



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

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

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

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

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

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

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LAS CENTRALES  
HIDROELÉCTRICAS DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA  
DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EPMAPS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**JAVIER ROLANDO CUZCO SILVA**

[javierforix@hotmail.com](mailto:javierforix@hotmail.com)

**DIRECTOR: Dr. JESÚS AMADO JÁTIVA IBARRA**

[jjativa@yahoo.com](mailto:jjativa@yahoo.com)

**Quito, diciembre de 2014**

## DECLARACIÓN

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

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

---

Javier Rolando Cuzco Silva

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Javier Rolando Cuzco Silva, bajo mi supervisión.

---

Dr. JESÚS JÁTIVA IBARRA  
DIRECTOR DEL PROYECTO



## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirme tener a toda mi familia conmigo y darme la fuerza para seguir ante todas las adversidades.

A mis seres queridos por los consejos el apoyo y el cariño que me han dado durante toda mi vida.

A mi director por permitirme culminar mi carrera, apoyarme y compartir sus conocimientos de manera desinteresada.

A mis profesores por el empeño puesto en nuestro aprendizaje y por compartir sus valiosas experiencias con nosotros.

A mis amigos Pablo, Xavier, Camilo, Miguel y Fabricio, por las inolvidables vivencias durante toda la universidad, muchas gracias amigos.

JAVIER ROLANDO CUZCO

## **DEDICATORIA**

Dedicado para mi familia por  
todo el cariño que recibo a diario  
y para mi princesa LS porque sin ella  
esto no hubiese sido posible...

# CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	i
CERTIFICACIÓN.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
DEDICATORIA .....	iv
CONTENIDO.....	v
RESUMEN .....	ix
PRESENTACIÓN.....	x
OBJETIVOS.....	xi
ALCANCE.....	xii
JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	xiii
1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EPMAPS.....	1
1.1 ANTECEDENTES .....	1
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO.....	2
1.2.1 SISTEMA LA MICA QUITO SUR [1] .....	3
1.2.1.1 Recursos hídricos.....	3
1.2.1.2 Central hidroeléctrica El Carmen.....	5
1.2.2 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO [1] .....	10
1.2.2.1 Recursos hídricos.....	10
1.2.2.2 Central Hidroeléctrica Recuperadora.....	12
1.2.2.3 Estaciones de Bombeo Elevadora, Boosters No. 1 y Boosters No. 2 .....	19
1.2.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PUBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO.....	22
1.2.3.1 Tipo de conductores.....	25
1.2.3.2 Tipo de torres de transmisión .....	27
1.2.4 DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA [2].....	28
1.2.4.1 Subestación Tababela.....	28
1.2.4.2 Tipo de conductor .....	30
1.2.4.3 Tipo de Estructuras.....	30
2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	32
2.1 INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [6].....	32
2.2 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [6].....	33
2.3 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [5] [7] .....	34
2.3.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR.....	35
2.4 ESTABILIDAD TRANSITORIA .....	36
2.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES [7].....	36
2.4.2 CONCEPTOS INERCIALES [5] [6].....	38
2.4.3 CONSTANTE DE INERCIA H [6] .....	41
2.4.4 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN [5] [6] [8] .....	43
2.4.5 ECUACIÓN POTENCIA-ÁNGULO [6] [8].....	49
2.4.6 COEFICIENTES SINCRONIZANTE DE POTENCIA [6] [8] .....	57

2.4.7	CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA [5] [6] [8].....	60
2.4.8	SEVERIDAD DE FALLAS.....	63
2.4.9	ANGULO CRITICO DE DESPEJE [5] [6] [8].....	64
2.4.10	MÉTODO PASO A PASO PARA LA SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE MOVIMIENTO .....	68
2.4.11	CALCULO DE FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS [5] [8] .....	73
2.4.11.1	Redes de secuencia de los elementos del sistema de potencia.....	74
2.4.11.2	Análisis de fallas simétricas y asimétricas .....	77
2.4.12	MODELO CLÁSICO DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINA.....	81
2.4.12.1	Preparación de datos.....	83
2.4.12.2	Cálculos preliminares .....	84
2.4.13	MÉTODOS DE INTEGRACIÓN NUMÉRICA [10].....	88
2.4.13.1	Método de Euler.....	88
2.4.13.2	Método de Runge-Kutta de cuarto orden .....	89
2.4.14	SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [5] [11] .....	92
2.4.14.1	Elementos de un sistema de excitación .....	93
2.4.14.2	Tipos de sistemas de excitación .....	94
2.4.15	SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD Y DE CONTROL DE TURBINAS [5] [12] [13].....	101
2.4.15.1	Sistemas de regulación de velocidad para turbinas hidráulicas.....	101
2.4.16	MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	108
3.	MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SEP Y SU APLICACIÓN PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN DIGSILENT POWER FACTORY .....	110
3.1	MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO .....	110
3.1.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CABLE TRIPOLAR .....	110
3.1.1.1	Líneas de transmisión.....	110
3.1.1.2	Cable tripolar [14].....	112
3.1.2	TRANSFORMADORES.....	115
3.1.3	GENERADORES SINCRÓNICOS .....	118
3.1.3.1	Parámetros eléctricos.....	118
3.1.3.2	Parámetros mecánicos .....	119
3.1.4	MOTORES DE INDUCCIÓN [15].....	120
3.1.5	SISTEMAS DE EXCITACIÓN .....	122
3.1.5.1	Sistema de excitación de la unidad de la central hidroeléctrica El Carmen [1] .....	122
3.1.5.2	Sistema de excitación de la unidad de la central hidroeléctrica Recuperadora [1].	125
3.1.5.3	Modelos de los sistemas de excitación a utilizarse en el análisis de estabilidad transitoria .....	126
3.1.5.4	Modelo del sistema de excitación tipo AC1A [11] .....	127
3.1.6	SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD .....	131
3.1.6.1	Sistema de regulación de velocidad de la unidad de la central hidroeléctrica El Carmen [1]	132
3.1.6.2	Sistema de regulación de velocidad de la unidad de la central hidroeléctrica Recuperadora [1].....	134
3.1.6.3	Modelos de los sistemas de regulación de velocidad a utilizarse en el análisis de estabilidad transitoria .....	136
3.1.6.4	Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo HYGGOV.....	136

3.1.7	EQUIVALENTE THEVENIN EL NODO DE REFERENCIA (BARRA DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA)	139
3.1.8	ESCENARIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EPMAPS140	
3.2	CASOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN CONDICIONES ACTUALES DE LA EPMAPS	143
3.2.1	DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DISPONIBLES	143
3.2.1.1	Relé de distancia en la subestación Santa Rosa	143
3.2.1.2	Relé de distancia en la subestación El Carmen	145
3.2.1.3	Disyuntores en las subestaciones y centrales hidroeléctricas	149
3.2.2	OPERACIÓN ANTE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS EN CADA UNA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEP DE LA EPMAPS	150
3.2.2.1	Escenario 1	151
3.2.2.2	Escenario 2	152
3.2.2.3	Escenario 3	153
3.2.2.4	Escenario 4	154
3.2.2.5	Análisis de resultados	155
3.3	CÁLCULO DE ÁNGULOS CRÍTICOS DE DESPEJE	156
3.3.1	LUGARES DE ANÁLISIS DE FALLA Y TIPOS DE FALLA	156
3.3.2	TIEMPOS DE OPERACIÓN	157
3.3.3	PREPARACIÓN DE DATOS	160
3.3.4	CALCULOS PRELIMINARES	163
3.3.5	ESCENARIO 1	166
3.3.5.1	Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa	167
3.3.5.2	Falla trifásica cerca de la barra El Carmen	169
3.3.6	ESCENARIO 2	171
3.3.6.1	Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa	172
3.3.6.2	Falla trifásica cerca de la barra El Carmen	175
3.3.7	ESCENARIO 3	176
3.3.7.1	Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa	177
3.3.7.2	Falla trifásica cerca de la barra El Carmen	179
3.3.8	ESCENARIO 4	181
3.3.8.1	Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa	181
3.3.8.2	Falla trifásica cerca de la barra El Carmen	183
3.4	APLICACIÓN DEL PROGRAMA DigSILENT POWER FACTORY EN EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	185
3.4.1	ESCENARIO 1	185
3.4.1.1	Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad	185
3.4.1.2	Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad	186
3.4.2	ESCENARIO 2	192
3.4.2.1	Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad	192
3.4.2.2	Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad	192
3.4.3	ESCENARIO 3	198
3.4.3.1	Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad	198

3.4.3.2	Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad.....	198
3.4.4	ESCENARIO 4 .....	204
3.4.4.1	Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad .....	204
3.4.4.2	Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad.....	204
3.5	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	210
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	215
4.1	CONCLUSIONES .....	215
4.2	RECOMENDACIONES .....	218
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	219
6.	ANEXOS.....	221
6.1	ANEXO NO 1. ....	222
	Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 1 .....	222
6.2	ANEXO NO 2. ....	235
	Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 2 .....	235
6.3	ANEXO NO 3. ....	248
	Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 3 .....	248
6.4	ANEXO NO 4. ....	261
	Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 4 .....	261
6.5	ANEXO NO 5. ....	274
	Criterio de igualdad de áreas para los casos en análisis .....	274
	Criterio de igualdad de áreas para el escenario 2.....	275
	Criterio de igualdad de áreas para los escenarios 3 y 4 .....	277

## RESUMEN

La mayoría de apagones registrados a nivel mundial son originados por la inestabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, este hecho conlleva a realizar estudios de estabilidad para comprender y solucionar las distintas formas de inestabilidad. En el presente trabajo se realiza un análisis de estabilidad transitoria de las centrales hidroeléctricas de la EPMAPS con el fin de analizar la actual operación del SEP ante cortocircuitos en cada una de las líneas de transmisión, determinar los ángulos y tiempos críticos de despeje de cortocircuitos y las posibles formas de mejorar la estabilidad transitoria del SEP de la EPMAPS.

El análisis de la actual operación del SEP se lo realiza utilizando las actuales calibraciones de las protecciones existentes en el SEP de la EPMAPS, y la ayuda del programa DigSILENT Power Factory. Para cada uno de los escenarios de operación se determinó que parte o partes del SEP mantienen o pierden la estabilidad, frente a cortocircuitos trifásicos y monofásicos a la mitad de cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS.

El cálculo de los ángulos y tiempos críticos de despeje se basan en la aplicación de los métodos analíticos de igualdad de áreas y multimáquina, y la ayuda del programa DigSILENT Power Factory. Para todos los escenarios de operación, se obtuvieron los ángulos y tiempos críticos de despeje ante fallas trifásicas y monofásicas cerca de las barras del SEP de la EPMAPS de las líneas de transmisión que permitan realizar reconexiones automáticas.

En base a los resultados obtenidos y a varios criterios conocidos, se plantean recomendaciones para mejorar la estabilidad transitoria del SEP de la EPMAPS.

## PRESENTACIÓN

El presente trabajo realiza un análisis de estabilidad transitoria de las centrales hidroeléctricas del SEP de la EPMAPS y propone métodos para mejorar la estabilidad del mismo tomando en cuenta los requerimientos de la EPMAPS. Para alcanzar estos objetivos este documentó se desarrolla en cuatro capítulos, los cuales se los describen brevemente a continuación.

El primer capítulo realiza una descripción detallada del SEP de la EPMAPS, incluyendo la relación del mismo con los recursos hídricos que utiliza la EPMAPS.

El segundo capítulo expone las bases de los análisis de estabilidad transitoria. Se detalla la deducción de la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica, así como los métodos en los cuales se utiliza, como los métodos de igualdad de áreas y multimáquina, también se explica los métodos de iteración numérica como son los métodos Pasó a Paso y Runge Kutta, utilizados por los métodos de igualdad de áreas y multimáquina, respectivamente. Además se exponen los modelos de los elementos del SEP a utilizar en el análisis de estabilidad transitoria. Finalmente se presentan métodos para mejorar la estabilidad transitoria de un SEP.

En el tercer capítulo se desarrolla el análisis de estabilidad transitoria en sí, se comienza por la parametrización de cada modelo del SEP, después se define los escenarios de operación, a continuación se realiza un análisis de la actual operación del SEP frente a fallas trifásicas y monofásicas en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS. Finalmente se calcula los ángulos y tiempos críticos de despeje y reconexión, frente a fallas trifásicas cerca de las barras de las líneas de transmisión que por sus características permiten este tipo de análisis, de forma manual y utilizando el programa DIgSILENT Power Factory se halla dichos ángulos frente a fallas trifásicas y monofásicas.

El cuarto capítulo se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo del proyecto.



## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

- Realizar el análisis de estabilidad transitoria ante diferentes condiciones de contingencia de las centrales hidroeléctricas El Carmen y Recuperadora de la EPMAPS, utilizando el Programa DIgSILENT Power Factory.

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar los datos necesarios para realizar el análisis de estabilidad transitoria en el Programa DIgSILENT Power Factory.
- Modelar los componentes de generación, transmisión y distribución del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS, en el Programa DIgSILENT Power Factory.
- Simular y analizar el comportamiento en estado estable y dinámico del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS.
- Determinar el ángulo y el tiempo crítico de despeje de cortocircuitos trifásicos y monofásicos.
- Establecer posibles formas de mejorar la estabilidad transitoria del Sistema Eléctrico de Potencia de la EPMAPS.

## ALCANCE

Recopilar los datos de los componentes dinámicos del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS y determinar los modelos de la biblioteca de DIgSILENT Power Factory.

Simular en estado estable y dinámico el sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS, con la topología actual, utilizando el paquete computacional DIgSILENT Power Factory, para escenarios típicos de operación de las centrales.

Analizar y determinar las posibles maneras de mejorar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS, al ser sometido a perturbaciones.

## JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En los sistemas eléctricos de potencia, al igual que en la industria, en la actualidad se busca optimizar los procesos y la utilización de recursos con el fin de abastecer la demanda, con un mínimo de pérdidas, brindando calidad y continuidad de servicio.

Debido a fallas que se presenta en el sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS, ha habido salidas de las centrales El Carmen y Recuperadora que demandan la realización de un estudio de estabilidad transitoria para cortocircuitos en las líneas de transmisión de 138kV.

Este trabajo permitirá evaluar la actual condición del sistema eléctrico de la EPMAPS, construir una base de datos para estudios dinámicos del sistema eléctrico de la EPMAPS, lo que contribuirá a fortalecer su capacidad de análisis, supervisión y planificación de la expansión.

# **1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO EPMAPS**

## **1.1 ANTECEDENTES**

La Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento EPMAPS tiene como objetivo fundamental la prestación de servicios de agua potable y alcantarillado, para preservar la salud de los habitantes y obtener una rentabilidad social en sus inversiones, así como también cuidar el entorno ecológico y contribuir al mantenimiento de las fuentes hídricas del cantón Quito e integrar los proyectos de agua potable y alcantarillado dentro de los programas de saneamiento ambiental.

Sin embargo, desde hace dos décadas la EPMAPS ha venido desarrollando proyectos de generación hidroeléctrica mediante el aprovechamiento de desniveles existentes entre las captaciones y las plantas de tratamiento de agua cruda. Los proyectos más importantes son los proyectos Papallacta Integrado y La Mica - Quito Sur, los mismos que poseen las centrales hidroeléctricas Recuperadora de 14,32 MW y El Carmen de 8,4 MW respectivamente.

La energía eléctrica producto de la generación de estas centrales, primordialmente se la utiliza para el autoconsumo de las estaciones de bombeo del Sistema Papallacta Integrado, y los excedentes son entregados a la subestación Tababela de la Empresa Eléctrica Quito S.A., y a la subestación Santa Rosa del Sistema Nacional Interconectado SNI.

El sistema eléctrico de potencia posee una red de transmisión que constituye en una línea de transmisión que va desde la subestación Santa Rosa hasta las subestaciones de bombeo, a la misma se une las centrales hidroeléctricas El Carmen con una configuración entrada salida y Recuperadora en derivación, finalmente la subestación Tababela se une al sistema a través de una línea de transmisión con una configuración en derivación.

Ahora el objetivo de un análisis de estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia en el intervalo inmediato consecutivo a la ocurrencia de una falla. Los resultados de este análisis permiten definir valores máximos de potencia transportable por un sistema de transmisión de energía eléctrica, número de líneas necesarias para transportar determinada potencia, seleccionar dispositivos de control y definir parámetros en relación con los sistemas de protección.

Por lo tanto el análisis en este proyecto mostrara las posibles acciones a tomar con el fin de poseer un sistema eléctrico de potencia con una mayor capacidad de operación frente a fuertes perturbaciones.

## **1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO**

Dos de los principales sistemas para la dotación de agua potable al Distrito de Quito, son los sistemas La Mica - Quito Sur y Papallacta Integrado. El principal objetivo de estos sistemas es el de cumplir con la demanda de agua potable de la ciudad, esto implica la captación, embalse y transporte hasta las plantas de tratamiento de agua cruda.

Las centrales hidroeléctricas El Carmen y Recuperadora se crearon para aprovechar el desnivel existente en el transporte del agua cruda de los sistemas La Mica Quito Sur y Papallacta Integrado respectivamente. Las centrales hidroeléctricas además amortiguan la presión que se crea debido al desnivel de las tuberías de conducción del líquido vital. Además cada central hidroeléctrica cuenta con tuberías en Bypass que se derivan antes del ingreso a los inyectores de las turbinas, con ello se denota que la parada de las centrales ya sea por mantenimiento o por alguna contingencia en las mismas no detendrá el paso de agua cruda. Por lo tanto la generación hidroeléctrica no es el objetivo primordial de los sistemas antes mencionados y su producción se encuentra en función de la demanda del líquido vital.

## 1.2.1 SISTEMA LA MICA QUITO SUR [1]

### 1.2.1.1 Recursos hídricos

El sistema La Mica Quito Sur suministra de líquido vital a gran parte de los habitantes del sur del Distrito Metropolitano de Quito. Este sistema se encuentra ubicado a aproximadamente a 45 km al sureste de la ciudad de Quito. La cuenca hidrográfica aprovechada por este sistema abarca un área aproximada de 138 km<sup>2</sup>. Además el sistema está diseñado para conducir 1,7 m<sup>3</sup>/s de agua cruda,

Los recursos hídricos que alimentan al sistema La Mica Quito Sur son el embalse de la presa La Mica y 3 captaciones secundarias de los ríos Antisana, Jatunhuayco y Diguchi. Además estas fuentes hídricas nacen de los glaciares del volcán Antisana y son captadas a una altura aproximada de 3920 m.s.n.m.

La conducción del agua cruda se la realiza a través de una tubería de presión y empieza desde el embalse La Mica. A esta tubería principal se acoplan tuberías provenientes de las captaciones secundarias antes indicadas. El embalse de este sistema es un embalse de regulación que complementa el caudal de las captaciones secundarias antes mencionadas. Esta tubería de presión llega a la central hidroeléctrica El Carmen, en donde se aprovecha estos caudales a gravedad para generar energía eléctrica a través del turbinado del agua cruda. Como se mencionó antes en este capítulo la tubería de presión posee una tobera llamada POLYJET que actúa como bypass en caso de que el generador este fuera de funcionamiento permitiendo que continúe la circulación del agua cruda. El agua una vez turbinada va a un estanque a la salida de la central, en donde nuevamente se la entuba hasta llegar a la planta de tratamiento El Troje ubicado en el sector El Troje cerca del perímetro urbano del sector sur de Quito.

En la figura 1.1 se muestra el esquema general de operación del sistema La Mica-Quito Sur, obtenido del sistema SCADA de la EPMAPS.

