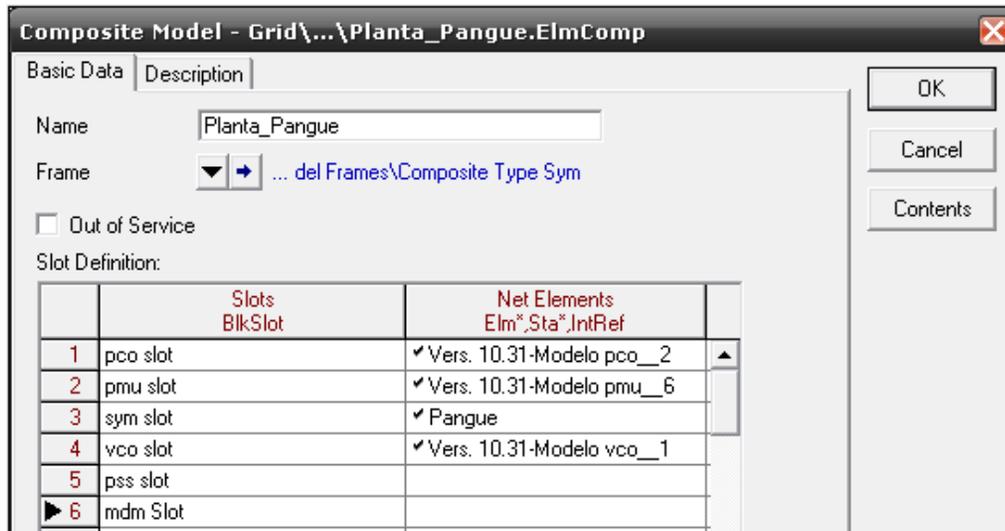


Figura Anexo 1: Composite Model para el modelo de planta

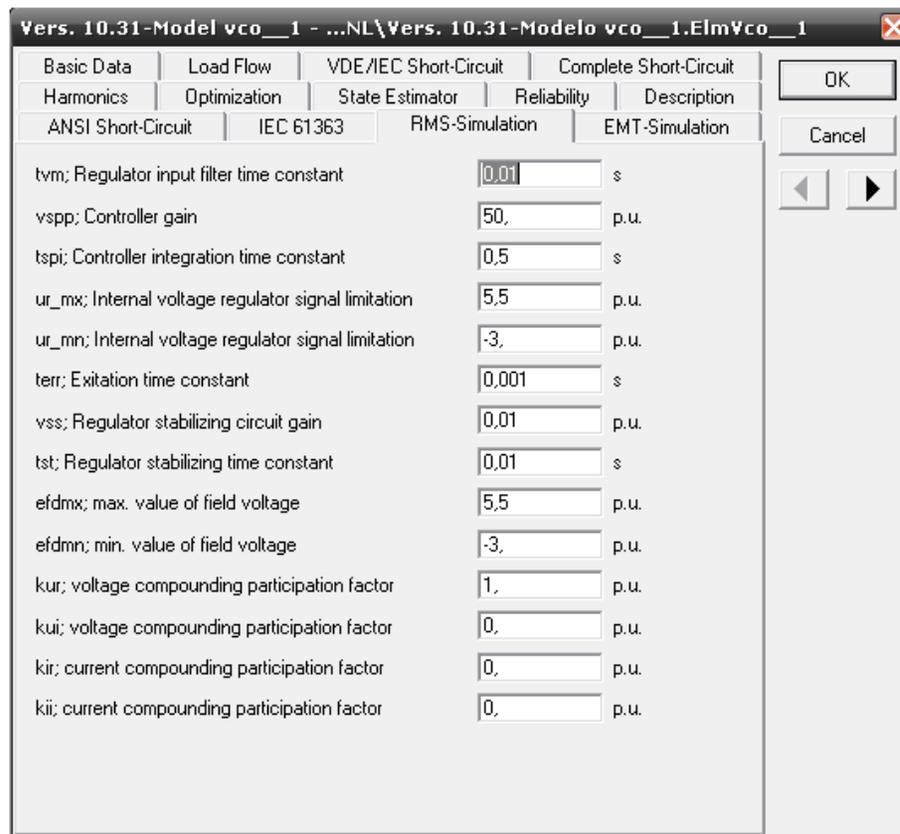


Figura Anexo 2: Configuración del VCO

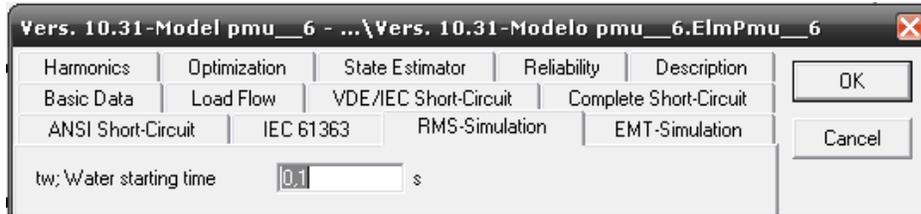


Figura Anexo 3: Configuración del PMU

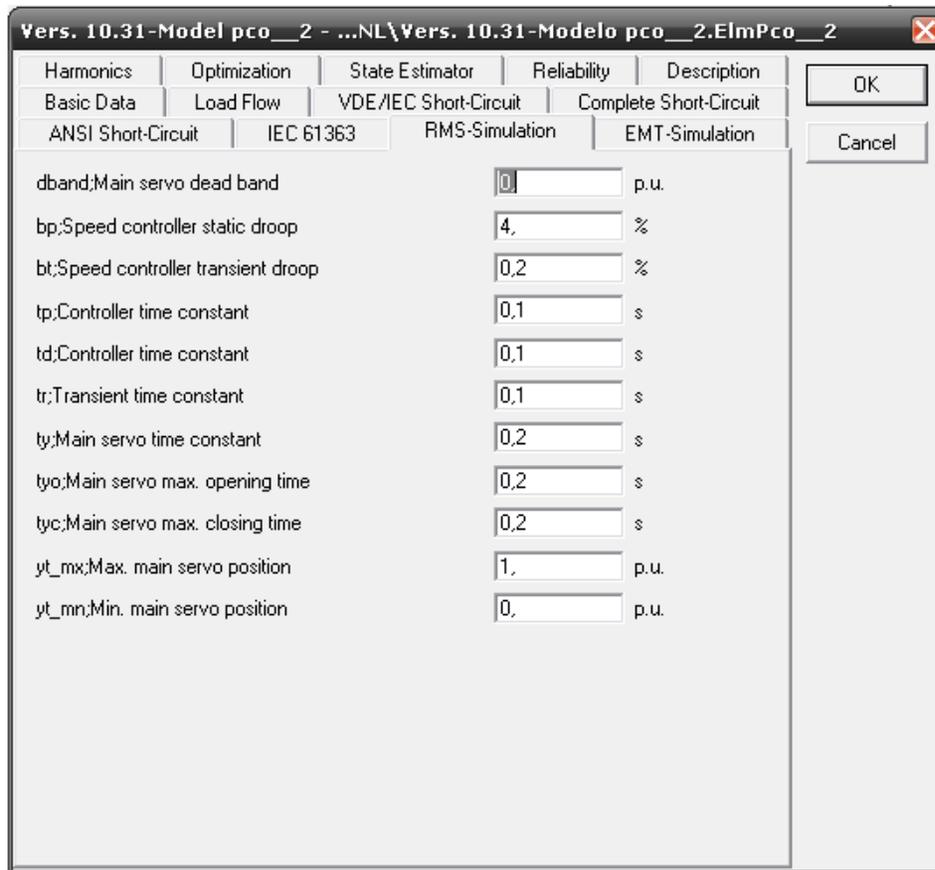


Figura Anexo 2: Configuración del PCO

# Anexo B: Obras de expansión incluidas en el modelo del SIC en DIgSILENT

En las tablas que siguen, se presentan las obras que están en construcción y las obras recomendadas por la CNE (hasta el 2021) en su informe de precio nudo de Abril de 2011. Se resaltan las obras que se incluyeron en el modelo de DIgSILENT para el año 2021

