

Proyecto fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Modelado del sistema interconectado de
transporte eléctrico paraguayo

Autor: Vicente Rafael Zapata Enciso

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Proyecto fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Modelado del sistema interconectado de transporte eléctrico paraguayo

Autor:

Vicente Rafael Zapata Enciso

Tutor:

Alejandro Marano Marcolini

Profesor Contratado Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Proyecto fin de Máster: Modelado del sistema interconectado de transporte eléctrico para-
guayo

Autor: Vicente Rafael Zapata Enciso
Tutor: Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Agradezco a Dios todo poderoso por la protección y guía en todo momento.

A mis padres por los consejos, por el apoyo y la posibilidad de especializarme en España.

A mis amigos y compañeros de la escuela por la amistad y ayuda brindada durante mi estadía en Sevilla.

A mi novia Belén, por el apoyo y oraciones durante los trabajos y exámenes.

A mi tutor, Alejandro Marano Marcolini por la dedicación, ayuda y entrega durante todo el proyecto.

A mis profesores por el tiempo que dedicaron en compartir sus conocimientos y experiencias conmigo.

¡A todos y cada uno de ellos “Muchas Gracias”!

Vicente Rafael Zapata Enciso

Sevilla, 2019

Resumen

En este Trabajo de Fin de Máster (TFM) se realiza el modelo simplificado del Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP) considerando la operación sincronizada de las centrales de Itaipú y Yacyretá.

Primeramente, se relata brevemente la historia del sector eléctrico paraguayo, luego se realiza una descripción de la demanda nacional y las infraestructuras de generación y transmisión eléctrica con las que el país cuenta.

Luego se detallan los datos utilizados para el modelado de la red y se realiza el cálculo de flujo de cargas para tres escenarios de demanda mínima y máxima nacional, teniendo en cuenta las interconexiones con Argentina y Brasil.

Posteriormente, se realiza un análisis de seguridad del sistema específicamente, un análisis de contingencias del tipo N-1 para todas las líneas de la red considerando que la misma se encuentra operando en el escenario de mayor demanda. Luego se trazan las curvas P-V de cada nudo de la red para operación en condiciones normales y también para cuando se presenten diferentes contingencias.

Más adelante, se realiza un estudio de cortocircuito para los escenarios de mayor y menor demanda. Se simulan faltas monofásicas y trifásicas en todos los nudos de la red.

Después se ejecuta un análisis de pequeña señal de la red para los tres escenarios propuestos. Para este estudio se considera la respuesta natural de la red cuando esta se vea afectada por pequeñas perturbaciones.

Por último se realiza un análisis de estabilidad transitoria teniendo en cuenta tanto la respuesta natural de la red como la inclusión de reguladores de tensión (AVR). Para esto se simulan tres fallas con sus respectivas maniobras de despeje.

Abstract

In this Master's Final Project (TFM) the simplified model of the Paraguayan National Interconnected System (SINP) is carried out considering the synchronized operation of the Itaipú and Yacyretá power plants.

First, the history of the Paraguayan electricity sector is briefly recounted, then a description is made of the national demand and the electricity generation and transmission infrastructures available in the country.

Then the data used for the modeling of the network are detailed and the calculation of load flow is performed for three national minimum and maximum demand scenarios, taking into account the interconnections with Argentina and Brazil.

Subsequently, a security analysis is carried out on the systems specifically, a N-1 contingency analysis considering that the system is operating in the scenario of greatest demand. Then the P-V curves are drawn first considering the same scenarios and, later, adding different contingencies

Then, a short circuit study for the scenarios of greater and lesser demand is performed. Single-phase and three-phase faults are simulated in all network nodes.

After, a small signal analysis of the network is executed for the three scenarios proposed. For this study the natural response of the network is considered when it is affected by small disturbances.

Finally, a transient stability analysis is carried out taking into account both the natural response of the network and the inclusion of voltage regulators (AVR). For this, three faults are simulated and with their respective clearing maneuvers.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XIII
1 Introducción	1
1.1 Reseña histórica [5] [6]	1
1.2 Generación	2
1.3 Demanda	7
1.4 Transporte	8
2 Modelado de la red	11
2.1 Datos	11
2.2 Red de estudio	15
2.3 Flujo de carga	16
3 Análisis de seguridad	25
3.1 Análisis de contingencias	25
3.2 Estabilidad de tensión	28
3.3 Curvas P-V	28
4 Estudio de cortocircuito	35
4.1 Intensidad de cortocircuito [12]	35
4.2 Tipos de faltas [13]	37
4.3 Estudio de cortocircuito en la red	37
5 Análisis de pequeña señal	41
5.1 Oscilaciones	41
5.2 Tipos de estabilidad [2]	41
5.3 Formulación matemática [14]	42
5.4 Autovalores [14]	43
5.5 Autovectores [14]	43
5.6 Factor de participación [14]	43
5.7 Análisis modal aplicado a la red de estudio	44

6	Análisis de estabilidad transitoria	49
6.1	Ecuaciones no lineales del sistema eléctrico [14]	49
6.2	Métodos de integración numérica [14]	50
6.3	Simulación de la respuesta dinámica del sistema eléctrico de potencia [14]	50
6.4	Proceso de simulación [14]	50
6.5	Análisis de estabilidad transitoria aplicado a la red de estudio	51
7	Conclusiones y recomendaciones	63
	<i>Índice de Figuras</i>	65
	<i>Índice de Tablas</i>	67
	<i>Bibliografía</i>	69

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XIII
1 Introducción	1
1.1 Reseña histórica [5] [6]	1
1.2 Generación	2
1.2.1 Central Hidroeléctrica Acaray [5]	3
1.2.2 Itaipú Binacional [4] [3]	4
1.2.3 Entidad Binacional Yacyretá [16] [17]	5
1.3 Demanda	7
1.4 Transporte	8
2 Modelado de la red	11
2.1 Datos	11
2.1.1 Barras	11
2.1.2 Generadores	13
2.1.3 Líneas	13
2.2 Red de estudio	15
2.3 Flujo de carga	16
2.3.1 Escenarios	17
Escenario 1	17
Escenario 2	17
Escenario 3	18
2.3.2 Resultados del flujo de carga	19
Resultados del Escenario 1	19
Resultados del Escenario 2	20
Resultados del Escenario 3	21
3 Análisis de seguridad	25
3.1 Análisis de contingencias	25
3.1.1 Análisis de contingencias aplicado a la red de estudio	26
Resultados del análisis de contingencias	26
Conclusiones del análisis de contingencias	28
3.2 Estabilidad de tensión	28

3.3	Curvas P-V	28
3.3.1	Trazados de curvas PV de la red de estudio	29
3.3.2	Resultados	30
	Curvas P-V del Caso 1	30
	Curvas P-V del Caso 2	31
	Curvas P-V del Caso 3	31
	Curvas P-V del Caso 4	32
3.3.3	Conclusiones del trazado de curvas P-V	33
4	Estudio de cortocircuito	35
4.1	Intensidad de cortocircuito [12]	35
4.1.1	Cálculo de intensidad de cortocircuito	35
4.2	Tipos de faltas [13]	37
4.3	Estudio de cortocircuito en la red	37
4.3.1	Resultados del análisis de cortocircuitos monofásicos	38
4.3.2	Resultados del análisis de cortocircuitos trifásicos	39
4.3.3	Conclusiones de estudio de cortocircuito	39
5	Análisis de pequeña señal	41
5.1	Oscilaciones	41
5.2	Tipos de estabilidad [2]	41
5.2.1	Estabilidad local	41
5.2.2	Estabilidad global	42
5.3	Formulación matemática [14]	42
5.4	Autovalores [14]	43
5.5	Autovectores [14]	43
5.5.1	Autovectores derechos	43
5.5.2	Autovectores izquierdos	43
5.6	Factor de participación [14]	43
5.7	Análisis modal aplicado a la red de estudio	44
5.7.1	Resultados	44
	Resultados del Escenario 1	44
	Resultados del Escenario 2	45
	Resultados del Escenario 3	47
5.7.2	Conclusiones del análisis de pequeña señal	48
6	Análisis de estabilidad transitoria	49
6.1	Ecuaciones no lineales del sistema eléctrico [14]	49
6.2	Métodos de integración numérica [14]	50
6.3	Simulación de la respuesta dinámica del sistema eléctrico de potencia [14]	50
6.4	Proceso de simulación [14]	50
6.5	Análisis de estabilidad transitoria aplicado a la red de estudio	51
6.5.1	Modelado de las unidades generadoras	51
	Modelo standard utilizado para los generadores	52
	Modelo compuesto utilizado para los generadores	53
6.5.2	Eventos simulados	53
6.5.3	Resultados	53
	Evento 1	53

Evento 2	56
Evento 3	58
6.5.4 Conclusiones del análisis de estabilidad trasitoria	61
7 Conclusiones y recomendaciones	63
<i>Índice de Figuras</i>	65
<i>Índice de Tablas</i>	67
<i>Bibliografía</i>	69

Notación

MW	Mega vatio
MVAR	Mega voltio amperio reactivo
MVA	Mega voltio amperio
m ³ /s	metro cúbico por segundo
kV	Kilo voltio
rpm	revoluciones por minuto
A	Amperio
Hz	Hercio
km	Kilómetro
s	segundo
t	Tonelada
FP	Factor de potencia
pu	Sistema por unidad

1 Introducción

En este capítulo se realiza una breve presentación del caso de estudio del Proyecto de Fin de Máster.

En Paraguay los sistemas de transmisión, distribución, comercialización y parte de la generación de la energía eléctrica están bajo el monopolio de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La ANDE es una institución pública, autárquica, con personería jurídica y patrimonio propio, que tiene como objetivo satisfacer las necesidades de energía eléctrica del Paraguay, promoviendo el desarrollo económico del país e impulsar la calidad de vida de la población.

Para que dichos objetivos puedan ser alcanzados la ANDE tiene como misión [7]:

- La elaboración de planes de crecimiento del sector eléctrico en lo que respecta a generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- La ejecución de las obras propuestas en la planificación.
- La comercialización de la energía eléctrica.
- La reglamentación de todo lo que concierne con la energía eléctrica.
- El fomento del uso de la energía eléctrica como bien propio del país e impulsar el desarrollo del mismo.

Para garantizar el cumplimiento de todos los objetivos mencionados es necesario realizar unos estudios de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico paraguayo, que permitan observar las falencias que tiene el mismo con el fin de realizar las mejoras correspondientes. Esto se debe realizar considerando el crecimiento industrial que está atravesando el país en los últimos años, la ubicación de los grandes consumos, la disposición de las líneas de transmisión y las centrales generadoras disponibles.

A continuación, se narra brevemente la historia del sector eléctrico paraguayo y se describe sus características principales en lo que se refiere a generación, demanda eléctrica y la red de transporte.

1.1 Reseña histórica [5] [6]

La historia de la energía eléctrica en Paraguay tuvo sus inicios en 1910, cuando el Congreso Nacional autoriza la concesión por 30 años del servicio eléctrico de tranvía y alumbrado público en la ciudad de Asunción y sus alrededores al Señor Juan Carosio y su grupo, que posteriormente formarían la Compañía Americana de Luz y Tracción. Luego de obtener la autorización, la Municipalidad de Asunción construye la primera central térmica del país con una potencia instalada de 1800 caballos.

En el año 1913 la Honorable Junta Municipal de Asunción transfiere la concesión, con todos los derechos y obligaciones, a un grupo eléctrico británico llamado Asunción Tranway Light and Power Company Limited. En 1914 la compañía británica expreso a la Municipalidad de Asunción

su intención de suministrar energía eléctrica para el alumbrado de las viviendas particulares, sin salirse de las obligaciones de los servicios de transporte y alumbrado público.

En el año 1917 se autoriza la concesión a favor del Señor Federico Schoeling de construcción y explotación de usina productora de energía eléctrica destinada a alimentar los servicios de alumbrado publico y aplicaciones industriales en la ciudad de Concepción y alrededores.

En 1924 la compañía Asunción Tranway Light and Power Company Limited fue adquirida nuevamente por Juan Casorio pasando a formar parte de la Compañía Americana de Luz y Tracción (CALT).

En 1928 el Poder Ejecutivo autoriza a la CALT la construcción de líneas aéreas de alta tensión en las afueras de Asunción, con el fin de transportar la energía eléctrica a los pueblos vecinos.

En mayo de 1929 se inaugura la usina productora de energía eléctrica en la ciudad de Luque (ciudad vecina de Asunción).

En septiembre del mismo año el Poder Legislativo aprueba el dictamen del Poder Ejecutivo, por lo que se le concedió a la CALT los derechos de construcción y contratación de líneas aéreas en los municipios fuera de la capital, explotar los servicios públicos e instalar usinas productoras de energía eléctrica.

En el año 1947 el Poder Ejecutivo oficializo a la CALT y se asignaba a un administrador oficial con la capacidad de administrar el personal e intervenir en la contabilidad de la empresa.

En 1948 se constituyó una comisión para la transferencia propuesta por la Compañía Americana de Luz y Tracción al Estado. Durante el transcurso del año se creó una administración anexa a la compañía con el objeto de tomar la posesión definitiva de todos los bienes de la empresa establecidos en el país.

Posteriormente se nacionalizaron todos los servicios de electricidad y transporte y se establece a la compañía con el nombre oficial de: Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

En el año 1951 se realizaban las primeras visitas a la zona de influencia de los ríos Acaray y Monday, para realizar investigaciones preliminares. Tiempo después se extendió la evaluación energética potencial de los recursos hídricos, que, a primera vista de los investigadores, el Monday era el más conveniente .

El Ing. Enzo Debernardi en análisis la situación eléctrica del Paraguay, más adelante puso en evidencia el interés del país sobre el aprovechamiento Hidroeléctrico del río Acaray el cual consideraba más importante que el río Monday a causa de su ubicación más próxima al Brasil.

Transcurriendo el año 1956, el Brasil asumía el compromiso de la confección del proyecto para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray, a cambio del derecho de obtener, durante 20 años desde la entrada en funcionamiento, hasta el 20% de la potencia eléctrica instalada.

El 27 de enero del año 1961, durante la inauguración del puente de la Amistad sobre el río Paraná, el Presidente del Brasil, en ese entonces, el Dr. Juscelino Kubistchek, concedió al Presidente del Paraguay, el General Alfredo Stroessner, en cumplimiento al tratado de 1956, el programa de Aprovechamiento del río Acaray en 2 tomos titulados “Hidrología y Geología de la cuenca del Acaray y el estudio de la Factibilidad Económica, con sus anexos estudios Topográficos”.

El 24 de junio del año 1965, se anunciaba la fecha de la primera Orden a Proceder en el terreno, y en la fecha 16 de diciembre de 1968 se inauguraba la Casa de Máquinas Acaray I, con dos grupos generadores, con 94 MW de potencia instalada, y con un costo que alcanzaba aproximadamente los 36.344.000 US\$.

1.2 Generación

El Paraguay es un país muy privilegiado en lo que respecta a los recursos hídricos. Por más de ser un país mediterráneo cuenta con salida al mar gracias a los grandes ríos que lo cruzan. Viendo estas virtudes geográficas, el gobierno paraguayo, en cooperación con los países vecinos, decidió invertir en estudios de ingeniería para aprovechar la energía que poseen sus caudalosos ríos.

Actualmente, la demanda eléctrica paraguaya es abastecida por energía de fuente limpia y renovable, algo único entre los países de la región.

Además de eso, Paraguay cuenta con un excedente de generación eléctrica, por lo que vende la energía sobrante a sus países vecinos. Este hecho coloca al país como mayor productor de energía eléctrica per cápita del mundo y mayor exportador de energía limpia y renovable del mundo.

En la actualidad, tres hidroeléctricas son las que cubren la demanda eléctrica paraguaya, Acaray, estatal con 400 MW disponibles, Itaipú, binacional compartida con Brasil con 7000 MW disponibles, y Yacyretá, binacional compartida con Argentina con 1600 MW disponibles.

A continuación se describe cada una de estas centrales con algunos de los datos más resaltantes.

1.2.1 Central Hidroeléctrica Acaray [5]

Esta central está ubicada sobre río Acaray en la ciudad Hernandarias, departamento de Alto Paraná. Su construcción fue financiada por el estado paraguayo con cooperación del Banco de Desarrollo (BID) y fue inaugurada en 1968 bajo la propiedad de la ANDE, siendo la primera hidroeléctrica del país.



Figura 1.1 Central Hidroeléctrica Acaray [9].

La central Acaray desvía las aguas del río del mismo nombre para desembocarlas al río Paraná. Dicho desvío se origina debido a la construcción de una presa mixta, constituida por una presa de tierra y otra de concreto. La central Acaray aprovecha el desnivel natural de 56 metros entre ambos ríos que luego se convierten en 91 metros de altura bruta gracias a la presa construida.

La Toma de Agua está ubicada en la presa de concreto, donde el agua es transportada a la Tubería de aducción, para luego pasar a la Tubería Forzada, desde donde es conducida a la turbina para generar el movimiento mecánico que posteriormente se convierte a energía eléctrica por intermedio del generador eléctrico, para finalmente ser descargada al río Paraná por medio del Canal de Fuga.

La central también cuenta con una Chimenea de Equilibrio, cuya función es evitar los efectos de sobre presión que se originan cuando existen variaciones bruscas de velocidad de agua.

Acaray posee cuatro turbinas de tipo Francis que accionan cuatro generadores a una tensión de 13.8 kV, para posteriormente ser elevada a 220 kV por medio de transformadores elevadores y ser transmitida por la Línea de 220 kV a las diferentes estaciones y subestaciones de distribución.

En la Tabla 1.1 se observan las características técnicas de los generadores de la central hidroeléctrica Acaray.

Tabla 1.1 Datos técnicos de los generadores de Acaray.

Generadores: 4	Grupos 1 y 2	Grupos 3 y 4
Fases:	3	3
Conexión:	estrella	estrella
Potencia:	56 MVA	60,7 MVA
Tensión:	13,8 kV	13,8 kV
Corriente:	2350 \pm 5 %A	2540 / 2860 A
Factor de Potencia:	0,8	0,8
Velocidad:	214,3 rpm	176 rpm
Frecuencia:	50 Hz	50 / 60 Hz
Nº de Polos :	28	34
Servicio:	continuo	continuo
Norma:	ASA	ANSI
Potencia instalada:	112 MVA	121,4 MVA

1.2.2 Itaipú Binacional [4] [3]

La central hidroeléctrica Itaipú es una entidad binacional compartida entre Paraguay y Brasil. Entró en operación en 1984 luego de casi 10 años de construcción. Está ubicada sobre el río Paraná, entre los límites de las ciudades de Hernandarias, en el departamento de Alto Paraná de Paraguay y Foz de Iguazú, del estado de Paraná de Brasil.

La Itaipú Binacional es la mayor central eléctrica del mundo, en lo que se refiere a producción anual, poseyendo el récord histórico de 103.098 GWh producidos en 2016. Actualmente alimenta alrededor del 90 % de la demanda paraguaya y al 14 % de la demanda brasileña.

Dispone un salto bruto nominal de 120 metros. En la parte superior de la represa se encuentran las tomas de agua, que dirigen el fluido hasta la caja espiral, para posteriormente ir al pre-distribuidor y distribuidor hasta accionar la turbina hidráulica. En total, la central cuenta con 20 turbinas de tipo Francis que van acopladas a un generador de 18 kV, para luego elevar la tensión por medio de un centro de transformación elevador a 500 kV. Cada generador posee una potencia nominal de 700 MW, completando así una potencia instalada de 14000 MW.

Esta potencia instalada es repartida equitativamente entre ambos países, la energía correspondiente a Paraguay es transmitida por medio de cuatro líneas de 500 kV a 50 Hz hasta la subestación Margen Derecha ubicada a 3 km aproximadamente y la correspondiente a Brasil es transmitida mediante cuatro líneas de 500 kV a 60 Hz hasta la subestación de Foz de Iguazú para luego ser elevada a 750 kV .

Debido a que hoy en día el Paraguay tiene un excedente de energía eléctrica, la energía sobrante es vendida al Brasil a 50 Hz por medio de cuatro líneas de 500 kV que pasan por una subestación rectificadora en Foz de Iguazú para que potencia sea transmitida a 600 KV en corriente continua hasta São Paulo.

Itaipú cuenta con un vertedero de 3 compuertas que se utiliza para descargar el agua excedente del embalse. Dicho vertedero posee una capacidad máxima de descarga de 62.200 m³/s que, a modo comparativo, es 40 veces superior al caudal descargado en las Cataratas de Iguazú.

En la tabla 1.2 se observan los datos técnicos de los generadores de Itaipú.



Figura 1.2 Central Hidroeléctrica Itaipu [10] .

Tabla 1.2 Datos técnicos de los generadores de Itaipú.

Fases:	3
Cantidad:	20 unidades
Frecuencia 60 Hz:	10 unidades
Frecuencia 50 Hz:	10 unidades
Potencia nominal 50 / 60 Hz:	823,5 / 737 MVA
Factor de Potencia 50 / 60 Hz :	0,85 / 0,95
Tensión nominal:	18 kV
Nº de Polos 50 / 60 Hz :	66 / 78
Peso de cada unidad 50 / 60 Hz:	3,343 / 3,242 t

1.2.3 Entidad Binacional Yacyretá [16] [17]

La Entidad Binacional Yacyretá es una central hidroeléctrica compartida entre Paraguay y Argentina construida entre los años 1983 y 1998. Está montada sobre las caudalosas aguas del río Paraná, ubicada entre las ciudades de Ayolas y Ituzaingó pertenecientes a Paraguay y a Argentina respectivamente. La potencia instalada es de 3200 MW, que es dividida en partes iguales entre ambos países.

La central cuenta con una estructura de 808 metros de longitud y 80 metros de ancho que contiene un embalse de 66,8 km de longitud. Dicho embalse permite obtener unos 21.3 metros de salto bruto de agua que pasa por las tomas de agua, para dirigirla a las 20 turbinas de tipo Kaplan de eje vertical que van acopladas a generadores, para así generar la energía eléctrica.

Cada turbina posee un diámetro de 9.5 metros, con una velocidad de rotación de 71,4 rpm, capaz de turbinar caudales comprendidos entre 376 y 830 m³/s. Los generadores tienen una potencia nominal de 172,5 MVA, disponen de 42 pares de polos, con factor de potencia de 0,9 y generan la energía a una tensión de 13,2 kV a 50 Hz.



Figura 1.3 Central Hidroeléctrica Yacyretá [11].

Los transformadores elevadores trifásicos elevan la tensión de 13,2 a 500 kV para transmitir la energía a las estaciones de Ayolas, que interconecta la central con el sistema de transmisión paraguayo, y Rincón Santa María, que interconecta la central con el sistema de transmisión argentino.

Actualmente, Paraguay utiliza aproximadamente el 30% de la energía que le corresponde de Yacyretá, por lo que el excedente es vendido a la Argentina que termina aprovechando el 85% de la potencia instalada total de la central.

Yacyretá también cuenta con dos vertederos, que permiten desaguar el embalse cuando se presente algún excedente. El vertedero Principal puede descargar hasta 55.000 m³/s y el vertedero Aña Cuá unos 40.000 m³/s.

Algunas de las características técnicas de Yacyretá se pueden observar en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3 Características técnicas de Yacyretá.