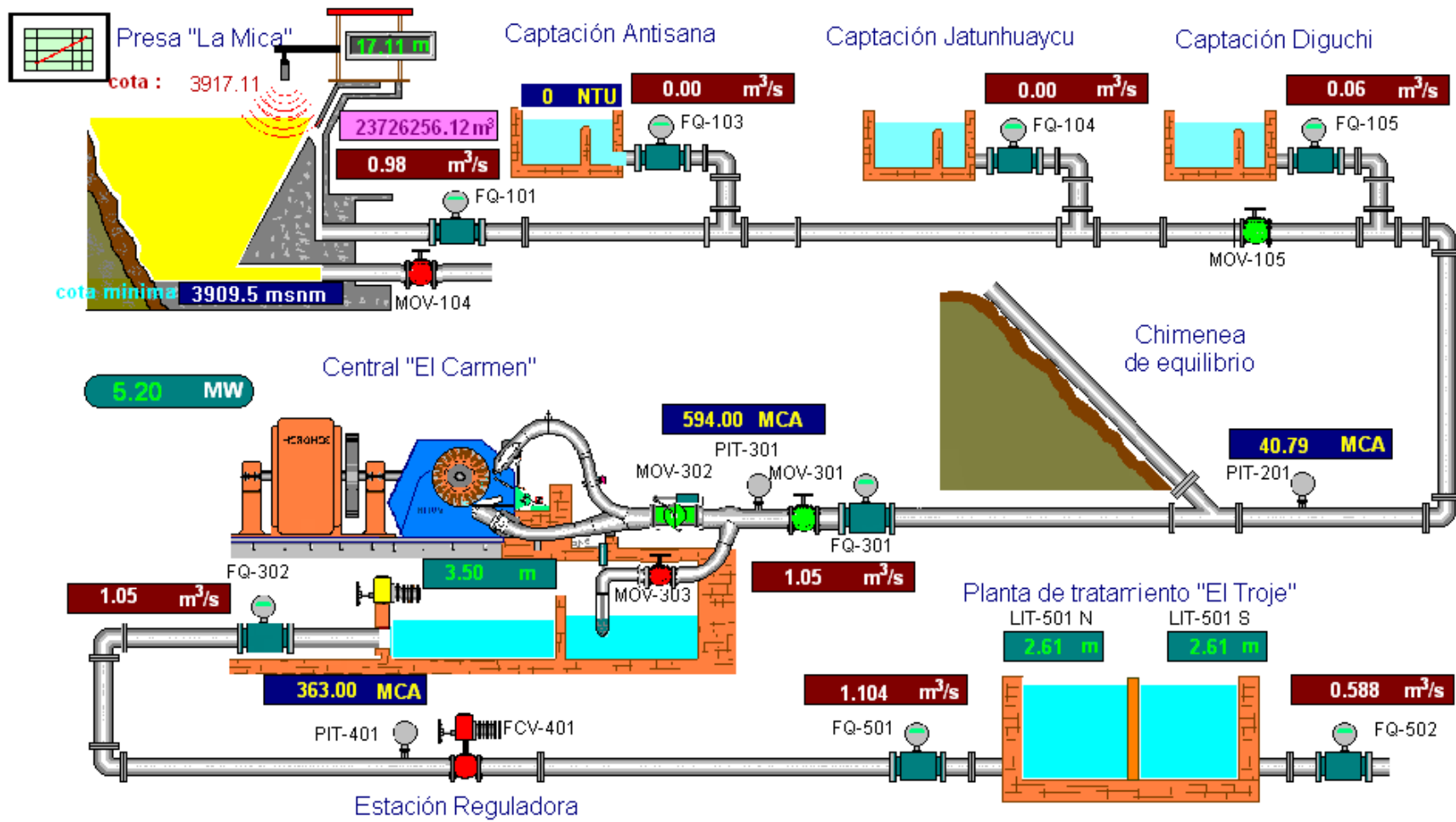


Fig. 1.1 Esquema general de operación del sistema La Mica-Quito Sur, obtenido del sistema SCADA de la EPMAPS

### 1.2.1.2 Central hidroeléctrica El Carmen

La central hidroeléctrica El Carmen se encuentra ubicada en la parroquia Píntag, cantón Quito, provincia de Pichincha. La central hidroeléctrica se halla a una altura de 3304,5 m.s.n.m., en la figura 1.2 (a) se muestra la casa de máquinas de la central hidroeléctrica El Carmen.

#### 1.2.1.2.1 Grupo turbina-generator-excitatriz

En la figura 1.2 (b) se muestra el grupo turbina-generator-excitatriz de la central hidroeléctrica El Carmen, adicionalmente en las tablas 1.1, 1.2 y 1.3 se expone las características de cada uno de los elementos.



(a)



(b)

Fig.1.2 (a) Central hidroeléctrica El Carmen, (b) Grupo turbina-generator-excitatriz de la central hidroeléctrica El Carmen

Tabla 1.1 Datos de placa de la turbina de la central hidroeléctrica El Carmen

TURBINA	
Marca	VOITH HYDRO TOLOSA
Número	18750
Año de fabricación	1998
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	611 m
Caída neta de diseño H	544 m
Caudal máximo Q <sub>máx</sub>	2 m <sup>3</sup> /s
Caudal nominal Q	1,7 m <sup>3</sup> /s



Continuación Tabla 1.1

Potencia nominal	8,21 [MW]
Velocidad sincrónica n	720 rpm
Velocidad de desboque n máx	1355 rpm
Numero de alabes	20
Numero de inyectores	2
Peso del rodete de la turbina	2000 kg
Momento de inercia del rodete de la turbina	500 kg * m <sup>2</sup>

Tabla.1.2 Datos de placa del generador de la central hidroeléctrica El Carmen

<b>GENERADOR</b>	
Marca	SCHORCH/LDW AEG
Tipo	S5E1000M60-10ZE
Número	98-402009
Año de fabricación	1998
Tipo	TRIFÁSICO SINCRÓNICO
Voltaje nominal	6600 Y V
Corriente nominal	919 A
Potencia Aparente nominal	10,5 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de polos	10
Protección	IP23
Rotación	$\overline{w - u - v}$
Velocidad Sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3350 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	40 °C
<b>ROTOR</b>	
Corriente de campo a plena carga	205,56A
Corriente de campo de entrehierro a voltaje nominal	114,2 A
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
Peso del rotor (Sin la rueda giratoria)	21680 kg
Peso sencillo máximo (Peso del rotor)	30820 kg
Peso del eje	8680 kg
Peso de la rueda giratoria	11600 kg
Peso del generador	55000 kg
Momento de inercia del eje	385 kg * m <sup>2</sup>
Momento de inercia del rotor	12386 kg * m <sup>2</sup>
Momento de inercia de la rueda giratoria	9140 kg * m <sup>2</sup>
Momento de Inercia del generador	12500 kg * m <sup>2</sup>

Tabla.1.3 Datos de placa de la excitatriz del generador de la central hidroeléctrica El Carmen

EXCITATRIZ	
Marca	SCHORCH/LDW
Tipo	TSD2D-TL1
Tipo	TRIFÁSICA, SIN ESCOBILLAS CON DIODOS ROTATIVOS
Voltaje de salida	94 V
Corriente de salida	6,6 A
Regulador automático de Voltaje AVR	TSG2 D

#### 1.2.1.2.2 Subestación El Carmen

La subestación de la central hidroeléctrica El Carmen tiene una configuración entrada - salida, de manera que posee dos bahías a 138 kV, cada una de ellas tiene equipos de protección, seccionamiento y medición, además la subestación posee un transformador que eleva el nivel de voltaje de 6,6 kV a 138 kV, de esta manera el generador de la central hidroeléctrica El Carmen entrega energía para su respectiva transmisión. La línea de transmisión conectada a la primera bahía enlaza con la subestación Santa Rosa, y la línea de la segunda bahía se une con la subestación Recuperadora y con la línea de transmisión que conecta a la subestación Tababela con la red.

La figura 1.3 (a) muestra la subestación El Carmen, en donde se puede observar de derecha a izquierda pararrayos, transformadores de potencial, transformadores de corriente, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, disyuntores, seccionadores, la unión de las dos bahías, seccionadores, disyuntor y finalmente el transformador de potencia.

En la figura 1.3 (b) se muestra el disyuntor monopolar, el cual aunque está compuesto por tres polos independientes, posee un mecanismo de disparo tripolar. Además se debe notar la ausencia de reconectores en esta subestación. En las tablas 1.3 y 1.4 se presentan las características del transformador de potencia y de los disyuntores.



Fig. 1.3 (a) Subestación El Carmen, (b) Transformador e interruptor de potencia de la subestación El Carmen

Tabla 1.4 Datos de placa del transformador de potencia de la subestación El Carmen

TRANSFORMADOR DE POTENCIA						
Marca	PAUWES TRAF0 BELGIUM					
Tipo	ORF 12,5/275					
Año de fabricación	1998					
Numero de fabricación	97.2.4201					
Norma	IEC					
Frecuencia	60 Hz					
Norma	IEC 76					
Potencia Nominal	12,5/10 MVA					
Número de fases	3					
Grupo de conexiones	YNd11					
Posición	Voltaje Nominal [kV]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito	
	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	%	
1	154,56		46,69/37,35		11,59	
9b	138	6,6	52,3/41,84	1093,5/874,8	11,04	11,25
17	121,44		59,43/47,54		10,99	
Frecuencia	60 Hz					
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF – 80/100%					
Duración de cortocircuito	2 s					
Perdidas en vacío	12,15/12 kW					
Perdidas en cortocircuito	77/75 kW					
Corriente de vacío	0,32/- %					
Perdidas en el hierro	12,152 kW					

Tabla 1.5 Datos de placa de los disyuntores de la subestación El Carmen

<b>INTERRUPTOR DE POTENCIA ABB EN GAS SF6</b>	
Tipo de interruptor	LTB 72.5 – 170D1/B 1Polo
Tipo de mecanismo de accionamiento	BLK 222 (Operación Tripolar)
Frecuencia	60 <i>Hz</i>
Voltaje Nominal	72,5 - 170 <i>kV</i>
Corriente Nominal	3150 <i>A</i>
B.I.L.	750 <i>kVp</i>
Capacidad Interrupción Sim.	40 <i>kA</i>
Capacidad de Cierre	63 <i>kAp</i>
Secuencia nominal de maniobra	0 - 0,3 <i>s</i> - CO - 1 <i>minuto</i> - CO
Corriente de corta duración	25 <i>kA</i> x 1 <i>s</i>
Peso Gas Por Polo	6 <i>kg</i>
Presión Nominal gas a 20° C	6 <i>bar rel</i>
Peso total interruptor	2300 <i>kg</i>
Normas	IEC, ANSI, DIN
Tiempo de cierre máximo	40 <i>ms</i> o 2,4 <i>ciclos</i>
Tiempo de apertura máximo	25 <i>ms</i> o 1,5 <i>ciclos</i>
Tiempo de cierre-apertura	42 <i>ms</i> o 2,52 <i>ciclos</i>

El disyuntor del cual se muestra las características en la tabla 1.4, ofrece un diseño optimizado para operación unipolar o tripolar, pese a ello el mecanismo de accionamiento tipo BLK 222 en conjunto con varillas de tracción que unen a los polos entre sí, dan como resultado una operación tripolar.

El tiempo de cierre apertura se entiende como el tiempo durante el cual los contactos principales se cierran en la operación de cierre cuando existe una orden de apertura al mismo tiempo, a través de un contacto auxiliar.

#### 1.2.1.2.3 Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares consumen la energía proveniente de dos transformadores reductores en serie, los mismos se muestran en la figura 1.4, el primero de 500 kVA con relación de transformación 6,6/0,48 kV que alimenta a equipos de corriente alterna de la central El Carmen, y el segundo de 100 kVA con una relación de transformación 480/208-120 V para el suministro de energía a los sistemas de iluminación y tomas de la central.



Fig. 1.4 Transformadores de 500 [kVA] y 100 [kVA] correspondientes a los servicios auxiliares

## 1.2.2 SISTEMA PAPALLACTA INTEGRADO [1]

### 1.2.2.1 Recursos hídricos

El Sistema Papallacta Integrado provee de agua potable a los habitantes del sector norte de la ciudad de Quito, a las parroquias orientales del Distrito Metropolitano y a la zona del nuevo aeropuerto en la localidad de Puembo. Este sistema está compuesto por dos etapas, una inicial denominada Papallacta I y una posterior denominada Optimización Papallacta.

La etapa inicial Papallacta I, aprovecha las fuentes hídricas localizadas al suroriente de la ciudad de Quito, en el margen de la cordillera andina, debido a ello esta etapa posee tres subestaciones de bombeo y un túnel para conducir el líquido vital hacia el corredor interandino. En esta etapa el agua cruda se capta de los ríos Blanco Chico y Papallacta, vale la pena mencionar que esta etapa también captaba agua del río Tuminguina pero debido a la contaminación del mismo debido a un derrame de crudo de petróleo, ya no se lo utiliza. La captación de agua del río Blanco Chico se la realiza a una cota aproximada de 3177 m.s.n.m., la del río Papallacta se la realiza a una cota aproximada de 3121 m.s.n.m., el agua cruda captada se la conduce por gravedad a un reservorio ubicado a una cota aproximada de 3120 m.s.n.m., mediante el bombeo de tres estaciones el agua cruda es conducida hasta la entrada

del túnel Quito, la primera estación Elevadora ubicada a una cota aproximada de 3121 m.s.n.m., la segunda estación Booster No. 1 ubicada a una cota aproximada de 3138 m.s.n.m., y la tercera estación Booster No. 2 ubicada a una cota aproximada de 3415 m.s.n.m., el túnel Quito se ubica a una cota aproximada de 3725 m.s.n.m., posteriormente el agua cruda se la conduce mediante un sifón, que atraviesa el valle de Tumbaco, hasta llegar a la planta de tratamiento Bellavista. Asociada a esta etapa inicial se encuentra la central hidroeléctrica Recuperadora, que se encuentra en medio de un tramo del sifón que une la salida del túnel Quito con la planta de tratamiento Bellavista.

La etapa inicial del Sistema Papallacta Integrado, posee la capacidad de suministrar 3 m<sup>3</sup>/s de caudal con la operación en cascada de las tres estaciones de bombeo antes mencionadas. Cada una de estas estaciones posee cinco líneas de bombeo, de las cuales una es de respaldo o back up, cada línea de bombeo utiliza un motor trifásico de inducción y posee una capacidad de impulsión máxima de 0,75 m<sup>3</sup>/s de agua cruda.

La segunda etapa del Sistema Papallacta Integrado, denominada Optimización Papallacta se divide en dos subetapas llamadas Ramal Norte y Ramal Sur, de estas subetapas únicamente la primera se encuentra en operación, debido a que la segunda se encuentra en estudios.

La subetapa Optimización Papallacta Ramal Norte únicamente opera por gravedad. Su construcción se justifica debido al alto costo de la primera etapa ya que la misma opera únicamente por impulsión, además aumenta la capacidad de suministro de agua potable a la ciudad de Quito. La fase inicial de esta subetapa capta agua cruda de la laguna Sucos y del río San Juan, y este caudal se lo incorpora directamente a la entrada del túnel Quito. Una segunda fase se encuentra conformada por la presa Salve Faccha, el dique Mogotes y captaciones secundarias tales como Chalpi, Quillugsha 2, Quillugsha 3, Gonzalitos, El Glacial y Guaytaloma, todas estas captaciones están asociadas a un sistema de conducción de aproximadamente 35,5 km, sobresaliendo una conducción principal que atraviesa los túneles Guaytaloma y Baños, entregando el caudal a la entrada del túnel Quito. Como resultado de la

operación de la fase 1 y fase 2 en la entrada al túnel Quito se dispone de un caudal adicional de  $1,6 \text{ m}^3/\text{s}$

En las figuras 1.5 y 1.6 se presentan los esquemas generales de la operación del sistema Papallacta Integrado a través del sistema SCADA.

### 1.2.2.2 Central Hidroeléctrica Recuperadora

La central hidroeléctrica Recuperadora antes mencionada, está ubicada en el cantón Quito, en la parroquia Pifo, en el sector de Paluguillo, a unos 40 km al este de la ciudad de Quito a una altura aproximada de 3114 m.s.n.m. Esta central aprovecha el desnivel existente del acueducto desde la salida del túnel Quito hasta llegar a la planta de tratamiento Bellavista, en la figura 1.7 (a) se muestra dicha central.

#### 1.2.2.2.1 Grupo turbina-generator excitatriz

En la figura 1.7 (b) se muestra el grupo turbina-generator excitatriz de la central hidroeléctrica Recuperadora, adicionalmente en las tablas 1.5, 1.6 y 1.7 se expone las características de cada uno de los elementos.



(a)



(b)

Fig. 1.5 (a) Central hidroeléctrica Recuperadora, (b) Grupo turbina-generator excitatriz de la central hidroeléctrica Recuperadora

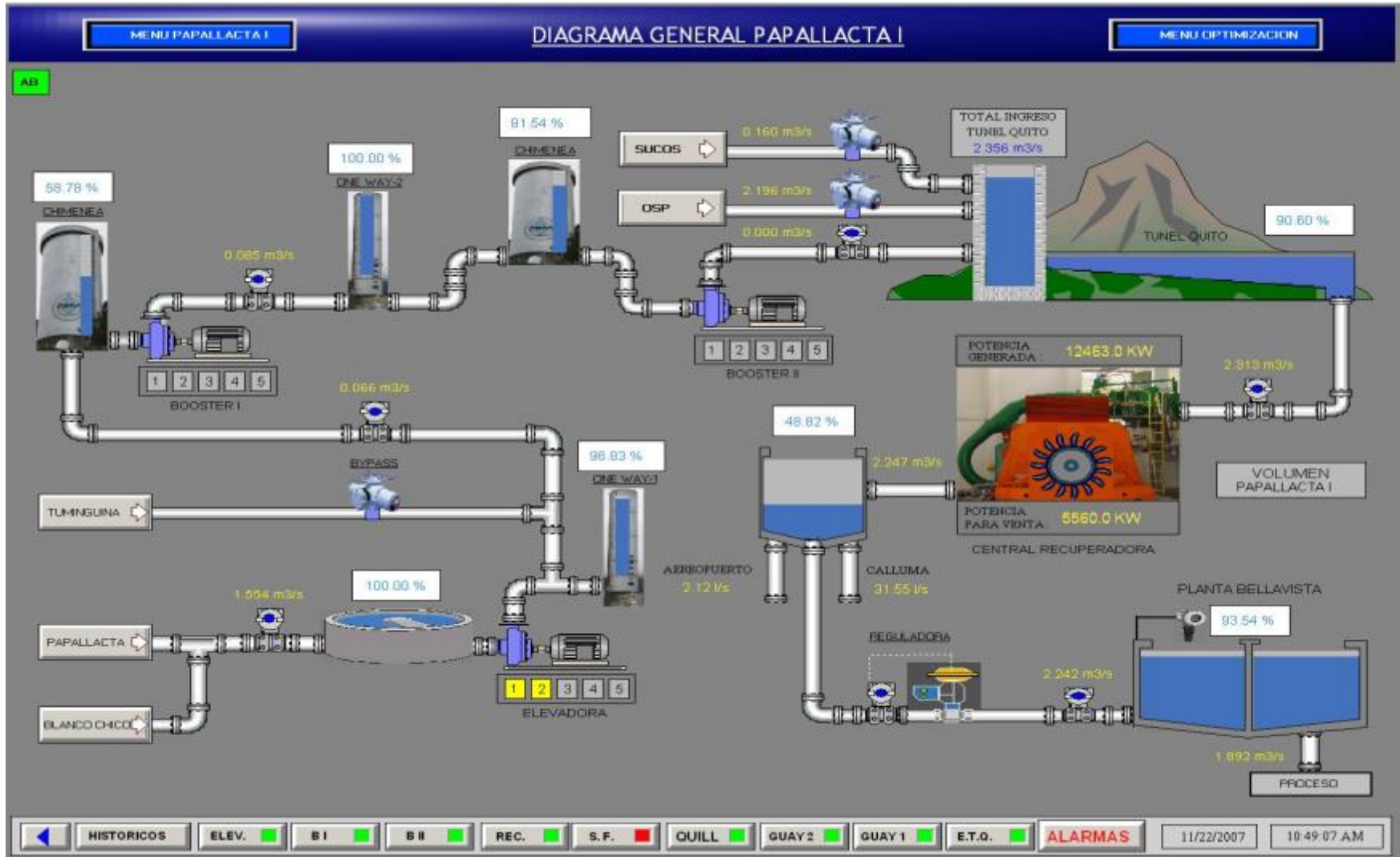


Fig. 1.6 Diagrama general de operación de la etapa Papallacta I



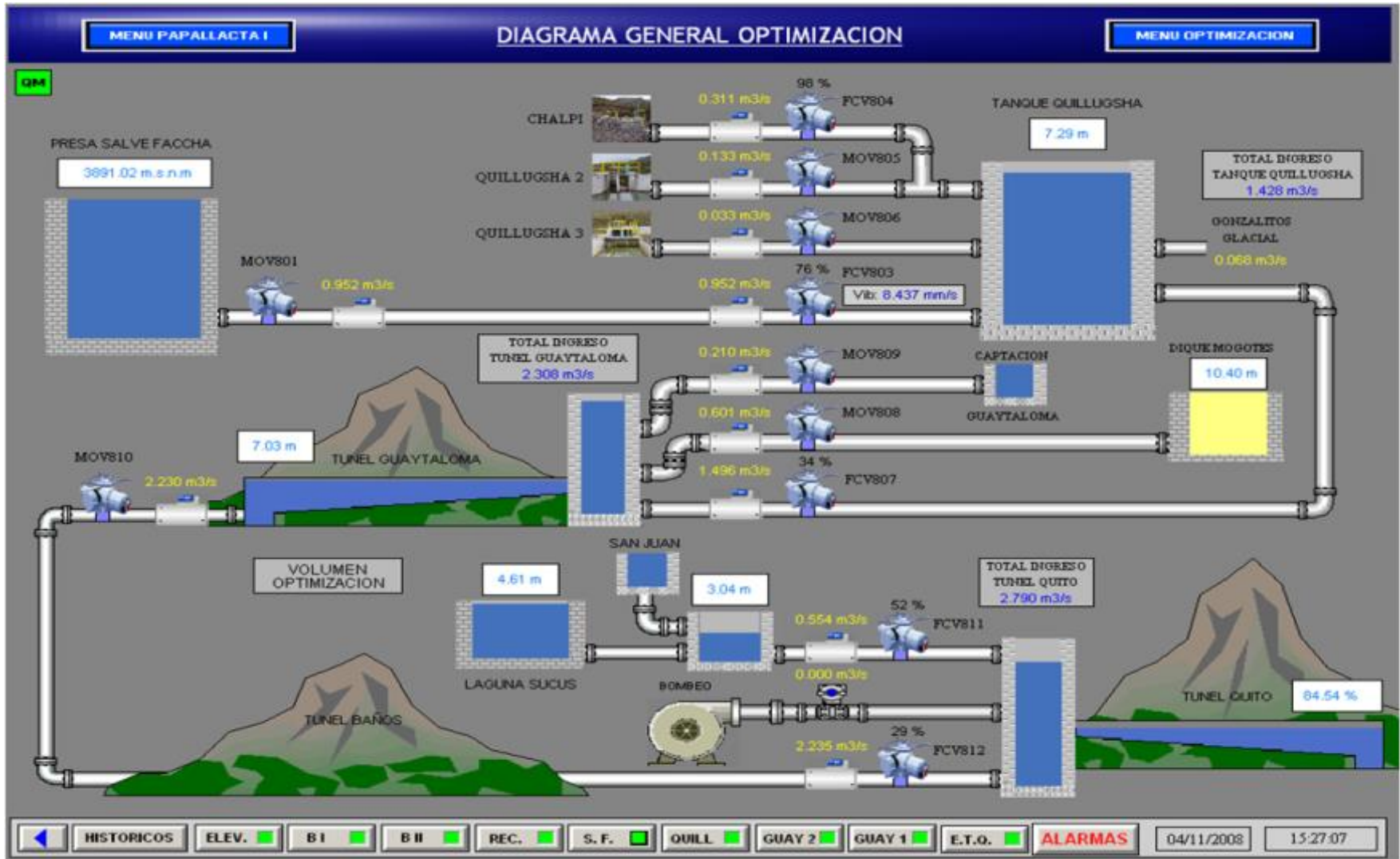


Fig. 1.7 Diagrama general de operación de la etapa Optimización Papallacta Ramal Norte