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		MW
May	2011	La Higuera (*)	153
May	2011	Confluencia (*)	159
Jun	2011	Eolica Punta Colorada	20
Jun	2011	Quemchi	3
Ago	2011	Los Colorados 2	10
Nov	2011	Bocamina 02	342
Dic	2011	Chacayes	106
Dic	2011	Santa Maria	343
Mar	2012	Rucatayo	60
Mar	2012	Viñales	32
Abr	2012	Laja I	36,8
Jun	2012	San Andres	40
Ago	2012	Pulelfu	9,4
Mar	2013	Campiche	242
Dic	2013	Angostura	316
Jun	2014	San Pedro	144
Fecha de entrada		Obras de Transmisión en Construcción (**)	Potencia
Mes	Año		MVA
Abril	2011	S/E Polpaico: Instalación segundo autotransformador 500/220 kV	750
Agosto	2011	Línea Nogales - Polpaico 2x220 kV	2x1500
Octubre	2011	Cambio de conductor línea A. Jahuel - Chena 220 kV	400
Octubre	2011	Tramo de línea Chena - Cerro Navia 2x220 kV: cambio de conductor	2x400
Enero	2012	Línea Ancoa - Polpaico 1x500 kV: seccionamiento	
Abril	2012	Línea de entrada a A. Jahuel 2x500 kV	2x1800
Abril	2012	S/E Cerro Navia: Instalación equipos de control de flujos	2x350
Julio	2013	Línea Ancoa - A. Jahuel 2x500 kV: primer circuito	1400
Julio	2013	S/E Charrúa: 3° Banco Autotransformador 500/220 kV	750

Tabla Anexo 6: Obras de transmisión y generación en construcción [24]

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Sep	2012	Eólica IV Región 01	50
Dic	2012	Hidroeléctrica VI Región 01	40
Ene	2013	Central Des.For. VIII Región 01	8
Abr	2013	Hidroeléctrica III Región 01	4,3
Abr	2013	Eólica Concepción 01	50
Jul	2013	Central Des.For. VII Región 01	10
Sep	2013	Hidroeléctrica VII Región 01	30
Mar	2014	Hidroeléctrica VIII Región 01	20
Abr	2014	Hidroeléctrica VIII Región 02	136
Jul	2014	Hidroeléctrica VII Región 02	20
Jul	2014	Eólica IV Región 02	50
Abr	2015	Hidroeléctrica VIII Región 03	20
Ene	2016	Hidroeléctrica RM 01	256
Ene	2016	Eólica Concepción 02	50
Ene	2016	Geotérmica Calabozo 01	40
Mar	2016	Geotérmica Chillan 01	40
Mar	2016	Central Des.For. VIII Región 02	9
Jul	2016	Hidroeléctrica RM 02	275
Abr	2017	Carbón VIII Región 01	343
Dic	2017	Eólica IV Región 03	50
Dic	2017	Geotérmica Calabozo 02	40
Jul	2018	Quintero CC FA GNL	35
Jul	2018	Quintero CC GNL	350
Jul	2018	Eólica Concepción 03	50
Ago	2018	Eólica IV Región 05	50
Sep	2018	Central Des.For. VII Región 03	15
Oct	2018	Geotérmica Potrerillos 01	40
Oct	2018	Central Des.For. VII Región 02	10
Dic	2018	Eólica Concepción 04	50
Mar	2019	Eólica IV Región 04	50
Ago	2019	Carbón Maitencillo 01	342
Oct	2019	Hidroeléctrica VII Región 03	20
Oct	2019	Geotérmica Calabozo 03	40
Nov	2019	Carbón Pan de Azúcar 04	135
Dic	2019	Eólica IV Región 06	50
Ago	2020	Módulo 01	660
Oct	2020	Eólica Concepción 05	50
Sep	2021	Carbón Maitencillo 02	342
Oct	2021	Hidroeléctrica VIII Región 04	20
Nov	2021	Geotérmica Potrerillos 02	40
Dic	2021	Módulo 02	500

**Tabla Anexo 7: Obras de generación recomendadas para iniciar su construcción [24]**

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Transmisión	Potencia MVA
Mes	Año		
Septiembre	2012	Línea Ancoa - Colbún 220 kV	910
Julio	2014	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa1	
Agosto	2015	Línea Lo Aguirre - Cerro Navia 2x220 kV: Aumento de Capacidad	1800
Julio	2016	Línea Diego de Almagro - Cardones 2x220 kV - Primer Circuito	290
Julio	2016	Línea Cardones - Maitencillo 2x500 kV, operada en 220 kV	1500
Julio	2016	Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500 kV, operada en 220 kV	1500
Julio	2016	Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV, operada en 220 kV	1500
Julio	2016	Línea Charrúa - Ancoa 2x500 kV: primer circuito	1300
Enero	2016	Línea Ancoa - Itahue 1x220 kV	400
Abril	2016	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa2	
Enero	2017	Línea Cautín-Ciruelos 2x220 kV II	330
Enero	2017	Línea Ciruelos - Pichirpulli 2x220 kV	290