Potencia instalada:	3200 MW
Cantidad:	20 unidades
Potencia nominal de cada unidad:	160 MW
Frecuencia:	50 Hz
Factor de Potencia :	0,9
Tensión nominal:	13,2 kV
Salto de diseño:	21,3 metros
Caudal nominal (Turbina):	794 m ³ /s
Diámetro (Turbina):	9,5 metros

1.3 Demanda

Paraguay es un país con aproximadamente unos 7 millones de habitantes, con una distribución poblacional muy irregular. El país se encuentra dividido en dos regiones bien marcadas separadas por el río Paraguay: La Región Oriental es la que se encuentra al este del río Paraguay, esta región abarca el 40% del territorio nacional y a más del 95% de la población. Luego al oeste se encuentra la Región Occidental o Chaco, que representa el 60% del territorio nacional y contiene a menos del 5% de la población paraguaya.

Desde los últimos años, el país está pasando por un proceso de industrialización que en años anteriores se veía estancado. Paraguay se encuentra con un gran crecimiento industrial gracias a la inversión de empresas nacionales e internacionales pasando a ser un país productor de materia prima a ser también procesador de la misma.

La mayor concentración de demanda se encuentra en la ciudad de Asunción y el departamento Central, donde se halla la mayor parte de la población del país y donde se ubican las grandes industrias. Otro punto con una gran concentración de demanda es la zona este del país, concretamente Ciudad del Este y los municipios vecinos, ya que también cuentan con una población considerable y últimamente grandes empresas internacionales de soja y de fabricación de equipos eléctricos montaron sus industrias en dicha zona. Además, existen otros puntos de gran demanda como el área metropolitana de la ciudad de Encarnación, ubicada al sur del país, y, al norte, la ciudad de Pedro Juan Caballero, que también cuentan con parques industriales.

Este aumento de la demanda eléctrica que va asociado a un crecimiento económico del país y, a la vez, a un aumento de pérdidas en el sistema. En el año 2013, la ANDE realizó un estudio de mercado eléctrico buscando proyectar el crecimiento de la demanda entre los años 2013 y 2023.[8]

En dicho estudio, se consideran cuatro posibles escenarios:

- Escenario I: se considera un crecimiento económico alto, con una tasa de crecimiento promedio de 9,11% anual.
- Escenario II: se considera un crecimiento económico alto, con una tasa de crecimiento promedio de 7,04% anual.
- Escenario III: se considera un crecimiento económico medio, con una tasa de crecimiento promedio de 5,66% anual.
- Escenario IV: se considera un crecimiento económico bajo, con una tasa de crecimiento promedio de 4,03% anual.

En la Tabla 1.4 se contempla el aumento en MW de la demanda nacional previsto por la ANDE según el escenario que se presente.

Este estudio se realizó considerando únicamente el mercado nacional, dejando de lado los proyectos de nuevas industrias electrointensivas que implicarían un aumento de la tasa de crecimiento promedio.

Tabla 1.4 Proyección de la demanda 2018-2023.

Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023
I	4.199	4.577	4.984	5.397	5.816	6.223
II	3.697	3.943	4.203	4.466	4.748	5.039
III	3.455	3.620	3.810	3.995	4.187	4.369
IV	3.104	3.213	3.330	3.448	3.556	3.680

1.4 Transporte

Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SINP) está compuesto por líneas aéreas, transformadores, elementos compensadores y equipos de protección y maniobra que operan a alta tensión con niveles de 66, 220 y 500 kV que operan a 50 Hz.

En la Figura 1.4 se puede observar el mapa ilustrativo de todas las líneas existentes en el SINP. En rojo se observan las líneas de 220 kV y en verde las líneas de 500 kV y en azul las obras programadas para finales del año 2017.

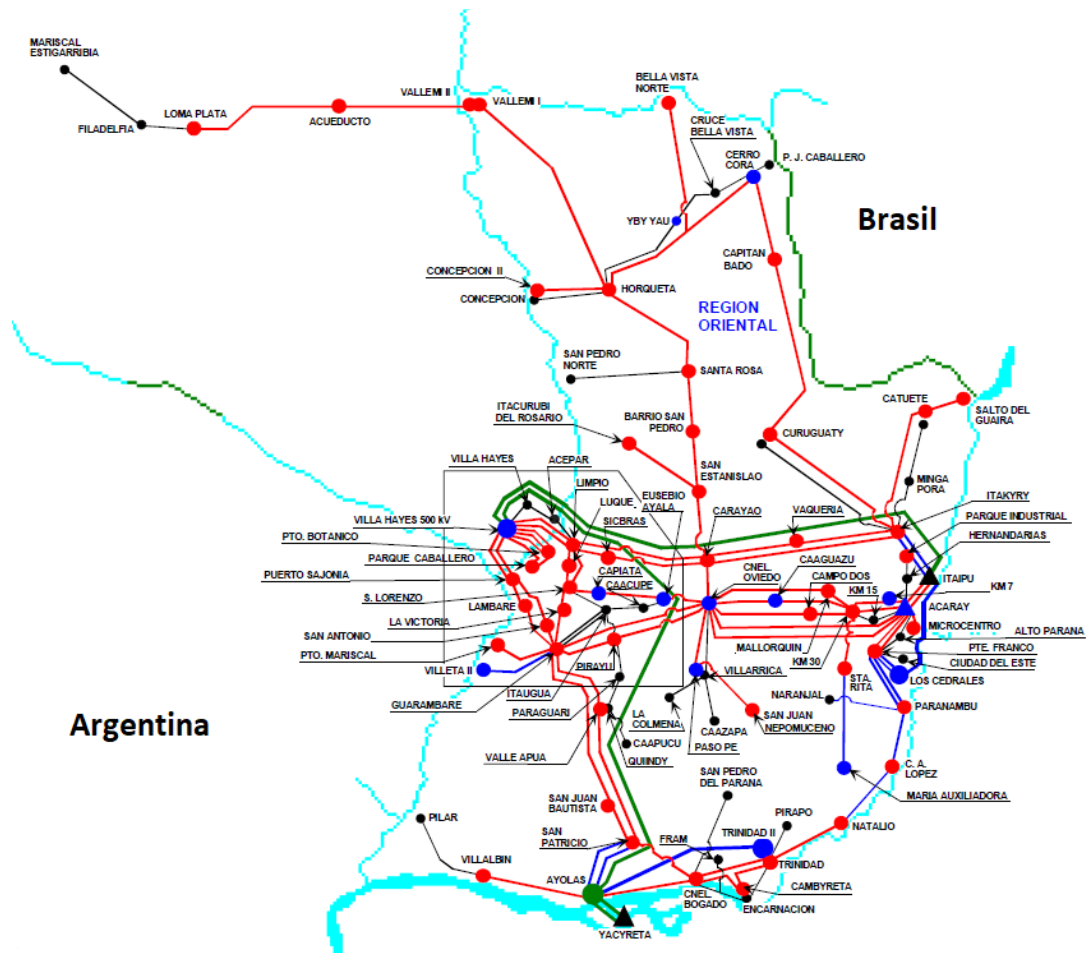


Figura 1.4 Mapa ilustrativo del sistema de transmisión paraguayo [8].

El SINP está dividido en 6 sistemas: Sistema Norte, Sistema Sur, Sistema Este, Sistema Oeste, Sistema Central y Sistema Metropolitano.

El Sistema Norte abarca los departamentos de Concepción y Amambay, el Sistema Sur se compone por departamentos de Itapúa, Misiones, Ñeembucú y Paraguari, al Sistema Este pertenecen los departamentos de Alto Paraná y Canindeyú, el Sistema Oeste está compuesto por los departamentos Alto Paraguay y Boquerón, el Sistema Central comprende los departamentos de Cordillera, Caaguazú, Caazapá, Guairá y San Pedro y el Sistema Metropolitano abarca el área metropolitana de la ciudad de Asunción.

La energía generada por Itaipú es interconectada al SINP mediante cuatro líneas de 220 kV y una línea de 500 kV que salen de la subestación Margen Derecha. Dos de las líneas de 220 kV van en dirección a Asunción, que se encuentra a unos 340 km de distancia, y las otras dos en dirección a la

central de Acaray, que está situada a unos 5 km. La línea de 500 kV tiene dirección a la capital del país.

La central Yacyretá está interconectada con el SINP por mediante la subestación de Ayolas, mediante dos líneas de 220 kV, una en dirección a la subestación de Villalbin y otra doble terna en dirección a la subestación de San Patricio y actualmente se está finiquitando la adecuación de una línea de 500 kV en dirección a Villa Hayes prevista a ponerse en operación a finales de 2019.

El SINP está interconectado con Brasil por medio de cuatro líneas de 500 kV a 50 Hz que conectan la subestación de Margen Derecha con una subestación rectificadora en la ciudad de Foz de Iguazú. Esta interconexión cuenta con una capacidad total de intercambio de 6300 MW.

La interconexión con Argentina se da a través de tres líneas de 500 kV con una capacidad de 1340 MW, ubicada en la central Yacyretá.

Es importante señalar que la transmisión de energía eléctrica en Paraguay se realiza por medio de dos subsistemas. Estos subsistemas actualmente no se encuentran operando en sincronismo debido a que no es viable técnicamente operar las centrales de Itaipú y Yacyretá porque ocasionaría problemas de estabilidad al SINP.

Estos subsistemas son:

- Subsistema 1 (SS1): Es el subsistema que suministra energía eléctrica a los Sistemas Central, Este, Norte, gran parte del Sistema Metropolitano de la ciudad de Asunción y parte del Sistema Sur del País. Se alimenta de la generación de las centrales de Itaipu y Acaray.
- Subsistema 2 (SS2): Es el subsistema que cubre parte del Sistema Sur y parte del Sistema Metropolitano. Se alimenta de la generación de Yacyretá y opera de forma paralela con el Sistema Argentino.

Según [8], a corto plazo se prevé la operación del SINP con ambos subsistemas interconectados, esto proporcionará un aumento en la robustez del sistema, permitirá optimizar el uso de la infraestructura y mejorará la confiabilidad del mismo. Por esto, actualmente es de gran interés el estudio de estabilidad de ambos subsistemas operando en sincronismo.

2 Modelado de la red

El modelado es de gran utilidad para realizar estudios de planificación y operación de una red real. Permite calcular los valores de las variables de estado cuando estas se vean envueltas en un escenario determinado y de esa forma visualizar el comportamiento de la red. Para efectuar un estudio así, es de suma importancia realizar un buen modelado de la red a ser estudiada, para ello es fundamental recolectar la mayor cantidad de datos de la red real y plasmarlos en el software a utilizar.

El problema de flujo de carga permite calcular las condiciones de operación del sistema en régimen permanente. Esto se logra utilizando como datos la topología misma de la red, la generación disponible y las cargas en cada nudo. Como resultado se obtienen los perfiles de tensión de cada nudo y los flujos de potencia circulantes por las líneas y transformadores de la red.

Esta herramienta es la más utilizada dentro de los sistemas de potencia, tanto para planificación como operación de los mismos. También es parte fundamental de los análisis de seguridad del sistema, ya que es base de partida para determinar tensiones fuera de los límites aceptados y sobre cargas en las líneas y transformadores en consecuencia a un aumento del consumo o en el caso que se presentase alguna contingencia.

En este capítulo se describe el proceso de modelado del SINP considerando la interconexión entre el SS1 y SS2. Este modelo es realizado con el software DIGSILENT Power Factory versión 15.1. Se presentan los datos utilizados, los escenarios de estudio, las consideraciones realizadas para ejecutar un flujo de cargas y los resultados obtenidos para cada escenario.

2.1 Datos

Para realizar el modelado del SINP se utiliza una red simplificada del mismo, donde se considera que la línea 500 kV que conecta a las subestaciones de Ayolas y Villa Hayes ya se encuentra en operación y que los subsistemas SS1 y SS2 operan en sincronismo. Esta red simplificada es objeto de estudio para los ingenieros que trabajan en el área de operación de las hidroeléctricas y del sistema de transmisión debido a que se prevé que ambos subsistemas se encuentren operando interconectados a corto plazo, con el fin de mejorar la robustez del SINP.

Los datos utilizados son datos reales obtenidos gracias a fuentes extra oficiales. En esta red se encuentran representadas las líneas de alta tensión de 220 y 500 kV, las barras de las subestaciones de mayor importancia, las generaciones de las hidroeléctricas, reactancias y algunas inyecciones de potencia.

2.1.1 Barras

La red modelada cuenta con 23 barras que corresponden a distintas subestaciones del SINP y las barras de las subestaciones de Foz de Iguazú y Rincón que representan las interconexiones

internacionales Brasil y Argentina respectivamente.

La agrupación de barras según la subestación a la que pertenezca se presenta de la siguiente manera:

- Subestación de la central hidroeléctrica Itaipú (IPU): Barras 1100, 1101, 1102 y 1105.
- Subestación Margen Derecha (SMD y MD): Barras 1103, 1104 y 48007.
- Subestación de la central hidroeléctrica Acaray (ACY): Barras 42701, 42702, 42703 y 42001.
- Subestación Villa Hayes (VHA): Barras 41000 y 41001.
- Subestación Itakyry (IRY): Barra 42005.
- Subestación Ayolas (AYO): Barras 43000 y 43001.
- Subestación de la central hidroeléctrica Yacyretá (YAC): Barras 5671, 5676, 5681, 5000 y 5001.
- Subestación Foz de Iguazú (FOZ): Barra 85.
- Subestación de Rincón (RINCON): Barra 5002.

En la Tabla 2.1 se observa con mayor detalle a todas las barras de la red.

Tabla 2.1 Barras de la red .

Número	Tipo	Nombre	Tensión base (kV)
85	PQ	FOZ-500-50HZ	500
1100	SLACK	IPU10G 18	18
1101	PQ	ITAIPU 50-500	500
1102	PQ	ITAIPU 50-500	500
1103	PQ	SEMD 500	500
1104	PQ	SEMD 500B	500
1105	PV	IPU 18 B	18
5000	PQ	YACYRETA	500
5001	PQ	YACYRETA B	500
5002	PQ	RINCON	500
5671	PV	YACYHI01	13.8
5676	PV	YACYHI06	13.8
5681	PV	YACYHI11	13.2
41000	PQ	VHA B1 500	500
41001	PQ	VHA B1 220	220
42001	PQ	ACY 220	220
42005	PQ	IRY B1 220	220
42701	PV	ACY G1 13.8	13.8
42702	PV	ACY G2 13.8	13.8
42703	PV	ACY G3 13.8	13.8
43000	PQ	AYO B1 500	500
43001	PQ	AYO B1 220	220
48007	PQ	MD B1 220	220

Las inyecciones de potencia que anteriormente se nombraron representan la interconexión con las distintas barras del SINP real que no se encuentran simbolizadas en la red de estudio. Los nudos que cuentan con inyecciones de potencia son: 1103, 41000, 41001, 42001, 42005, 43000, 43001 y 48007.

Además, las barras de la subestación de Ayolas cuentan con reactancias en paralelo en las barras 43000 y 43001 con capacidad de consumir 80 y 20 MVAR respectivamente, con el fin de evitar sobretensiones en dichas barras.

Las barras de Foz de Iguazú y Rincón acarrean consigo a las demandas de Brasil y Argentina que son cubiertas por las centrales binacionales. Desde el lado paraguayo, estas representan cargas para el sistema.

2.1.2 Generadores

La red cuenta con ocho generadores síncronos que representan a las tres centrales hidroeléctricas del país. Donde:

- La central Itaipú se modela con los generadores G1 y G2 conectados a las barras 1101 y 1105 respectivamente. Estos dos generadores equivalen a las 10 unidades generadoras reales con las que cuenta Itaipu con frecuencia de 50 Hz.
- La central Yacyretá es simbolizada por los generadores G3, G4 y G5 que van ligados a las barras 5671, 5681 y 5676 respectivamente. Dichos generadores representan a 18 unidades generadoras reales de la central operando.
- Por último, la central Acaray se representa con los generadores G6, G7 y G8, estos van enlazados con las barras 42702, 42703 y 42701 respectivamente.

En la Tabla 2.2 se observan las características de cada generador de la red.

Tabla 2.2 Generadores de la red.

Generador	Potencia nominal (MW)	FP	Tension base (kV)	Conexión
G1	4200	0,85	18	estrella
G2	2800	0,85	18	estrella
G3	640	0,9	13,8	estrella
G4	1440	0,9	13,2	estrella
G5	800	0,9	13,2	estrella
G6	44,8	0,8	13,8	estrella
G7	44,8	0,8	13,8	estrella
G8	48	0,8	13,8	estrella

Todos los generadores síncronos de las hidroeléctricas de la red están cargados con los parámetros dinámicos que se observan en la Tabla 2.3. Esta simplificación se realiza debido a que todas las centrales son hidráulicas y no fue posible encontrar más información con relación a dichos parámetros.

2.1.3 Líneas

El sistema modelado cuenta con 30 líneas que conectan a las distintas barras formando una red mallada. Las tablas 2.4 y 2.5 permiten visualizar las características de las líneas de la red, detallando las barras a las que conectan, sus resistencias, reactancias, susceptancias, longitudes y la capacidad de transporte de cada una.

Tabla 2.3 Parámetros dinámicos de los generadores de la red.

Item	Unidad
Reactancia síncrona x_d	0,85 pu
Reactancia síncrona x_q	0,705 pu
Reactancia transitoria x_d'	0,32 pu
Reactancia transitoria x_q'	0,705 pu
Reactancia subtransitoria x_d''	0,243 pu
Reactancia subtransitoria x_q''	0,267 pu
Reactancia de secuencia negativa x_2	0,255 pu
Reactancia de secuencia cero x_0	0,087 pu
Constante de tiempo T_d'	3,1 seg
Constante de tiempo T_d''	0,1 seg

Tabla 2.4 Parámetros de impedancia de las líneas.

De	Para	S base (MVA)	V base (kV)	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia (pu)
85	1104	100	500	0,000058	0,001001	0,104
85	1104	100	500	0,000057	0,000982	0,1021
85	1104	100	500	0,000056	0,000969	0,10041
85	1104	100	500	0,000054	0,000936	0,09691
1101	1102	100	500	0	0,00001	-
1101	1104	100	500	0,000013	0,00023	0,02239
1101	1104	100	500	0,000013	0,00023	0,02239
1102	1103	100	500	0,000013	0,000227	0,02216
1102	1103	100	500	0,000013	0,00023	0,02239
1103	1104	100	500	0	0,00001	-
1103	41000	100	500	0,0035061	0,037193	3,7032
1103	42005	100	220	0,0064151	0,050047	-
1103	48007	100	220	0	0,010022	-
5000	5001	100	500	0	0,00001	-
5000	5002	100	500	0,004	0,0004	0,038
5000	5002	100	500	0,004	0,0004	0,038
5000	5002	100	500	0,004	0,0004	0,038
5001	43000	100	500	0,0001	0,00179	0,17464
5001	43000	100	500	0,0001	0,00179	0,17464
41000	41001	100	220	0,0001057	0,0058519	-
41000	43000	100	500	0,003785	0,038192	3,8719
41001	42001	100	220	0,016416	0,080624	-
41001	42005	100	220	0,028546	0,12099	-
41001	43001	100	220	0,02437	0,14145	-
42001	42005	100	220	0,067313	0,28017	-
42001	43001	100	220	0,15051	0,75813	-
42005	43001	100	220	0,58421	2,412	-
43000	43001	100	220	0,000413	0,014013	-
48007	42001	100	220	0,00031	0,002983	0,008905
48007	42001	100	220	0,000303	0,002934	0,008698

Tabla 2.5 Longitud y capacidades de las líneas.

De	Para	Longitud (km)	Capacidad (MVA)
85	1104	9	2000
85	1104	9	2500
85	1104	9	2500
85	1104	9	2500
1101	1102	1	2500
1101	1104	2	2500
1101	1104	2	2500
1102	1103	2	2500
1102	1103	2	2500
1103	1104	0,5	2500
1103	41000	348	2500
1103	42005	71	900
1103	48007	1	2270
5000	5001	0,5	2000
5000	5002	3	2000
5000	5002	3	2000
5000	5002	3	2000
5001	43000	16	2000
5001	43000	16	2000
41000	41001	0,5	1800
41000	43000	363	2000
41001	42001	348	660
41001	42005	277	430
41001	43001	363	470
42001	42005	70	470
42001	43001	418	470
42005	43001	474	430
43000	43001	0,5	750
48007	42001	4,8	667
48007	42001	4,8	667

2.2 Red de estudio

Una vez cargados los datos mencionados en la sección anterior, se procede a configurar la red de estudio. En la Figura 2.1 se observa la red estructurada, donde se pueden distinguir todos los elementos que la conforman. Las barras se encuentran nombradas por sus respectivos números al igual que los generadores. Las cargas que pertenecientes a las interconexiones internacionales están representadas por flechas en sentido saliente a las barras. Las inyecciones de potencia que simbolizan la interconexión con el SINP están señaladas como flechas que entran a las barras correspondientes.

También se puede apreciar que la red está dividida en cinco colores, donde cada color indica un nivel de tensión distinto.

- En verde: los elementos que operan a 500 kV.
- En rojo: los elementos con tensión base de 220 kV.
- En azul: los elementos que se encuentran a 18 kV.

- En naranja: elementos que trabajan a 13,8 kV.
- En marrón: elementos operando a 13,2 kV.

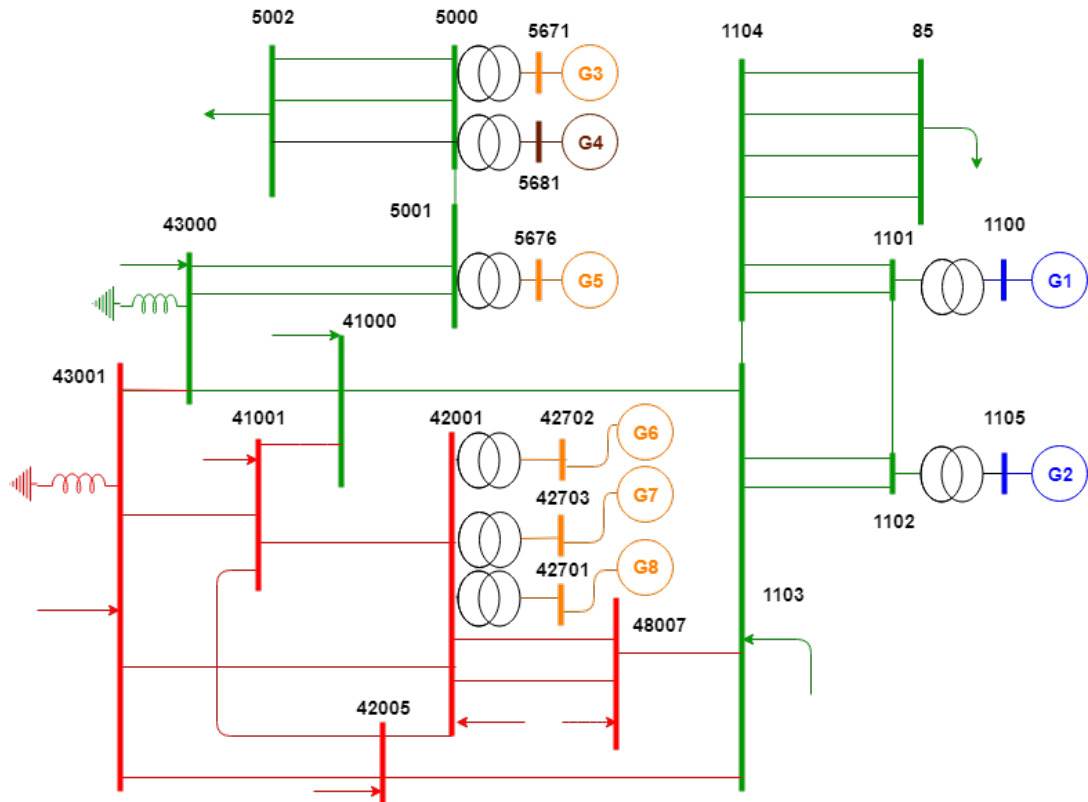


Figura 2.1 Modelo de red .