Tabla 1.6 Datos de placa de la turbina de la central hidroeléctrica Recuperadora

<b>TURBINA</b>	
Marca	SULZER-ESCHER WYSS
Ciudad de fabricación	RAVENSBURG ALEMANIA
Número	12 222
Año de fabricación	1989
Tipo	PELTON
Caída bruta máxima	606,9 m
Caída neta de diseño H	561,4 m
Caudal nominal Q	3 m <sup>3</sup> /s
Potencia nominal	14,76 MW
Velocidad sincrónica n	720 rpm
Velocidad de desboque n máx	1355 rpm
Numero de alabes	21
Numero de inyectores	3
Sentido de giro	“contra las agujas del reloj”

Tabla 1.7 Datos de placa del generador de la central hidroeléctrica Recuperadora

<b>GENERADOR</b>	
Marca	SCHORCH
Tipo	DF 8342K - BB10
Número	46 447 703
Año de fabricación	1989
Tipo	TRIFÁSICO SINCRÓNICO
Voltaje nominal	6900 ±5% Y V
Corriente nominal	1500 A
Potencia aparente nominal	17,9 MVA
Factor de potencia	0,8
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de polos	10
Clase de aislamiento	F/F
Protección	IP23
Velocidad sincrónica	720 rpm
Altitud de montaje	3170 m.s.n.m.
Temperatura ambiente	30°C
<b>ROTOR</b>	
Dirección de rotación	Sentido horario
Voltaje de campo a plena carga	310 V
Corriente de campo a plena carga	126 A
Corriente de campo de entrehierro a voltaje nominal	44 A
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
Peso del rotor	35180 kg
Peso del estator	24550 kg
Peso total	73880 kg
Momento de inercia	10758 kg.m <sup>2</sup>

Tabla 1.8 Datos de placa de la excitatriz del generador de la central hidroeléctrica Recuperadora

<b>EXCITATRIZ</b>	
Marca	SCHORCH
Tipo	DDE 700/12,5-32/192
Número	46 447 703
Tipo	TRIFÁSICA, SIN ESCOBILLAS CON DIODOS ROTATIVOS
Potencia de salida	52/183 <i>kVA</i>
Voltaje de entrada	280/525 <i>V</i>
Corriente de entrada	110/205 <i>A</i>
Voltaje de salida	65 <i>V</i>
Corriente de salida	2,2 <i>A</i>
Regulador automático de Voltaje AVR	FSG201 AZ231

#### 1.2.2.2.2 Subestación Recuperadora

La subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora tiene una configuración únicamente de salida, de manera que posee una sola bahía a 138 kV, la misma tiene equipos de protección, seccionamiento y medición, además la subestación posee un transformador que eleva el nivel de voltaje de 6,9 kV a 138 kV, de esta manera el generador de la central hidroeléctrica Recuperadora entrega energía para su respectiva transmisión.

La figura 1.8 muestra la subestación Recuperadora, en donde se puede observar de derecha a izquierda transformadores de potencial, pararrayos, seccionadores de puesta a tierra, seccionadores, transformadores de corriente, disyuntor y finalmente el transformador de potencia. El disyuntor de esta subestación, aunque como se observa está compuesto por tres polos independientes, posee un mecanismo de disparo tripolar. Además se debe indicar la ausencia tanto de reconectores como relés de distancia.



Fig. 1.8 Subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora

En las tablas 1.9 y 1.10 se presentan las características del transformador de potencia y de los disyuntores.

Tabla 1.9 Datos de placa del transformador de potencia de la subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora

<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>					
Marca		SCHORCH			
Modelo		TC18438			
Numero de fabricación		4644770802			
Año de fabricación		1988			
Norma		IEC 76			
Potencia Nominal		18/12,6 MVA			
Fases		3			
Grupo de conexiones		YN d11			
Posición	Voltaje Nominal [kV]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito %
	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	
1	144,804		71,8/50,2		9,14/6,40
9b	131,996	6,9	78,7/55,1	1506,1/1054,3	8,69/6,09
17	119,188		87,2/61		8,51/5,35
Frecuencia		60 Hz			
Tipo de refrigeración		ONAF/ONAN			
Duración de cortocircuito máximo		2 s			
Perdidas en vacío		19 kW			
Perdidas en cortocircuito		95 kW			

Tabla 1.10 Datos de placa de los disyuntores de la subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora

<b>INTERRUPTOR MAGRINI GALILEO EN GAS SF6</b>	
Tipo	170 MHD - 1P
Año	1989
Frecuencia	60 <i>Hz</i>
Número de Serie	148812
Tensión Nominal	170 <i>kV</i>
Corriente Nominal	1250 <i>A</i>
B.I.L.	750 <i>kVp</i>
Capacidad Interrupción Sim.	25 <i>kA</i>
Capacidad de Cierre	63 <i>kAp</i>
A La Tensión	170 <i>kV</i>
Ciclo de trabajo nominal	0 - 0,3 <i>s</i> - CO - 1 <i>minuto</i> - CO
Corriente de corta duración	25 <i>kA</i> x 1 <i>s</i>
Peso Gas Por Polo	6 <i>Kg</i>
Presión Nominal gas a 20° C	6 <i>bar rel.</i>
Peso total interruptor	2300 <i>Kg</i>
Normas	I.E.C.
Tiempo de ruptura total	50 <i>ms</i> o 3 <i>ciclos</i>

El disyuntor del cual se muestra las características en la tabla 1.10, ofrece un diseño optimizado para operación unipolar o tripolar, pese a ello el mecanismo de accionamiento en conjunto con varillas de tracción que unen a los polos entre sí, dan como resultado una operación tripolar.

#### 1.2.2.2.3 Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares consumen la energía proveniente de un transformador trifásico y dos monofásicos, los mismos se muestran en la figura 1.9, el primero de 500 kVA con relación de transformación 6,9/0,48 kV que alimenta a equipos de corriente alterna de la central Recuperadora, y los restantes de 30 kVA con una relación de transformación 480/220-120 V para el suministro de energía a los sistemas de iluminación y tomas de la central.



Fig. 1.9 Transformadores de 500 [kVA] y 30 [kVA] correspondientes a los servicios auxiliares

### 1.2.2.3 Estaciones de Bombeo Elevadora, Boosters No. 1 y Boosters No. 2

Cada una de estas tres estaciones de bombeo posee cinco motores de inducción, los motores de inducción de cada estación de bombeo están asociados a cinco líneas de bombeo, es decir cada línea de bombeo en total posee tres motores de inducción. De estas cinco líneas de bombeo una es de respaldo o back-up, además cada línea de bombeo tiene la capacidad de impulsar  $750 \text{ l/s}$  ( $0,75 \text{ m}^3/\text{s}$ ).

Las estaciones de bombeo Boosters No. 1 y No.2 son similares en todas sus características, sus motores de inducción poseen una disposición horizontal como se observa en la figura 1.10 (a), en la tabla 1.11 se visualiza las características de los motores de inducción de las bombas de estas dos estaciones. Además las subestaciones eléctricas de las estaciones de bombeo Boosters No. 1 y No. 2 poseen las mismas características que la subestación de la central hidroeléctrica Recuperadora, que se la describió anteriormente en el apartado 1.2.2.2.2., en la figura 1.10 (b) se puede observar la subestación Boosters No. 2.

La estación de bombeo Elevadora a diferencia de las otras dos estaciones de bombeo no posee una subestación eléctrica, ya que se alimenta de la barra de baja de la subestación Booster No. 2, a través de un cable tripolar. Los motores de inducción de la estación Elevadora tienen una disposición vertical, como se observa en la figura

1.11, en la tabla 1.11 se visualiza las características de los motores de inducción de las bombas de esta estación.



(a)

(b)

Fig. 1.10 (a) Estación de bombeo Booster No. 2, (b) Subestación eléctrica de la estación de bombeo Booster No 2



Fig. 1.11 Estación de bombeo Elevadora



Tabla 1.11 Datos de los motores de las estaciones de bombeo Booster No. 1,  
Booster No. 2 y Elevadora

ESTACIONES	BOOSTER NO 1 Y 2	ELEVADORA
Líneas de bombeo	5	5
Líneas de bombeo de respaldo	1	1
Capacidad de impulsión / línea	750 l/s	750 l/s
MOTOR TRIFÁSICO ASINCRÓNICO		
Marca	SCHORCH	SCHORCH
Tipo	KR6831G-AB02	KR5832H-AB08
Serie	46447706/1	46447705/1
Año de fabricación	1989	1989
Voltaje nominal	6,6 [kV]	6,6 [kV]
Corriente nominal	285 [A]	55 [A]
Potencia nominal	2,8 [MW]	470 [kW]
Factor de potencia	0,9	0,79
Eficiencia en operación nominal	96 %	95 %
Protección	IP 54	IP 54
Velocidad nominal	3584 rpm	894 rpm
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
Tipo de construcción	IMB3	IMV10
Clase de aislamiento	F	F
Refrigerante	30°C	30°C
Resistencia del estator	0,0942 $\Omega$	1,1684 $\Omega$
Peso	8700 kg	4200 kg
Momento de inercia	77 kg.m <sup>2</sup>	40 kg.m <sup>2</sup>
Constante de Inercia	1,6646 s	0,2788 s
Torque nominal	7460 N.m	5020 N.m
Torque punto de atascamiento	16412 N.m (220% $T_n$ )	10542 N.m (210% $T_n$ )
Torque en punto de silla	5222 N.m (70% $T_n$ )	3514 N.m (70% $T_n$ )
ENSAYO CON ROTOR BLOQUEADO		
Corriente	1425 A (500% $I_n$ )	302,5 A (550% $I_n$ )
Potencia	3648 kW	688,6 kW
Torque de arranque	5968 N.m (80% $T_n$ )	4016 N.m (80% $T_n$ )
ENSAYO EN VACIO		
Voltaje nominal	6,6 kV	6,6 kV
Corriente	49,41 A	23,3 A
Potencia absorbida	70,25 kW	11,25 kW



### 1.2.3 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

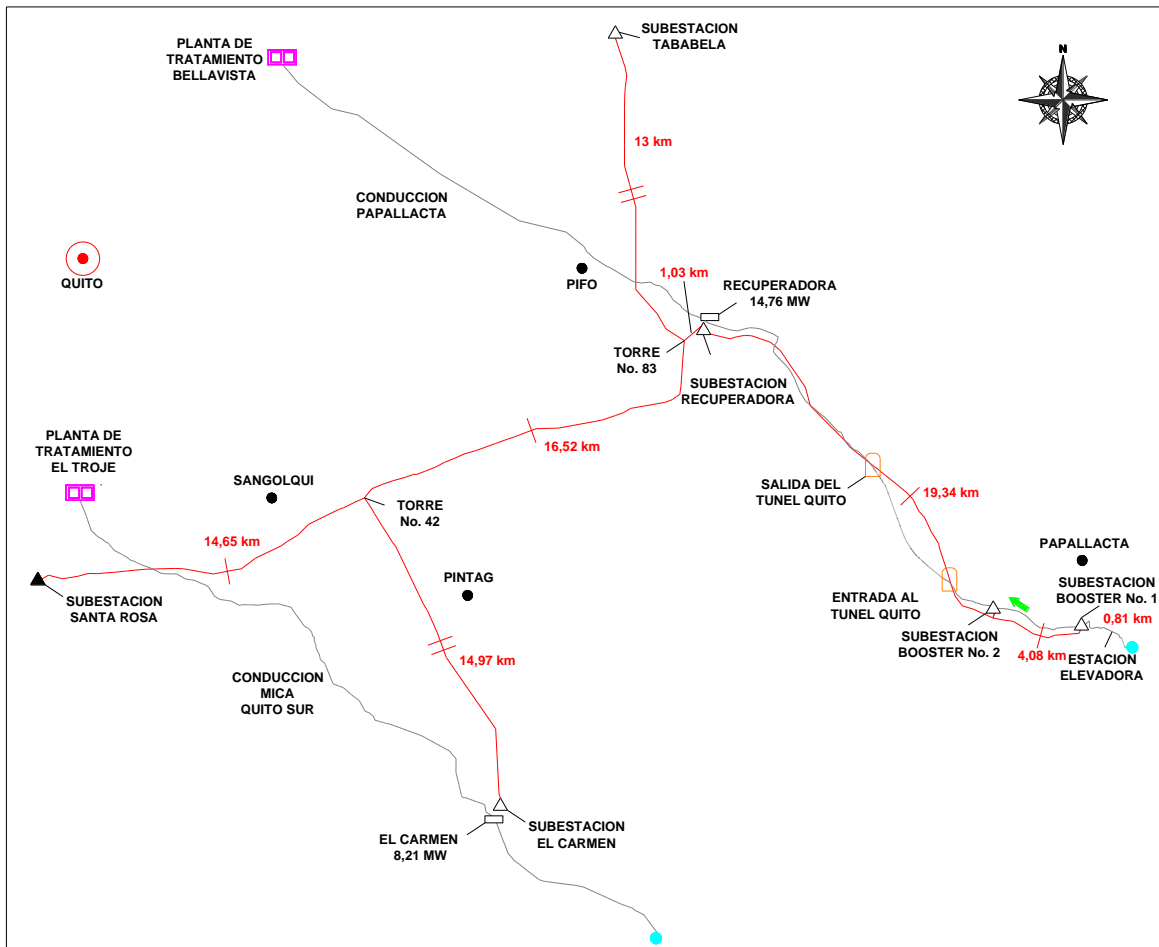


Fig. 1.12 Mapa con el sistema de transmisión del sistema eléctrico de potencia de la EPMAPS

SIMBOLOGIA	
	CAPITAL DE PROVINCIA
	CANTON
	SUBESTACION
	SUBESTACION QUE NO PERTENECE A LA EPMAPS
	CENTRAL HIDRAULICA
	PLANTA DE TRATAMIENTO
	TOMA DE AGUA - CAPTACION
	ENTRADA - SALIDA DEL TUNEL
	LINEA DE TRANSMISION A 138 KV
	CONDUCCION DE AGUA CRUDA

Fig. 1.13 Simbología del mapa de la figura 1.12

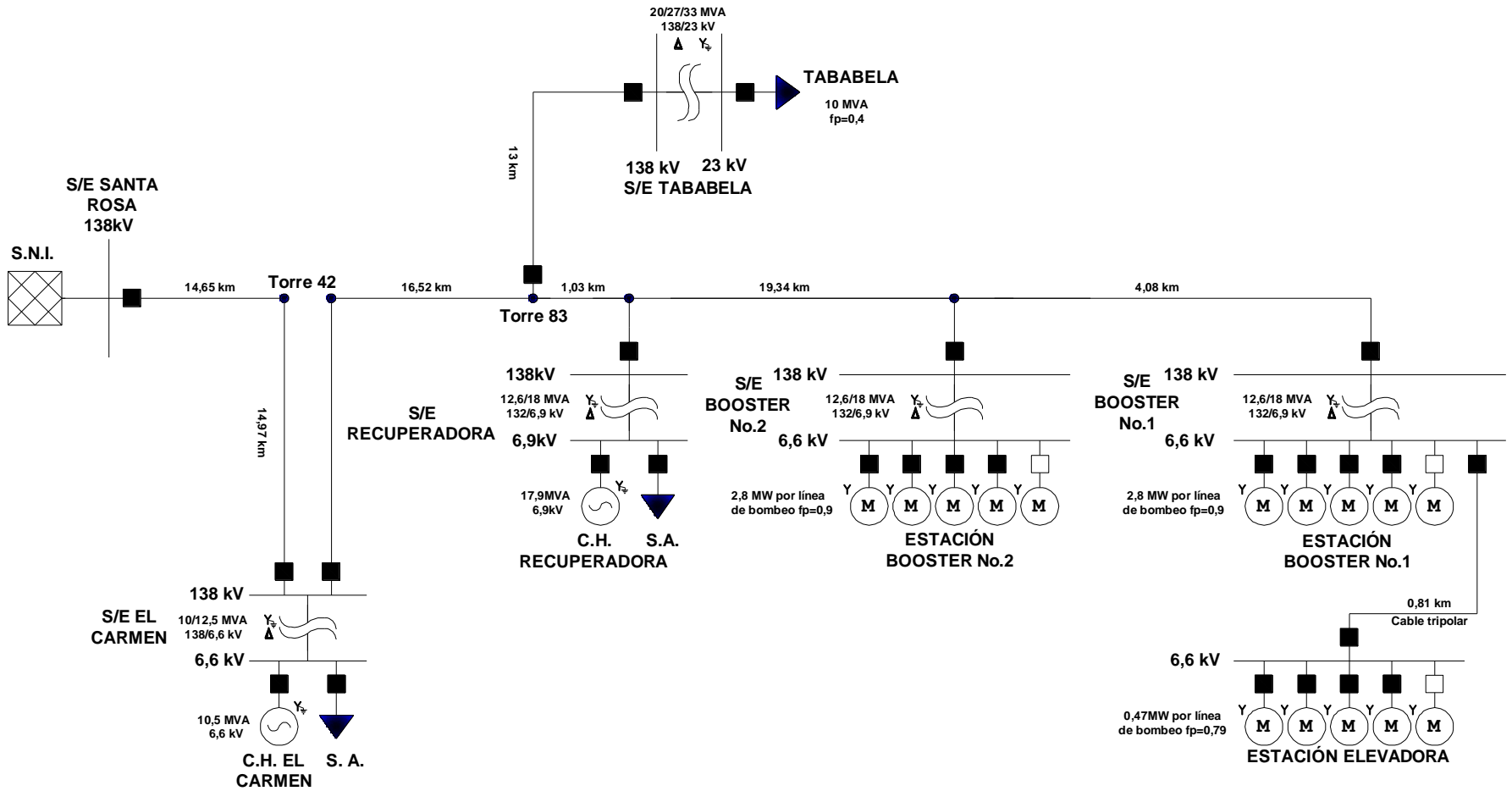


Fig. 1.14 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Publica Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento

El sistema de transmisión del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento interconecta eléctricamente al Sistema Nacional Interconectado SNI con el sistema La Mica Quito Sur, el sistema Papallacta Integrado, y la subestación Tababela. Por lo tanto este sistema de transmisión une las barras de 138 [kV] de las subestaciones: Santa Rosa de CELEC EP-Transelectric; El Carmen, Recuperadora y las subestaciones de las estaciones de bombeo Boosters No.2 y No.1 de la EPMAPS; y la subestación Tababela de la EEQSA, de la cual se tratara en otro subcapítulo.

En la figura 1.12 se muestra la ubicación geográfica de: ciudades, subestaciones eléctricas; trayectorias de líneas de transmisión de energía eléctrica; trayectorias de tuberías de conducción y plantas de tratamiento de los sistemas de suministro de agua de la EPMAPS. La simbología del mapa de la figura 1.12 se la presenta en la figura 1.13. Adicionalmente en la figura 1.14 se presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia para el cual se realiza el estudio.

El sistema de transmisión actual de la EPMAPS, fue construido en dos etapas, y adicionalmente al mismo se añadió la derivación hacia la subestación Tababela en la torre No. 83. La primera etapa fue construida para el sistema Papallacta, consta de una línea de transmisión de simple circuito, la misma interconecta eléctricamente las subestaciones: Santa Rosa del SIN, Recuperadora y las subestaciones ligadas a las estaciones de bombeo Boosters No. 1 y Booster No. 2. La segunda etapa fue construida para el sistema La Mica Quito Sur, esta línea de transmisión es de doble circuito y es una derivación desde la torre No. 42 de la línea de transmisión de la primera etapa, hacia la subestación El Carmen.

La segunda etapa permite la transferencia de potencia desde la central hidroeléctrica El Carmen hacia: las estaciones de bombeo dado el caso en el que la producción de la central hidroeléctrica Recuperadora no se encuentre disponible ya sea por falla, por mantenimiento o por insuficiente caudal; también hacia la subestación Tababela dado que, la central hidroeléctrica Recuperadora en condiciones nominales alimenta a las estaciones de bombeo, por lo que la energía eléctrica sobrante no es suficiente para satisfacer la demanda de la subestación Tababela, por ende, parte o toda la energía generada por la central hidroeléctrica El Carmen fluye hacia la

subestación Tababela; finalmente parte de la energía producida por la central hidroeléctrica El Carmen también puede fluir hacia la subestación Santa Rosa, dado el caso en el que la central hidroeléctrica Recuperadora supla la mayoría de la demanda de la subestación Tababela, lo que permitiría entregar energía al Sistema Nacional Interconectado.