**Tabla Anexo 8: Obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción [24]**

Puesta en servicio	Obra de transmisión	Clasificación
Abril 2012	Conexión Colbún-Ancoa	Ampliación de Colbún
Junio 2013	Cambio de conductor Ibis por Grosbeak en el tramo Ciruelos – Valdivia 220kV.	Ampliación de Transelec
Junio 2014	Instalación de un CER Cardones -60/+100 MVar	Obra Nueva
Junio 2014	Modificación Línea Maitencillo-Cardones	Ampliación de Transelec
Enero 2015	Segundo transformador Ancoa 500/220	Obra Nueva
Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea 2x220 kV Diego de Almagro – Cardones, tendido del segundo circuito	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Cardones – Maitencillo operada en 220kV, tendido del segundo circuito	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo - Pan de Azúcar operada en 220kV con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Maitencillo - Pan de Azúcar operada en 220kV , tendido del segundo circuito	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar - Nogales, operado en 220kV con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Pan de Azúcar – Nogales operada en 220kV , tendido del segundo circuito	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Nogales – Polpaico y subestaciones Polpaico y Pan de Azúcar en 500 kV, para la operación en 500kV de la línea Polpaico-Pan de Azúcar	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 2x500 kV Polpaico – Alto Jahuel ,con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea 2x500 kV Ancoa-Charrúa, con un circuito tendido	Obra Nueva
Julio 2016	Línea de 500 kV Alto Jahuel-Ancoa, tendido del cuarto circuito	Ampliación de Elecnor
Enero 2017	Primera etapa subestación Lo Aguirre, seccionando un circuito Alto Jahuel - Polpaico 500 kV. Incluye un transformador 500/220 kV.	Obra Nueva
Enero 2017	Línea 1x220 kV Melipilla-Rapel	Obra Nueva
Enero 2017	Línea Lo Aguirre-Melipilla 2x220 con un circuito tendido circuito	Obra Nueva

Tabla Anexo 9: Obras de transmisión recomendadas para iniciar su construcción [23]

# Anexo C: Equipos de compensación reactiva recomendados por la CNE

A continuación, se exponen los elementos de compensación reactiva recomendados a instalar en el SIC durante el periodo 2011-2020, de acuerdo al escenario de expansión establecido por la CNE en el plan de expansión troncal 2010-2011 [23].

Año de entrada	Equipos de compensación reactiva
2016	S/E Cardones: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°1
2018	S/E Cardones: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°2
2019	S/E Cardones: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°3
2019	S/E Cardones: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°4
2016	S/E Pan de Azúcar: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°1
2016	S/E Pan de Azúcar: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°2
2019	S/E Pan de Azúcar: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°3
2019	S/E Pan de Azúcar: Banco de condensadores 220kV 50MVA <sub>r</sub> N°4
2020	S/E Polpaico: Bancos de condensadores 66kV 33MVA <sub>r</sub> N°1, 2 y 3
2015	S/E Lo Aguirre: Bancos de condensadores 66kV 33MVA <sub>r</sub> N°1, 2 y 3
2016	S/E Lo Aguirre: Bancos de condensadores 66kV 33MVA <sub>r</sub> N°4, 5 y 6
2020	S/E Alto Jahuel: Bancos de condensadores 66kV 33MVA <sub>r</sub> N°1, 2 y 3
2014	S/E Charrúa: Bancos de condensadores 66kV 33MVA <sub>r</sub> N°1, 2 y 3

**Tabla Anexo 10: Obras de compensación reactiva para el periodo 2011-2020**

## Anexo D: Otros anexos

En esta parte, solo se presentan las curvas PV para la condición normal de operación del sistema bajo el escenario de operación más crítico: demanda alta e hidrología seca. En el CD adjunto se encuentra la siguiente información del trabajo realizado:

- Base de datos DIGSILENT que contiene el modelo reducido del SIC para el 2021 y carpeta con toda la información sobre la cual se sustenta el modelo.
- Gráficos de las simulaciones dinámicas realizadas en DIGSILENT para identificar las contingencias más exigentes en cada zona de estudio.
- Curvas PV obtenidas de aplicar las contingencias críticas para los niveles de operación A, C y D considerados en el estudio.
- Modelo en SIMULINK del caso de estudio del capítulo 3.