2.3 Flujo de carga

Con la red ya estructurada, se procede a realizar el flujo de carga con la finalidad de encontrar los perfiles de tensiones y flujos por las líneas para cada escenario al que pueda estar sometido el sistema.

El problema de flujo de carga se ejecuta mediante el método de ecuaciones de potencias de Newton-Raphson (ecuaciones 2.1 y 2.2). Se considera que la red es un sistema CA balanceado y las cargas son consideradas de potencia constante. El balance de potencia es realizado por el generador Slack, que para esta red es el G1 de la central Itaipú.

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (2.1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (2.2)$$

Es importante señalar que, en condiciones normales, las tensiones de las barras cercanas a la generación deben estar comprendidas entre 1,10 y 0,95 pu y las demás barras deben poseer valores de tensiones entre 1,05 y 0,95 pu según reglamenta la ANDE. [8]

2.3.1 Escenarios

Los escenarios de estudio presentan valores reales de tensiones y consumos correspondientes a horas de mayor y menor demanda nacional del SINP.

Los escenarios de estudio son:

Escenario 1

Este escenario presenta un consumo nacional de 3710 MW abastecido con 3170 MW generados por Itaipú, 400 MW generados por Yacyretá y 140 MW generados por Acaray.

En el Escenario 1 se presenta una demanda nacional muy elevada, donde la central Itaipú abastece a un 85% de la demanda, llegando a utilizarse poco menos de la mitad de su capacidad disponible. Yacyretá aporta un 11% equivalente a un cuarto de su potencia disponible mientras que Acaray contribuye en un 4%, operando al 75% de su capacidad. La interconexión con Brasil se representa unos 4400 MW y 400 MVAR de carga y la interconexión con Argentina significa unos 2298 MW y 27 MVAR de carga para el sistema nacional. Además, la barra de 500 kV de la subestación de Ayolas cuenta con una reactancia en paralelo de 80 MVAR.

En las tablas 2.6 y 2.7 se aprecian la tensión y ángulo de la barra Slack, las potencias activas y tensiones de las barras PV y las potencias activas y reactivas de las barras PQ con inyecciones y cargas expuestos en el Escenario 1.

Tabla 2.6 Escenario 1 - Barras Slack y PV .

Barra	Tensión (pu)	Ángulo	Generación (MW)
1100	1,015	0	-
1105	1,014	-	2975
5671	1	-	600
5676	1	-	750
5681	1	-	1350
42701	0,998	-	40
42702	0,998	-	40
42703	0,998	-	60

Tabla 2.7 Escenario 1 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ.

Barra	P (MW)	Q (MVAR)	Reactancia Shunt (MVAR)
85	4400	400	-
1103	-334,68	1200	-
5002	2298	27	-
41000	-65,81	1100	-
41001	1935,9	-1146,6	-
42001	880,62	206	-
42005	416,14	-253,4	-
43000	-14,27	714	80
43001	385,62	-709	-
48007	369,7	-1400	-

Escenario 2

En este escenario se presenta una demanda nacional de 3650 MW cubierta con 2160 MW generados por Itaipú, 1350 MW generados por Yacyretá y 140 MW generados por Acaray.

El Escenario 2 también presenta un consumo muy elevado en el SINP. La carga del lado brasileño es de 5259 MW y 1060 MVAR mientras que del lado argentino se tiene un consumo de 1344 MW y -189 MVAR. El reparto de cargas entre las centrales de Itaipú y Yacyretá se realiza de forma más equitativa, dado a que la Itaipu aporta en un 59 % equivalente a un 30 % de su capacidad disponible y Yacyretá contribuye en un 37 %, proporcionando un 85 % de su potencia correspondiente a Paraguay. Al igual que el escenario anterior, la central Acaray genera 140 MW y la barra 43000 también dispone de una reactancia en paralelo de 80 MVAR. Las tablas 2.8 y 2.9 muestran los datos de este escenario.

Tabla 2.8 Escenario 2 - Barras Slack y PV .

Barra	Tensión (pu)	Ángulo	Generación (MW)
1100	1,02	0	-
1105	1,014	-	2969
5671	1	-	600
5676	1	-	750
5681	1	-	1350
42701	0,998	-	40
42702	0,998	-	40
42703	0,998	-	60

Tabla 2.9 Escenario 2 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ.

Barra	P (MW)	Q (MVAR)	Reactancia Shunt (MVAR)
85	5259	1060	-
1103	-228,48	1426	-
5002	1344	-189	-
41000	-43,14	684	-
41001	1910,3	-596,7	-
42001	885,63	149	-
42005	415,15	-250,3	-
43000	-39,80	717,8	80
43001	406,53	-659,2	-
48007	265,51	-1300	-

Escenario 3

El consumo nacional es de 1370 MW, que es cubierto con 1080 MW generados por Itaipú, 200 MW generados por Yacyretá y 90 MW generados por Acaray.

El Escenario 3 equivale a un día de consumo eléctrico mínimo en el país. Debido a esto, existe un aumento de potencia disponible para la venta a los países vecinos. La potencia transferida a Brasil es de 6358 MW y 1849 MVAR, en tanto Argentina demanda unos 2499 MW y 75 MVAR. Dando un enfoque a la producción para el consumo nacional se observa que Itaipú tiene un 78 % de participación, potencia equivalente a un 15 % de la potencia disponible para el lado paraguayo. Yacyretá participa con un 6,5 % de la generación mientras que Acaray aporta en un 15,5 % para abastecer a la demanda nacional. Debido al bajo consumo se pone en operación una reactancia en paralelo de 20 MVAR a la barra 43001 de la subestación de Ayolas. En las tablas 2.10 y 2.11 se observan los datos del Escenario 3.

Tabla 2.10 Escenario 3 - Barras Slack y PV .

Barra	Tensión (pu)	Ángulo	Generación (MW)
1100	1,017	0	-
1105	1,014	-	2970
5671	1	-	600
5676	1	-	750
5681	1	-	1350
42701	0,92	-	45
42702	0,92	-	45
42703	0,92	-	0

Tabla 2.11 Escenario 3 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ.

Barra	P (MW)	Q (MVAR)	Reactancia Shunt (MVAR)
85	6358	1849	-
1103	-44,18	-200	-
5002	2499	75	-
41000	1,59	-183,7	-
41001	703,65	305	-
42001	340,95	-128	-
42005	171,86	-78,6	-
43000	-2,81	-256,4	80
43001	135,96	199	20
48007	41,27	135,7	-

2.3.2 Resultados del flujo de carga

Ejecutando el flujo de carga para cada escenario de estudio se obtienen los perfiles de tensiones, la generación en cada nudo y los flujos de potencia por las líneas del sistema.

Estos resultados servirán de base para realizar los análisis descriptos en los siguientes capítulos.

Resultados del Escenario 1

El cálculo de flujo de carga para el Escenario 1 indica que el generador Slack de la red (G1 de Itaipú) participa con una generación de 4602 MW para generar el balance de generación y consumo y compensar las pérdidas del sistema.

La Tabla 2.12 muestra los resultados obtenidos con el flujo de cargas para el Escenario 1. Se pueden observar los perfiles de tensión en las barras y la generación de cada unidad generadora.

De la misma, se puede percibir que la barra 41000 perteneciente a la subestación de Villa Hayes posee una tensión de 1,04 pu, por debajo del límite inferior permitido para operación en condiciones normales.

Al mismo tiempo, se presentan tensiones por encima de los 1,05 pu en las barras 42001 (subestación Acaray 220 kV), 43001 (subestación Ayolas 220 kV) y 48007 (subestación Margen Derecha Itaipu). Estas sobretensiones son aceptadas debido a que todas estas barras se encuentran a menos de 18 km de una unidad generadora, lo cual permite que posean valores de tensión hasta los 1,10 pu en condiciones normales.

Para este escenario todas las líneas se encuentran operando con niveles de carga menores al 100% nominal. En la Figura 2.2 se observan las líneas que operan con niveles de carga mayores al 80% de su capacidad nominal.

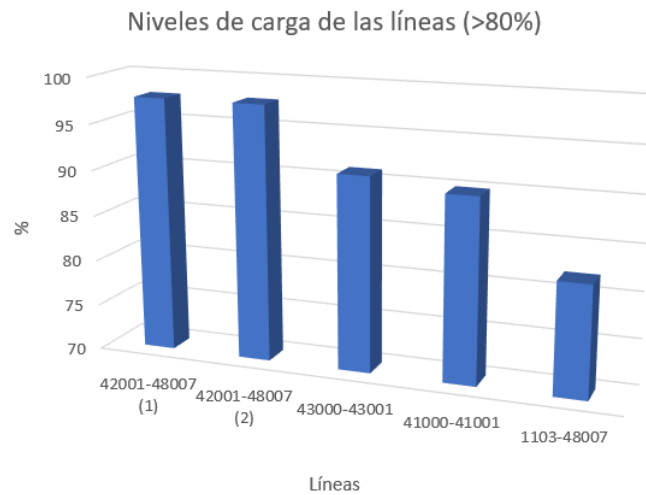


Figura 2.2 Niveles de carga de líneas del Escenario 1 .

Resultados del Escenario 2

Para este escenario, también de gran consumo nacional, el generador slack G1 de Itaipú aporta una generación de 4455 MW.

En la Tabla 2.13 se observan los resultados del flujo de carga para el Escenario 2 de estudio. Al ser también un escenario de consumo elevado, las barras poseen valores similares de tensión al escenario anterior, pero variando considerablemente los ángulos de las mismas.

Para este escenario no se presentan barras con valores de tensión por debajo del límite inferior marcado. Pero al igual que el Escenario 1, existen barras que sobrepasan los 1,05 pu de tensión, no obstante, las mismas encuentran cercanas a la generación y considerando que ninguna un valor de tensión por encima de 1,10 pu se toman como valores aceptados de operación en condiciones normales. Estas son las barras 42001, 43001 y 48007.

En lo que respecta a los niveles de carga de las líneas, las líneas que representan las unidades transformadoras de las subestaciones de Ayolas y Villa Hayes son las que presentan mayores niveles de carga. La línea que conecta las barras de 500 y 200 kV de la subestación de Ayolas se encuentra operando a 11,01% por encima de su capacidad nominal. Esto se puede observar en la Figura 2.3.

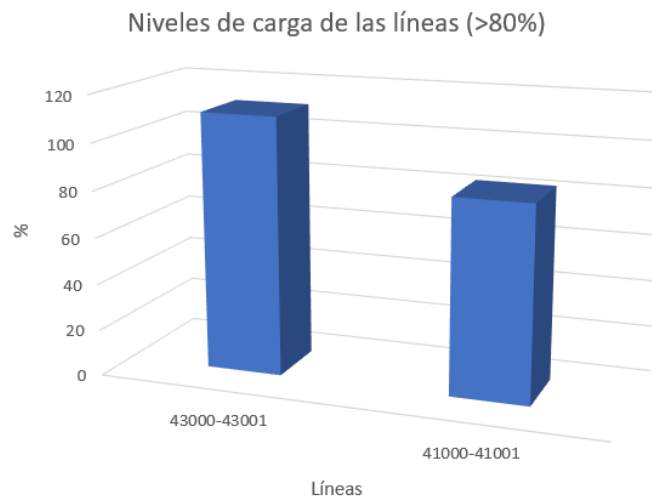


Figura 2.3 Niveles de carga de líneas del Escenario 2 .

Resultados del Escenario 3

Para el escenario de menor consumo nacional, el generador Slack participa con una generación de 4471,1 MW.

El cálculo de flujo de carga arroja valores de tensión mas cercanos a los valores nominales de las barras. Todas las tensiones se encuentran comprendidas entre los 0,95 y 1,05 pu.

En este escenario, la línea que conecta las barras de 500 kV de la subestación Margen Derecha se encuentra operando a un nivel de 112,52% de su capacidad, llegando a transportar 2771,56 MVA de la barra 1103 a la barra 1104 (Figura 2.4).

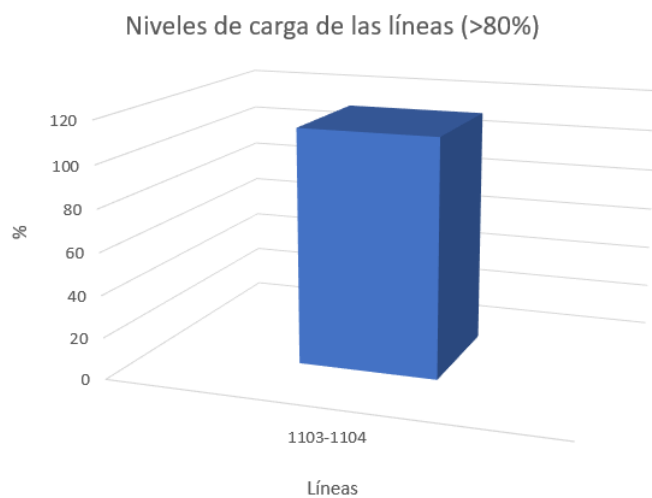


Figura 2.4 Niveles de carga de líneas del Escenario 3 .

Tabla 2.12 Escenario 1- Resultados.

Barra	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Ángulo (grados)
85	0,99	496,94	-8,4
1100	1,01	18,27	0
1101	1	498,15	-7,55
1102	1	498,16	-7,55
1103	1	497,75	-7,80
1104	1	497,75	-7,80
1105	1,01	18,25	-3,69
5000	1	498,26	-34,01
5001	1	498,27	-34
5002	1	498,59	-34,18
5671	1	13,8	-25,48
5676	1	13,8	-26,81
5681	1	13,2	-26,48
41000	0,94	471,82	-34,95
41001	1	220,13	-39,39
42001	1,07	235,62	-17,98
42005	1,03	227,52	-25,26
42701	1	13,77	-11,93
42702	1	13,77	-11,93
42703	1	13,73	-8,85
43000	1	497,52	-34,21
43001	1,08	236,53	-37,12
48007	1,08	237,26	-17,01

Tabla 2.13 Escenario 2- Resultados.

Barra	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Ángulo (grados)
85	0,99	493,29	-8,30
1100	1,02	18,36	0
1101	0,99	495,57	-7,31
1102	0,99	495,58	-7,31
1103	0,99	495,01	-7,55
1104	0,99	494,99	-7,56
1105	1,01	18,25	-3,44
5000	1	501,84	-3,80
5001	1	501,84	-3,81
5002	1	501,88	-3,91
5671	1	13,8	4,67
5676	1	13,8	3,33
5681	1	13,20	3,70
41000	0,96	482,09	-21,40
41001	1	218,97	-26,19
42001	1,07	234,92	-15,33
42005	1,04	229,26	-21,00
42701	1	13,77	-9,26
42702	1	13,77	-9,26
42703	1	13,73	-6,18
43000	1	500,54	-4,49
43001	1,07	236,28	-9,53
48007	1,07	236,22	-14,59

Tabla 2.14 Escenario 3 - Resultados.

Barra	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Ángulo (grados)
85	0,98	492,13	-8,51
1100	1,02	18,31	0
1101	0,99	495,49	-7,36
1102	0,99	495,50	-7,36
1103	0,99	494,97	-7,60
1104	0,99	494,91	-7,61
1105	1,01	18,25	-3,49
5000	1,01	505,52	-15,31
5001	1,01	505,54	-15,31
5002	1,01	505,31	-15,50
5671	1	13,8	-6,90
5676	1	13,8	-8,22
5681	1	13,2	-7,90
41000	1,02	509,35	-16,77
41001	1	219,03	-18,32
42001	0,99	216,82	-10,79
42005	1	221,07	-14,10
42701	1	12,7	-2,75
42702	1	12,7	-2,75
42703	1	12,7	-10,79
43000	1,01	506,35	-15,41
43001	0,98	216,09	-16,51
48007	0,99	216,65	-10,40

3 Análisis de seguridad

La seguridad de un sistema eléctrico consiste en la capacidad que posee el mismo de mantener sus magnitudes eléctricas con valores estables y dentro de los límites admisibles cuando este se vea afectado por alguna perturbación o contingencia imprevista. La función de los ingenieros encargados de la operación del sistema consiste en mantener los valores de las variables eléctricas dentro de los límites impuestos previamente. Las magnitudes eléctricas de mayor importancia son las tensiones en las barras y los flujos de potencia en las líneas.

La operación un sistema de potencia se puede dividir en cuatro estados de seguridad según [12]. Estos son:

- Estado seguro: En este estado el sistema se encuentra operando normal, la demanda es cubierta en su totalidad mientras que el sistema se encuentra operando con todas las magnitudes eléctricas dentro de los límites admisibles y cumpliendo también con los criterios de seguridad que aseguran que los valores de dichas variables no saldrán fuera de los límites predeterminados si ocurre alguna contingencia. En este estado, la prioridad de los ingenieros es buscar la explotación óptima del sistema.
- Estado de alerta: En este estado el sistema se encuentra en estado normal, se cumple con la demanda manteniendo las variables eléctricas dentro de sus límites, pero incumpliendo con los criterios de seguridad. En este estado los ingenieros realizan un control preventivo con la finalidad de devolver al sistema al estado seguro.
- Estado de emergencia: En este estado las magnitudes eléctricas se encuentran fuera de los límites admisibles. La tarea de los ingenieros es de realizar tareas correctivas con el objetivo de devolver al sistema a su estado normal. Dichas tareas correctivas podrían implicar deslastre de carga.
- Estado de reposición: En este estado se realiza la tarea de reponer los servicios interrumpidos del sistema.

En este capítulo se presenta un análisis de seguridad de la red de estudio enfocado al análisis de contingencias y al análisis de estabilidad de tensión utilizando las curvas P-V de las barras del sistema.

3.1 Análisis de contingencias

El análisis de contingencias es una herramienta muy utilizada para tareas de planificación y operación de un sistema eléctrico, que consiste en determinar la seguridad del sistema cuando este se vea afectado por la pérdida de uno o varios de sus elementos. El análisis se lleva a cabo ejecutando un cálculo de flujo de cargas al sistema simulando la indisponibilidad un número de elementos

de la misma. A partir de los resultados de este estudio se puede visualizar si la red cumple con los criterios de seguridad verificando que la demanda sea abastecida y que todas las magnitudes eléctricas se encuentren dentro de sus límites admisibles.

Las contingencias de estudio pueden ser del tipo [12]:

- N-1: este tipo de contingencia se presenta cuando se pierde solo un elemento del sistema, siendo el más utilizado en operación.
- N-2: cuando se pierden dos elementos de la red. Este tipo de contingencia se utiliza mas para tareas de planificación.
- Casos especiales: pérdidas de grandes generadores y las líneas de interconexión con el sistema.

3.1.1 Análisis de contingencias aplicado a la red de estudio

Para este estudio, se utilizan los escenarios 1 y 2 (demanda máxima) para realizar un análisis de contingencias del tipo N-1 para todas las líneas del sistema. Esto se ejecuta con la función de análisis de contingencias que dispone DIgSILENT. Con esta función se realiza un calculo de flujo de cargas al escenario en condiciones normales, luego, se simula la apertura de una de las líneas del sistema y a continuación se realiza otro cálculo de flujo de cargas considerando dicha contingencia. Los valores de las magnitudes eléctricas que arroja el último paso son almacenados con el fin comparar con los limites impuestos.

En condiciones normales, todas las líneas de transmisión del SIN deben operar con niveles de carga dentro de su capacidad nominal. En caso de que ocurra una contingencia del tipo N-1, es aceptable que la línea opere hasta en un 120% de su capacidad nominal. La Tabla 3.1 indica los límites de tensiones y sobrecargas permitidos en Paraguay para casos de operación en condiciones normales y operación con contingencia N-1. [8]

Tabla 3.1 Rango de tensión admisible (pu).

Caso	220 y 500 kV	Barras cercanas a la generación
Condiciones normales	0,95 - 1,05	0,95 - 1,10
Contingencia N-1	0,9 - 1,10	0,9 - 1,10

Resultados del análisis de contingencias

Una vez ejecutada la función de análisis de contingencias se obtiene que la red es capaz de soportar 19 de las 30 contingencias analizadas sin violar ningún limite de operación. En los 11 casos restantes existen violaciones de tensión, sobrecargas y flujos de carga que no convergen.

En las tablas 3.2 y 3.3 se observan las barras cuyos valores de tensión están no se encuentran comprendidos entre los límites mínimos y máximos fijados cuando la red se ve afectada por la apertura de una de las líneas.

Las tablas 3.4 y 3.5 muestran las líneas que no cumplen con el límite de 120% de sobrecarga de su capacidad en condiciones normales.

Por último, en la Tabla 3.6 se visualizan los casos en donde el flujo de carga no pudo converger debido a la contingencia en una línea.

Tabla 3.2 Violaciones de tensiones del Escenario 1.

Barra	Tensión c. base (pu)	Tensión post contingencia (pu)	Contingencia
43001	1,074	1,434	Línea 43000 - 43001
43001	1,074	1,434	Línea 5000 - 5001
41000	0,942	0,7980	Línea 41001 - 42001
41000	0,942	0,808	Línea 41000 - 43000
41000	0,942	0,836	Línea 1103 - 42005
41001	1	0,866	Línea 41001 - 42001
41001	1	0,882	Línea 41000 - 43000

Tabla 3.3 Violaciones de tensiones del Escenario 2.

Barra	Tensión c. base (pu)	Tensión post contingencia (pu)	Contingencia
43001	1,074	1,144	Línea 43000 - 43001
41000	0,962	0,660	Línea 43000 - 43001
41000	0,962	0,738	Línea 1103 - 41000
41001	0,993	0,720	Línea 43000 - 43001
41001	0,993	0,770	Línea 1103 - 41000
43000	1	0,896	Línea 43000 - 43001

Tabla 3.4 Violaciones de sobrecargas del Escenario 1.

Línea	Carga c. base (%)	Carga post contingencia (%)	Contingencia
Línea 42001 - 48007 (1)	97,8	193,4	Línea 42001 - 48007 (2)
Línea 42001 - 48007 (1)	97,8	135,3	Línea 1103 - 42005
Línea 42001 - 48007 (2)	97,8	193,4	Línea 42001 - 48007 (1)
Línea 42001 - 48007 (2)	97,8	135,3	Línea 1103 - 42005
Línea 41000 - 41001	97,6	133,6	Línea 41001 - 42001

Tabla 3.5 Violaciones de sobrecargas del Escenario 2.