Las longitudes de las trayectorias de las líneas de transmisión pertenecientes a la EPMAPS, son en total de 55,6 km para la primera etapa, y de 14,97 km para la segunda etapa. Así mismo, la primera etapa atraviesa: la ciudad de Sangolquí, capital del cantón Rumiñahui; la parroquia rural Pifo del cantón Quito; también parte del cantón Mejía; y la parroquia Papallacta de la provincia Napo. La línea de transmisión de la segunda etapa se ubica jure a la parroquia Píntag del cantón Quito y a la ciudad de Sangolquí, capital del cantón Rumiñahui, en donde se ubica la torre No. 42.

#### **1.2.3.1 Tipo de conductores**

Las líneas de transmisión tanto de la etapa 1 como la etapa 2, poseen el mismo tipo de conductor de fase y de hilo de guardia. El conductor de fase es tipo Brant ACSR 397,5 MCM, las características del conductor de fase se las presenta en la tabla 1.12 y las características del hilo de guardia se las presenta en la tabla 1.13.

Adicionalmente en la tabla 1.14 se presentan las características del cable tripolar de potencia, con el cual se transmite energía eléctrica a los motores de la estación de bombeo Elevadora desde la barra de 6,6 *kV* de la estación de bombeo Booster No. 1, este cable de potencia es de tipo tripolar sin neutro.

Tabla 1.12 Características del conductor de fase Brant ACSR 397,5 MCM

<b>ESTÁNDAR ABNT NBR 7270/88</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</b>	
Material del conductor	Aluminio/alma de acero
Sección del conductor	397,5 MCM
Sección de aluminio	201,43 mm <sup>2</sup>
Sección de acero	227,5 mm <sup>2</sup>
Número de conductores de aluminio	24
Número de conductores de acero	7
Diámetro de conductores de aluminio	3,269 mm
Diámetro de conductores de acero	2,179 mm
Diámetro del núcleo de acero	6,54 mm
Diámetro del conductor	19,6 mm
Radio medio geométrico	7,88 mm
Peso aproximado	762 kg/km
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Resistencia DC del conductor a 20°C	0,143 Ω/km
Resistencia eléctrica AC a 60 Hz a 75°C	0,174 Ω/km
Reactancia inductiva	0,3653 Ω/km
Reactancia capacitiva	0,2208 MΩ.km
Ampacidad	590 A
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
Tensión de ruptura	6641 kg.f

Tabla 1.13 Características del hilo de guardia 3/8" de acero galvanizado

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	
Diámetro nominal del conductor	9,42 mm (3/8 pulga)
Material del conductor	Acero galvanizado
Numero de Alambres	7
Diámetro nominal del alambre recubierto	3,05 mm (0,12 pulga)
Peso aproximado del cable	0,407 Kg/m
Tipo de cable	Grado extra alta resistencia
Resistencia mínima a la rotura	68,4 kN (15400 lbf)
Tipo de galvanizado	Clase A
Radio medio geométrico	3,42 mm
Resistencia DC del conductor a 20°C	0,143 Ω/km

Tabla 1.14 Datos del fabricante del cable tripolar de potencia XLPE 185 mm<sup>2</sup>

<b>CABLE TRIPOLAR DE POTENCIA</b>		
<b>CONDUCTOR</b>		
<b>Metal</b>	Aluminio IRAM 2176	
<b>Forma</b>	Redonda "Clase 2"	
<b>Sección del conductor</b>	185 mm <sup>2</sup>	
<b>Temperatura</b>	<b>Servicio continuo</b>	<b>Cortocircuito</b>
	90°C	250°C
<b>Resistencia DC a 20°C</b>	0,164 $\Omega/Km$	
<b>Resistencia AC a 50 Hz</b>	0,212 $\Omega/Km$	
<b>Reactancia a 50 Hz</b>	0,089 $\Omega/Km$	
<b>Capacitancia a 50 Hz</b>	0,421 $\mu F/Km$	
<b>Corriente máxima</b>	285 A	
<b> AISLANTE</b>		
Polietileno reticulado silanizado (XLPE)		
<b> ENVOLTURA EXTERNA</b>		
PVC especial tipo ST2 de la forma IRAM 2307		

### 1.2.3.2 Tipo de torres de transmisión

Los tipos de torres del sistema de transmisión de energía eléctrica de la EPMAPS, se los puede definir respecto a las dos etapas de construcción de las líneas de transmisión. La línea de transmisión de la primera etapa que va desde la subestación Santa Rosa hasta la subestación Booster No. 1 es de circuito simple, siendo la estructura más representativa en cuanto a su número, la estructura tipo suspensión liviana SL, además poseen una disposición vertical, son autosoportantes, y sus fundaciones son de hormigón, este tipo de torre junto con sus dimensiones se muestran en la figura 1.15 (a). La línea de transmisión de la segunda etapa que va desde la torre No. 42 hasta la subestación El Carmen a diferencia de la anterior esta es de doble circuito, siendo la estructura más representativa la tipo suspensión liviana SL, al igual que la anterior su disposición es vertical, autosoportantes, y con fundaciones de hormigón, este tipo de torre junto con sus dimensiones se observan en la figura 1.15 (b).

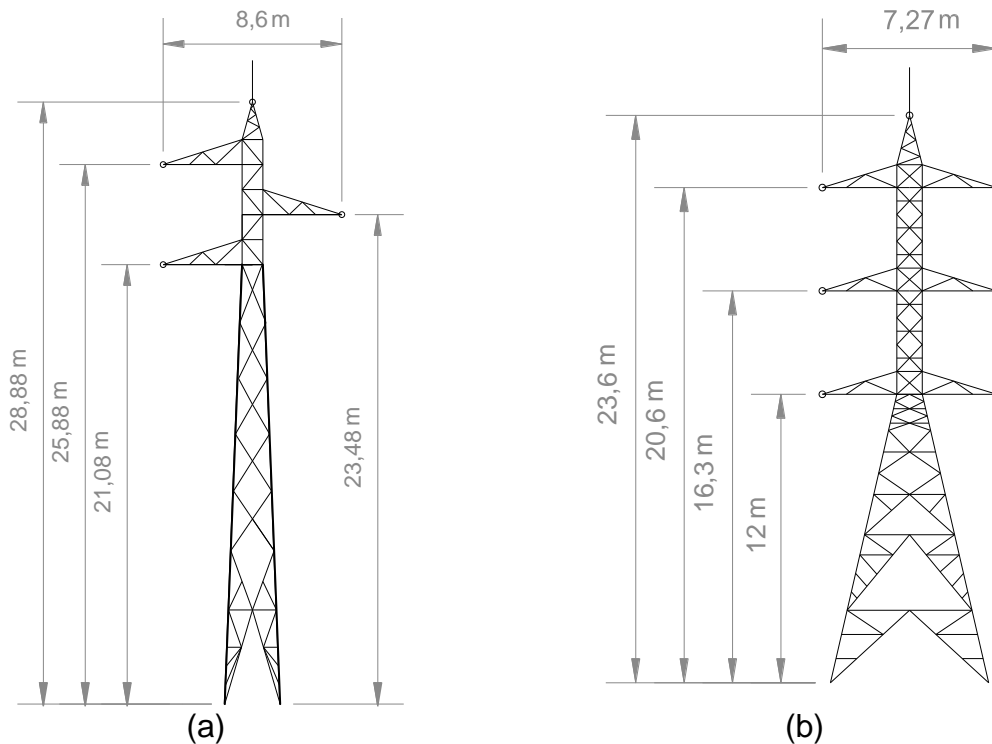


Fig. 1.15 (a) Estructura tipo suspensión liviana SL para simple circuito, (b) Estructura tipo suspensión liviana SL para doble circuito

## 1.2.4 DERIVACIÓN HACIA LA SUBESTACIÓN TABABELA DE LA EEQSA [2]

### 1.2.4.1 Subestación Tababela

La subestación Tababela pertenece a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), y se encuentra ubicada al nororiente de la ciudad de Quito, esta subestación abastece de energía eléctrica al Aeropuerto Internacional Mariscal Sucre de la ciudad de Quito, y a parroquias de la zona tales como: Tababela, Puembo, Pifo y Yaruquí.

Además esta subestación posee un transformador reductor de 20/27/33 MVA y 138/23 kV, al mismo se conecta en el lado de alto voltaje una línea de transmisión de doble circuito que pertenece de igual forma a la EEQSA. Esta línea de transmisión posee sus dos circuitos en paralelo, y actualmente se extiende desde la derivación en la torre 83 de la línea de transmisión de la EPMAPS, a aproximadamente 1 km de distancia de la central hidroeléctrica Recuperadora, hasta la subestación Tababela, como se observa en la figura 1.12. En el futuro, se tiene planificado alimentar a la subestación Tababela, únicamente desde una subestación que se construye en el

sector El Inga, y pertenece a la compañía única de transmisión CELEC EP- Transelectric.

El transformador de esta subestación y sus características se las presenta en la figura 1.16 y en la tabla 1.15, respectivamente.



Fig. 1.16 Subestación Tababela

Tabla 1.15 Datos de placa del transformador de potencia de la subestación Tababela

<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>					
Marca	ABB				
Número de serie	200627				
Tipo	Inverso en aceite				
Año de fabricación	2008				
Numero de fabricación	127038				
Normas Aplicables	ANSI				
Potencia Nominal	20/27/33 MVA				
Número de fases	3				
Grupo de conexiones	Dyn1				
Posición	Voltaje Nominal [kV]		Corriente nominal [A]		Voltaje de cortocircuito
	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	%
1	158,7		72,8/95,2/120,1		-
9	138 ± 8 x 1,875 %	23	83,7/113/138,1	502/577,8/825,4	9,54
17	117,3		98,4/132,9/162,4		-
Frecuencia	60 Hz				
Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF I/ONAF II				
Duración de cortocircuito	2 s				



### 1.2.4.2 Tipo de conductor

La línea de transmisión de la derivación hacia la subestación Tababela, posee un conductor de fase tipo ACAR 750 MCM, las características del conductor de fase se las presenta en la tabla 1.12.

Tabla 1.16 Características físicas eléctricas y mecánicas del conductor ACAR 750 MCM

<b>ESTÁNDAR NACIONAL ASTM B 524/99 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</b>	
Material del conductor	Aluminio/aleación aluminio 6201
Sección del conductor	750 MCM
Sección del conductor	380 mm <sup>2</sup>
Número de conductores de aluminio	30
Número de conductores de aleación de aluminio 6201	7
Diámetro de conductores de aluminio	3,617 mm
Diámetro de conductores de aleación de aluminio 6201	3,617 mm
Diámetro del conductor	25,3 mm
Radio medio geométrico	10,05 mm
Masa aproximada	1047,9 kg/km
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Resistencia DC del conductor a 20°C	0,078 Ω/km
Resistencia eléctrica AC a 60 Hz a 75°C	0,096 Ω/km
Reactancia inductiva	0,3469 Ω/km
Reactancia capacitiva	0,2086 MΩ. km
Ampacidad	850 A
Límite térmico	203 MVA
<b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b>	
Tensión de ruptura	7058 Kg.f

### 1.2.4.3 Tipo de Estructuras

Los tipos de estructuras utilizados en la línea de transmisión de la derivación hacia la subestación Tababela, junto con sus dimensiones, son presentadas en la figura 1.17.

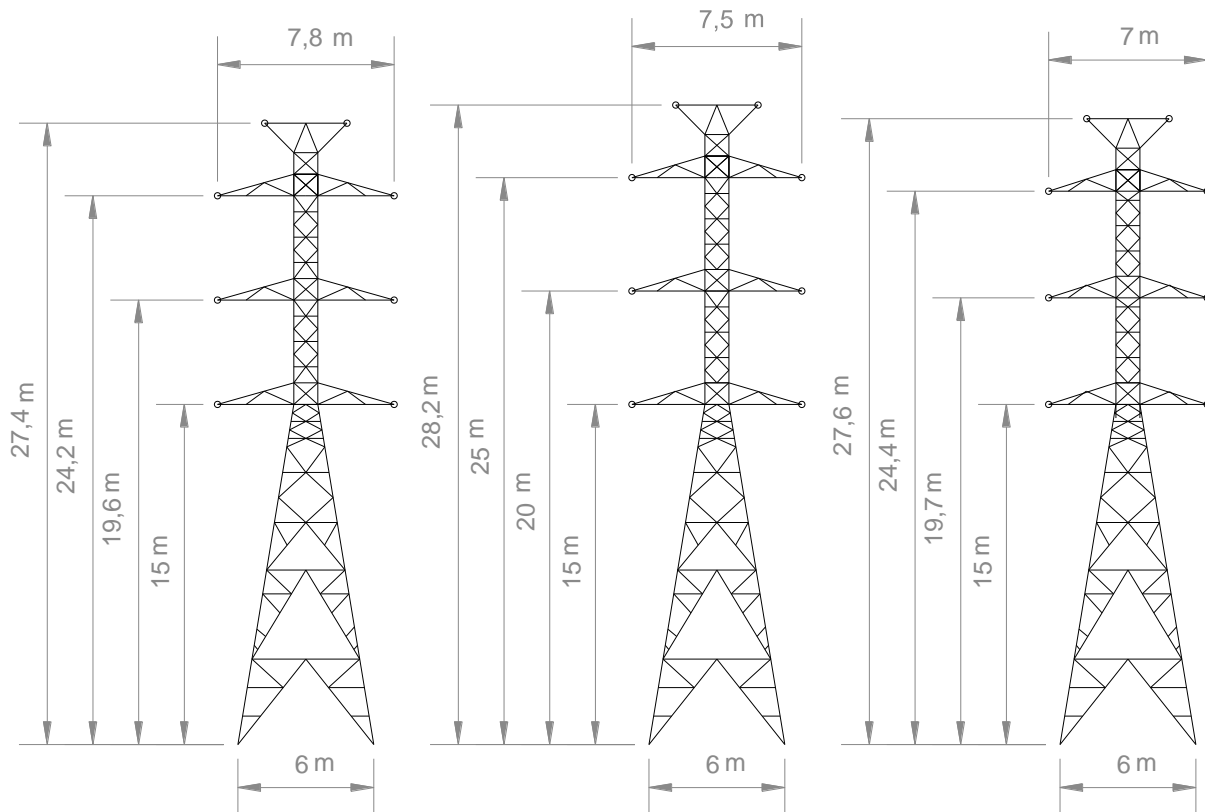


Fig. 1.17 Estructuras doble circuito de la línea de transmisión de la derivación hacia la subestación Tababela.

## **2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

### **2.1 INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [6]**

La inestabilidad es el origen de la mayoría de los blackout's registrados a nivel mundial, por ende se efectúan análisis de estabilidad. El problema de la estabilidad está ligado al comportamiento de las máquinas sincrónicas después de haberse producido una perturbación en el sistema eléctrico de potencia. Si dicha perturbación causa una variación neta de potencia, entre la oferta y la demanda, las máquinas sincrónicas deben regresar a su estado original, caso contrario es preciso alcanzar un nuevo estado operativo. Este desequilibrio puede producirse por pérdida de carga, generación, o variación en las condiciones de la red como apertura de una línea de transmisión. Se conserve o no en el estado operativo original, las maquinas sincrónicas deben mantenerse en sincronismo, es decir en paralelo y con la misma velocidad, para que el sistema eléctrico de potencia sea estable.

El transitorio tras una perturbación en el sistema es oscilatorio en la naturaleza, si el sistema eléctrico de potencia es estable, dichas oscilaciones se amortiguan. Estas oscilaciones, se manifiestan como fluctuaciones en el flujo de potencia en las líneas de transmisión.

Para declarar que un sistema eléctrico de potencia es "estable", se debe definir las condiciones operativas del sistema, el lugar y tipo de perturbación con las cuales fue analizada la estabilidad, caso contrario una afirmación así es bastante imprecisa, por ejemplo, una misma línea de transmisión puede tolerar oscilaciones de potencia, dependiendo de las condiciones iniciales de operación y del tipo de perturbación sufrida por el sistema. No es práctico ni económicamente viable diseñar un sistema de potencia para cada posible perturbación del sistema, por ello se lo debe de seleccionar en base a una probabilidad de ocurrencia de falla.

Finalmente, pueden existir otros problemas, en sistemas eléctricos de potencia que posean capacitancias apreciables, en cuyo caso se debe tomar medidas para evitar

sobre voltajes en condiciones de baja demanda de energía eléctrica, para evitar daños a equipos, y prevenir la auto excitación de las máquinas.

## **2.2 DEFINICIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [6]**

Una perturbación en un sistema eléctrico de potencia que opera bajo condiciones de carga constante, provoca el reajuste de los ángulos del voltaje interno de las máquinas sincrónicas del sistema. Si dicho disturbio provoca un desequilibrio entre la generación y la carga del sistema, un nuevo punto de operación en estado estable debe ser alcanzado. La perturbación puede ser la salida de operación de un generador, disparo o pérdida de una línea de transmisión, una pequeña variación de la carga, o un cambio de carga aleatoria.

El tiempo en que se produce el reajuste hacia la nueva condición de operación, se lo denomina periodo transitorio, y el comportamiento del sistema eléctrico de potencia durante el periodo transitorio se lo llama comportamiento dinámico del sistema. Por consiguiente el principal criterio de la estabilidad es el hecho de que las máquinas sincrónicas, mantengan el sincronismo al final del periodo transitorio. A continuación se presenta una simple definición no matemática de estabilidad:

*Definición:* Si la respuesta oscilatoria de un sistema de potencia durante el período transitorio después de una perturbación se amortigua y el sistema se establece en un tiempo finito para una nueva condición de funcionamiento estable, decimos que el sistema es estable. Si el sistema no es estable, se considera inestable [6],

Esta definición requiere que las oscilaciones del sistema eléctrico de potencia sean amortiguadas. En la realidad los sistemas de potencia están constantemente experimentando fluctuaciones de pequeña magnitud, pero para evaluar la estabilidad cuando el sistema de potencia es sometido a una determinada perturbación, usualmente es válido asumir que el sistema de potencia se encuentra originalmente en una auténtica condición de operación en estado estable.

## 2.3 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA [5] [7]

Pese a que la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es un único problema, es necesaria una adecuada clasificación, para que con ella se pueda comprender y solucionar las distintas formas de inestabilidad, que se pueden presentar en un sistema eléctrico de potencia. Analizar según el tipo de estabilidad permite aplicar métodos más adecuados de cálculo y predicción de la estabilidad, en otras palabras permite utilizar un apropiado grado de detalle de la representación del sistema de potencia junto con una adecuada técnica analítica. Además esta categorización facilita en gran medida el análisis de los problemas de estabilidad, la identificación de los factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad, y la formación de métodos de mejorar la operación estable.

En la figura 2.1 se da un panorama global del problema de la estabilidad de sistemas de potencia, incluyendo su clasificación, en la misma se incluye la estabilidad transitoria.

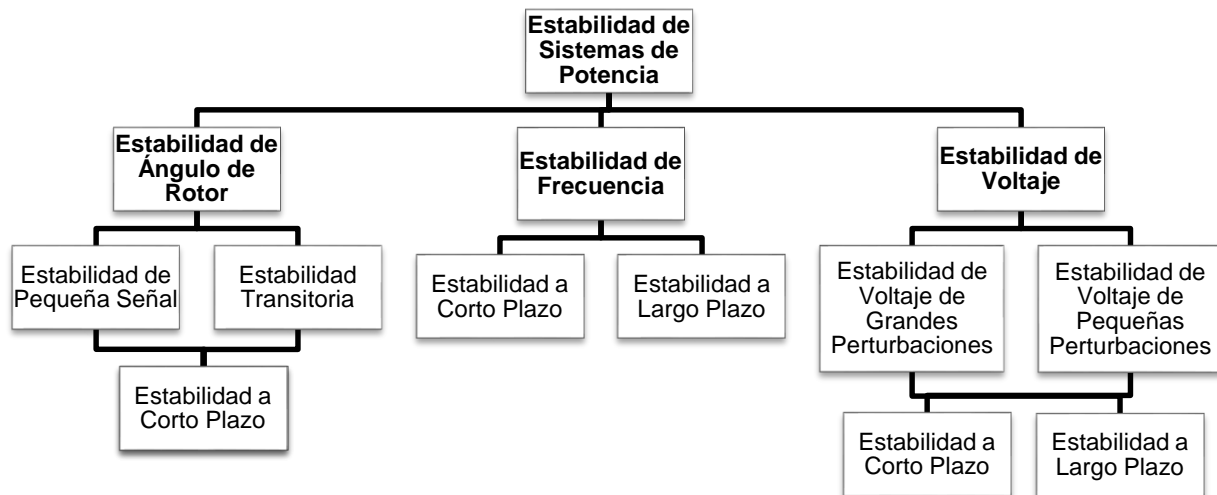


Fig.2.1 Clasificación de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia [7]

### 2.3.1 ESTABILIDAD DE ÁNGULO DE ROTOR

La estabilidad de ángulo de rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado para mantenerse en sincronismo después de ser sometidas a una perturbación [7]. Esta categoría de estabilidad está ligada a la capacidad de mantener o recuperar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada una de las máquinas sincrónicas del sistema. La inestabilidad de ángulo de rotor se manifiesta con crecientes oscilaciones angulares de una o varias máquinas sincrónicas del sistema de potencia, conduciéndolas a la pérdida de sincronismo, por ende este tipo de estabilidad estudia las oscilaciones electromagnéticas ligadas a los sistemas de potencia. Un componente clave de este estudio es la relación entre la potencia de salida de las máquinas sincrónicas y su respectivo cambio angular.