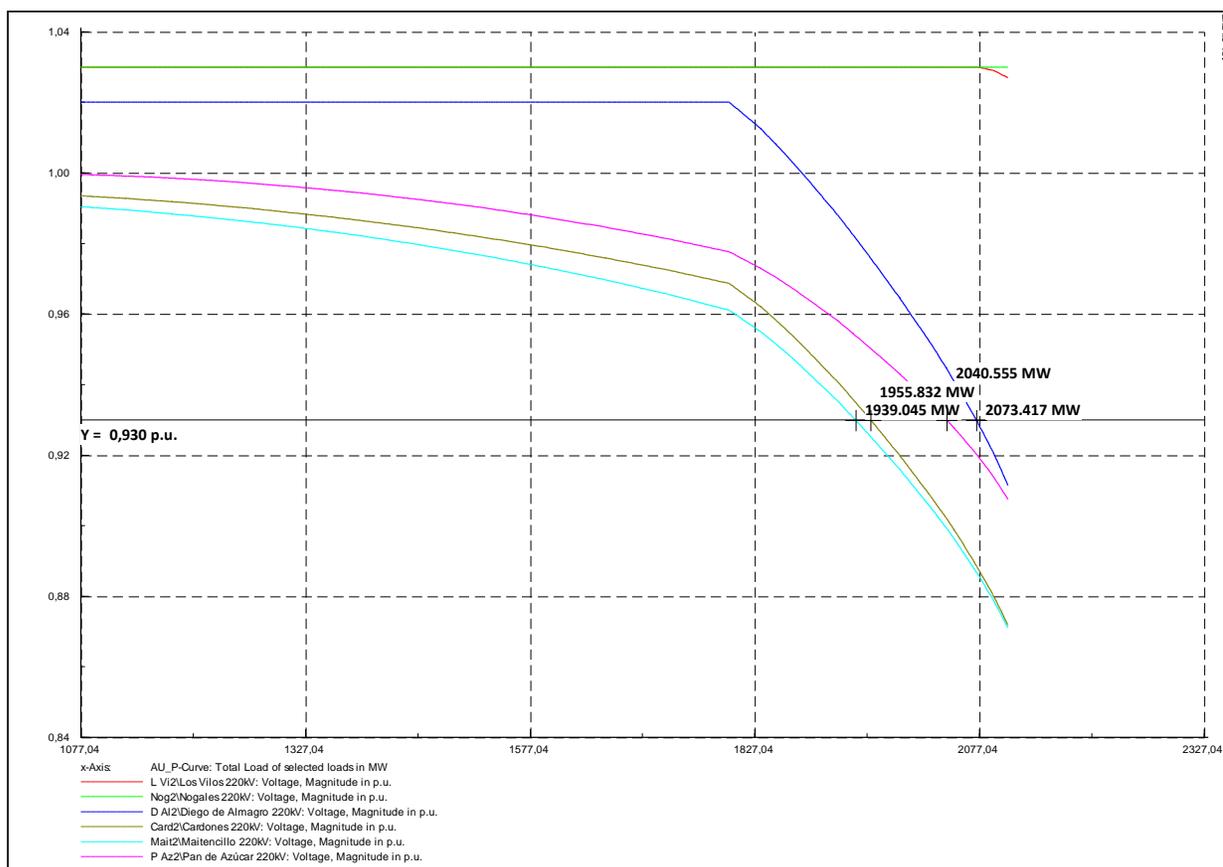


Figura Anexo 3: Curvas PV para caso base en zona norte