Línea	Carga c. base (%)	Carga post contingencia (%)	Contingencia
Línea 41000 - 41001	83,5	157,9	Línea 43000 - 43001
Línea 42001 - 48007 (1)	75,6	149,3	Línea 42001 - 48007 (2)
Línea 42001 - 48007 (2)	75,6	149,3	Línea 42001 - 48007 (1)
Línea 42001 - 48007 (1)	75,6	125,1	Línea 1103 - 41000
Línea 42001 - 48007 (2)	75,6	125,1	Línea 1103 - 41000
Línea 41001 - 42001	38,5	123,9	Línea 1103 - 41000

Tabla 3.6 Casos de contingencias sin converger .

Escenario 1	Escenario 2
Línea 1103 - 48007	Línea 1103 - 48007
Línea 41000 - 41001	Línea 41000 - 41001
Línea 1103 - 41000	Línea 41000 - 43000

Conclusiones del análisis de contingencias

De los resultados obtenidos se concluye que la red de estudio no cumple con el criterio N-1 de seguridad.

Es importante señalar que las líneas que conectan a las barras 1103-48007, 41000-41001 y 43000-43001 representan los centros de transformación de las subestaciones de Margen Derecha, Villa Hayes y Ayolas respectivamente. Cuando se realiza la apertura de una de estas líneas en realidad se está simulando la pérdida de todos los transformadores de dichas subestaciones, por ello es que las consecuencias de estas pérdidas afectan considerablemente a los estados de la red de estudio.

3.2 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión indica la capacidad que posee el sistema de mantener valores de tensiones mayores a cero en todas las barras luego de haber sufrido una perturbación. Estas perturbaciones pueden ser pequeñas (variación de la demanda) o grandes (pérdidas de generadores, líneas o cualquier elemento compensador).

El sistema debe ser lo suficientemente robusto para soportar estas perturbaciones y para no caer en un colapso de tensión. Este problema significa una caída brusca de las tensiones de la red llegando a valores inaceptables para la operación debido a las grandes magnitudes de corriente esto implicaría.

Las principales causas de los colapsos de tensión son:

- Pérdidas de líneas o transformadores.
- Pérdidas de generadores.
- Los generadores llegan al límite de potencia reactiva que pueden suministrar.
- La generación lejos de los grandes centros de consumo.
- Mal acondicionamiento de las tensiones de consigna de los generadores o fallas de los reguladores de tensión.

3.3 Curvas P-V

Las curvas P-V son una herramienta muy utilizada para analizar la estabilidad de tensión de un sistema eléctrico. Estas curvas se trazan a partir de la ecuación 3.3 que se obtiene despejando la tensión de la barra con carga de las ecuaciones de la red simplificada mediante el Equivalente de Thévenin y suponiendo que la reactancia es mucho mayor a la resistencia en líneas de transmisión ($X \gg R$). [15]

$$P = \frac{V_g V_r}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{V_g V_r}{X} \cos \delta - \frac{V_r^2}{X} \quad (3.2)$$

$$V_R = \sqrt{\frac{V_g^2}{2} - Q * X \pm \sqrt{\frac{V_g^4}{4} - X^2 * P^2 - X * V_g^2 * Q}} \quad (3.3)$$

Donde X y tensión del generador (V_g) se consideran constantes y que la potencia reactiva Q es dependiente de la potencia activa P considerando el factor de potencia constante ($\cos \delta = \text{cte.}$).

Con las curvas P-V se puede observar la relación entre la potencia activa que es capaz de transmitir una barra y la tensión de la misma.

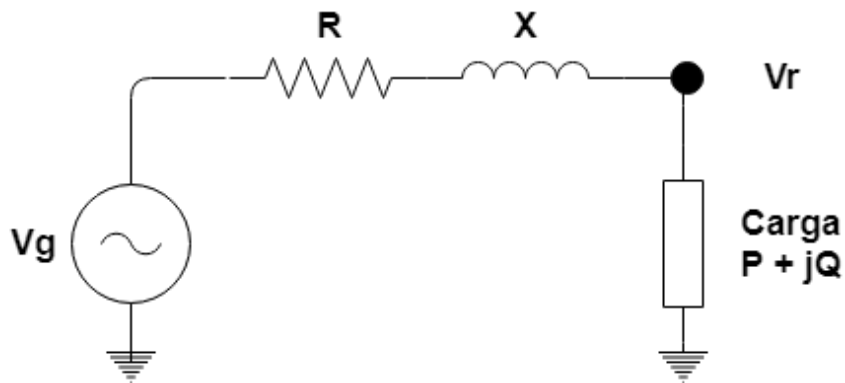


Figura 3.1 Equivalente de Thévenin .

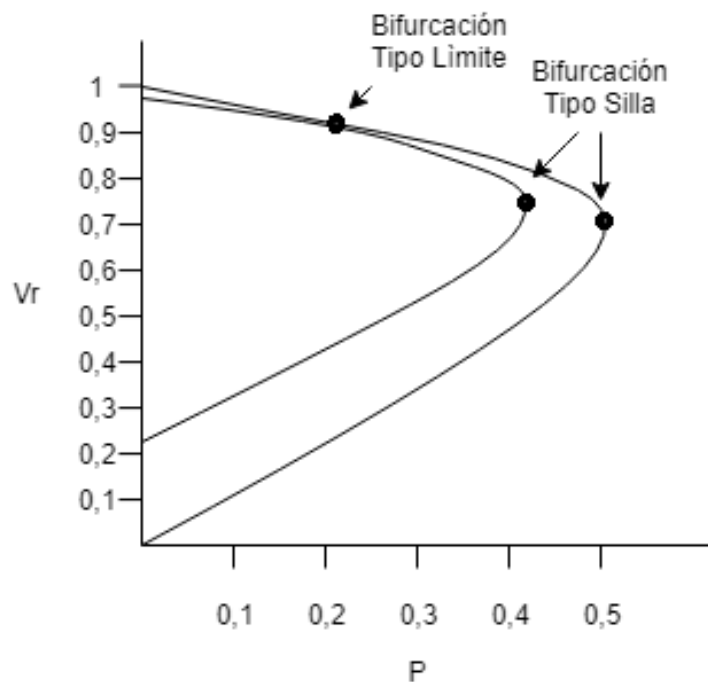


Figura 3.2 Curvas P-V .

El objetivo principal del estudio de las curvas P-V es el determinar el límite de explotación del sistema. Existen dos tipos de bifurcaciones que determinan este límite [12]:

- Bifurcación tipo silla: indica el límite de cargabilidad del sistema, donde este se vuelve inestable para consumos mayores. Esto se debe a que la zona inferior al límite de cargabilidad implican elevadas cantidades de corriente. Dicho límite no es siempre alcanzable debido a que debido a que se alcancen otros límites de operación al aumentar la carga (sobrecargas).
- Bifurcación tipo límite: estas bifurcaciones se presentan cuando se alcanza un límite que modifica a las ecuaciones del sistema. Normalmente se produce cuando los generadores llegan al límite de generación de reactiva.

3.3.1 Trazados de curvas PV de la red de estudio

Se realiza el análisis de curvas P-V de todas las barras de la red de estudio aumentando gradualmente la carga, manteniendo el factor de potencia constante, con el fin de simular un crecimiento en el tiempo del consumo nacional y de las interconexiones internacionales.

Este estudio se ejecuta considerando los siguientes escenarios:

- Caso 1: Escenario 1 de demanda máxima.
- Caso 2: Escenario 1 + pérdida de la línea de 500 kV entre las barras 41000 (Villa Hayes) y 43000 (Ayolas).
- Caso 3: Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 48007 (Margen Derecha) y 42001 (Acaray).
- Caso 4: Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 1103 (Margen Derecha) y 42005 (Itakyry).

El objetivo de este análisis es determinar las barras más críticas, con mayor caída de tensión, en una situación que se pueda presentar en un futuro cuando la red se encuentre operando con un consumo máximo.

3.3.2 Resultados

Curvas P-V del Caso 1

En la Figura 3.3 se observan las curvas P-V de las barras con menores niveles de tensión cuando se realiza un aumento escalonado del consumo del Escenario 1 llegando hasta los 9447 MW.

Se puede apreciar que las barras más críticas son las barras 410001 y 42005, que alcanzan a niveles de 0,64 y 0,67 pu respectivamente.

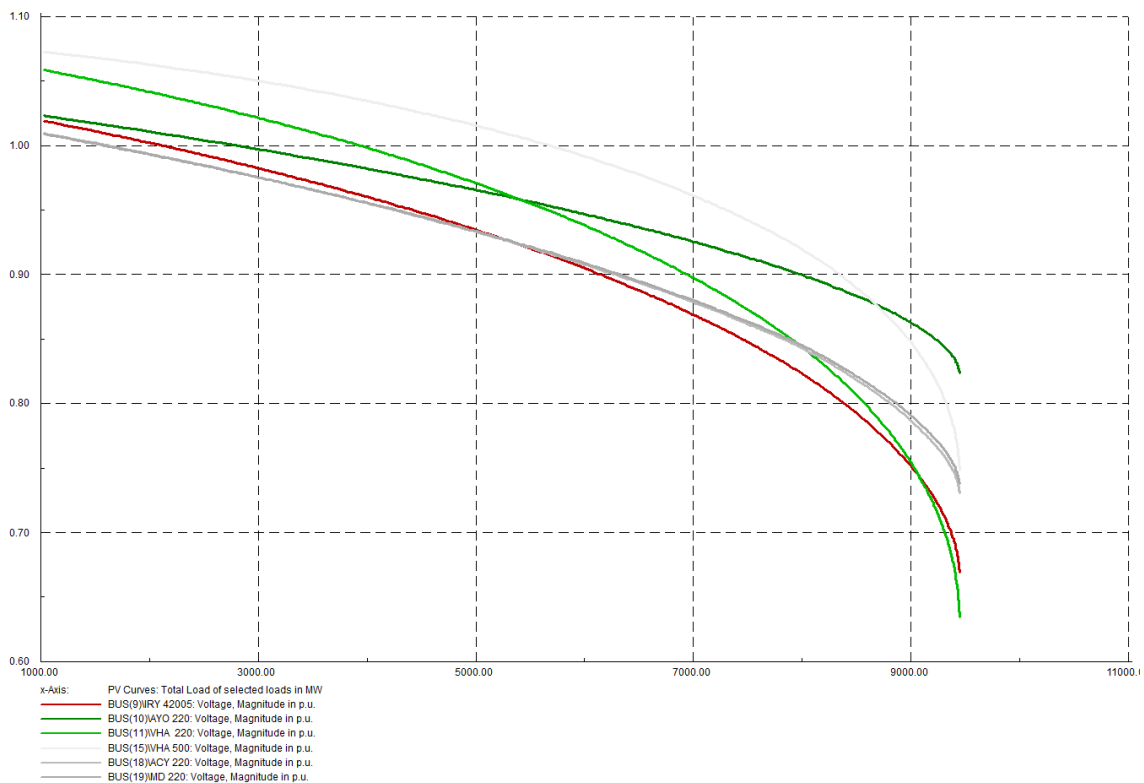


Figura 3.3 Curvas P-V Escenario 1 .

Curvas P-V del Caso 2

Agredando la contingencia de la línea 41000-43000 al Escenario 1, se obtienen las curvas P-V que se visualizan en la Figura 3.4. Se puede notar que la cargabilidad de la red se redujo hasta unos 8137 MW de demanda total.

La barra más crítica es la 41001, ya que al presentarse la contingencia, la barra pierde una fuerte inyección de potencia que provenía de Itaipú, llegando a un nivel de tensión de 0,62 pu. También se puede mencionar a las barras 41000 y 42005 con tensiones un poco más elevadas, llegando a los 0,70 y 0,72 pu respectivamente.

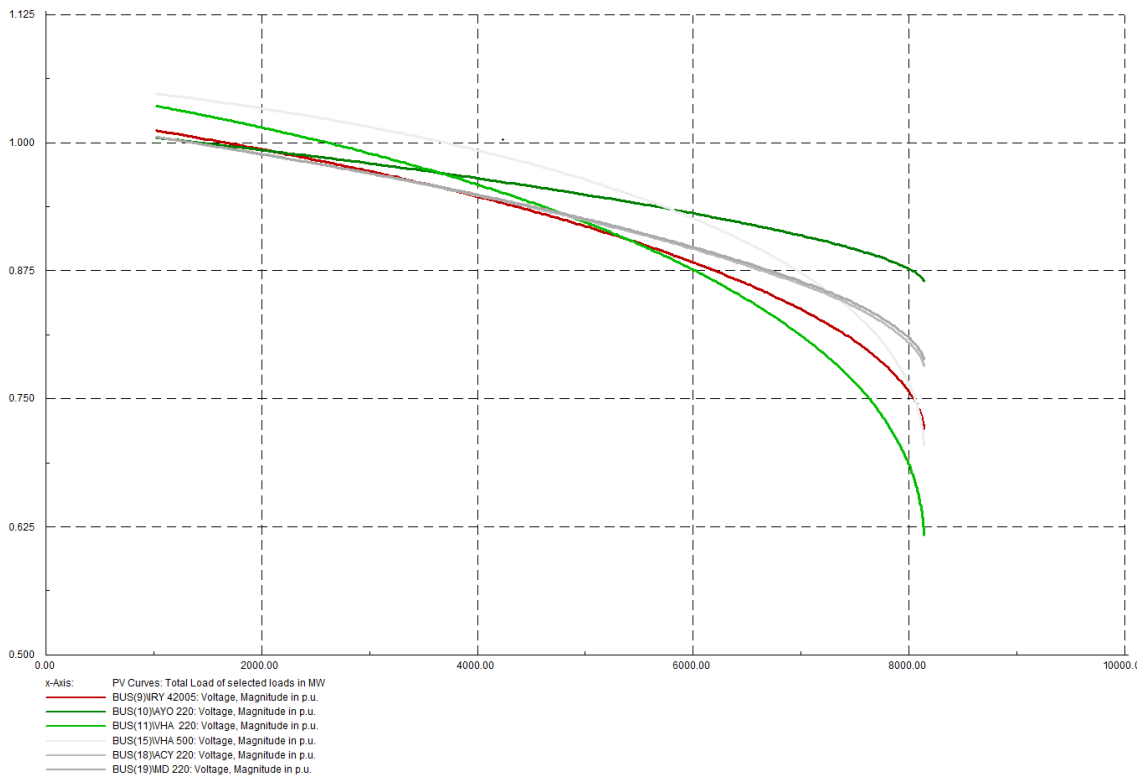


Figura 3.4 Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 500 kV entre las barras 41000 (Villa Hayes) y 43000 (Ayolas) .

Curvas P-V del Caso 3

Con la pérdida de una de las líneas que conectan las barras 42001 y 48007 se trazan las curvas P-V observadas en la Figura 3.5. Para este caso, la demanda total de la red alcanza un valor de 9401 MW.

La barra 41001 llega a un valor límite de 0,64 pu, siendo esta la barra mas crítica de la red. Las barras 41000 y 42005 cuentan con niveles de tensión de 0,75 y 0,67 pu respectivamente, cuando estas alcanzan su límite.

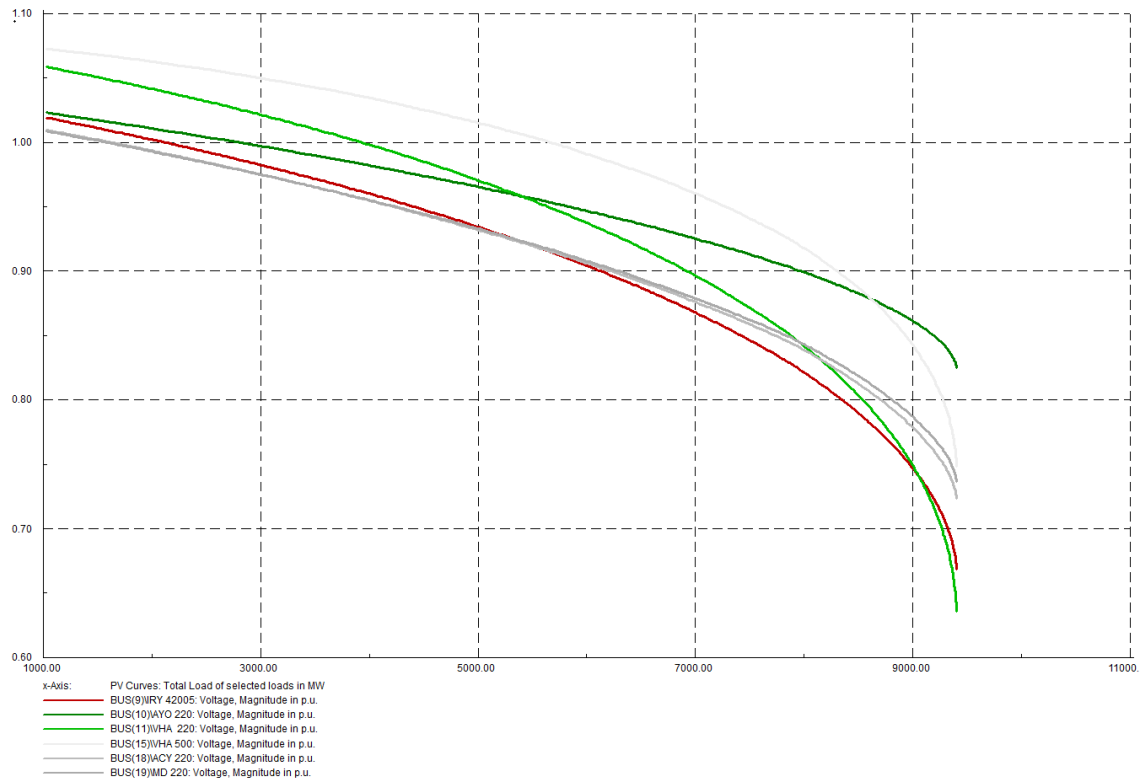


Figura 3.5 Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 48007 (Margen Derecha) y 42001 (Acaray) .

Curvas P-V del Caso 4

En la Figura 3.6 se observan las curvas P-V trazadas considerando la contingencia de la línea 1103-42005. Para este caso, la cargabilidad de la red se reduce hasta los 5544 MW.

La barra 42005 pasa a ser la barra más crítica con un perfil de tensión de 0,52 pu. Esto se debe a que por efecto de esta contingencia, la subestación de Itakyry un enlace directo con la generación de Itaipú por lo cual su nivel de tensión baja bruscamente.

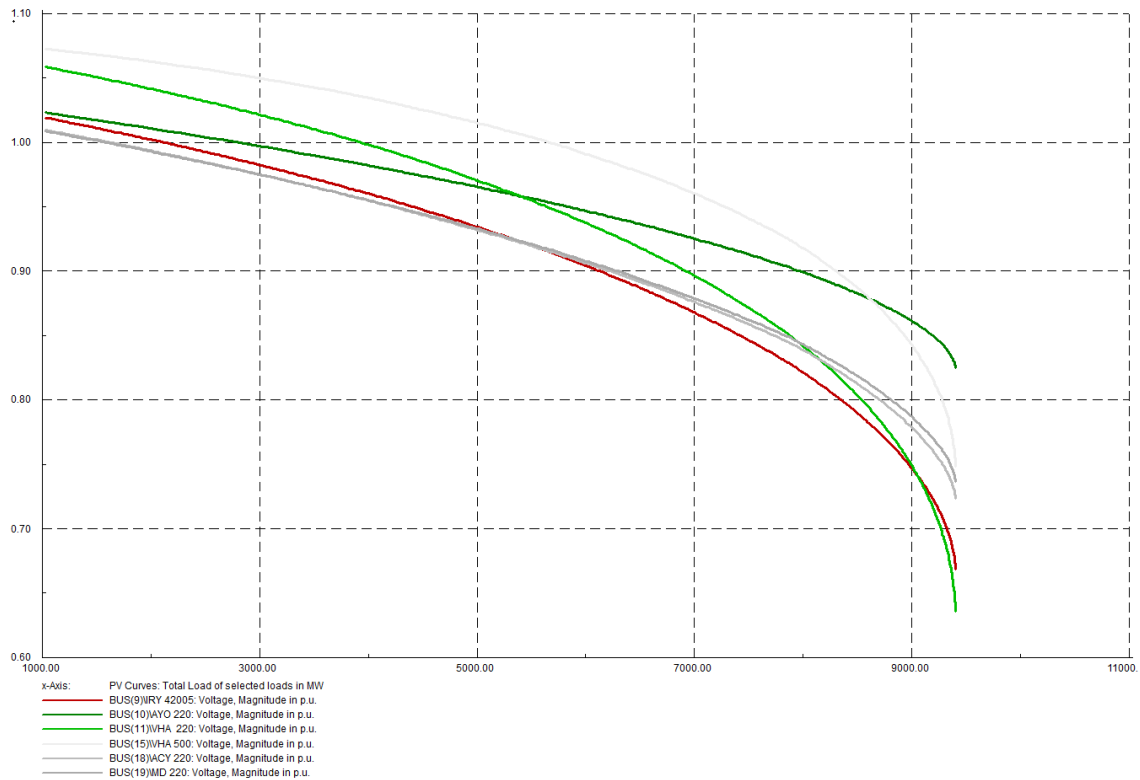


Figura 3.6 Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 1103 (Margen Derecha) y 42005 (Itakyry) .

3.3.3 Conclusiones del trazado de curvas P-V

El trazado de curvas P-V es una herramienta muy útil y precisa para obtener el punto de colapso de tensión de un sistema.

De los resultados se pudo determinar las barras más críticas de la red de estudio y se obtuvo el límite de cargabilidad del sistema para cada escenario propuesto.

Entre los casos propuestos, el caso 4 de pérdida de la línea 1103-42005 fue el crítico, ya que en el se presentaron los niveles de tiones mas bajos y la cargabilidad de la red se redujo considerablemente.

4 Estudio de cortocircuito

Una falta en un sistema es todo evento que altere el flujo normal de la intensidad. Las faltas más comunes en líneas de transmisión son ocasionadas por descargas atmosféricas. Cuando un rayo cae por una línea se produce una diferencia de tensión muy grande entre el conductor y la torre que lo sostiene, esto causa la ionización del aire que crea una trayectoria a tierra para la corriente causada por la descarga atmosférica.

El fenómeno de cortocircuito produce varios efectos nocivos a los elementos del sistema eléctrico debido a los altos valores que pueden llegar a tener las intensidades (mucho mayores a las magnitudes en condiciones normales de operación) y la aparición de sobretensiones. Entre los efectos perjudiciales que ocasiona el fenómeno de cortocircuito se puede citar al calentamiento de los conductores por efecto Joule, esfuerzos electrodinámicos y variaciones considerables de tensión con caídas en las fases que se encuentran involucradas en el fenómeno.

4.1 Intensidad de cortocircuito [12]

Cuando se produce un cortocircuito en un punto de la red, todas las intensidades de la misma sufren un incremento considerable en comparación a las existentes en condiciones sin falta. La intensidad de cortocircuito presenta una forma decreciente en función del tiempo, la misma puede ser dividida en tres tipos :

- Intensidad de pico: Valor máximo de la intensidad de cortocircuito.
- Intensidad de corte: Valor de la intensidad que el interruptor debe ser capaz de cortar. Es la que se produce entre los 0,06 y 0,08 segundos posteriores a la falta.
- Intensidad en estado estacionario: Valor de intensidad cuando esta se encuentra en régimen permanente.