El estado estable se lo define como el estado en el que el torque mecánico de salida y el torque electromagnético de cada una de las máquinas sincrónicas del sistema mantienen un equilibrio, además sus velocidades se mantienen constantes. Por lo que si el sistema de potencia es perturbado, el equilibrio es perturbado, y la velocidad del rotor varía dependiendo de las leyes del movimiento de un cuerpo en rotación. Si se produce una aceleración del rotor de una máquina síncrona, la posición angular crecerá respecto a la de la máquina más lenta, esta diferencia angular provoca una transferencia de parte de la carga de la máquina más lenta a la más rápida, de acuerdo a la relación potencia ángulo, este tiende a disminuir la diferencia de velocidad y por ende la angular. Dado que la relación potencia ángulo es altamente no lineal, un aumento angular provoca un aumento en la transferencia de potencia, pero un aumento angular más allá de cierto límite provocara una reducción de la transferencia de potencia seguido de un incremento aun mayor de la separación angular. En definitiva el sistema será inestable si el mismo no puede absorber la energía cinética de estas diferencias de velocidad del rotor. Por lo tanto, la estabilidad del sistema depende de si o no las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan en suficientes torques de restauración.

La variación del torque electromagnético de una maquina sincrónica tras una perturbación puede ser resuelto en dos componentes:

- Componente del torque de sincronización, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- Componente del torque de amortiguamiento, en fase con la desviación de la velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de torque para cada una de las maquinas sincrónicas. La falta de suficiente torque de sincronización resulta en estabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de torque de amortiguamiento resulta en inestabilidad oscilatoria.

Para mayor facilidad en el análisis y obtención de información útil en la naturaleza de los problemas de estabilidad, es útil clasificar la estabilidad de ángulo de rotor en términos de las dos subcategorías la estabilidad de pequeña señal y la estabilidad transitoria, como se muestra en la figura 2.1.

## **2.4 ESTABILIDAD TRANSITORIA**

### **2.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES [7]**

La estabilidad transitoria o estabilidad del ángulo del rotor de grandes perturbaciones, se refiere a la capacidad que el sistema de potencia posee para mantener el sincronismo luego de ser sometido a perturbaciones severas, como por ejemplo una falla en una línea de transmisión. La respuesta del sistema de potencia consiste en el reajuste de los ángulos de los rotores de las maquinas sincrónicas y está influenciada por la relación no lineal potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende de las condiciones iniciales de operación y de la severidad de la perturbación ocurrida en el sistema de potencia. La inestabilidad normalmente se la detecta por la aperiódica separación angular de los rotores de las maquinas sincrónicas del sistema de potencia, la misma se presenta debido al insuficiente torque de sincronización, y se la conoce como inestabilidad de la primera oscilación. Pese a esto en grandes sistemas de potencia la inestabilidad transitoria no siempre se presenta como inestabilidad de la primera oscilación, ya que también

puede resultar de la superposición de un modo de oscilación inter área lento con un modo de oscilación de una planta local, causando una gran excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación. Otra forma de producirse inestabilidad más allá de la primera oscilación, puede ser una consecuencia de efectos no lineales que afectan a un único modo.

Los periodos de tiempo para estudios de estabilidad transitoria, oscilan entre 3 a 5 segundos de operación a partir de haberse producido la perturbación en el sistema. Este periodo de tiempo puede crecer de 10 a 20 segundos, en el caso de sistemas de potencia muy grandes con oscilaciones dominantes inter áreas.

Comúnmente el sistema de potencia luego de la perturbación se altera talque la operación de régimen permanente antes y después del disturbio, son diferentes.

El sistema de potencia debe ser diseñado y operado para ser estable ante un conjunto seleccionado de contingencias, estas contingencias son cortocircuitos de diferentes tipos: monofásico, bifásico y trifásico. Se asume que usualmente las fallas ocurren en las líneas de transmisión y en ocasiones en las barras y transformadores. Además se asume que el despeje de las fallas se los realiza mediante una apropiada operación de los interruptores, de manera que se aislé el elemento fallido, y de poseer el equipo apropiado también se puede asumir apropiados recierres de alta velocidad.

Los estudios de estabilidad implican el tratamiento de la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica ya que esta ecuación permite describir el comportamiento electromecánico de la máquina sincrónica al ocurrir un disturbio en el sistema de potencia. Las soluciones de esta ecuación no se pueden encontrar de forma explícita, las mayores simplificaciones aplicadas a la misma apuntan hacia integrales elípticas. Por ello el problema se enfoca a métodos clásicos basados en la resolución de métodos numéricos. Uno de los métodos más simples es el método de igualdad de áreas, este es un método directo que no requiere la resolución de la ecuación de oscilación, y se lo aplica a sistemas de potencia de hasta dos máquinas sincrónicas.



### 2.4.2 CONCEPTOS INERCIALES [5] [6]

Para obtener la ecuación de oscilación, que es la que gobierna el movimiento del rotor de la máquina sincrónica, primero se debe considerar varios conceptos inerciales.

Se considera un rotor completamente cilíndrico, como el de la figura 2.2, el mismo que gira a una velocidad angular  $\omega$ .

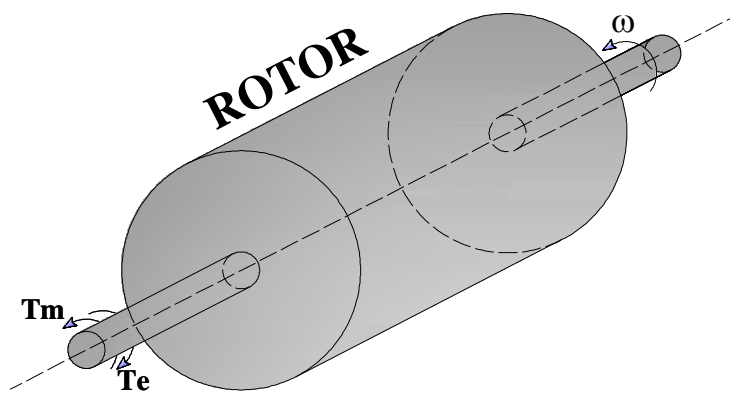


Fig. 2.2 Rotor completamente cilíndrico de una máquina sincrónica

Del rotor considerado, se extrae un diferencial de masa, el mismo se encuentra ubicado a un radio  $r$  dentro del rotor y gira a una velocidad tangencial  $v_t$ , como se muestra en la figura 2.3.

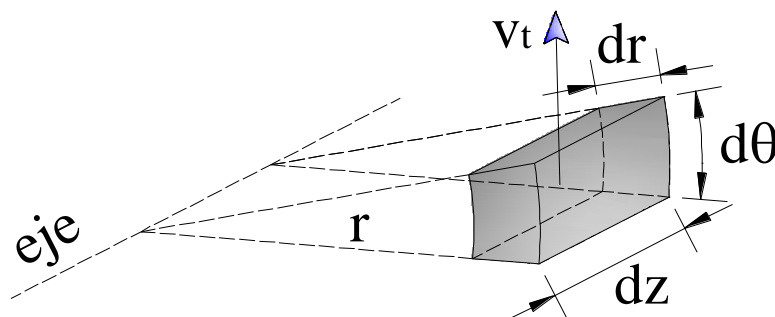


Fig. 2.3 Diferencial de masa de un rotor

Al aplicar la segunda ley de Newton al diferencial de masa antes mencionado, y dado que la ley de movimiento dice que la fuerza tangencial es proporcional al producto entre la aceleración de la velocidad tangencial  $a_t$  y la masa  $m$  (en nuestro caso el diferencial de masa  $dm$ ), se obtiene que la fuerza tangencial del diferencial de masa es

$$F_t = dm * a_t \quad (2-1)$$

como la aceleración tangencial  $a_t$  es la derivada con respecto al tiempo de la velocidad tangencial  $v_t$ , la ecuación (2-1) ahora se define como.

$$F_t = dm * \frac{dv_t}{dt} \quad (2-2)$$

La velocidad tangencial, es el producto entre el radio  $r$  y la velocidad angular mecánica del rotor  $\omega_m$ , como lo muestra la ecuación (2-3).

$$v_t = r * \omega_m \quad (2-3)$$

Al reemplazar la ecuación (2-3) en la ecuación (2-2), se obtiene que.

$$F_t = r * dm * \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2-4)$$

Ahora al utilizar el concepto de torque o momento de la fuerza, se obtiene que el torque de aceleración  $T_a$ , es igual a la distancia  $r$  por la fuerza tangencial  $F_t$

$$T_a = r * F_t \quad (2-5)$$

y reemplazando la ecuación (2-4) en la ecuación (2-5), se obtiene que

$$T_a = r^2 * dm * \frac{d\omega_m}{dt} \quad (2-6)$$

en donde la derivada de la velocidad angular mecánica del rotor  $\omega_m$  puede ser reemplazada por la aceleración angular mecánica  $\alpha_m$ , como lo muestra la ecuación (2-7).

$$T_a = r^2 * dm * \alpha_m \quad (2-7)$$

Empleando el concepto de momento de inercia en el diferencial de masa rotativo acoplado al eje  $dm$ , se obtiene que

$$dJ = r^2 * dm \quad (2-8)$$

y reemplazando el lado derecho de la ecuación (2-8) en la ecuación (2-7), resulta que

$$T_a = dJ * \alpha_m \quad (2-9)$$

en donde  $dJ$  es el momento de inercia del elemento diferencial  $dm$ , y además es una constante de proporcionalidad entre el torque de aceleración  $T_a$  y la aceleración

angular mecánica  $\alpha_m$ , de manera que para una estructura rotativa completa la ecuación (2-9) queda definida como.

$$T_a = J * \alpha_m \quad (2-10)$$

Ahora calcularemos el momento de inercia  $J$  de toda una estructura rotativa genérica como la mostrada en la figura 2.2, para lo cual debemos obtener la masa del rotor cilíndrico. Partiendo de la definición del diferencial de masa

$$dm = \rho * dv \quad (2-11)$$

en dónde  $\rho$  representa la densidad del material del cual está construido el rotor y  $dv$  es el diferencial de volumen mostrado en la figura 2.3, y además definido como.

$$dv = r * d\theta * dr * dz \quad (2-12)$$

Al reemplazar el diferencial de volumen  $dv$  de la ecuación (2-12) en la ecuación (2-11), el diferencial de masa es

$$dm = \rho * r * d\theta * dr * dz \quad (2-13)$$

y al reemplazar el diferencial de masa  $dm$  de la ecuación (2-13) en la ecuación (2-8), el momento de inercia del diferencial de masa  $dm$  se define como.

$$dJ = r^2 * \rho * r * d\theta * dr * dz \quad (2-14)$$

Aplicando la integración volumétrica a la ecuación (2-14), y considerando un rotor genérico, en donde la densidad del material  $\rho$ , la longitud  $L$  y el radio  $R$  del rotor son constantes, se obtiene que

$$J = \int_0^{2\pi} \int_0^R \int_0^L r^2 * \rho * r * d\theta * dr * dz \quad (2-15)$$

y al resolver la integral volumétrica, en la ecuación (2-16) se obtiene el momento de inercia del rotor genérico considerado.

$$J = 2\pi * \rho * \frac{R^4}{4} * L = \frac{\pi}{2} * \rho * R^4 * L \quad (2-16)$$

A continuación, para que se pueda obtener una definición más concisa del momento de inercia  $J$ , se obtendrá la masa del rotor cilíndrico genérico, de manera que el momento de inercia  $J$  quede en función de la masa del rotor cilíndrico  $M$ . Partiendo de la ecuación (2-13), e integrándola, la masa queda definida como.

$$M = \int_0^{2\pi} \int_0^R \int_0^L \rho * r * d\theta * dr * dz = 2\pi * \rho * \frac{R^2}{2} * L$$

$$M = \pi * \rho * R^2 * L \quad (2-17)$$

Para el cálculo de la masa de un rotor real, el largo geométrico  $L$ , la densidad del material  $\rho$ , y el radio  $R$ , van a ser distintas, en donde cada una va a depender de distintas variables,  $L = L(\theta)$ ,  $\rho = \rho(r, \theta, z)$ , y  $R = R(\theta, z)$  por efecto de los polos salientes.

Finalmente al reemplazar la masa del rotor genérico  $M$  en la ecuación (2-16), el momento de inercia del rotor genérico queda definido como,

$$J = \frac{1}{2} * M * R^2 \text{ [Kg * m}^2\text{]} \quad (2-18)$$

en donde la masa  $M$  está en [Kg] y el radio  $R$  en [m].

Relativo a las unidades, la práctica en los EEUU ha sido la fuente del momento de inercia  $J$ , allí el momento de inercia  $J$  se lo conoce como  $Wk^2$ , esta cantidad esta expresada en unidades inglesas [ $\text{lb * pie}^2$ ]. Calculando la cantidad  $Wk^2$  en sus unidades MKS correspondientes, se obtiene la ecuación (2-19).

$$J = Wk^2[\text{lb * pie}^2] * \frac{0,453592[\text{Kg}]}{1[\text{lb}]} * \left(\frac{0,3048[\text{m}]}{1[\text{pie}]}\right)^2$$

$$J = 0,04214008 * Wk^2[\text{Kg * m}^2] \quad (2-19)$$

Finalmente para calcular el momento de inercia de un grupo turbina-generador, hay que tomar en cuenta que si las masas de la turbina, del acoplador, y del rotor están rígidamente acopladas, de ser así el momento de inercia  $J$  para el sistema rotativo es la suma de los momentos de inercia  $J$  individuales.

$$J_{\text{total}} = \sum_{i=1}^{\# \text{ componentes}} J_{\text{componente}} \quad (2-20)$$

### 2.4.3 CONSTANTE DE INERCIA H [6]

La constante de inercia representa la energía almacenada por la potencia base y se define con la siguiente relación:

$$H = \frac{\text{Energía cinética de todas las partes móviles}}{\text{Potencia Base}} \quad (2-21)$$

en donde la energía cinética  $E_C$  de un cuerpo en rotación se define como

$$E_C = \frac{1}{2} * J * \omega_m^2 \quad (2-22)$$

donde,  $E_C$  es la energía cinética en Joules [J] ( $1[\text{J}] = 1[\text{N * m}] = 1\left[\left(\text{kg * } \frac{\text{m}}{\text{s}^2}\right) * \text{m}\right]$ ),  $J$  es el momento de inercia en [ $\text{kg * m}^2$ ], y  $\omega_m$  es la velocidad angular mecánica del rotor

en [rad/s]. La velocidad angular mecánica también se la puede obtener a partir de la frecuencia  $f$  y del número de polos de la máquina  $N_p$ .

$$\omega_m = \frac{\omega_s}{\frac{N_p}{2}} \left[ \frac{\text{rad}}{\text{s}} \right] = \frac{2 * \pi * f}{\frac{N_p}{2}} \left[ \frac{\text{rad}}{\text{s}} \right] = \frac{120 * f}{N_p} [\text{rpm}] \quad (2-23)$$

De manera que al sustituir la energía cinética de sistema rotativo  $E_C$  de la ecuación (2-22) en la ecuación (2-21), se obtiene que

$$H = \frac{\frac{1}{2} * J * \omega_m^2}{S_B} \left[ \frac{\text{MJ}}{\text{MVA}} \right] * \left[ \frac{1 \text{ MVA} * \text{s}}{1 \text{ MJ}} \right]$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} * J * \omega_m^2}{S_B} [\text{s}] \quad (2-24)$$

en donde la constante de inercia  $H$ , está en segundos, el momento de inercia  $J$  está en  $[\text{kg} * \text{m}^2]$ , la velocidad angular mecánica  $\omega_m$  en [rad/s], y  $S_B$  es la potencia base o la capacidad trifásica de la máquina y se la ingresa en [MVA]. Otra presentación de esta fórmula en unidades inglesas, usualmente utilizadas en los EE.UU se la demuestra a continuación

$$H = \frac{\frac{1}{2} * (0,04214008 * Wk^2) * \left( \text{rpm} * \frac{2\pi[\text{rad}]}{1 [\text{rev}]} * \frac{1 [\text{min}]}{60[\text{seg}]} \right)^2}{\text{MVA} * 10^6} [\text{s}]$$

$$H = \frac{2,31059 * 10^{-10} * Wk^2 * \text{rpm}^2}{\text{MVA}} [\text{s}] \quad (2-25)$$

en donde el momento de inercia  $Wk^2$  está en  $[\text{lb} * \text{pie}^2]$ , la velocidad angular mecánica del rotor rpm está en [r/min] y la potencia base  $S_B$  se la ingresa en [MVA].

La constante de inercia  $H$ , a menudo es dada por el fabricante de la máquina, y normalizada a los VA base de esa máquina. Esta constante debe ser modificada para su uso en los estudios del sistema de potencia, mediante la conversión de base, de los VA base de la máquina a los VA base del sistema, para ello se considera dos constantes de inercia de una misma maquina sincrónica, una respecto a la potencia base del sistema y la otra respecto a la potencia base de la máquina, ambas constantes poseen la misma energía cinética, como se muestra en las ecuaciones (2-26) y (2-27),

$$H_{\text{sist}} = \frac{E_C}{S_{\text{bsist}}} [\text{s}] \quad (2-26)$$

$$H_{\text{maq}} = \frac{E_C}{S_{\text{bmaq}}} [\text{s}] \quad (2-27)$$

ahora simplemente reemplazamos la energía cinética de la ecuación (2-27) en la ecuación (2-26), y obtenemos la constante de inercia de la máquina normalizada a los VA base del sistema, como se muestra a continuación

$$H_{sist} = H_{maq} * \frac{S_{bmaq}}{S_{bsist}} [s] \quad (2-28)$$

en donde el valor de la  $H_{maq}$  está usualmente en el rango de 1 – 5 [s], en la tabla 2.1 se presentan valores típicos de constantes de inercia normalizadas a las bases de cada máquina.

Tabla 2.1 Valores típicos de constantes de inercia H

	Tipo de máquina	Valor [s]
Incluyen turbina	Turbogeneradores (Generadores a vapor)	4 – 7
	Hidrogeneradores	2 – 4
Solo motores	Motores de Inducción	0,5
	Motores Síncronicos	0,5 – 1,5

#### 2.4.4 ECUACIÓN DE OSCILACIÓN [5] [6] [8]

La ecuación de oscilación, es la ecuación fundamental que gobierna la dinámica rotacional de la maquina sincrónica en los estudios de estabilidad, describiendo la oscilación electromagnética entre los rotores de las maquinas sincrónicas y la red alimentada.

Se considera un generador sincrónico que está entregando potencia eléctrica a una barra infinita a través de un transformador y una línea, con una configuración serie, y desprecia el torque originado por el rozamiento mecánico, el rozamiento del aire, las perdidas en el núcleo y las perdidas por corrientes de Foucault en los arrollamientos amortiguadores. Entonces cualquier diferencia entre la potencia mecánica  $P_m$  y la Potencia eléctrica  $P_e$  debe actuar sobre la máquina una potencia de aceleración  $P_a$ , por lo que la

$$P_a = P_m - P_e \quad (2-29)$$

en donde  $P_m$  es la potencia de entrada o potencia suministrada por la fuente de energía mecánica despreciando las perdidas rotacionales de la máquina,  $P_e$  es la potencia eléctrica de salida o potencia eléctrica que cruza el entrehierro despreciando las perdidas  $|I|^2 * R$  de la armadura de la máquina, y finalmente  $P_a$  es la potencia de

aceleración causada por el desbalance entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica. Las unidades de estos tres tipos de potencias son los vatios  $[W]$ . Recordando la dinámica elemental, la potencia es igual al torque por la velocidad, aplicada a la potencia de aceleración se obtiene que

$$P_a = T_a * \omega_m \quad (2-30)$$

en donde  $\omega_m$  es la velocidad angular del rotor de la maquina en radianes mecánicos sobre segundo  $[rad\ mec/s]$ .

Al aplicar la segunda ley de Newton a los torques que actúan sobre el eje de un rotor de un generador sincrónico, como la muestra la figura 2.1, resulta

$$\sum T = T_a = T_m - T_e \quad (2-31)$$

$T_m$  es el torque mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica despreciando el torque de retardo debido a las perdidas rotacionales en  $[N * m]$ . Pese a que el torque mecánico se lo modela a diferentes niveles de complejidad dependiendo de la fuente de energía mecánica, ya sea hidráulica o una turbina de vapor,  $T_m$  se lo considera constante para cualquier condición de operación dada, siendo esto no muy válido para generadores aun si se considera el control de velocidad con gobernadores. Los gobernadores no actúan hasta después de que se ha percibido un cambio en la velocidad, debido a ello los mismos no se consideran efectivos en el periodo de tiempo en el cual la dinámica del rotor es de interés en los estudios de estabilidad.