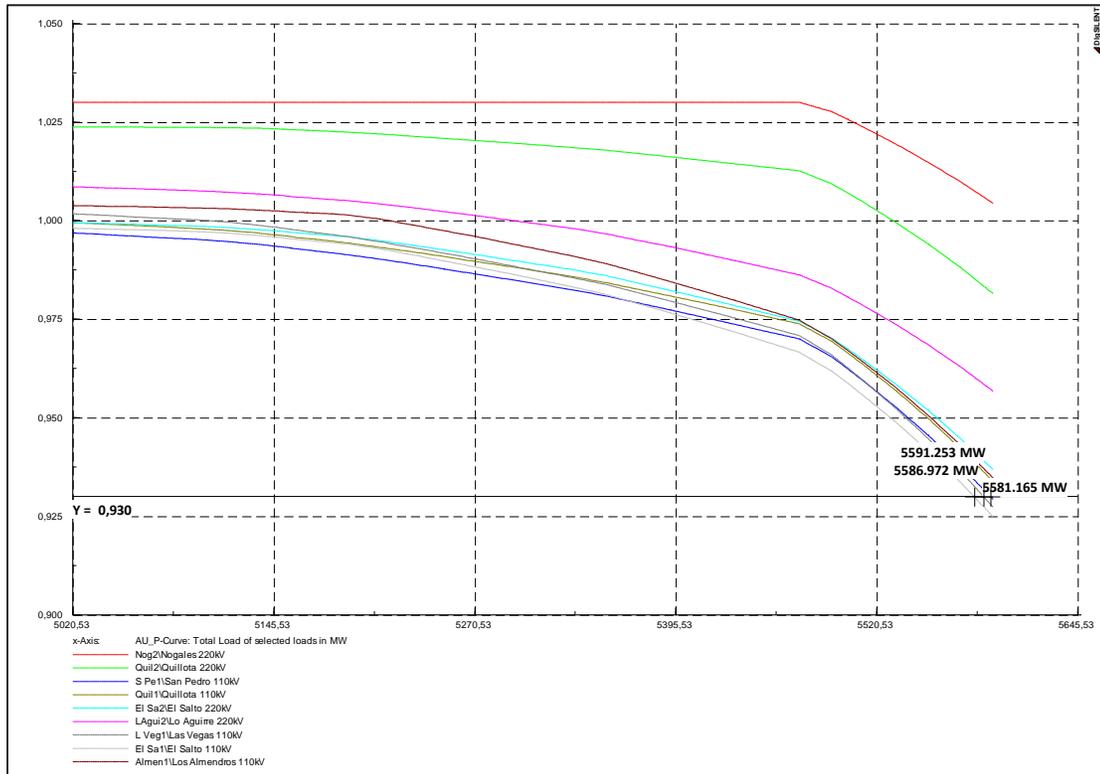


Figura Anexo 4: Curvas PV para caso base en zona centro (N°1)