El cálculo de las intensidades de cortocircuito son de gran interés para las siguientes aplicaciones:

- Selección o ajustes de equipos de protección, determinadas por las corrientes de pico y de corte para cálculo de capacidad, y la corriente mínima de cortocircuito para los fines de actuación.
- Dimensionamiento de los elementos del sistema, determinados por la corriente máxima de cortocircuito.
- Dimensionamiento de la aparatada de puesta a tierra.

4.1.1 Cálculo de intensidad de cortocircuito

Para el estudio y modelados de las redes eléctricas, estas se suelen dividir en tres regímenes: estacionario, electromagnético y electromecánico. Para los cálculos de cortocircuito se utiliza el

régimen estacionario de la red. Esto se debe a que es poco práctico realizar un modelo de red según las ecuaciones diferenciales que la caracterizan cuando la misma cuenta con una gran cantidad de nudos y ramas.

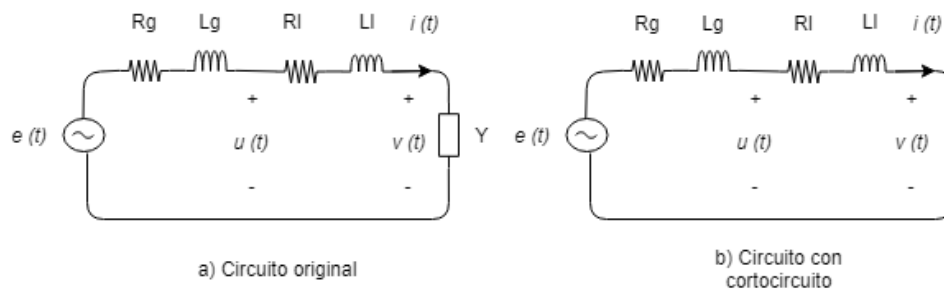


Figura 4.1 Circuito antes y después del cortocircuito .

La Figura 4.1 ilustra el antes (a) y después (b) de un circuito equivalente visto desde un nudo afectado por una falta de cortocircuito. El comportamiento del circuito afectado por la falta se representa con la ecuación 4.1.

$$e(t) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (4.1)$$

Donde R es la suma de las resistencias de la fuente y la línea ($R = R_g + R_l$) y L es la suma de las inductancias de la fuente y la línea ($L = L_g + L_l$).

De despejar $i(t)$ de la ecuación 4.1 se obtiene la ecuación 4.2:

$$i(t) = Ke^{-\frac{R}{L}t} + i_{\infty}(t) \quad (4.2)$$

La componente $i_{\infty}(t)$ es la intensidad en régimen permanente del circuito post cortocircuito. La constante K viene dada por la diferencia $i(0) - i_{\infty}(0)$ y representa la continuidad de la intensidad en el instante inicial.

Considerando un valor genérico de $e(t) = \sqrt{2}E \text{sen}(\omega t + \theta)$ se obtiene la ecuación genérica de $i(t)$:

$$i(t) = (i(0) - \sqrt{2}I_{cc} \text{sen}(\theta - \varphi))e^{-\frac{R}{L}t} + \sqrt{2}I_{cc} \text{sen}(\omega t + \theta - \varphi) \quad (4.3)$$

Donde:

$$\begin{aligned} I_{cc} &= \frac{E}{\sqrt{R^2 + (L\omega)^2}} \\ \text{tg}(\varphi) &= \frac{L\omega}{R} \\ i(0) &= \sqrt{2}I_0 \text{sen}(\theta - \varphi_0) \\ I_0 &= \frac{E}{\sqrt{(R+R_c)^2 + (L\omega+X_c)^2}} \\ \text{tg}(\varphi_0) &= \frac{L\omega+X_c}{R+R_c} \\ R_c + jX_c &= \frac{1}{Y} \end{aligned}$$

La primera expresión de la suma de la ecuación 4.3 la respuesta natural de la red y es llamada componente asimétrica de la intensidad de cortocircuito. Esta es una función decreciente que prácticamente se anula en el instante $t = 5L/R$ segundos, que es el instante donde la intensidad entra al régimen estacionario. La segunda expresión caracteriza la respuesta en régimen permanente de la corriente de cortocircuito. Esta componente es también llamada componente simétrica.

El calculo de las intensidades máximas de cortocircuito se realiza despreciando las resistencias e inductancias de las líneas debido a que son muchos menores que las de las cargas. También es habitual el valor de la intensidad I_0 antes de la falta ya que esta es mucho menor a la intensidad I_{cc} de cortircuito. Considerando esto, y que $L \gg R$ en las redes de transmisión, las intensidades máximas de cortocircuito se presenta cuando $\theta=0$ y $\omega t = \pi, 3\pi, 5\pi \dots$ Estas intensidades máximas se repretan con la ecuación 4.4.

$$i_{max}(t) = \sqrt{2}I_{cc}sen(\varphi)(1 + e^{-\frac{R}{X}\omega t}) \quad (4.4)$$

El valor pico de la intensidad o de cresta de cortocircuito se da en el instante $t=10$ ms y cuando $\omega t = \pi$.

$$I_{pico} = \sqrt{2}I_{cc}sen(\varphi)(1 + e^{-\frac{R}{X}\pi}) \quad (4.5)$$

La intensidad mínima de cortocircuito se presenta cuando $\theta - \varphi=0$ y $\omega t = \pi$.

$$I_{min} = \sqrt{2}I_{cc} \quad (4.6)$$

La intensidad de corte viene dada por la ecuación 4.7. Esta representa la corriente máxima que un interruptor debe cortar en las condiciones menos favorables.

$$I_{corte} = \sqrt{2}I_{cc}sen(\varphi)(1 + e^{-\frac{R}{L}t_c}) \quad (4.7)$$

Donde t_c suele estar comprendido entre los 0.06 y 0.08 segundos.

4.2 Tipos de faltas [13]

- Faltas monofásicas: son las faltas donde solo una de las fases es afectada. Estas representarían un 80 % de las faltas que se presentan en las líneas de transmisión.
- Faltas bifásicas: estas se producen cuando dos fases del circuito se encuentran involucradas. Pueden ser faltas de línea a línea y línea a línea y a tierra.
- Faltas trifásicas: Son las faltas en las cuales se ven afectadas las tres fases del circuito. Este tipo de falta es la más severa para la red.

Entre todas estas faltas, las trifásicas son las únicas que no generan un desbalance entre fases por lo que se les da el nombre de faltas simétricas. Los otros tipos de faltas reciben el nombre de faltas asimétricas.

Las componentes simétricas son de gran utilidad para calcular las intensidades y voltajes después de haber ocurrido una falta asimétrica en cualquier punto de la red, debido a se produce un desbalance de intensidades entre las fases del sistema.

4.3 Estudio de cortocircuito en la red

Se realiza un estudio de cortocircuito aplicado a la red utilizando el Método de Superposición del comando de cortocircuito de DIgSILENT.

Este método calcula con precisión las intensidades de cortocircuito mediante la superposición de condiciones antes y después de la falta. La condición antes de la falta considera un flujo de carga operando en estado normal mientras que la condiciones post falta consideran las fuentes de tensión nulas y una fuente de tensión negativa en el punto de falla.

Los escenarios 1 y 3, de mayor y menor demanda, son utilizados para realizar el análisis de cortocircuito.

Se ejecutan simulaciones de faltas monofásicas y trifásicas en todas las barras de la red, con la finalidad de emular las consecuencias que ocasionan las faltas mas típicas y las faltas mas severas que se presentan en los sistemas de transmisión.

La duración de cada falta es de 0,07 segundos.

4.3.1 Resultados del análisis de cortocircuitos monofásicos

En la Tabla 4.1 se observan los valores de la potencia de cortocircuito (S_k), la intensidad pico (I_p) y la intensidad de cortocircuito en régimen permanente (I_{cc}) para cada falla monofásica.

Tabla 4.1 Niveles de cortocircuito monofásico.

Barra	Escenario 1			Escenario 3		
	Sk (MVA)	Ip (kA)	Icc (kA)	Sk (MVA)	Ip (kA)	Icc (kA)
85	10.076,81	97,42	33,12	10.357,13	100,13	34,14
1100	11.919,08	3.232,30	1.066,98	12.107,17	3.283,31	1.086,30
1101	11.021,38	107,11	36,03	11.318,62	110	37,10
1102	11.021,38	107,11	36,03	11.318,62	110	37,10
1103	10.855,51	105,38	35,53	11.148,30	108,23	36,58
1104	10.853	105,36	35,52	11.146,54	108,21	36,58
1105	9.492,20	2.571,64	861,13	9.449,97	2.614,32	877,48
5000	4.050,76	38,57	13,46	3.965,48	37,76	13,14
5001	4.049,93	38,56	13,46	3.964,63	37,75	13,14
5002	3.988,63	37,97	13,27	3.906,86	37,15	12,95
5671	2.109,90	744,17	252,64	2.093,63	738,64	250,41
5676	2.567,78	904,16	308,01	2.542,89	895,39	304,50
5681	3.876,04	1421,93	479,28	3.818,87	1.400,96	471,05
41000	2.408,68	20,85	8,29	2.345,53	20,30	8,05
41001	1.330,62	26,09	10,45	1.311,79	25,72	10,28
42001	2.529,35	54,14	19,67	2462,51	52,71	19,17
42005	901,53	16,64	7,07	891,84	16,46	7
42701	178,32	63,24	21,59	164,55	58,36	19,92
42702	178,32	63,24	21,59	164,55	58,36	19,92
42703	190,28	67,48	23,03	176,13	62,46	21,32
43000	3.805,08	36,01	12,70	3.725,64	35,26	12,39
43001	1.287,68	27,03	10,03	1.258,49	26,44	9,80
48007	2.695,33	58,55	20,94	2.644,77	57,45	20,58

4.3.2 Resultados del análisis de cortocircuitos trifásicos

En la Tabla 4.2 se observan los valores de la potencia de cortocircuito (S_k), la intensidad pico (I_p) y la intensidad en régimen permanente (I_{cc}) para cada falla trifásica.

Tabla 4.2 Niveles de cortocircuito trifásico.

Barra	Escenario 1			Escenario 3		
	S_k (MVA)	I_p (kA)	I_{cc} (kA)	S_k (MVA)	I_p (kA)	I_{cc} (kA)
85	24.155	77,84	24,70	24.965,18	80,45	25,67
1100	30.588,58	2.765,08	827,25	31.164,85	2.817,17	844,69
1101	25.915,36	83,95	26,26	26.726,60	86,58	27,23
1102	25.919,62	83,26	26,26	26.721,58	86,56	27,22
1103	25.606,96	82,86	26	26.412,17	85,47	26,95
1104	25.602,84	82,85	25,99	26.410,51	85,47	26,95
1105	25.570,61	2.309,15	705,87	26.116,53	2.358,48	744,45
5000	9.987,52	31,70	10,43	9.726,02	30,87	10,09
5001	9.985,97	31,69	10,43	9.724,32	30,86	10,09
5002	9.862,17	31,26	10,31	9.609,07	30,46	9,99
5671	5.758,90	677,26	213,38	5.705,36	670,96	210,74
5676	7.098,07	833,12	263,51	7.010,10	822,89	259,29
5681	10.139,35	1.239,88	382,86	9.961,05	1.218,08	374,27
41000	5.981,24	17,26	6,78	5.246,28	16,53	6,46
41001	5.179,10	33,85	13,38	5.246,28	34,29	13,49
42001	7.714,09	55,04	19,47	7.795,46	55,62	19,74
42005	2.741,51	16,87	7,12	2.754,62	16,95	7,15
42701	499,17	59,01	18,96	460,79	54,47	17,50
42702	499,17	59,01	18,96	460,79	54,47	17,50
42703	532,45	62,94	20,22	493,04	58,28	18,73
43000	9.496,35	29,95	10	9.239,82	29,15	9,67
43001	4.492,47	31,47	11,35	4.650,95	32,58	11,72
48007	8.227,63	59,57	20,71	8.453,80	61,21	21,31

4.3.3 Conclusiones de estudio de cortocircuito

Los resultados obtenidos en el análisis de fallas monofásicas y trifásicas permiten dimensionar las magnitudes de las potencias e intensidades de cortocircuito que se podrían presentar en la red de estudio.

Estos valores pueden ser utilizados para la verificación de las protecciones ya existentes y el dimensionamiento de las nuevas protecciones necesarias para cuando los subsistemas SS1 y SS2 se encuentren operando en sincronismo.

5 Análisis de pequeña señal

La estabilidad de pequeña señal se encuentra considerada como fenómeno de corto plazo [14]. Consiste en la capacidad que tiene un sistema en operación de soportar pequeñas perturbaciones relacionados a variaciones de generación y consumo. Estas perturbaciones generan nuevos puntos de equilibrio para el sistema provocando la interacción entre la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores y los campos eléctricos y magnéticos generados por los capacitores e inductores. La interacción entre estas magnitudes físicas producen oscilaciones electromecánicas dentro del sistema.

Los efectos que se generan debido a estas oscilaciones son negativos para el sistema, ya que se podría dar una pérdida de estabilidad dinámica, posibles pérdidas de carga, actuación de protecciones disminución de la calidad del servicio, pudiendo llegar hasta un colapso del sistema.

El análisis de pequeña señal o también llamado análisis modal estudia la respuesta del sistema cuando este se vea afectado por pequeñas perturbaciones que se pueden linearizar y modelar con ecuaciones algebraicas. Para ello se consideran distintos escenarios iniciales y la actuación de los controladores dinámicos de las unidades de generación (AVR, Governor, PSS) con el objetivo de determinar los distintos modos de oscilaciones que se presentan dentro del sistema.

5.1 Oscilaciones

El consumo eléctrico posee un comportamiento dinámico en cada instante del día, esto genera pequeños desbalances entre la energía aportada por la generación y la demanda. Cuando la demanda disminuye repentinamente, los rotores de los generadores almacenan la energía excedente en forma de energía cinética provocando que la velocidad de estos supere la velocidad de sincronismo. Esto genera un aumento en el ángulo entre el generador y el sistema, lo cual lleva a un aumento de generación de potencia eléctrica que no favorece al balance con la demanda.

5.2 Tipos de estabilidad [2]

La estabilidad del sistema se puede dividir en los siguientes tipos :

5.2.1 Estabilidad local

Se dice que un sistema es estáticamente estable en un punto de equilibrio si, cuando es afectado por una pequeña perturbación, este se mantiene en una zona cercana al punto de equilibrio inicial. Los modos de oscilación que se presentan en este tipo de estabilidad poseen frecuencias comprendidas entre los 0,7 y 2 Hz y se agrupan de la siguiente manera:

- Modos locales: se presentan cuando la interconexión entre generadores y el sistema se realizan de forma radial por medio de conductores de gran longitud y los AVR operan con ganancias elevadas.
- Modos entre maquinas: son los que se producen debido a las oscilaciones entre rotores de generadores cercanos.
- Modos de control: son ocasionados por la falta de sincronismo de los controladores de los generadores (excitatrices mal sincronizadas, Governor, convertidores, compensadores estáticos).
- Modos torsionales: se presentan como resultado de la interacción entre controladores y la dinámica del sistema eje-turbina-generador.

5.2.2 Estabilidad global

Se dice que el sistema es globalmente estable si el estado del sistema permanece cercano al estado inicial cuando aquel se vea afectado por una pequeña perturbación.

Los modos de oscilación que se consideran en este tipo de estabilidad se producen debido a la interacción de un grupo de generadores de un área con otro grupo de generación de un área distinto. Estos modos de oscilación reciben el nombre de Modos de oscilación entre áreas y tienen frecuencias comprendidas entre los 0,1 y 0,7 Hz.

5.3 Formulación matemática [14]

El comportamiento dinámico de un sistema eléctrico puede ser descrito con ecuaciones diferenciales algebraicas no lineales

$$\dot{x} = f(x,y) \quad (5.1)$$

$$0 = g(x,y) \quad (5.2)$$

Donde

x: vector de estados dinámicos

y: vector de estados algebraicos

f: vector de ecuaciones diferenciales

g: vector de ecuaciones algebraicas

Cuando se desea obtener el estado estacionario de un sistema dinámico se tiene que cumplir que las derivadas de las ecuaciones 5.1 y 5.2 deben ser nulas.

Se realiza la linealización utilizando de estas ecuaciones la serie de Taylor, con el fin de determinar un punto de equilibrio y estudiar el sistema cuando este se vea sometido a pequeñas perturbaciones.

$$\Delta\dot{x} = F_x\Delta x + F_y\Delta y \quad (5.3)$$

$$0 = G_x\Delta x + G_y\Delta y \quad (5.4)$$

Despejando Δy de la ecuación 5.4 y llevando a la ecuación 5.3 se obtiene que:

$$\Delta\dot{x} = (F_x - F_y(G_y)^{-1}G_x)\Delta x = A\Delta x \quad (5.5)$$

La matriz A es una matriz finita también llamada matriz de estados.

5.4 Autovalores [14]

Los autovalores (λ) pueden ser calculados a partir de la matriz A y representan los modos naturales de oscilación del sistema cuando se produce una pequeña perturbación. Para que un sistema sea estable, todos los autovalores deben poseer parte real (σ) negativa.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (5.6)$$

La frecuencia de oscilación esta dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (5.7)$$

El factor de amortiguamiento viene dado por:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (5.8)$$

Es recomendable que el factor de amortiguamiento supere el 5% porque con valores inferiores a este se puede generar inestabilidad en el sistema.

5.5 Autovectores [14]

5.5.1 Autovectores derechos

Para cualquier autovalor λ_i , el vector columna Φ_i de n elementos que satisfaga la ecuación 5.9 es llamado autovector derecho de A asociado a λ_i :

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (5.9)$$

Los autovectores derechos indican el grado de actividad de una variable de estado cuando un determinado modo es excitado. Por ejemplo, el grado de actividad de la variable de estado X_k en el modo i^{th} viene dado por el elemento ϕ_k del autovector Φ_i .

5.5.2 Autovectores izquierdos

El autovector fila Ψ_i es aquel que para cualquier λ_i satisface la ecuación 5.10:

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (5.10)$$

Este autovector indica la contribución de la variable de estado X_k en el modo i^{th} . Los autovectores izquierdos son utilizados para determinar el sitio de control, ya que miden la eficiencia de una acción de control real en diferentes oscilaciones.

5.6 Factor de participación [14]

Un problema al usar los autovectores derechos e izquierdos individualmente para identificar la relación entre los estados y los modos es que los elementos de los autovectores dependen de las unidades y escalas asociadas con las variables de estado. Para solucionar esto se utiliza la matriz de participación (P), que combina ambos autovectores con el fin de medir la asociación entre variables de estado y los modos.

$$P = [p1 \quad p2 \quad \dots \quad pn] \quad (5.11)$$

El elemento $p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ es llamado factor de participación. Este elemento mide la participación relativa de la variable de estado k th en el modo i th y viceversa. Cada parámetro representa:

- ϕ_{ki} es el elemento ubicado en la fila k^{th} y la columna i^{th} de la matriz modal Φ . También es el k^{th} elemento del autovector derecho ϕ_i .
- ψ_{ik} es el elemento ubicado en la fila k^{th} y la columna i^{th} de la matriz modal Ψ . También es el k^{th} elemento del autovector izquierdo ψ_i .

5.7 Análisis modal aplicado a la red de estudio

Para realizar el análisis modal a la red de estudio se consideran los tres escenarios de estudio.

Para ello, primeramente, se calculan las condiciones iniciales a partir del cálculo de flujo de cargas CA balanceado de secuencia positiva considerando los límites de potencia activa y reactiva de los generadores considerando a cargo del balance al generador Slack. Posteriormente, se ejecuta la herramienta de Modal Analysis de DIGSILENT que calcula los modos de oscilación, los autovalores y autovectores del sistema.

De los resultados que se obtienen de DIGSILENT se destacan el amortiguamiento (σ), el periodo y la frecuencia de cada modo de oscilación, los valores de Damping o factor de amortiguamiento (ζ) y los factores de participación de cada unidad generadora para cada modo.

5.7.1 Resultados

Los resultados obtenidos del análisis modal son a partir de la respuesta natural de la red, es decir, sin tomar en cuenta los controladores de las unidades generadoras. Se muestran los autovalores de cada escenario, descartando los modos electromecánicos menos amortiguados o con factor de amortiguamiento menor al 5% .

Resultados del Escenario 1

En la Figura 1 se observa los autovalores de los modos electromecánicos del Escenario 1. Para este escenario se presentan 40 modos, de los cuales 15 son de tipo oscilatorio ya que poseen parte real e imaginaria y 25 solo poseen parte real. Todos los autovalores se encuentran en la parte izquierda del eje real, por lo tanto, el sistema se considera estable.

En la Tabla 5.1 se muestran los cinco modos menos amortiguados para este escenario, con sus respectivos valores reales e imaginarios, frecuencias y factores de amortiguamiento.

Tabla 5.1 Resultados del Escenario 1.

Modo	σ (1/s)	ω (rad/s)	Frecuencia (Hz)	ζ (%)
012	-0,2489	4,0704	0,6478	6,1050
013	-0,2489	-4,0704	0,6478	6,1050
004	-1,1587	8,5607	1,3625	13,4123
005	-1,1587	-8,5607	1,3625	13,4123
006	-1,1251	8,2026	1,3054	13,5890
007	-1,1251	-8,2026	1,3054	13,5890

Los modos 12 y 13 poseen un factor de amortiguamiento muy pequeño, cercano al límite de 5% recomendable. Son modos de oscilación entre áreas debido a que poseen frecuencias de 0,6478 Hz.

Para estos modos conjugados que existen oscilaciones entre el generador G1 de Itaipú y las unidades generadoras de Yacyretá. En el grupo 1 participa la velocidad del rotor de G1 de Itaipú,

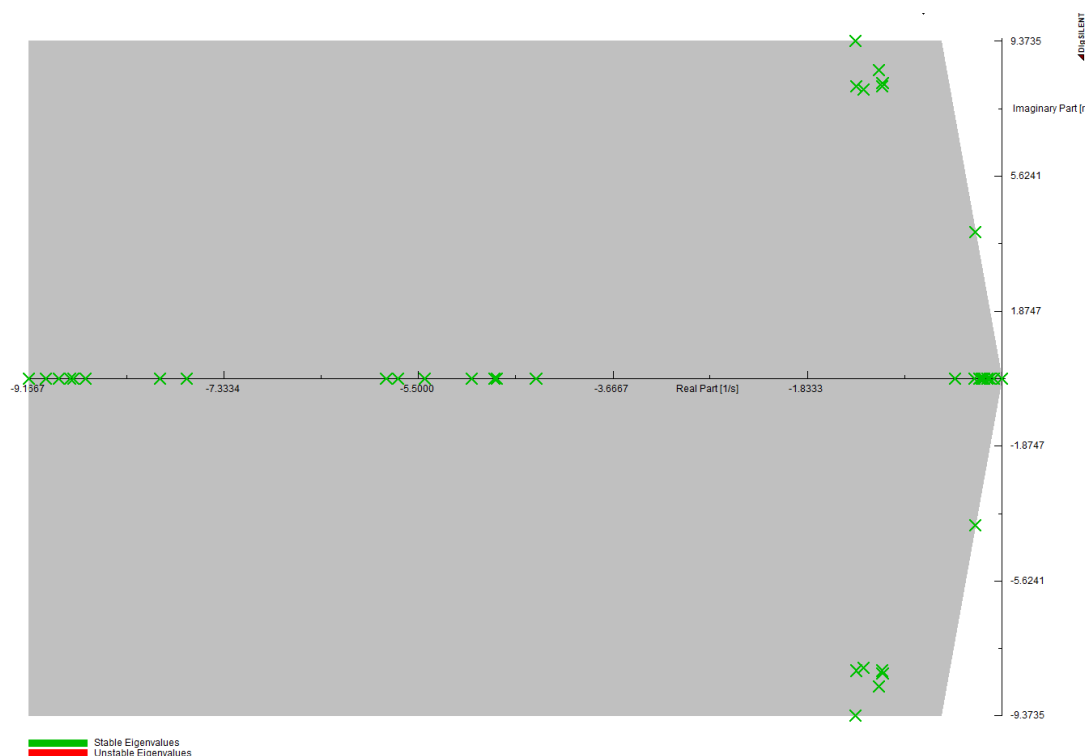


Figura 5.1 Autovalores - Escenario 1 .

en el grupo 2 participan las velocidades rotóricas de los generadores de Yacyretá y en el grupo 3 participan los ángulos de los rotores de las unidades generadoras de Yacyretá. En la Tabla 5.2 se indica el grado de participación de las variables de los generadores en el modo 12.