$T_e$  es el torque electromagnético o torque eléctrico total, el mismo corresponde a la potencia neta de entre hierro en la máquina, de esta forma toma en cuenta la potencia de salida total del generador más las perdidas  $|I|^2 * R$  en el devanado de la armadura. Este torque es producto de la interacción entre los tres circuitos del estator, el circuito de campo, y otros circuitos como los devanados de amortiguamiento. Dado que los tres circuitos del estator están conectados al resto del sistema, el voltaje del terminal es determinado en parte por la red externa, las otras máquinas, y las cargas. El flujo que enlaza a cada circuito en la maquina depende del voltaje de salida de la excitatriz, la carga del circuito magnético (saturación), y la corriente en los diferentes bobinados. Simplificando los factores que afectan al torque, se puede decir que el

torque eléctrico depende del flujo que enlaza los bobinados del estator y de las corrientes en estos bobinados.

Se establece un útil convenio de signos, en el que el torque mecánico  $T_m$  positivo acelera el eje, mientras que un torque eléctrico  $T_e$  positivo es un par de desaceleración. Entonces si el  $T_m > T_e$  el  $T_a$  es positivo y por ende el rotor del generador se acelera, y si el  $T_m < T_e$  el  $T_a$  es negativo lo que significa que el rotor de la máquina se desacelera, y si el  $T_m = T_e$  el  $T_a$  es cero, lo que se definió anteriormente como la condición de estado estable. En cambio para un motor, el par motor  $T_e$  es eléctrico, y el torque retardador o de carga  $T_m$  es mecánico, como lo muestra la ecuación (2-32)

$$T_a = T_e - T_m \quad (2-32)$$

Ahora al aplicar la ecuación (2-10), se tiene la relación entre el torque de aceleración, y el momento de inercia del rotor del generador,

$$T_a = J * \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad [N * m] \quad (2-33)$$

en donde  $T_a$  es el torque de aceleración actuando sobre el eje en  $[N * m]$ ,  $J$  es el momento de inercia de todas las masas rotativas acopladas al eje en  $[kg * m^2]$ , y a diferencia de la ecuación (2-10), ahora la aceleración angular mecánica  $\alpha_m$  se la expresa como la segunda derivada del ángulo mecánico del rotor  $\theta_m$  respecto al tiempo.

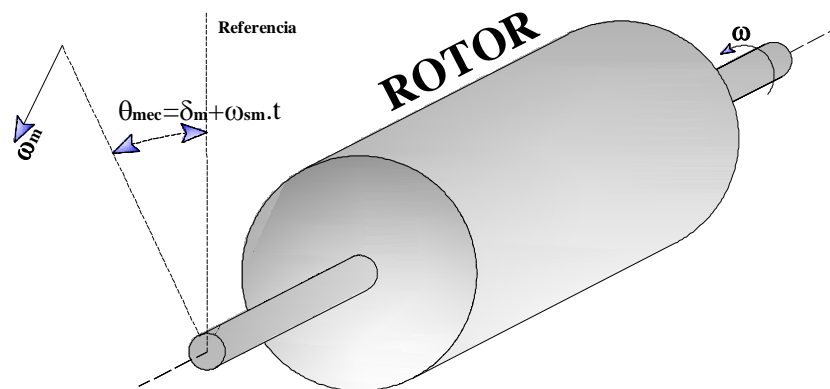


Fig. 2.4 Ángulo mecánico  $\theta_m$  del rotor

El ángulo  $\theta_m$  es el ángulo del rotor, medido respecto a una referencia estacionaria sobre el estator en radianes mecánicos  $[rad\ mec]$ , esta medición es



absoluta por ello  $\theta_m$  se incrementa con el tiempo a una velocidad sincrónica, en la figura 2.4 como en la ecuación (2-34) se visualiza la ecuación de  $\theta_m$ , en esta ecuación  $\omega_{sm}$  es una constante y es la velocidad sincrónica de la máquina en radianes mecánicos sobre segundo [*rad mec/s*], y  $\delta_m$  es el desplazamiento angular del rotor en radianes mecánicos [*rad mec*], medido desde un eje de referencia angular el cual rota a la velocidad sincrónica  $\omega_{sm}$ .

$$\theta_m = \delta_m + \omega_{sm} * t \quad (2-34)$$

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{sm} \quad (2-35)$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2-36)$$

El término  $d\delta_m/dt$  de la ecuación (2-35), resultado de derivar la ecuación (2-34), representa la desviación existente de la velocidad del rotor con respecto a la sincrónica y está en radianes mecánicos sobre segundo [*rad mec/s*]. Al derivar dos veces en función del tiempo la ecuación (2-34), en la ecuación (2-36), se nota que la aceleración del ángulo del rotor es igual a la aceleración del ángulo delta del rotor, ambos términos están en radianes mecánicos sobre segundo al cuadrado [*rad mec/s<sup>2</sup>*], De manera que se puede reemplazar  $\ddot{\delta}_m$  por  $\ddot{\theta}_m$  en la ecuación (2-33), como se muestra en la ecuación (2-37),

$$T_a = J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \text{ [N * m]} \quad (2-37)$$

Por conveniencia en la notación, la velocidad angular del rotor se la define como  $\omega_m$  y sus unidades son radianes mecánicos sobre segundo [*rad mec/s*].

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2-38)$$

Ahora multiplicando ambos lados de la ecuación (2-37) por la velocidad angular del rotor  $\omega_m$ , se puede aplicar la ecuación (2-30), que indica que el producto entre el torque de aceleración y la velocidad angular del rotor es igual a la potencia de aceleración en el eje en vatios [*W*], por lo tanto

$$\begin{aligned} \omega_m * T_a &= \omega_m * J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \\ P_a &= \omega_m * J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \end{aligned} \quad (2-39)$$

en donde el coeficiente resultante del producto entre la velocidad angular del rotor y el momento de inercia de la masa del rotor  $\omega_m * J$ , se lo define como momento angular del rotor  $M$ , si la velocidad angular del rotor es igual a la velocidad sincrónica de la máquina ( $\omega_m = \omega_{sm}$ ). Pese a que estrictamente  $\omega_m$  no es igual a  $\omega_{sm}$  en todas las condiciones de operación, se asume esta igualdad ya que en la practica  $\omega_m$  no difiere de manera significativa de la  $\omega_{sm}$  cuando la maquina está estable. Las unidades del momento angular son  $\left[ kg * m^2 * \frac{rad\ mec}{s} \right]$  o si se toma en cuenta el joule (una unidad derivada del Sistema Internacional) las unidades de  $M$  son  $[ J * rad\ mec * s ]$ . Además el momento angular es el dual de la cantidad de movimiento  $P$  (definida como el producto de la masa por la velocidad), en donde el primero es para movimiento giratorio y el segundo es para movimiento lineal. Reemplazando  $M$  en la ecuación (2-39), se obtiene.

$$P_a = P_m - P_e = M * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2-40)$$

A la ecuación (2-24), de la constante de inercia, se le puede aplicar la definición de momento angular, y posteriormente despejar el momento angular, como lo expone la ecuación (2-41)

$$H = \frac{\frac{1}{2} * M * \omega_{sm}}{S_B} [s]$$

$$M = \frac{2 * H * S_B}{\omega_{sm}} \quad (2-41)$$

a continuación, se reemplaza  $M$  de la ecuación (2-41) en la ecuación (2-40), y se multiplica a ambos lados de la ecuación por el inverso de la potencia base  $S_B$ , para tener las potencias en [p. u.].

$$\frac{2 * H * S_B}{\omega_{sm}} * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W]$$

$$\frac{2 * H * S_B}{\omega_{sm} * S_B} * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_B} = \frac{P_m - P_e}{S_B}$$

$$\frac{2 * H}{\omega_{sm}} * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [p. u.] \quad (2-42)$$

En la ecuación (2-42), como se mencionó anteriormente,  $\delta_m$  se expresa en radianes mecánicos en el numerador y  $\omega_{sm}$  en radianes mecánicos sobre segundo en

el denominador, por lo que se puede simplificar y la ecuación (2-42) se la puede expresar de la siguiente forma,

$$\frac{2*H}{\omega_s} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [p. u.]} \quad (2-43)$$

siempre y cuando el ángulo delta y la velocidad sincrónica posean unidades consistentes, ya sean estos grados mecánicos o eléctricos, o bien radianes mecánicos o eléctricos. La constante de inercia  $H$  y el tiempo  $t$ , poseen unidades consistentes y las potencias están en por unidad [pu] en la misma base de  $H$ .

Asociando el subíndice  $m$  de  $\omega$ ,  $\omega_s$  y  $\delta$ , se puede definir las unidades utilizadas, de estar presente el subíndice  $m$ , están presentes las unidades mecánicas. Pero de no encontrarse el subíndice  $m$  las unidades eléctricas están presentes, de manera que  $\omega_s$ , se la puede reemplazar por  $2 * \pi * f$ , en donde  $f$  es la frecuencia del sistema en [hertz]. De encontrarse en unidades eléctricas se muestra dos presentaciones más de la ecuación (2-43),

$$\frac{H}{\pi*f} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [p. u.]} \quad (2-44)$$

$$\frac{2*H}{180*f} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [p. u.]} \quad (2-45)$$

en la ecuación (2-44)  $\delta$  está en radianes eléctricos, mientras que en la ecuación (2-45) está en grados eléctricos.

La ecuación (2-43) y sus variantes son conocidas como la ecuación de oscilación, la cual caracteriza la reposición del rotor de la máquina sincrónica durante la perturbación. La ecuación de oscilación es una ecuación diferencial de segundo orden no lineal y se la puede escribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden.

$$\frac{2*H}{\omega_s} * \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \text{ [p. u.]} \quad (2-46)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \text{ [p. u.]} \quad (2-47)$$

La solución de la ecuación de oscilación nos entrega una expresión del ángulo delta del rotor  $\delta$  en función del tiempo. La grafica de esta función se la llama curva de oscilación de la máquina, y el análisis de las curvas de oscilación de todas las máquinas de un sistema de potencia mostrara si las maquinas permanecen o no en sincronismo luego de haberse producido una perturbación en dicho sistema.

### 2.4.5 ECUACIÓN POTENCIA-ÁNGULO [6] [8]

Como se mencionó anteriormente la potencia mecánica se considera constante, por lo que la potencia eléctrica determinara si el rotor se acelera, desacelera o si mantiene la velocidad sincrónica. Los cambios en la potencia eléctrica son determinados por las condiciones de la red de transmisión y las cargas del sistema de potencia. Las perturbaciones en el sistema de potencia, como salidas de cargas o cambio en las redes de transmisión por operación de relés de protección y sus interruptores asociados ante fallas severas, pueden provocar la salida de generadores, en cuyo caso la potencia eléctrica cambia rápidamente, presentándose transitorios electromagnéticos. El principal supuesto es el considerar despreciable el efecto de las variaciones de velocidad de la maquina sobre el voltaje del generador, por lo que la variación de la potencia eléctrica se establece en función de las ecuaciones de flujo de potencia aplicadas al estado de la red eléctrica, y al modelo de máquina que se seleccione para representar el comportamiento del generador.

Se puede considerar que el campo electromagnético de la maquina posee dos componentes: un componente  $\bar{E}'$  correspondiente al flujo que enlaza el devanado principal de campo y otro componente que contrarrestar la reacción de la armadura. El segundo componente puede variar instantáneamente porque corresponde a las corrientes de armadura, pero el primer componente no puede cambiar instantáneamente. Frente a una rápida variación dentro del sistema de potencia, se producirán corrientes en la armadura que inducirán otras corrientes en los diferentes circuitos del rotor para mantener el flujo de enlace o flujo concatenado (y por ende  $\bar{E}'$ ) constante. Este flujo disminuye dependiendo de la constante de tiempo efectiva del circuito de campo. En ausencia de carga esta constante es del orden de varios segundos, y en presencia de carga la constante se reduce considerablemente, pero sigue siendo del orden de un segundo o más.

Las excitatrices convencionales por lo general no responden lo suficientemente rápido y sus límites máximos no son lo suficientemente altos para alterar apreciablemente lo mencionado en el párrafo anterior. Al mismo tiempo, se ha observado que durante una perturbación el efecto combinado del sistema de excitación

y la reacción de la armadura ayuda a mantener constante el flujo de enlace en un periodo de uno o dos segundos. Este periodo de tiempo es a menudo considerado apropiado para determinar la estabilidad de la máquina.

El flujo concatenado del campo principal es aproximadamente el mismo que un flujo ficticio que crea un campo electromagnético detrás de la reactancia transitoria en el eje directo de la máquina. Por ende para este análisis de estabilidad transitoria, se utiliza la *representación clásica de una maquina sincrónica*, en la cual el voltaje interno transitorio  $E' \angle \delta$  está en serie con la reactancia transitoria en eje de directo  $jx'_d$ , en donde  $V_t \angle \alpha_t$  es el voltaje en los terminales del generador, y los ángulos de cada fasor de la maquina se miden con respecto a una referencia común del sistema, como se muestra en la figura 2.5 (a). Generalmente la resistencia de armadura es despreciable, lo que validaría el diagrama fasorial de la figura 2.5 (b).

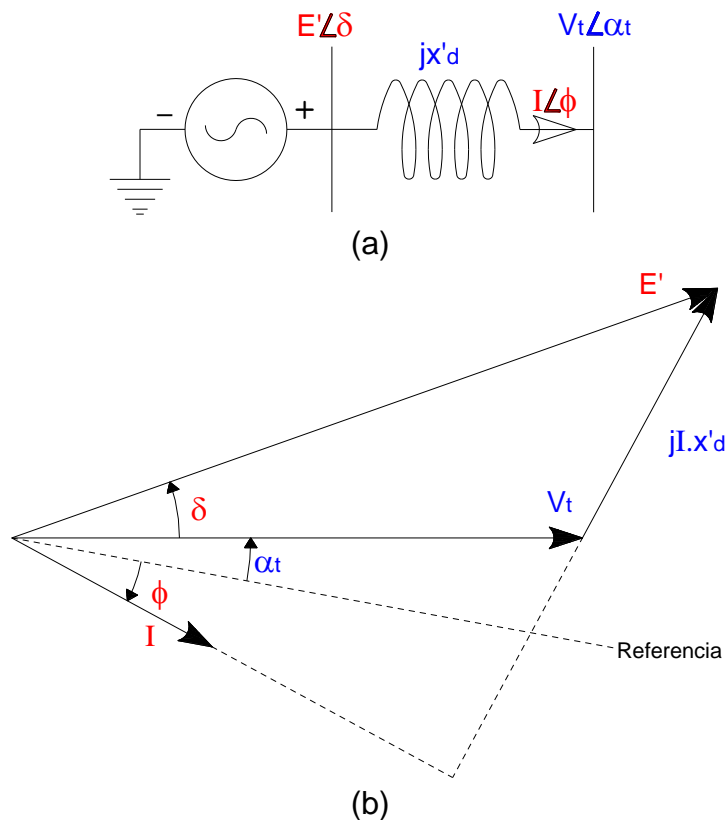


Fig. 2.5 Representación clásica de una maquina sincrónica (a) Representación esquemática (b) Diagrama fasorial

Los valores de la fuente de voltaje constante  $E' \angle \delta$ , se los determinan a partir de las condiciones iniciales, o condiciones pre transitorias. Durante el transitorio la magnitud  $\bar{E}'$  se mantiene constante, mientras que el ángulo  $\delta$  es considerado como el ángulo entre la posición del rotor y el voltaje terminal  $\bar{V}_t$ .

Ahora se hallara una expresión simplificada pero muy útil de la relación existente entre la potencia de salida de la máquina y el ángulo delta del rotor. Dado que una corriente  $I \angle \phi$  fluye entre la barra del voltaje interno y la barra que representa los terminales del generador, se puede hallar la potencia activa y reactiva asociada a esta corriente mediante la expresión de la potencia aparente de las ecuaciones (2-48) y (2-49), para valores en por unidad y para valores reales, respectivamente.

$$\bar{S} = \bar{V} * \bar{I}^* [pu] \quad (2-48)$$

$$\bar{S} = \sqrt{3} * \bar{V} * \bar{I}^* [VA] \quad (2-49)$$

Al aplicar la ecuación (2-48) a la barra terminal del modelo de generador de la figura 2.5 (a) y reemplazando la corriente, se obtiene la ecuación (2-50),

$$\begin{aligned} \bar{S} &= V_t \angle \alpha_t * (I \angle \phi)^* \\ \bar{S} &= V_t \angle \alpha_t * \left( \frac{E' \angle \delta - V_t \angle \alpha_t}{j x'_d} \right)^* \end{aligned} \quad (2-50)$$

al resolver el conjugado de la corriente y multiplicar el ángulo del voltaje terminal por los ángulos de los parámetros dentro del paréntesis, que como se sabe es la suma de los mismo, se obtiene la ecuación (2-51).

$$\begin{aligned} \bar{S} &= V_t \angle \alpha_t * \left( \frac{E' \angle (-\delta) - V_t \angle (-\alpha_t)}{-j x'_d} \right) \\ \bar{S} &= V_t * \left( \frac{E' \angle (\alpha_t - \delta) - V_t \angle (\alpha_t - \alpha_t)}{-j x'_d} \right) \\ \bar{S} &= j \frac{V_t}{x'_d} * (E' \angle (\alpha_t - \delta) - V_t) \end{aligned} \quad (2-51)$$

Como se nota en la ecuación (2-51) el fasor voltaje interno  $E' \angle (\alpha_t - \delta)$  se puede expresar por definición en número complejo, como lo muestra la ecuación (2-52).

$$E' \angle (\alpha_t - \delta) = E' * (\cos(\alpha_t - \delta) + j * \text{sen}(\alpha_t - \delta)) \quad (2-52)$$

Reemplazando el voltaje interno de la ecuación (2-52) en la expresión de la ecuación (2-51) y resolviéndola, se obtiene la ecuación (2-53),

$$\bar{S} = j \frac{V_t}{x'_d} * (E' * (\cos(\alpha_t - \delta) + j * \text{sen}(\alpha_t - \delta)) - V_t)$$

$$\bar{S} = j \frac{V_t * E'}{x'_d} \cos(\alpha_t - \delta) - \frac{V_t * E'}{x'_d} \text{sen}(\alpha_t - \delta) - j \frac{V_t^2}{x'_d} \quad (2-53)$$

como se observa esta ecuación posee términos reales y complejos, y como se sabe la potencia aparente está conformada por una parte real que es la potencia activa y una imaginaria que es la potencia reactiva, como se muestra en la ecuación (2-54).

$$\bar{S} = P + jQ \quad (2-54)$$

Extrayéndose la parte real de la ecuación (2-53) y cambiándose el signo, dado que el seno es impar, se obtiene la relación de la potencia activa de salida de la máquina y el ángulo delta del rotor, en la ecuación (2-55).

$$P = -\frac{V_t * E'}{x'_d} \text{sen}(\alpha_t - \delta)$$

$$P = \frac{V_t * E'}{x'_d} \text{sen}(\delta - \alpha_t) \quad (2-55)$$

De manera similar se obtiene la potencia reactiva que entrega la máquina, con la diferencia que en esta expresión está presente el coseno, y el mismo es par, lo que permite hacer el cambio de signos mostrado en la ecuación (2-56).

$$Q = \frac{V_t * E'}{x'_d} \cos(\alpha_t - \delta) - j \frac{V_t^2}{x'_d}$$

$$Q = \frac{V_t * E'}{x'_d} \cos(\delta - \alpha_t) - j \frac{V_t^2}{x'_d} \quad (2-56)$$

Si se toma como referencia los terminales del generador, es decir  $V_t = 1 \angle 0^\circ$ , la expresión de potencia activa es la mostrada en la ecuación (2-57).

$$P = \frac{V_t * E'}{x'_d} \text{sen}(\delta) \quad (2-57)$$

Ya que  $V_t$ ,  $E'$  y  $x'_d$  son constantes, la relación entre  $P$  y  $\delta$  es una curva sinusoidal, como la que se muestra en la figura 2.6, en donde el pico de la curva está dado por la ecuación (2-58).

$$P_{\text{máx}} = \frac{V_t * E'}{x'_d} \quad (2-58)$$

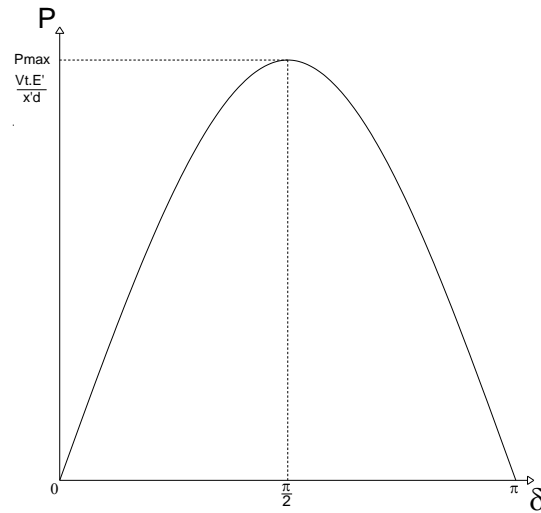


Fig. 2.6 Curva potencia-ángulo de la ecuación (2-57)

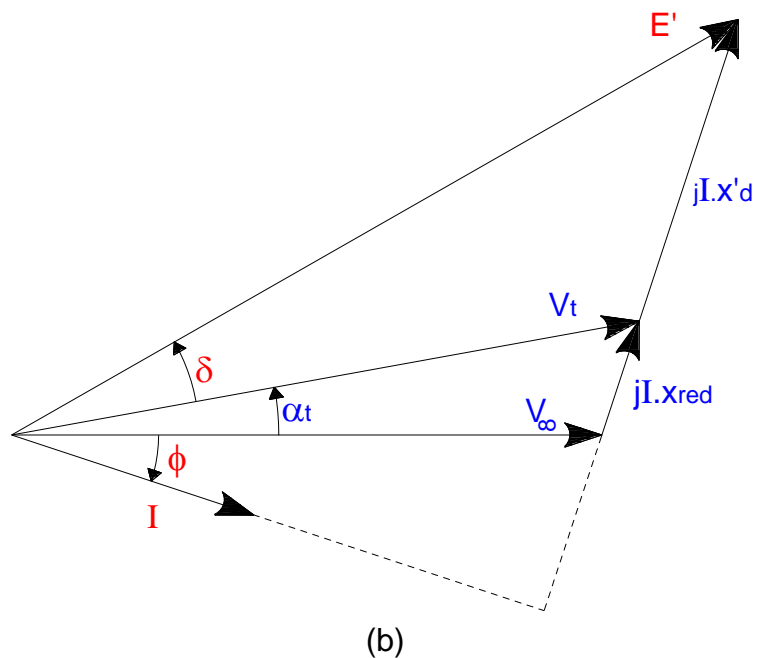
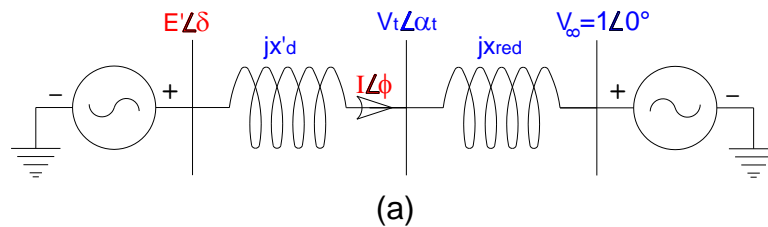


Fig. 2.7 Modelo clásico de una máquina síncrona conectada a una barra infinita a través de una reactancia (a) Representación esquemática (b) Diagrama fasorial

Ahora hallaremos la ecuación potencia-ángulo del modelo clásico de la máquina síncrona de la figura 2.5 conectada a una barra infinita a través de una reactancia de



red, que puede ser una línea de transmisión, un transformador, o una combinación de ambos, como lo muestra la figura 2.7 (a), y en el diagrama fasorial de la figura 2.7 (b).