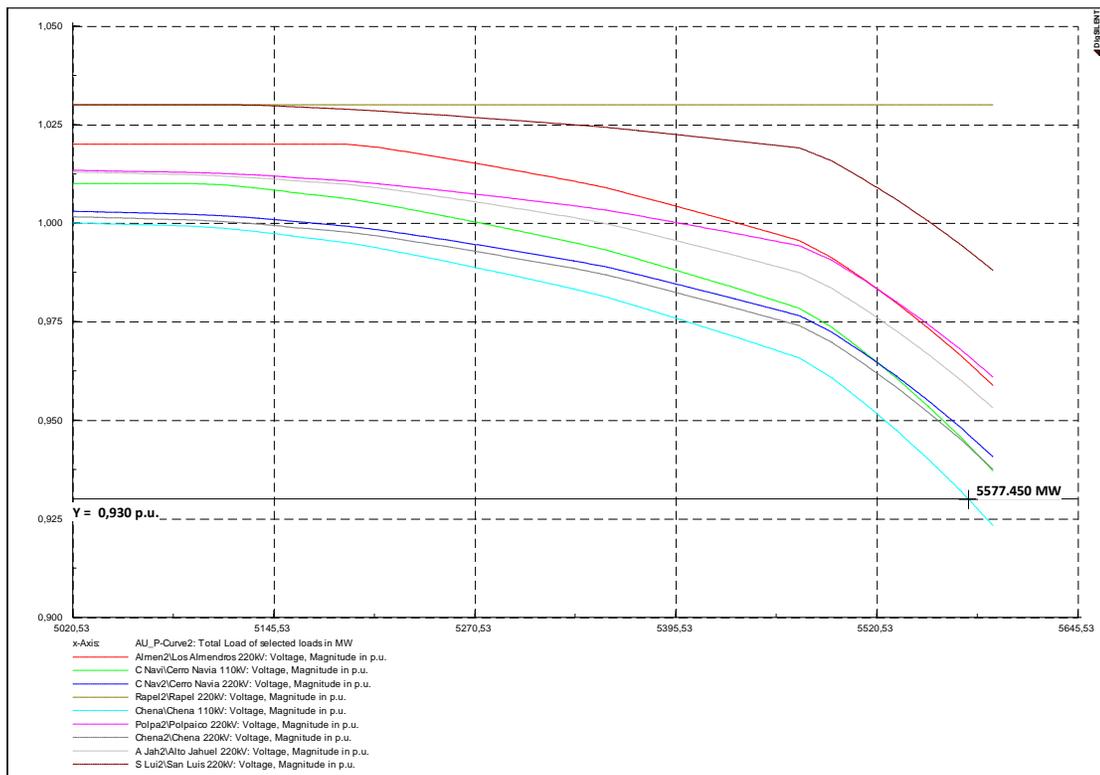


Figura Anexo 5: Curvas PV para caso base en zona centro (N°2)

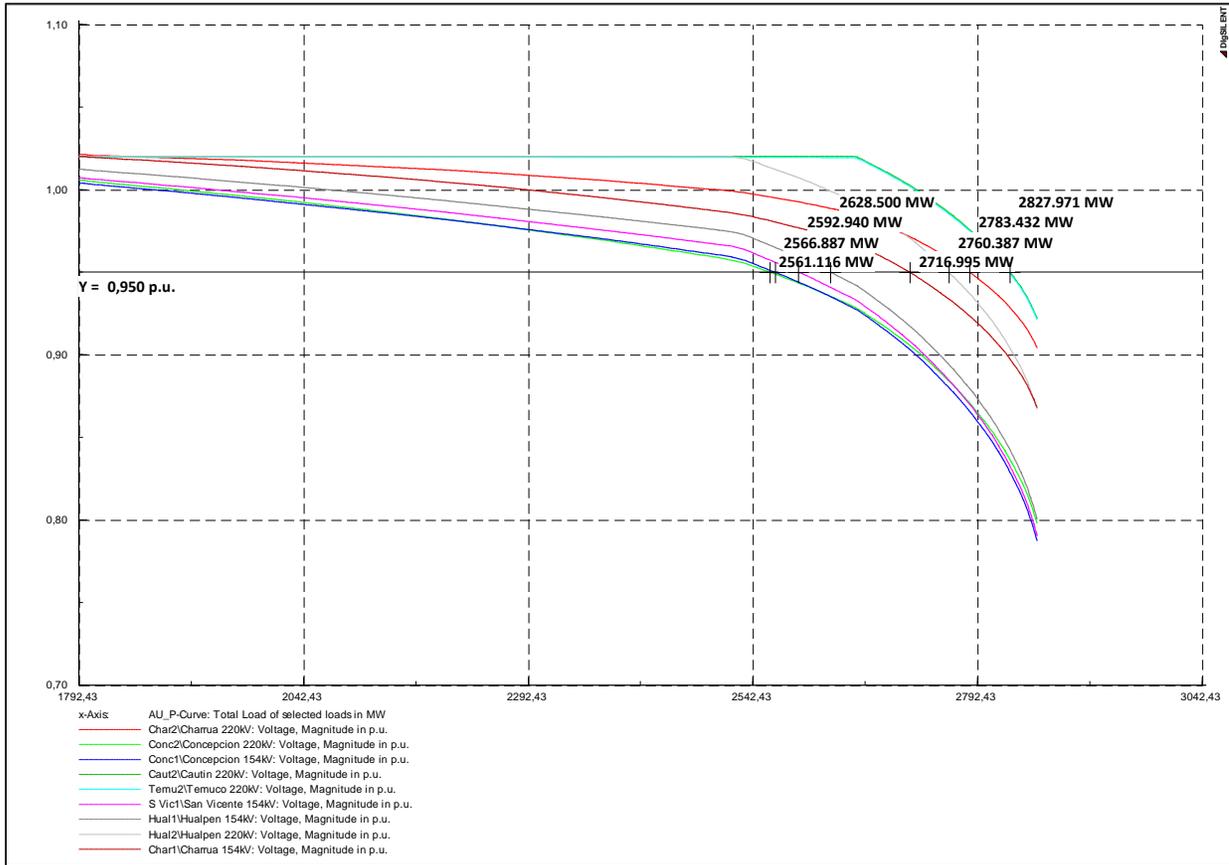


Figura Anexo 6: Curvas PV para caso base en zona sur