Tabla 5.2 Participación en el modo 12.

Variable	Magnitud (pu)	Ángulo (grados)
Velocidad Yacyretá G3	0,42	-177,3
Velocidad Yacyretá G5	0,48	-177,1
Velocidad Yacyretá G4	0,89	175,9
Velocidad Itaipú G1	0,13	-168,6
Ángulo Yacyretá G4	1	0
Ángulo Yacyretá G5	0,53	-1,2
Ángulo Yacyretá G3	0,47	-1,6

Resultados del Escenario 2

De manera similar se calculan los autovalores para el Escenario 2. De la Figura 5.2 se observa que para este escenario existen también 40 modos, 17 modos oscilatorios y 23 modos no oscilatorios. Al igual que el caso anterior, todos los autovalores poseen partes reales negativas garantizando así la estabilidad del sistema.

Los parámetros de los seis modos con menor factor de amortiguamiento se encuentran plasmados en la Tabla 5.3.

En los modos 12 y 13 participan los generadores de Itaipú y Yacyretá, donde las velocidades rotóricas de las unidades generadoras oscilan contra los ángulos de los rotores de Yacyretá. Esto se observa en la Tabla 5.4.

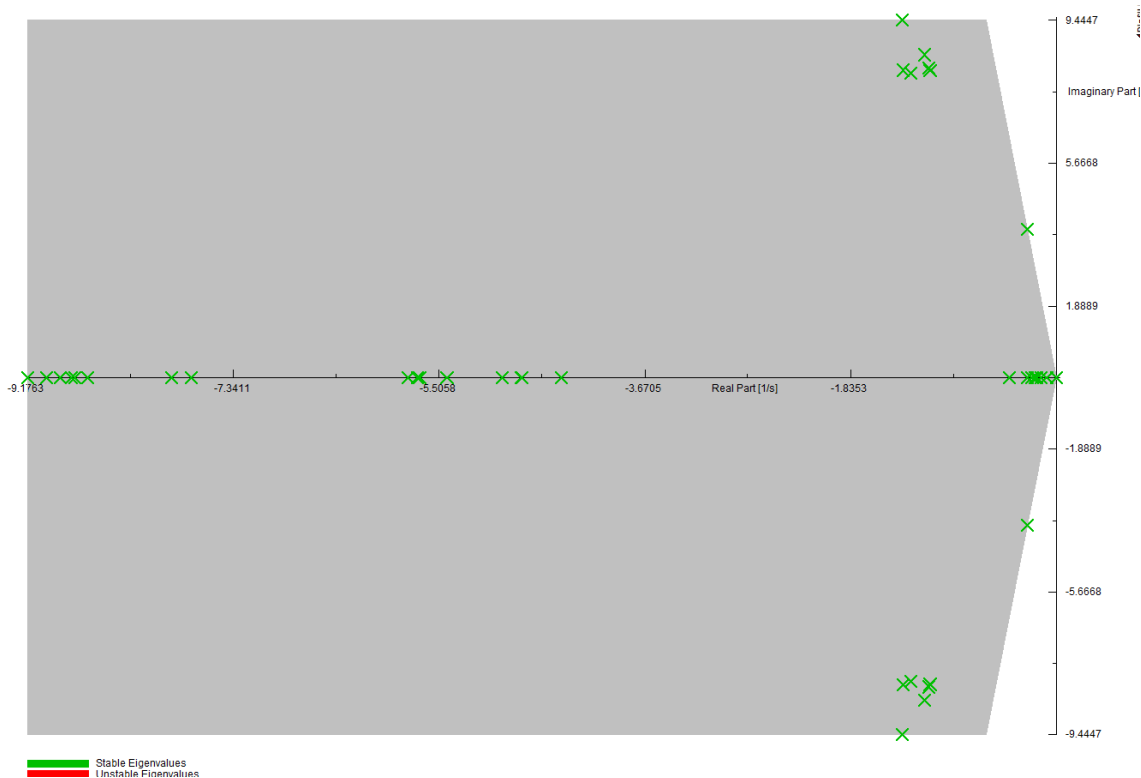


Figura 5.2 Autovalores - Escenario 2 .

Tabla 5.3 Resultados del Escenario 2.

Modo	σ (1/s)	ω (rad/s)	Frecuencia (Hz)	ζ (%)
012	-0,2609	3,9158	0,6232	6,6474
013	-0,2609	-3,9158	0,6232	6,6474
004	-1,1731	8,5334	1,3581	13,6189
005	-1,1731	-8,5334	1,3581	13,6189
008	-1,1359	8,1824	1,3022	13,7503
009	-1,1359	-8,1824	1,3022	13,7503

Tabla 5.4 Participación en el modo 12.

Variable	Magnitud (pu)	Ángulo (grados)
Velocidad Itaipú G2	0,22	-177,1
Velocidad Itaipú G1	0,39	-176,9
Velocidad Yacyretá G3	0,32	-174,6
Velocidad Yacyretá G4	0,37	-174,5
Velocidad Yacyretá G5	0,68	-173,6
Ángulo Yacyretá G4	1	0
Ángulo Yacyretá G5	0,54	-1,2
Ángulo Yacyretá G3	0,47	-1,4

Resultados del Escenario 3

Para este escenario de menor consumo se obtienen también 40 autovalores con partes reales negativas. Se detectan 15 modos oscilatorios y 25 modos no oscilatorios. Al igual que los escenarios anteriores, todos los modos cuentan con un factor de amortiguamiento mayor al 5%. Los modos oscilatorios conjugados 12 y 13 son los de menor ζ , con un valor de 6,1752% cada uno.

Los modos menos amortiguados del Escenario 3 se muestran en la Tabla 5.5.

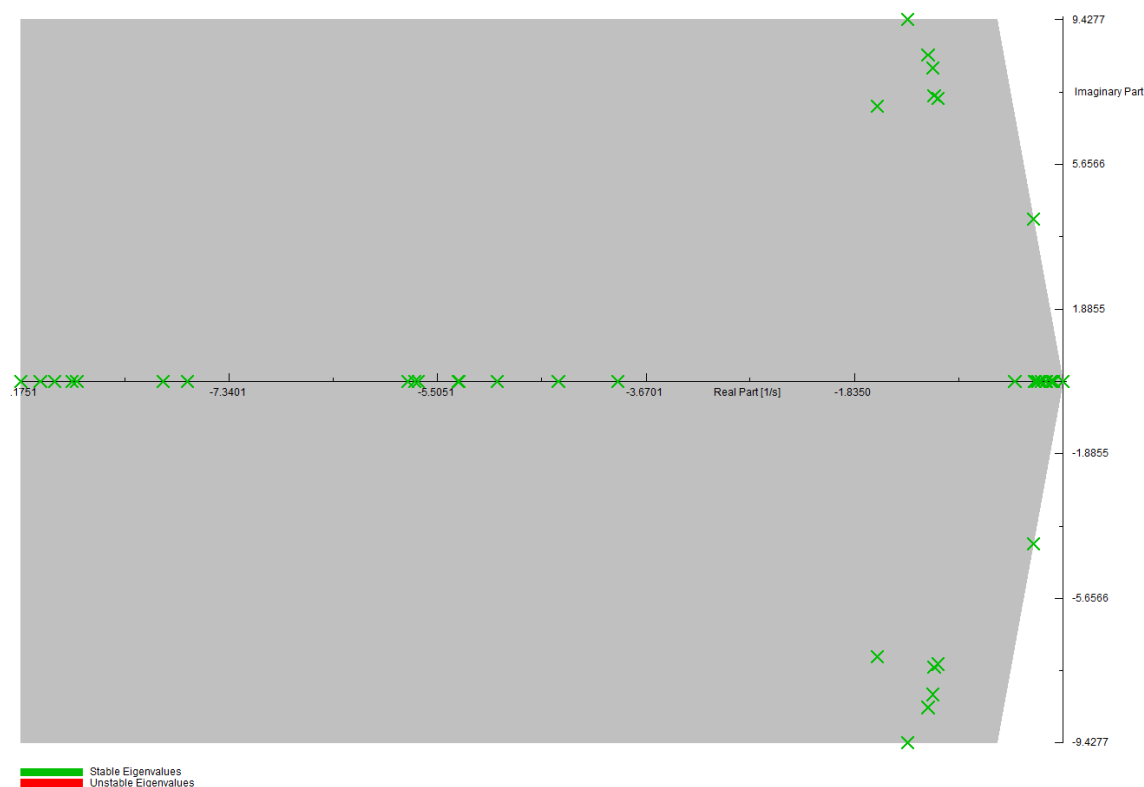


Figura 5.3 Autovalores - Escenario 3 .

Tabla 5.5 Resultados del Escenario 3.

Modo	σ (1/s)	ω (rad/s)	Frecuencia (Hz)	ζ (%)
012	-0,2624	4,2408	0,6749	6,1752
013	-0,2624	-4,2408	0,6749	6,1752
004	-1,1869	8,5054	1,3536	13,8217
005	-1,1869	-8,5054	1,3536	13,8217
006	-1,1465	8,1618	1,2990	13,9110
007	-1,1465	-8,1618	1,2990	13,9110

La participación de las variables de las maquinas en el modo 12 se visualizan en la Tabla 5.6. En este modo existen dos grupos oscilando uno contra el otro. El grupo 1 está compuesto por las velocidades de los rotores de Itaipú y Yacyretá, mientras que el grupo 2 está compuesto por los ángulos rotóricos de Yacyretá.

Tabla 5.6 Participación en el modo 12.

Variable	Magnitud (pu)	Ángulo (grados)
Velocidad Yacyretá G3	0,36	-176,4
Velocidad Yacyretá G5	0,40	-176,2
Velocidad Itaipú G2	0,17	-175,6
Velocidad Itaipú G1	0,30	-175,5
Velocidad Yacyretá G4	0,75	-175,1
Ángulo Yacyretá G4	1	0
Ángulo Yacyretá G5	0,53	-1,3
Ángulo Yacyretá G3	0,47	-1,6

5.7.2 Conclusiones del análisis de pequeña señal

Se obtienen autovalores con partes reales negativas en los tres escenarios de estudio, lo que implica que la red estable en este análisis. También se obtuvieron modos de oscilación entre las centrales de Itaipú y Yacyretá con factores de amortiguamiento menores al valor recomendado, los cuales implican un riesgo para la estabilidad del sistema.

6 Análisis de estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria o de gran perturbación consiste en la capacidad que tiene el sistema de soportar grandes perturbaciones cuyos comportamientos dinámicos son descritos por medio de ecuaciones algebraicas y diferenciales que no se pueden linealizar. Comúnmente estas grandes perturbaciones pueden ser cortocircuitos, pérdidas de líneas, generadores o cargas.

El análisis de estabilidad transitoria esta principalmente enfocado a la estabilidad de ángulo del sistema, que se entiende como la habilidad que posee el mismo de no perder el sincronismo luego ser sometido a un percance de magnitud considerable. Dicha estabilidad también se encuentra clasificada en el grupo de estabilidad de corto plazo.

Los principales factores que influyen en la estabilidad transitoria de un sistema son [14]:

- Carga soportada por el generador.
- La respuesta del generador durante la falla. Este factor depende del tipo y la duración de la falla.
- El tiempo de despeje de la falla.
- Reactancia del generador. Una reactancia pequeña aumenta el pico de potencia y disminuye el ángulo inicial del rotor.
- Reactancia post falla del sistema.
- Inercia del generador. Cuando la inercia del generador es elevada, la variación de ángulo es pequeña. Esto reduce la ganancia de energía cinética después de la falla.
- Magnitud del voltaje interno del generador.

Los métodos precisos de análisis de estabilidad transitoria necesitan modelos bien detallados de las unidades de generación y de los demás elementos del sistema. Actualmente, la simulación de la estabilidad transitoria en el dominio del tiempo es la manera más práctica de realizar este análisis. Esto se realiza resolviendo las ecuaciones no lineales del sistema eléctrico con técnicas de integración numérica paso a paso.

6.1 Ecuaciones no lineales del sistema eléctrico [14]

Las ecuaciones no lineales que describen el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia se pueden dividir en:

Ecuaciones algebraicas

- Ecuaciones del estator del generador.
- Ecuaciones de la red de transmisión.
- Ecuaciones de otros generadores.

- Ecuaciones de motores.
- Ecuaciones de otros dispositivos dinámicos (convertidores de HVDC, SVC, etc.).

Ecuaciones diferenciales

- Ecuaciones del circuito generador-rotor.
- Ecuaciones del sistema de excitación de generador.
- Ecuaciones de aceleración u oscilación del generador.
- Ecuaciones del gobernador de fuerza motriz primaria.

6.2 Métodos de integración numérica [14]

Los métodos de integración numérica existentes aplicados para resolver las ecuaciones algebraicas y diferenciales no lineales del sistema son:

- Método de Euler
- Método de Euler modificado
- Métodos de Runge- Kutta
- Métodos de integración implícita

6.3 Simulación de la respuesta dinámica del sistema eléctrico de potencia [14]

Para realizar esta simulación es necesario calcular la respuesta dinámica no lineal del sistema cuando se vea sometido a grandes perturbaciones, comúnmente esto se presenta como la falla de un o varios elementos de la red. También es necesario considerar las actuaciones de las protecciones de la red que dejan aislado al elemento con falla.

En la Figura 6.1 se presenta la estructura del modelo aplicado del sistema eléctrico. En este modelo aparecen grandes discontinuidades debido a fallas de la red o actuaciones de elementos de conmutación. También aparecen pequeñas discontinuidades que son provocadas porque algunas de las variables del sistema llegan a su límite.

Esta estructura incluye los modelos individuales de los siguientes componentes:

- Generadores síncronos, asociados con sus sistemas de excitación y fuerza motriz primaria.
- La interconexión de la red de transmisión incluyendo cargas estáticas.
- Cargas de inducción y motores síncronos.
- Otros dispositivos dinámicos como los convertidores de HVDC y los SVC.

Para realizar un correcto análisis de estabilidad transitoria del sistema es necesario que cada elemento se modele de forma precisa y que las ecuaciones diferenciales estén correctamente organizadas para aplicar los métodos numéricos de resolución.

6.4 Proceso de simulación [14]

El proceso típico para realizar la simulación de la respuesta dinámica de un sistema eléctrico consiste en :

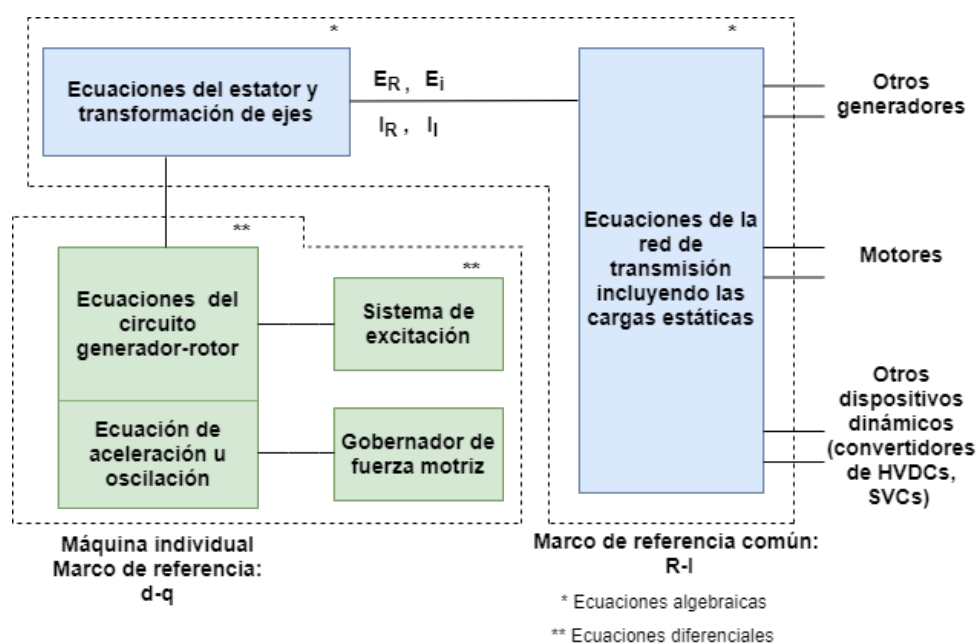


Figura 6.1 Estructura del modelo completo del sistema eléctrico utilizado para el análisis de estabilidad transitoria .

- Calcular el flujo de cargas y las condiciones iniciales.
- Definición de eventos de simulación y las variables de resultados.
- Definición opcional de herramientas graficas.
- Ejecución de la simulación.
- Utilización de gráficos adicionales o instrumentos virtuales.
- Realizar ajustes o recálculos.
- Impresión de gráficos de resultados.

6.5 Análisis de estabilidad transitoria aplicado a la red de estudio

Se realiza un análisis de estabilidad transitoria utilizando el programa DIgSILENT. Para ello se consideran los datos dinámicos de los elementos de la red (generadores, transformadores, controladores, protecciones), los eventos creados durante la simulación y el método de cálculo utilizado en el programa.

6.5.1 Modelado de las unidades generadoras

El modelado de la red es uno de los temas más críticos para realizar el análisis de estabilidad ya que la precisión de los resultados depende del modelo implementado, el evento y los parámetros disponibles.

DIgSILENT posee una variedad de modelos para los generadores de la red, estos se dividen en:

- **Modelo Standard:** consiste en un diagrama de bloques que representa a un modelo típico como el regulador de voltaje (AVR), el governor (GOV), el estabilizador de sistema de potencia (PSS), entre otros. Estos modelos fueron creados con el Lenguaje de Simulación de DIgSILENT (DSL).
- **Modelo compuesto:** consiste en un diagrama de bloques en donde se interconectan los distintos modelos standard.

Modelo standard utilizado para los generadores

Para el modelado de los generadores de la red se consideran solo los AVR de cada unidad. El modelo de AVR utilizado es el EXST1 que posee los parámetros observados en la Tabla 6.1. En este modelo la potencia de excitación es suministrada por un transformador a través de las terminales del generador o sus barras auxiliares y se regula mediante rectificadores controlados. La tensión de salida del generador es directamente proporcional a la tensión de excitatriz. [1]

Tabla 6.1 Parámetros del AVR EXST1.

Parámetro	Magnitud
Tr Measurement Delay (s)	0
Tb Filter Delay Time (s)	1
Tc Filter Derivative Time Constant Delay Time (s)	1
Ka Controller Gain (pu)	225
Ta Controller Time Constant (s)	0,02
Kc Exciter Current Compensation Factor (pu)	0
Kf Stabilization Path Gain (pu)	0,01
Tf Stabilization Path Delay Time (s)	0,15
Vmin Controller Minimum Input (pu)	-3
Vmin Controller Minimum Output (pu)	-7
Vmax Controller Maximum Input (pu)	3
Vmax Controller Maximum Output (pu)	7

En la Figura 6.2 se puede apreciar el diagrama de bloques que representa el modelo matemático del EXST1.

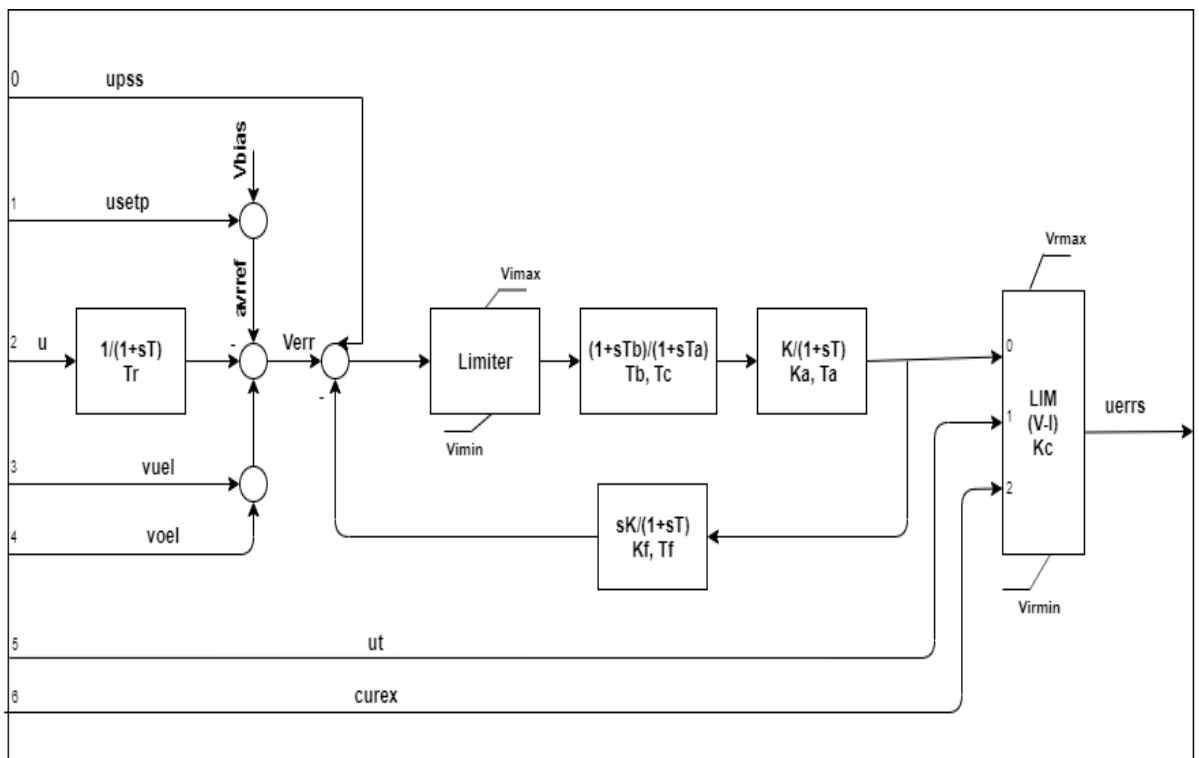


Figura 6.2 Diagrama de bloques del EXST1.

Modelo compuesto utilizado para los generadores

Considerando solo los AVR de los generadores se consigue el modelo compuesto que se observa en la Figura 6.3.