Se realiza el mismo procedimiento con el que se obtuvo la ecuación potencia ángulo: se aplica la ecuación de potencia aparente (la ecuación (2-48)), en la barra de potencia infinita de la figura 2.7 (a), además se reemplaza la corriente del sistema de potencia de la figura 2.7 (a) y se extrae la potencia activa (la parte real de la ecuación de potencia activa). Y se obtiene la ecuación (2-59).

$$\begin{aligned}\bar{S} &= V_{\alpha} \angle 0 * (I \angle \phi)^* \\ \bar{S} &= V_{\alpha} \angle 0 * \left( \frac{E' \angle \delta - V_{\alpha} \angle 0}{jx'_d + jx_{red}} \right)^* \\ \bar{S} &= V_{\alpha} * \left( \frac{E' \angle (-\delta) - V_{\alpha}}{-j(x'_d + x_{red})} \right) \\ \bar{S} &= j \frac{V_{\alpha}}{x'_d + x_{red}} * (E' \angle (-\delta) - V_{\alpha}) \\ P &= - \frac{V_{\alpha} * E'}{x'_d + x_{red}} \text{sen}(-\delta) \\ P &= \frac{V_{\alpha} * E'}{x'_d + x_{red}} \text{sen}(\delta)\end{aligned}\quad (2-59)$$

Si se reemplaza las reactancias por un equivalente ( $x_{eq} = x'_d + x_{red}$ ), se obtiene la ecuación (2-60), que es la ecuación potencia-ángulo para una máquina representada por el modelo clásico, entregando potencia a una barra infinita a través de una reactancia  $x_{red}$ . En donde la potencia máxima que puede entregar esta máquina al sistema es  $P_{m\acute{a}x} = \frac{V_{\alpha} * E'}{x_{eq}}$ .

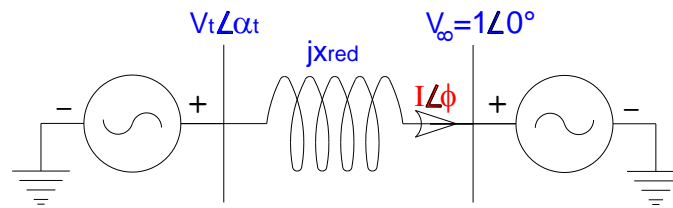
$$P = \frac{V_{\alpha} * E'}{x_{eq}} \text{sen}(\delta)\quad (2-60)$$

Para representar con mayor detalle a la máquina sincrónica se puede tomar en cuenta los polos salientes del rotor. A continuación se obtendrá la ecuación potencia-ángulo de una máquina sincrónica conectada a una barra infinita a través de una reactancia de red, como lo muestra la figura 2.8 (a), tomando en cuenta el efecto de los polos salientes del rotor.

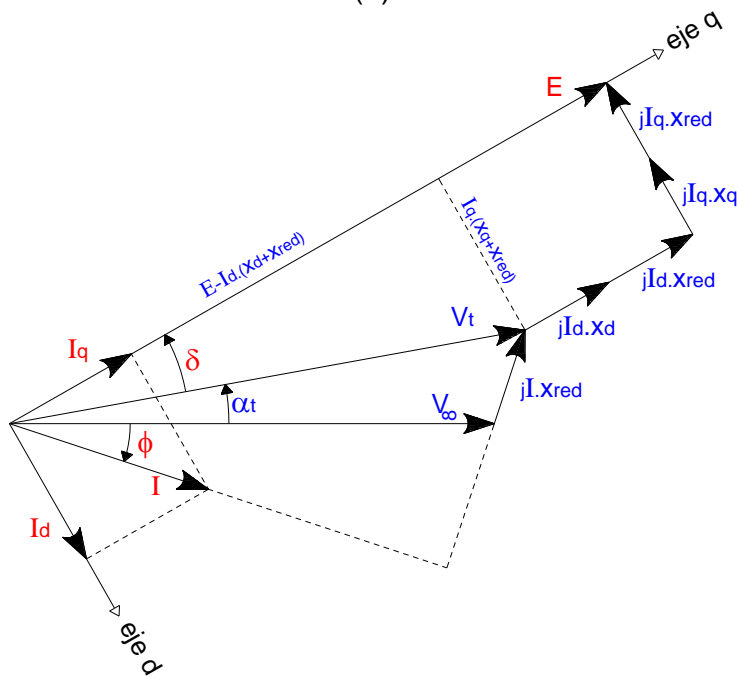
Se parte de la ecuación del voltaje interno de la máquina, la misma se presenta en la ecuación (2-61). Como se observa la corriente del generador se puede

descomponer en los ejes directo y de cuadratura, sacando factor común las componentes de la corriente, se obtiene una ecuación con la cual se puede graficar el diagrama fasorial de la figura 2.8 (b).

$$\begin{aligned}\bar{E} &= \bar{V}_\infty + j\bar{I}x_{red} + j\bar{I}_d x_d + j\bar{I}_q x_q \\ \bar{E} &= \bar{V}_\infty + j(\bar{I}_d + \bar{I}_q)x_{red} + j\bar{I}_d x_d + j\bar{I}_q x_q \\ \bar{E} &= \bar{V}_\infty + j\bar{I}_d(x_{red} + x_d) + \bar{I}_q(x_{red} + x_q)\end{aligned}\quad (2-61)$$



(a)



(b)

Fig. 2.8 Máquina síncrona conectada a una barra infinita a través de una reactancia tomando en cuenta el efecto de los polos salientes (a) Representación esquemática (b) Diagrama fasorial

Utilizando las funciones trigonométricas del ángulo  $\delta + \alpha_t$ , se puede hallar los fasores proyectados de corriente tanto en el eje directo como en el eje en cuadratura, como lo muestra la ecuación (2-62).

$$\begin{aligned} \cos(\delta + \alpha_t) &= \frac{E - I_d^*(x_d + x_{red})}{V_\infty} & \text{sen}(\delta + \alpha_t) &= \frac{I_q^*(x_q + x_{red})}{V_\infty} \\ \bar{I}_d &= \frac{E - V_\infty \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \angle(\delta + \alpha_t - 90^\circ) & \bar{I}_q &= \frac{V_\infty \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \angle(\delta + \alpha_t) \end{aligned} \quad (2-62)$$

Se aplica la ecuación de potencia aparente (ecuación (2-48)) en la barra de voltaje infinito o barra infinita, y realizar el mismo procedimiento para hallar la relación potencia-ángulo y adicionalmente la ecuación de potencia reactiva. Como resultado se obtiene las ecuaciones (2-63) y (2-64).

$$\begin{aligned} \bar{S} &= V_\infty \angle 0 * (I \angle \phi)^* \\ \bar{S} &= V_\infty \angle 0 * (\bar{I}_d + \bar{I}_q)^* \\ \bar{S} &= V_\infty * \left( \frac{E - V_\infty \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \angle(\delta + \alpha_t - 90^\circ) + \frac{V_\infty \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \angle(\delta + \alpha_t) \right)^* \\ \bar{S} &= \frac{EV_\infty - V_\infty^2 \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \angle(90 - \delta - \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \angle(-\delta - \alpha_t) \\ \bar{S} &= j \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \angle(-\delta - \alpha_t) - j \frac{V_\infty^2 \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \angle(-\delta - \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \angle(-\delta - \alpha_t) \\ P &= -\frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(-\delta - \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(-\delta - \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \cos(-\delta - \alpha_t) \\ P &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2 \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(\delta + \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \cos(\delta + \alpha_t) \\ \text{sen}(\delta + \alpha_t) * \cos(\delta + \alpha_t) &= \frac{\text{sen}(2 * (\delta + \alpha_t))}{2} \\ P &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(2(\delta + \alpha_t)) + \frac{V_\infty^2}{(x_q + x_{red})} \text{sen}(2(\delta + \alpha_t)) \\ P &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(\delta + \alpha_t) + \frac{V_\infty^2}{2} \left( \frac{1}{x_q + x_{red}} - \frac{1}{x_d + x_{red}} \right) \text{sen}(2(\delta + \alpha_t)) \\ P &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \text{sen}(\delta + \alpha_t) + \frac{V_\infty^2}{2} \left( \frac{1}{x_q + x_{red}} - \frac{1}{x_d + x_{red}} \right) \text{sen}(2(\delta + \alpha_t)) \end{aligned} \quad (2-63)$$

$$\begin{aligned} Q &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \cos(-\delta - \alpha_t) - \frac{V_\infty^2 \cos(\delta + \alpha_t)}{(x_d + x_{red})} \cos(-\delta - \alpha_t) + \frac{V_\infty^2 \text{sen}(\delta + \alpha_t)}{(x_q + x_{red})} \text{sen}(-\delta - \alpha_t) \\ Q &= \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \cos(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2}{(x_d + x_{red})} \cos^2(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2}{(x_q + x_{red})} \text{sen}^2(\delta + \alpha_t) \end{aligned}$$

$$\cos^2(\delta + \alpha_t) = \frac{\cos(2(\delta + \alpha_t)) + 1}{2} \quad \text{sen}^2(\delta + \alpha_t) = \frac{1 - \cos(2(\delta + \alpha_t))}{2}$$

$$Q = \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \cos(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2}{(x_d + x_{red})} * \frac{\cos(2(\delta + \alpha_t)) + 1}{2} - \frac{V_\infty^2}{(x_q + x_{red})} * \frac{1 - \cos(2(\delta + \alpha_t))}{2}$$

$$Q = \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \cos(\delta + \alpha_t) - \frac{V_\infty^2}{(x_d + x_{red})} * \frac{\cos(2(\delta + \alpha_t))}{2} - \frac{V_\infty^2}{2 * (x_d + x_{red})} - \frac{V_\infty^2}{(x_q + x_{red})} * \frac{-\cos(2(\delta + \alpha_t))}{2} - \frac{V_\infty^2}{(x_q + x_{red})}$$

$$Q = \frac{EV_\infty}{(x_d + x_{red})} \cos(\delta + \alpha_t) + \frac{V_\infty^2}{2} \left( \frac{1}{x_q + x_{red}} - \frac{1}{x_d + x_{red}} \right) \cos(2(\delta + \alpha_t)) - \frac{V_\infty^2}{2} \left( \frac{1}{x_q + x_{red}} + \frac{1}{x_d + x_{red}} \right) \quad (2-64)$$

#### 2.4.6 COEFICIENTES SINCRONIZANTE DE POTENCIA [6] [8]

Considerando el sistema de potencia de la figura 2.7 (a), en donde la maquina sincrónica está conectada a una barra infinita (un sistema de potencia muy grande) a través de una reactancia, y la relación potencia-ángulo lo muestra la ecuación (2-60). En la figura 2.9 se visualiza la curva potencia-ángulo de la ecuación (2-60), en esta figura se considera que el punto A es el punto de operación inicial, en este punto  $P_m$  la potencia mecánica es igual a  $P_0$  la potencia eléctrica, y su correspondiente ángulo del rotor es  $\delta_0$ .

Para considerar al punto A como un punto de operación aceptable, por lógica es indispensable que el generador no debe perder el sincronismo cuando ocurre un pequeño cambio temporal en la potencia eléctrica de salida. Para evaluar este requerimiento se provocan pequeños cambios incrementales en los parámetros de operación dentro de la región lineal, como lo muestran las ecuaciones (2-65) y (2-66).

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (2-65)$$

$$P_e = P_{e0} + \Delta P_e \quad (2-66)$$

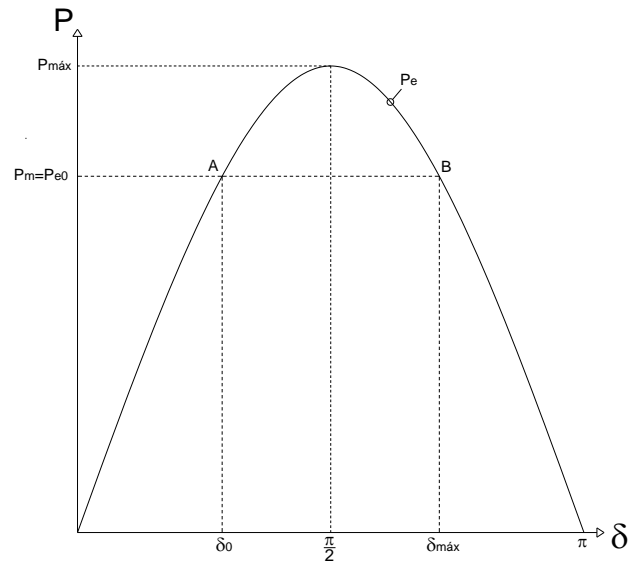


Fig. 2.9 Curva potencia-ángulo de la ecuación (2-60)

Reemplazando las ecuaciones (2-65) y (2-66) en la ecuación (2-60), y aplicando la igualdad trigonométrica de la suma de dos ángulos, se obtiene la ecuación potencia ángulo para el sistema de la figura 2.7 (a), de la forma.

$$P_{e0} + \Delta P_e = P_{máx} \text{sen}(\delta_0 + \Delta\delta)$$

$$P_{e0} + \Delta P_e = P_{máx} (\text{sen}(\delta_0) \cos(\Delta\delta) + \cos(\delta_0) \text{sen}(\Delta\delta)) \quad (2-67)$$

Dado que los cambios incrementales de delta son pequeños se asume que:  $\text{sen}(\Delta\delta) \cong \Delta\delta$  y  $\cos(\Delta\delta) \cong 1$ .

$$P_{e0} + \Delta P_e = P_{máx} * \text{sen}(\delta_0) + P_{máx} * \Delta\delta * \cos(\delta_0) \quad (2-68)$$

Considerando la ecuación (2-60), que muestra que  $P_{e0} = P_{máx} * \text{sen}(\delta_0)$ , y despejando las variables incrementales, el coeficiente sincronizante de potencia designado como  $P_s$ , queda definido como lo muestra la ecuación (2-69).

$$\Delta P_e = P_{máx} * \Delta\delta * \cos(\delta_0)$$

$$P_s = \frac{\Delta P_e}{\Delta\delta} = P_{máx} * \cos(\delta_0) \quad (2-69)$$

Como se observa en la ecuación (2-69), coeficiente sincronizante de potencia no es más que la derivada de la potencia eléctrica  $P_e$  con respecto al ángulo del rotor  $\delta$ .

$$P_s = \left. \frac{dP_e}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_0} = P_{máx} * \cos(\delta_0) \quad (2-70)$$

Aplicando este criterio a la ecuación (2-64), que es la ecuación potencia ángulo del sistema de potencia de la figura 2.8 (a), en la que una maquina sincrónica se conectada a una barra infinita a través de una reactancia tomando en cuenta el efecto de los polos salientes, se obtiene el  $P_s$  mostrado en la ecuación (2-71).

$$P_s = \frac{E \cdot V_t}{x_d + x_{red}} \cos(\delta) + \frac{V_t^2}{2} \left( \frac{1}{x_q + x_{red}} - \frac{1}{x_d + x_{red}} \right) \cos(2 * \delta) \quad (2-64)$$

Ahora al aplicar la ecuación de oscilación en el nuevo estado de operación, es decir reemplazar las variables incrementables en la ecuación de oscilación de la maquina (ecuación (2-43)), y considerando que  $\delta_0$  el ángulo inicial es constante,  $P_m = P_{e0}$  y que  $\Delta P_e = P_s * \Delta\delta$ , se obtiene la ecuación (2-65).

$$\begin{aligned} \frac{2 * H}{\omega_s} * \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} &= P_m - (P_{e0} + \Delta P_e) \\ \frac{2 * H}{\omega_s} * \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \Delta P_e &= 0 \\ \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{\omega_s}{2 * H} * P_s * \Delta\delta &= 0 \end{aligned} \quad (2-65)$$

La ecuación (2-65) es una ecuación diferencial lineal de segundo orden. La solución de esta solución depende del signo algebraico de  $P_s$ . Si  $P_s$  es positivo, la solución  $\Delta\delta(t)$  corresponde a un movimiento armónico simple; este movimiento se representa por medio de las oscilaciones de un péndulo sin amortiguamiento. La ecuación del movimiento armónico simple es  $d^2x/dt^2 + \omega_n^2x = 0$ , la solución general de esta ecuación se muestra en la ecuación (2-66), en donde A y B son constantes dependientes de las condiciones iniciales, mientras que  $\omega_n$  es la velocidad natural de oscilación. La ecuación (2-66) corresponde a una onda sinusoidal no amortiguada como la que se muestra en la figura 2.10 (a).

$$\Delta\delta(t) = A * \cos(\omega_n t) + B * \sen(\omega_n t) \quad (2-66)$$

Si  $P_s$  es negativo, la solución  $\Delta\delta(t)$  crece exponencialmente sin límite, como lo muestra la figura 2.10 (b).

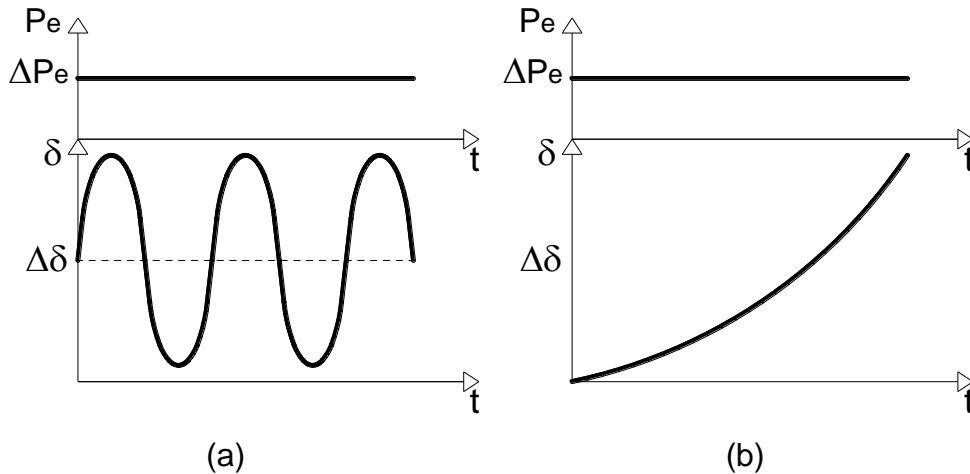


Fig. 2.10 Solución de la ecuación (2-65) (a) si  $P_s$  es positivo (b) si  $P_s$  es negativo

Por lo tanto si el coeficiente sincronizante de potencia evaluado en un determinado punto de operación es positivo, el sistema de potencia está en una condición estable, ya que la oscilación del ángulo del rotor en este caso se limita a seguir una pequeña perturbación, y físicamente el amortiguamiento restaurará el ángulo del rotor al valor inicial posterior al disturbio. Y si el coeficiente sincronizante de potencia es negativo el sistema de potencia está en una condición inestable.

Así que la ecuación (2-66) que es la solución de la ecuación (2-65), describe las oscilaciones sinusoidales si  $P_s$  es positivo. La velocidad natural de oscilación que es la frecuencia angular de las oscilaciones no amortiguadas está dado por la ecuación (2-67), y la correspondiente frecuencia natural de oscilación se muestra en la ecuación (2-68).