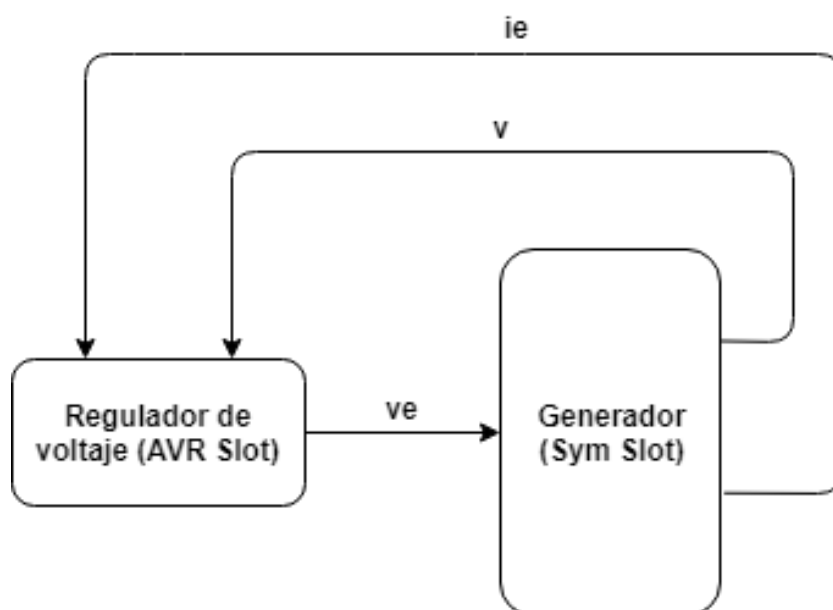


Figura 6.3 Diagrama de bloques del modelo compuesto creado.

6.5.2 Eventos simulados

Se estudian tres eventos a los que puede ser sometida la red de estudio:

- Evento 1: falla monofásica en la línea de 500 kV que conecta a las barras 41000 (Villa Hayes) y 43000 (Ayolas).
- Evento 2: falla monofásica en la línea de 500 kV que conecta a las barras 1102 (Itaipú) y 1103 (Margen Derecha), cercana a la generación de Itaipú.
- Evento 3: falla trifásica en la barra 1104 (Margen Derecha).

Cada evento tiene una duración de 0,1 segundos, iniciando en el $t=0,1$ s y despejando la falla en $t=0,2$ s. Esto se realiza considerando que la red se encuentra operando en el Escenario 1.

6.5.3 Resultados

Las variables de resultados son los ángulos de los rotores de las unidades generadoras con respecto al Slack, las tensiones de salidas de los generadores y las tensiones de las barras de la red.

En este trabajo se realiza una comparación entre los resultados que se obtienen considerando la respuesta natural del circuito y la respuesta al agregar reguladores de voltajes a las unidades generadoras.

Evento 1

Falla monofásica en la línea de 500 kV que conecta a las barras 41000 (Villa Hayes) y 43000 (Ayolas) con posterior despeje.

Las figuras 6.4 y 6.5 muestran el comportamiento de la respuesta natural de las variables de los generadores y barras luego de que la red se vea afectada por el Evento 1.

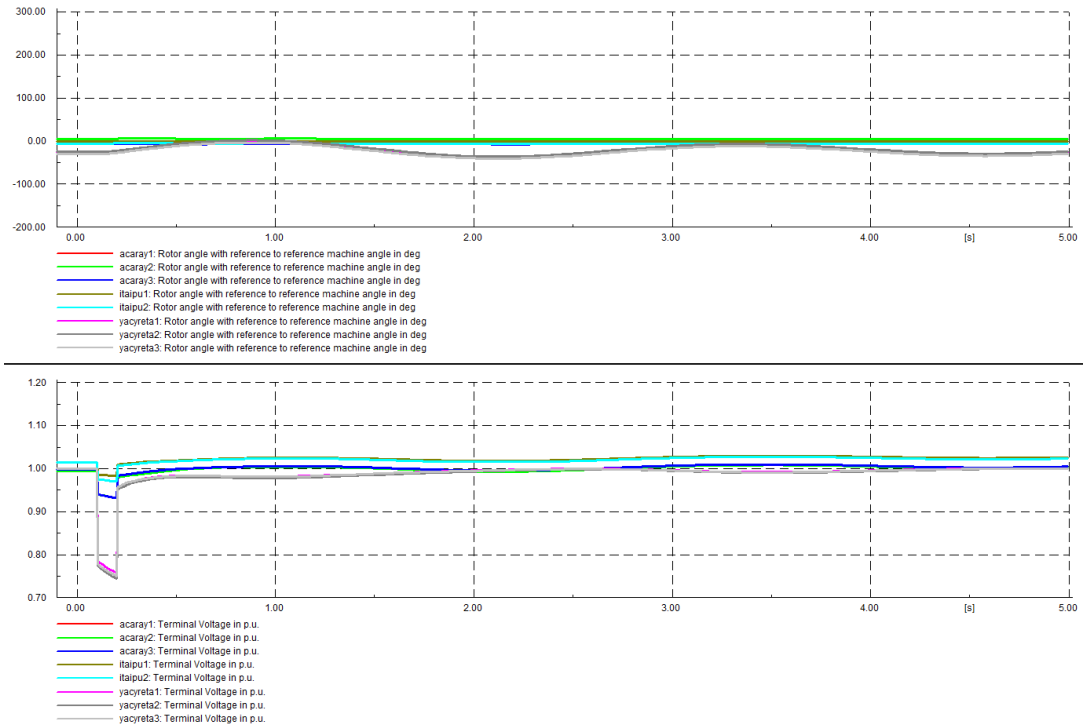


Figura 6.4 Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 1.

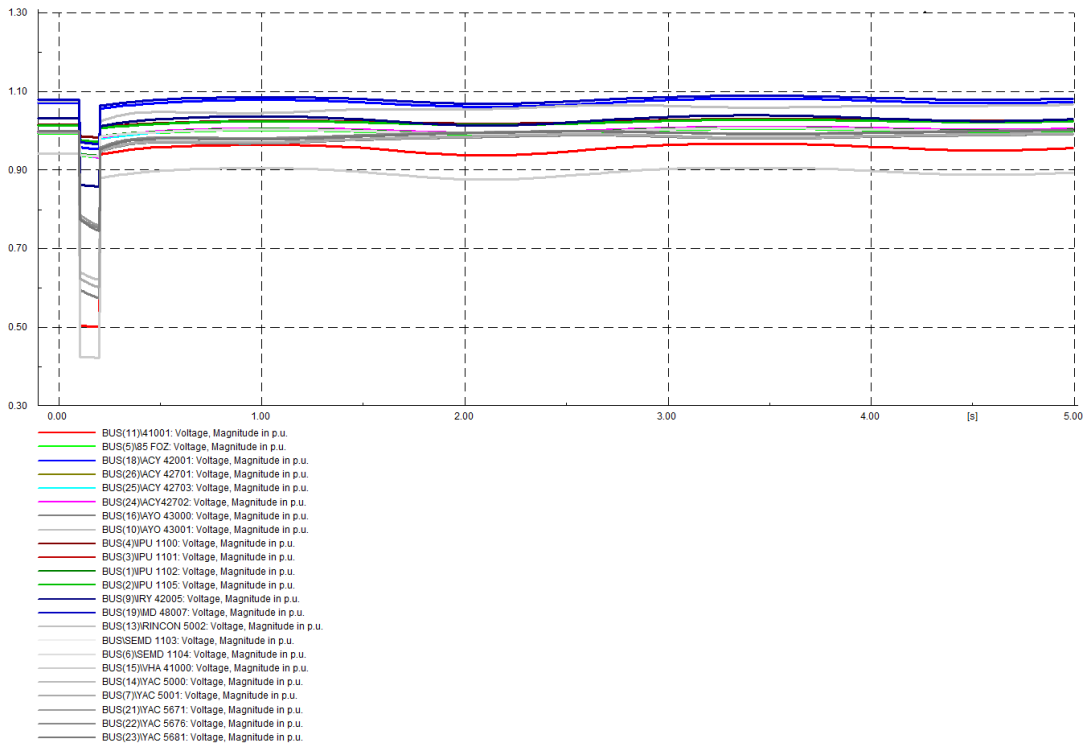


Figura 6.5 Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 1.

Las figuras 6.6 y 6.7 muestran el comportamiento de la respuesta de las variables de los generadores y barras cuando las unidades generadoras cuentan con AVR.

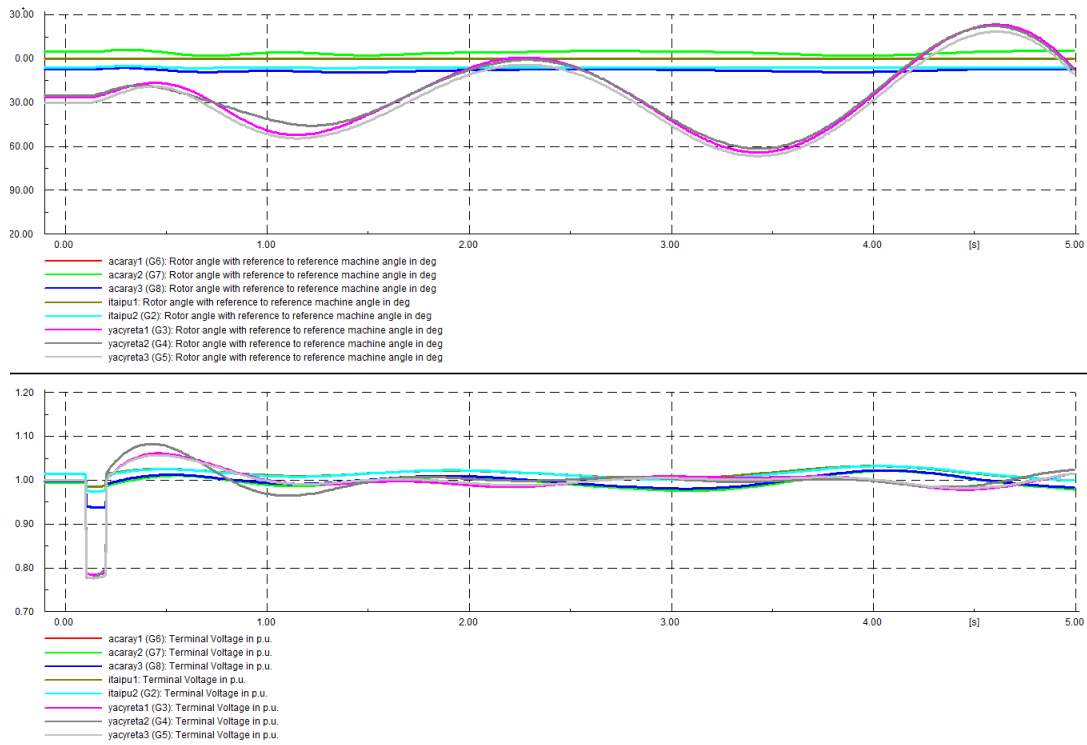


Figura 6.6 Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 1, considerando los AVR.

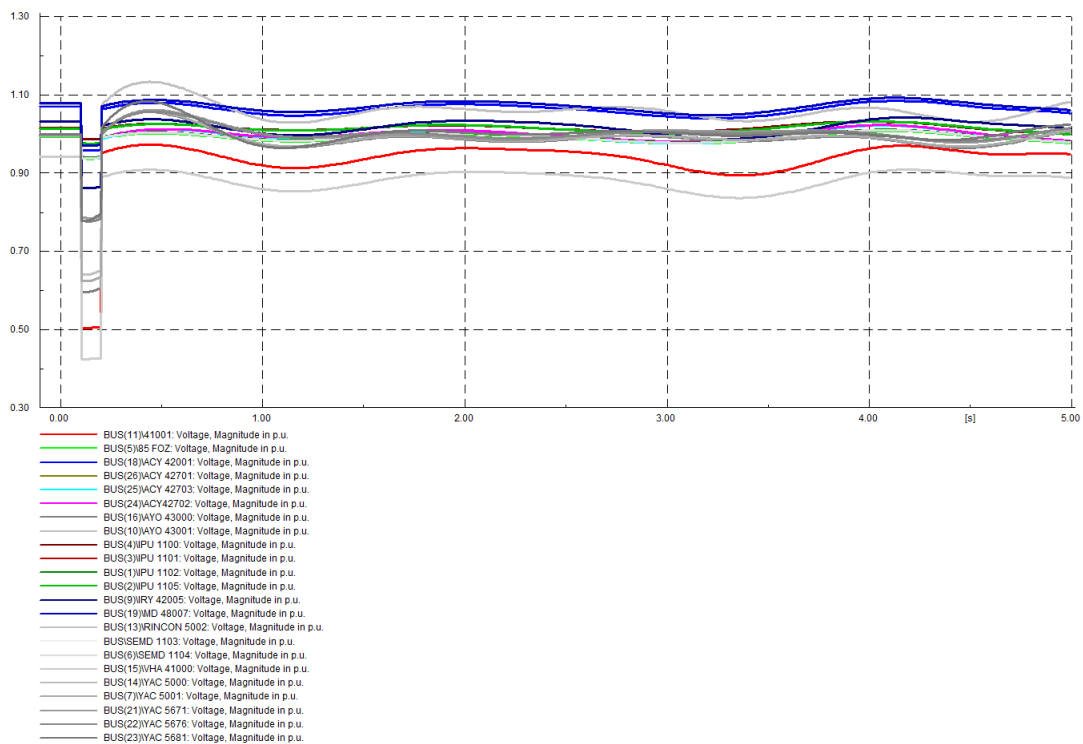


Figura 6.7 Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 1, considerando los AVR.

La respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores y barras presentan pequeñas oscilaciones, pero tienden estabilizarse luego del evento.

La inclusión de los AVR genera una respuesta inestable de los ángulos de los generadores de Yacyretá y oscilaciones más acentuadas luego del Evento 1.

Evento 2

Falla monofásica en la línea de 500 kV que conecta a las barras 1102 (Itaipú) y 1103 (Margen Derecha), cercana a la generación de Itaipú y posterior despeje.

En las figuras 6.8 y 6.9 se observa el comportamiento de la respuesta natural de las variables de los generadores y barras luego de que la red se vea afectada por el Evento 2.

En las figuras 6.10 y 6.11 se observa el comportamiento de la respuesta de las variables de los generadores y barras cuando las unidades generadoras cuentan con AVR.

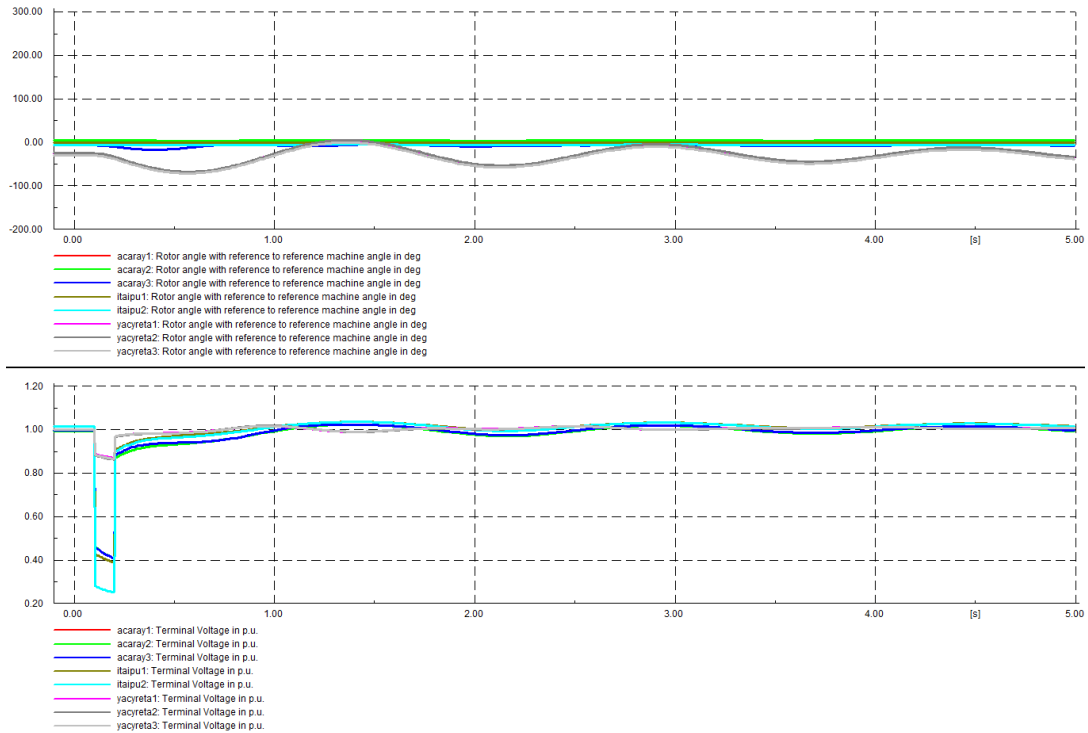


Figura 6.8 Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 2.

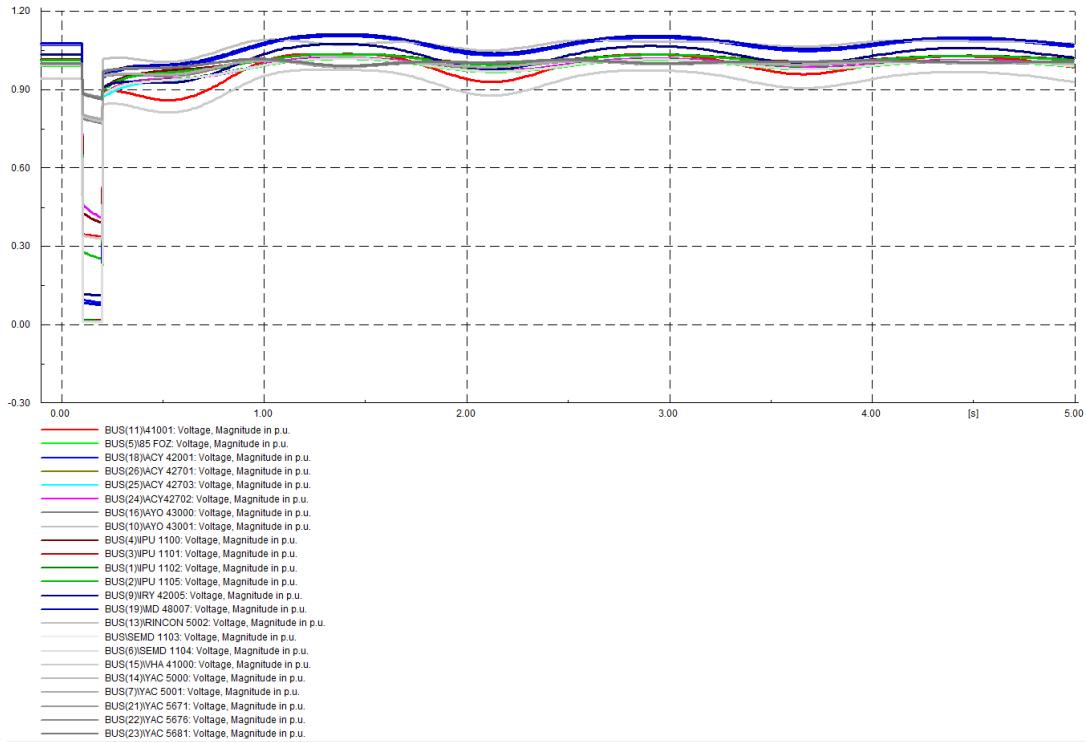


Figura 6.9 Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 2.

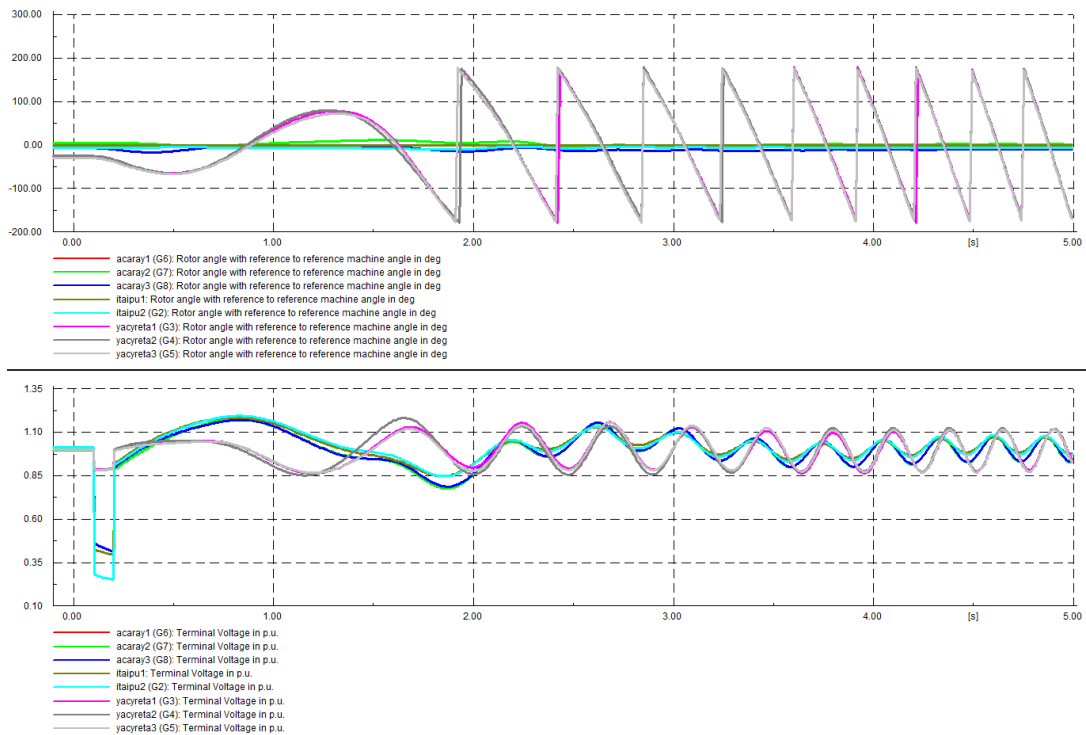


Figura 6.10 Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 2, considerando los AVR.

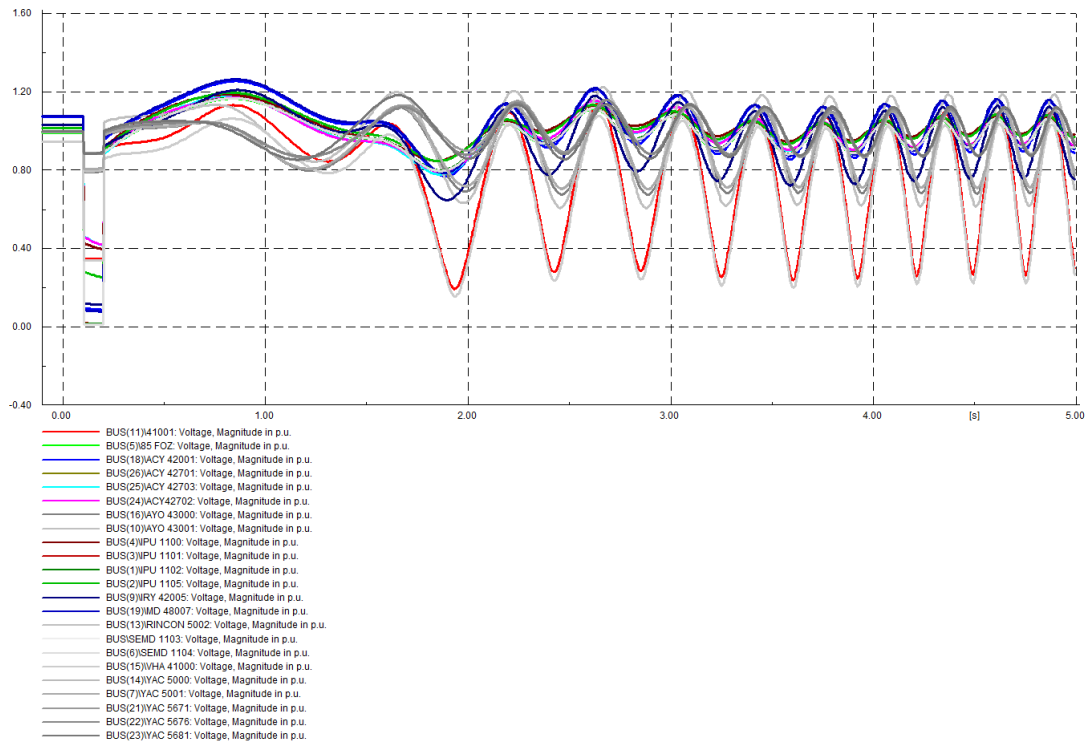


Figura 6.11 Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 2, considerando los AVR.

Al igual que en el Evento 1, la respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores y barras es del tipo estable, con pequeñas oscilaciones.

Al considerar los AVR el sistema se vuelve inestable presentándose oscilaciones con forma de dientes de sierra en los ángulos de las unidades generadoras y curvas sinusoidales en las tensiones.

Evento 3

Falla trifásica en la barra 1104 (Margen Derecha) con posterior despeje, cercana a la central Itaipú.

Las figuras 6.12 y 6.13 muestran el comportamiento de la respuesta natural de las variables de los generadores y barras luego de que la red se vea afectada por el Evento 3.

Las figuras 6.14 y 6.15 muestran el comportamiento de la respuesta de las variables de los generadores y barras cuando las unidades generadoras cuentan con AVR.

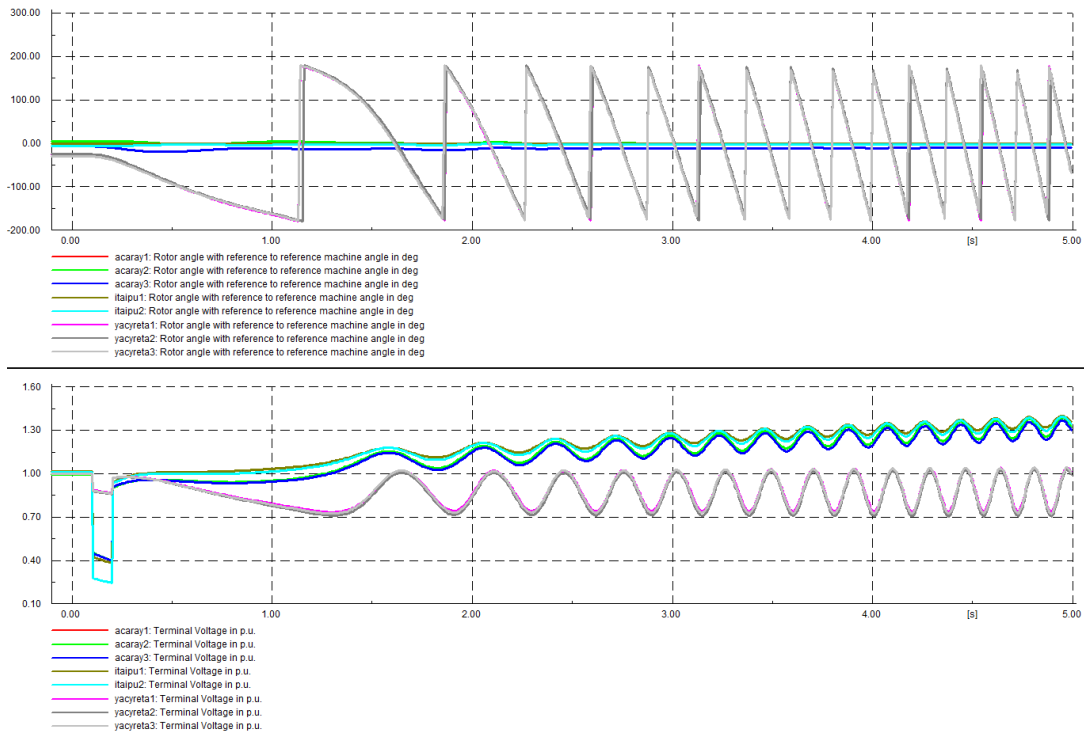


Figura 6.12 Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 3.

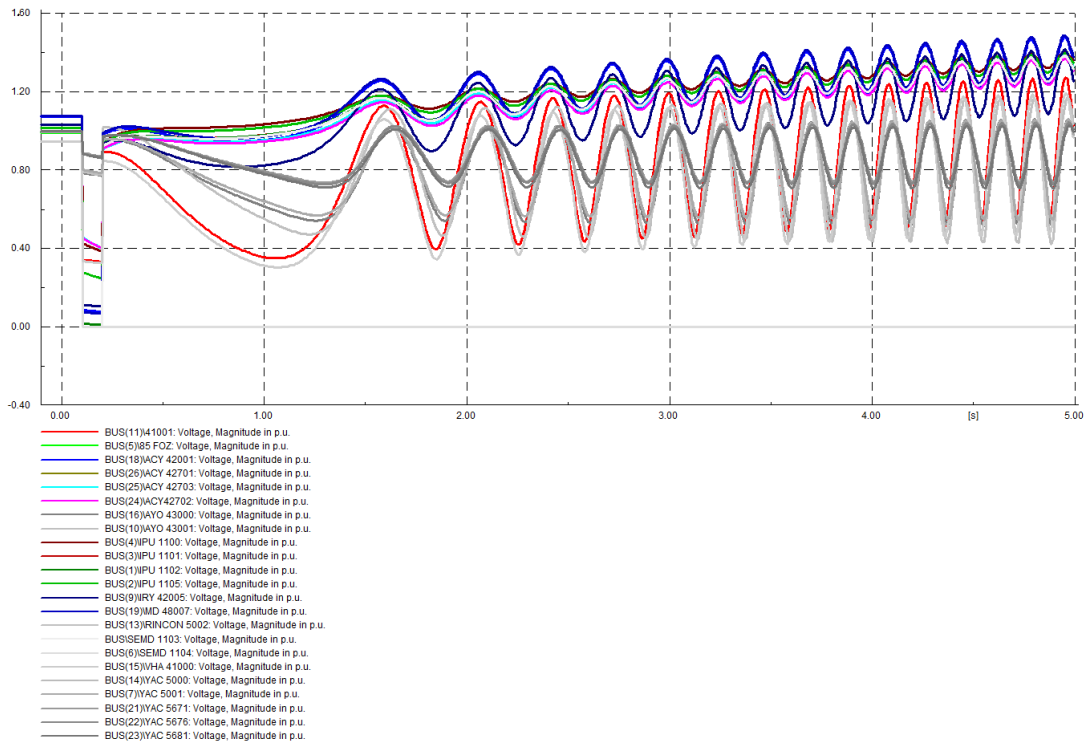


Figura 6.13 Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 3.

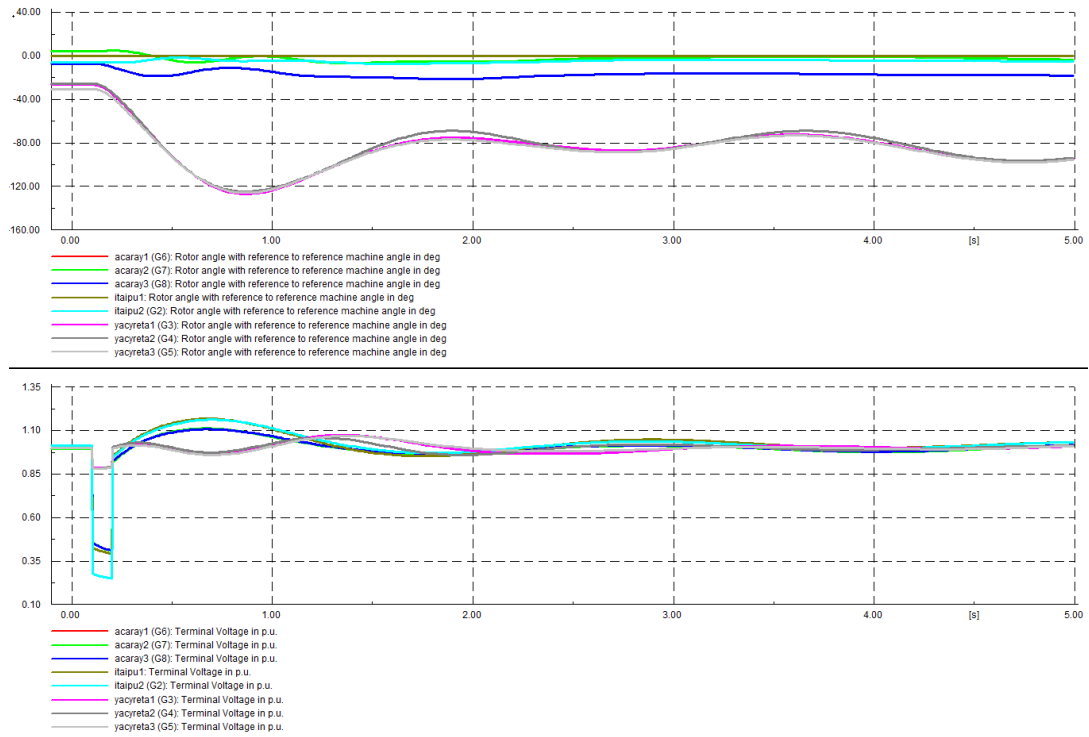


Figura 6.14 Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 3, considerando los AVR.

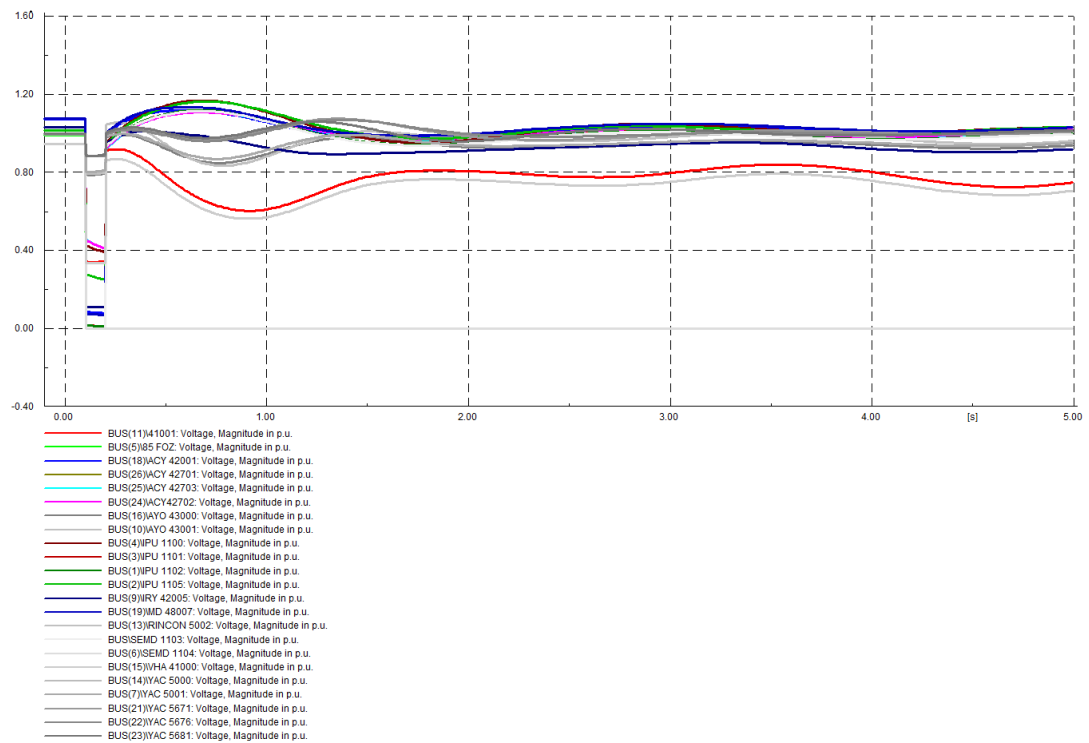


Figura 6.15 Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 3, considerando los AVR.

De la figura 6.12 se puede observar que la respuesta natural de los ángulos de la central de Yacyretá es del tipo inestable, obteniendo forma de dientes de sierra. También se puede notar que las tensiones presentan inestabilidad, las tensiones de Yacyretá son del tipo sinusoidal y las tensiones de Itaipu y Acaray son sinusoides con tendencia a subir.

Algo similar ocurre con las tensiones de las barras, las cercanas a Itaipu y Acaray tienen forma de senoides que van creciendo de forma lineal mientras que las cercanas a Yacyretá sufren variaciones en su amplitud de forma sinusoidal y las tensiones de Itaipu y Acaray tienden a crecer indefinidamente.

Al utilizar los AVR se consiguen respuestas con pequeñas oscilaciones que tienden a estabilizarse.

6.5.4 Conclusiones del análisis de estabilidad transitoria

El análisis de estabilidad transitoria permite observar el comportamiento de las variables del sistema cuando este se vea sometido a una gran perturbación.

Se realizó la comparación entre la respuesta natural de la red y la respuesta cuando se introducen los AVR. De los resultados se puede observar que para ciertos eventos la red responde correctamente, mientras que para otros la red presenta una respuesta oscilatoria inestable.

Con estos datos se puede identificar las falencias que tiene la red y determinar los controladores necesarios para solucionar estos problemas.

7 Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se habla con mayor detalle acerca de los resultados y conclusiones que se obtuvieron en cada estudio realizado en este Trabajo de Final de Máster y también se realizan recomendaciones de posibles trabajos o investigaciones futuras para mejorar la operación de la red de estudio.

- Se realizó un correcto modelado del SINP simplificado utilizando todos los datos disponibles de barras, líneas, generadores, demanda y compensadores shunt, considerando la operación en sincronismo de los subsistemas SS1 y SS2.
- Se ejecutó un correcto cálculo de flujo de cargas, llegando a converger para los tres escenarios planteados. Se observó que, para cada caso, las tensiones de las barras se encuentran dentro de los límites impuestos por la ANDE. También se destaca que todas las líneas se encuentran operando dentro de su capacidad nominal.
- En el análisis de contingencias se pudo observar que la red no cumple con el criterio N-1. Se propone como posible trabajo futuro realizar estudios de instalación de compensadores de potencia reactiva, accionamiento de las tomas de los transformadores, trazado óptimo de líneas de transmisión, entre otros. Esto con el fin de mejorar la robustez del sistema y llevarlo al estado seguro donde cumpla con todos los criterios de seguridad.
- Se detectó que las contingencias más severas para el sistema son las pérdidas de las líneas de 500 kV, pudiendo llegar a impedir la convergencia del flujo de cargas. Actualmente existe planes de construcción de una segunda línea de 500 kV entre las subestaciones de Margen Derecha y Villa Hayes ya que, según [8], para finales de 2019 el SINP no será capaz de soportar la pérdida de una de las dos líneas de 500 kV ya existentes.
- El trazado de curvas P-V permitió detectar a las barras más críticas del sistema y puso al descubierto la necesidad de instalar compensadores de reactiva con el fin de mejorar la cargabilidad de la red.
- El estudio de cortocircuito permitió determinar los niveles de intensidades que se presentan cuando la red se ve sometida a las distintas fallas propuestas en este trabajo. Dichos valores pueden ser de gran utilidad para recalcular o dimensionar las nuevas protecciones necesarias para cuando el SINP se encuentre operando en completo sincronismo.
- Con el análisis de pequeña señal se comprobó la estabilidad de red cuando ésta se ve afectada por pequeñas perturbaciones. Se pudo detectar los modos menos amortiguados y las variables que provocan estas oscilaciones.
- Con el análisis de estabilidad transitoria se pudo obtener la respuesta de ángulos y tensiones de la red, cuando ésta es afectada por un conjunto de grandes perturbaciones. Se realizó la comparación entre la respuesta natural de la misma y con la inclusión de los reguladores

de tensión. Se interpretaron las respuestas con el fin de distinguir a las perturbaciones que puedan ser soportadas de las que generen inestabilidad al sistema.

- Tanto el análisis de pequeña señal como el de estabilidad transitoria dejan al descubierto la necesidad de operar el sistema con PSS con el fin de reducir o eliminar las oscilaciones entre las centrales de Itaipú y Yacyretá. Se propone como futuro trabajo, el estudio detallado de los modelos dinámicos de los elementos de la red y el diseño de controladores que permitan mejorar la estabilidad dinámica de la misma.

Índice de Figuras

1.1	Central Hidroeléctrica Acaray [9]	3
1.2	Central Hidroeléctrica Itaipu [10]	5
1.3	Central Hidroeléctrica Yacyretá [11]	6
1.4	Mapa ilustrativo del sistema de transmisión paraguayo [8]	8
2.1	Modelo de red	16
2.2	Niveles de carga de líneas del Escenario 1	20
2.3	Niveles de carga de líneas del Escenario 2	21
2.4	Niveles de carga de líneas del Escenario 3	21
3.1	Equivalente de Thévenin	29
3.2	Curvas P-V	29
3.3	Curvas P-V Escenario 1	30
3.4	Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 500 kV entre las barras 41000 (Villa Hayes) y 43000 (Ayolas)	31
3.5	Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 48007 (Margen Derecha) y 42001 (Acaray)	32
3.6	Curvas P-V del Escenario 1 + pérdida de la línea de 220 kV entre las barras 1103 (Margen Derecha) y 42005 (Itakyry)	33
4.1	Circuito antes y después del cortocircuito	36
5.1	Autovalores - Escenario 1	45
5.2	Autovalores - Escenario 2	46
5.3	Autovalores - Escenario 3	47
6.1	Estructura del modelo completo del sistema eléctrico utilizado para el análisis de estabilidad transitoria	51
6.2	Diagrama de bloques del EXST1	52
6.3	Diagrama de bloques del modelo compuesto creado	53
6.4	Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 1	54
6.5	Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 1	54
6.6	Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 1, considerando los AVR	55
6.7	Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 1, considerando los AVR	55
6.8	Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 2	56
6.9	Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 2	57

6.10	Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 2, considerando los AVR	57
6.11	Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 2, considerando los AVR	58
6.12	Respuesta natural de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 3	59
6.13	Respuesta natural de las tensiones de las barras tras al Evento 3	59
6.14	Respuesta de los ángulos y tensiones de los generadores tras al Evento 3, considerando los AVR	60
6.15	Respuesta de las tensiones de las barras tras al Evento 3, considerando los AVR	60

Índice de Tablas

1.1	Datos técnicos de los generadores de Acaray	4
1.2	Datos técnicos de los generadores de Itaipú	5
1.3	Características técnicas de Yacyretá	6
1.4	Proyección de la demanda 2018-2023	7
2.1	Barras de la red	12
2.2	Generadores de la red	13
2.3	Parámetros dinámicos de los generadores de la red	14
2.4	Parámetros de impedancia de las líneas	14
2.5	Longitud y capacidades de las líneas	15
2.6	Escenario 1 - Barras Slack y PV	17
2.7	Escenario 1 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ	17
2.8	Escenario 2 - Barras Slack y PV	18
2.9	Escenario 2 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ	18
2.10	Escenario 3 - Barras Slack y PV	19
2.11	Escenario 3 - Cargas e Inyecciones de las barras PQ	19
2.12	Escenario 1- Resultados	22
2.13	Escenario 2- Resultados	23
2.14	Escenario 3 - Resultados	24
3.1	Rango de tensión admisible (pu)	26
3.2	Violaciones de tensiones del Escenario 1	27
3.3	Violaciones de tensiones del Escenario 2	27
3.4	Violaciones de sobrecargas del Escenario 1	27
3.5	Violaciones de sobrecargas del Escenario 2	27
3.6	Casos de contingencias sin converger	27
4.1	Niveles de cortocircuito monofásico	38
4.2	Niveles de cortocircuito trifásico	39
5.1	Resultados del Escenario 1	44
5.2	Participación en el modo 12	45
5.3	Resultados del Escenario 2	46
5.4	Participación en el modo 12	46
5.5	Resultados del Escenario 3	47
5.6	Participación en el modo 12	48

6.1 Parámetros del AVR EXST1 52

Bibliografía

- [1] ROBERTO CARLOS DELGADO ALANES, *ESTUDIOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO*, Master's thesis, Universidad de Sevilla, 2015.
- [2] Gabriel Argüello and Hermógenes Flores, *ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO APLICANDO EL MÉTODO DE ANÁLISIS MODAL*, (2005).
- [3] Itaipu Binacional, *UNIDADES GENERADORAS*, <https://www.itaipu.gov.py/es/energia/transmision>.
- [4] Itaipu Binacional, *Generación*, <https://www.itaipu.gov.py/es/energia/generacion>.
- [5] Administración Nacional de Electricidad (ANDE), *Central Hidroeléctrica Acaray*.
- [6] Administración Nacional de Electricidad (ANDE), *Historia de la ANDE*, <https://www.ande.gov.py/historia.php>.
- [7] Administración Nacional de Electricidad (ANDE), *Presentación*.
- [8] Administración Nacional de Electricidad (ANDE), *Plan Maestro de Generación y Transmisión, Periodo: 2014 - 2023*, (2011).
- [9] Agencia de Información Paraguaya, *Acaray celebra sus 50 años de puesta en marcha*, <https://www.ip.gov.py/ip/acaray-celebra-sus-50-anos-de-puesta-en-marcha/>, Dic 2018.
- [10] Agencia de Información Paraguaya, *Itaipú logró su quinta mejor producción histórica anual*, <https://www.ip.gov.py/ip/itaipu-logro-su-quinta-mejor-produccion-historica-anual/>, Dic 2018.
- [11] Agencia de Información Paraguaya, *Maquinización de Aña Cua dará trabajo a 3.000 personas*, <https://www.ip.gov.py/ip/maquinizacion-de-ana-cua-dara-trabajo-a-3000-personas/>, Mar 2019.
- [12] Antonio Gómez Expósito et al., *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*, 1ª ed., McGraw-Hill, 2002.
- [13] JONH J. GRAINGER AND WILLIAM D. STEVENSON Jr, *ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA*, 1ª ed., McGraw-Hill, 1996.
- [14] PRABHA KUNDUR, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [15] Antonio Ortiz and Jesús Játiva, *Análisis de estabilidad de voltaje en estado estable del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica quito*.

- [16] Entidad Binacional Yacyreta, *Características técnicas*, <https://www.eby.gov.py/index.php/14-central-hidroelectrica/4246-caracteristicas-tecnicas>, Nov.
- [17] Entidad Binacional Yacyreta, *Datos Técnicos*, <https://www.eby.gov.py/index.php/chy/datostecnicos>, Nov 2013.