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\omega_s * P_s}{2 * H}} \quad (2-67)$$

$$f_n = \frac{\omega_n}{2\pi}$$

$$f_n = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{\omega_s * P_s}{2 * H}} \quad (2-68)$$

#### 2.4.7 CRITERIO DE IGUALDAD DE ÁREAS PARA ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA [5] [6] [8]

A partir de la ecuación de oscilación (ecuación 2-43), y despejando la segunda derivada del ángulo  $\delta$  del rotor, se obtiene la ecuación (2-70).

$$\frac{2 * H}{\omega_s} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [p. u.]}$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2 * H} P_a \quad (2-70)$$

Multiplicando a ambos lados de la ecuación (2-70) por  $(2 d\delta/dt)$ , y utilizando la regla para la derivación de un producto  $((f(x) * g(x))' = f'(x) * g(x) + f(x) * g'(x)$ , en donde  $f(x) = g(x) = d\delta/dt$ ), se consigue la ecuación (2-71).

$$\left(2 \frac{d\delta}{dt}\right) * \frac{d^2\delta}{dt^2} = \left(2 \frac{d\delta}{dt}\right) \frac{\omega_s}{2 * H} P_a$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} * \frac{d\delta}{dt} + \frac{d\delta}{dt} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{H} P_a \frac{d\delta}{dt}$$

$$\frac{d}{dt} \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_s}{H} P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2-71)$$

Integrando ambos lados de la ecuación (2-71), y despejando la velocidad relativa del rotor con respecto a un marco de referencia que se mueve a velocidad constante, se obtiene la ecuación (2-72).

$$\int d \left[ \left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta$$

$$\left( \frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (2-72)$$

Para que exista estabilidad la separación de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad sincrónica  $(d\delta/dt)$  de la ecuación (2-72) debe ser cero cuando la aceleración sea cero o se oponga al movimiento del rotor. De manera que si el rotor de la maquina se está acelerando, las condiciones para que mantenga la estabilidad es que exista un ángulo máximo  $\delta_{max}$  tal que la potencia de aceleración en este punto sea menor o igual a cero  $(P_a(\delta) \leq 0)$ , como se muestra en la ecuación (2-73).

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} P_a d\delta = 0 \quad (2-73)$$

Si se grafica la potencia de aceleración en función del ángulo delta, la ecuación (2-73) representa el área bajo la curva de la potencia de aceleración entre  $\delta_0$  y  $\delta_{max}$ .



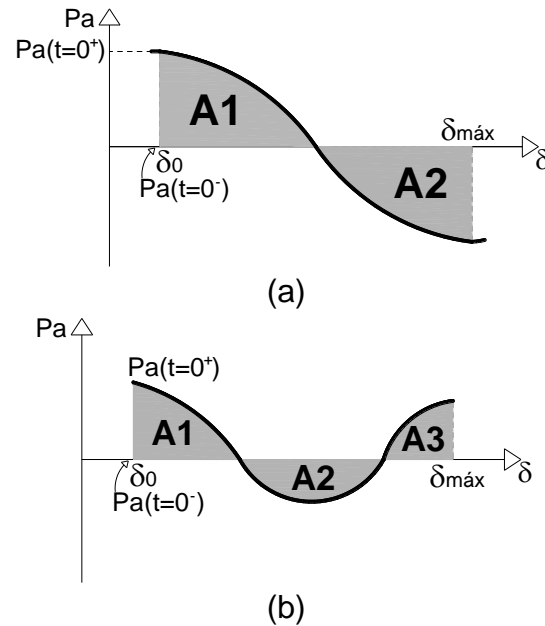


Fig. 2.11 Criterios de igualdad de áreas para la estabilidad de: (a) un sistema estable  
(b) un sistema inestable

En la figura 2.11 el área sobre y bajo el eje  $\delta$  representa la aceleración y desaceleración de la máquina, respectivamente. Si se toma en cuenta esto, en la figura 2.11 (a) si el  $A2 > A1$  el sistema es estable. De manera que para la figura 2.11 (a) el límite de estabilidad es cuando el área neta bajo la curva  $P_a$  vs  $\delta$  desde  $\delta_0$  hasta  $\delta_{m\acute{a}x}$  es cero, entonces las dos áreas  $A1$  y  $A2$  son iguales y opuestas, y también en  $\delta_{m\acute{a}x}$  la potencia de aceleración (por lo tanto la aceleración del rotor) es negativa. Por consiguiente en este límite el sistema es estable y  $\delta_{m\acute{a}x}$  es el máximo ángulo del rotor alcanzado durante la oscilación.

En la figura 2.11 (b) se observa que la potencia de aceleración invierte el signo antes de que el  $A1 = A2$ , de manera que el área de aceleración ( $A1$  y  $A3$ ) es mayor al área de desaceleración ( $A2$ ), provocando que el sistema sea inestable (se pierda el sincronismo). De manera que para la figura 2.11 (b) el límite de estabilidad es cuando el ángulo  $\delta_{m\acute{a}x}$  es tal que  $P_a(\delta_{m\acute{a}x}) = 0$  y el  $A1 = A2$ . En este caso  $\delta_{m\acute{a}x}$  es igual a  $\delta_m$  en la curva potencia-ángulo, con la falla despejada, tal que la potencia es igual a la potencia mecánica y el ángulo del rotor es mayor a  $\pi/2$ , como lo muestra la figura 2.12.

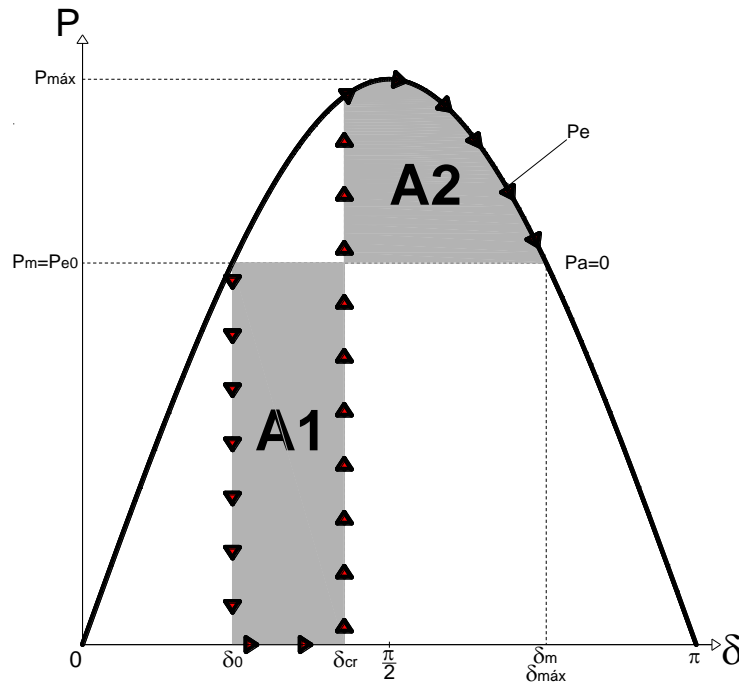


Fig. 2.12 Curva potencia-ángulo aplicando el criterio de igualdad de áreas

Se puede notar que no es necesario graficar la potencia de aceleración vs  $\delta$ , ya que se puede obtener la misma información al graficar las potencias eléctrica y mecánica vs  $\delta$ .

#### 2.4.8 SEVERIDAD DE FALLAS

Mediante el sistema de potencia de la figura 2.13 (a) se analiza la severidad de las fallas que pueden producirse en la línea 2 del sistema antes mencionado. En la figura 2.13 (b) se muestra la curva potencia-ángulo, en la misma se aprecia la transferencia de potencia que puede ocurrir ante los diferentes tipos de fallas que pueden suscitarse en la línea 2. Este análisis no considera fallas en el generador, ya que de ocurrirse, la potencia mecánica aceleraría a la máquina sincrónica, lo que impediría transmitir potencia hacia la barra infinita del sistema de potencia.

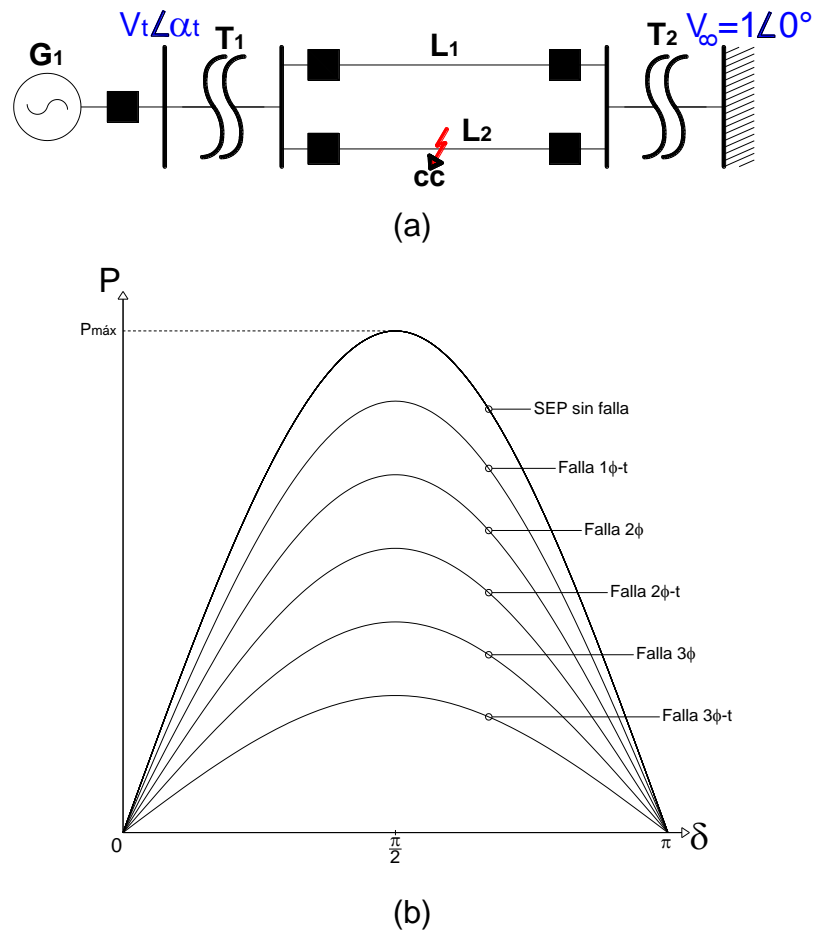


Fig. 2.13 Severidad de fallas (a) SEP de doble circuito de transmisión (b) Curva potencia-ángulo

#### 2.4.9 ANGULO CRITICO DE DESPEJE [5] [6] [8]

Para el sistema de una maquina conectada a una barra infinita a través de una reactancia (figura 2.7 (a)) y para una falla determinada y de cambio de régimen, el *ángulo crítico de despeje*  $\delta_{cr}$  es el ángulo previo a que el sistema pierda la estabilidad, o en otras palabras  $\delta_{cr}$  es el ángulo máximo al cual se debe despejar la falla con el fin de satisfacer los requisitos del criterio de igualdad de áreas para la estabilidad del sistema de potencia. Para hallar el ángulo crítico de despeje el ángulo máximo  $\delta_{max}$  corresponde al ángulo  $\delta_m$  en la curva potencia-ángulo de postfalla (condición luego de haber despejado la falla) como lo muestra la figura 2.12. El tiempo critico correspondiente para despejar la falla se lo denomina *tiempo critico de despeje*  $t_{cr}$ , y

es el tiempo máximo desde el inicio hasta el aislamiento de la falla, de manera que el sistema de potencia es transitoriamente estable.

En el caso de la curva potencia-ángulo de la figura 2.12, correspondiente al sistema de potencia de la figura 2.7 (a), el ángulo crítico de despeje se puede calcular hallando tanto el área de aceleración  $A1$  como el área de desaceleración  $A2$ . En la ecuación (2-74) y (2-75) se muestran las áreas  $A1$  y  $A2$ , respectivamente.

$$A1 = P_m(\delta_{cr} - \delta_0) \quad (2-74)$$

$$A2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{m\acute{a}x}} P_e d\delta - P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_{cr})$$

$$A2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{m\acute{a}x}} P_{m\acute{a}x\ pre} \text{sen}(\delta) d\delta - P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_{cr})$$

$$A2 = -P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{m\acute{a}x}) + P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{cr}) - P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_{cr}) \quad (2-75)$$

Igualando ambas áreas, y despejando el ángulo crítico se obtiene la ecuación (2-76).

$$A1 = A2$$

$$P_m(\delta_{cr} - \delta_0) = -P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{m\acute{a}x}) + P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{cr}) - P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_{cr})$$

$$P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{cr}) = P_{m\acute{a}x\ pre} \text{COS}(\delta_{m\acute{a}x}) + P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_0)$$

$$\delta_{cr} = \text{COS}^{-1} \left( \text{COS}(\delta_{m\acute{a}x}) + \frac{P_m}{P_{m\acute{a}x\ pre}} (\delta_{m\acute{a}x} - \delta_0) \right) \quad (2-76)$$

Donde  $\delta_{cr}$  = ángulo crítico de despeje en [rad]

$\delta_0$  = ángulo inicial de operación en [rad]

$\delta_{m\acute{a}x}$  = ángulo máximo del rotor durante la oscilación [rad]

$P_m$  = potencia mecánica en [pu]

$P_{m\acute{a}x\ pre}$  = pico de la curva de potencia-ángulo de pre-falla en [pu]

Los ángulos  $\delta_0$  y  $\delta_{m\acute{a}x}$  son calculados a partir de la ecuación de potencia-ángulo del sistema de una maquina conectada a una barra infinita a través de una reactancia (ecuación 2-60), como lo muestran las ecuaciones (2-77) y (2-78) respectivamente.

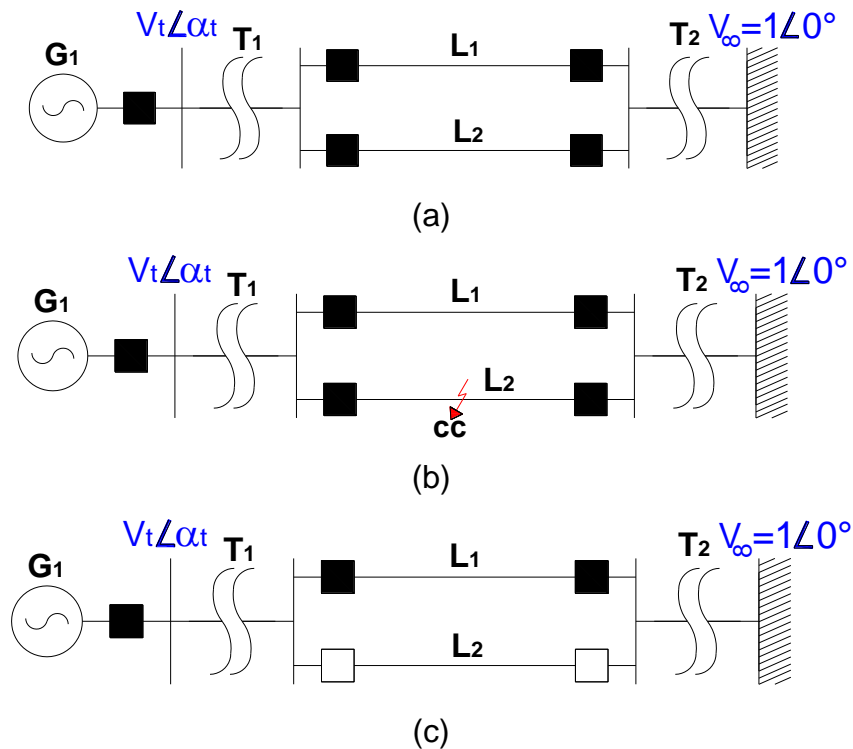
$$P_m = P_{m\acute{a}x\ pre} \text{sen}(\delta_0)$$

$$\delta_0 = \text{sen}^{-1} \left( \frac{P_m}{P_{m\acute{a}x\ pre}} \right) < \frac{\pi}{2} \quad (2-77)$$

$$\delta_{m\acute{a}x} = \pi - \delta_0 > \frac{\pi}{2} \quad (2-78)$$

Es importante mencionar que el tiempo de despeje correspondiente a  $\delta_{cr}$ , se debe obtener a partir de una solución de tiempo de la ecuación de oscilación.

Ahora se calculara el ángulo crítico para el sistema de potencia de la figura 2.14 (a), este sistema de potencia posee un línea de doble transmisión, permitiendo la transferencia de potencia frente a una falla severa en la línea 2. En la figura 1.14 (a) se muestra el SEP en estado estable, es decir en una condición previa a que se produzca una falla, esta condición es conocida como pre-falla. En la figura 1.14 (b) se muestra el SEP en condición de falla, con un corto circuito en la línea 2. En la figura 1.14 (c) se presenta el SEP con la falla ya despejada (se produjo la apertura de la línea  $L_2$ ), esta condición es conocida como post-falla. Finalmente en la figura 2.14 (d) se muestra el criterio de igualdad aplicada en las curvas potencia-ángulo de cada una de las condiciones como son: pre-falla, falla y post-falla.



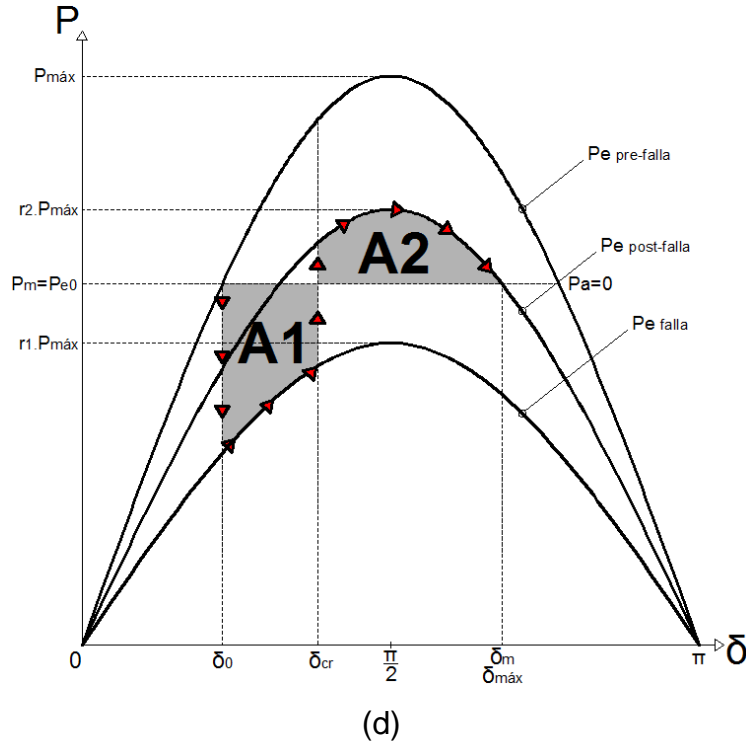


Fig. 2.14 Regímenes de operación del SEP frente a una falla en  $L2$ : (a) Condición inicial o pre-falla (b) Condición de falla (c) Condición con la falla despejada o post-falla (d) criterio de igualdad de áreas aplicada en las curvas potencia-ángulo

Ahora en las ecuaciones (2-79), (2-80) y (2-81) se muestran las ecuaciones potencia-ángulo de las condiciones de operación pre-falla, falla y post-falla, respectivamente.

$$P_{e \text{ pre-falla}} = P_{máx} \text{sen}(\delta) \quad (2-79)$$

$$P_{e \text{ falla}} = P_{máx \text{ falla}} \text{sen}(\delta) \quad (2-80)$$

$$P_{e \text{ post-falla}} = P_{máx \text{ post-falla}} \text{sen}(\delta) \quad (2-81)$$

Mientras que las potencia máximas de cada una de las condiciones antes mencionadas se muestran en las ecuaciones (2-82), (2-83) y (2.84).

$$P_{máx} = \frac{V_{\alpha} * E'}{x_{pre-falla}} \quad (2-82)$$

$$P_{máx \text{ falla}} = r_1 P_{máx} = \frac{V_{\alpha} * E'}{x_{falla}} \quad (2-83)$$

$$P_{máx \text{ post-falla}} = r_2 P_{máx} = \frac{V_{\alpha} * E'}{x_{post-falla}} \quad (2-84)$$

De manera que  $r_1$  y  $r_2$  se muestran en las ecuaciones (2-85) y (2-86).

$$r_1 = \frac{P_{m\acute{a}x\ falla}}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{x_{pre-falla}}{x_{falla}} \quad (2-85)$$

$$r_2 = \frac{P_{m\acute{a}x\ post-falla}}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{x_{pre-falla}}{x_{post-falla}} \quad (2-86)$$

Las áreas de aceleración de desaceleración de la figura 2.14 (d), se las muestran en las ecuaciones (2-87) y (2-88), respectivamente.

$$A_1 = P_m(\delta_{cr} - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} r_1 P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta) d\delta$$

$$A_1 = P_m \delta_{cr} - P_m \delta_0 + r_1 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{cr}) - r_1 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_0) \quad (2-87)$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{m\acute{a}x}} r_2 P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta) d\delta - P_m(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_{cr})$$

$$A_2 = -r_2 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{m\acute{a}x}) + r_2 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{cr}) - P_m \delta_{m\acute{a}x} + P_m \delta_{cr} \quad (2-88)$$

Igualando ambas áreas y despejando  $\delta_{cr}$ , se obtiene la ecuación (2-89).

$$A_1 = A_2$$

$$(r_1 - r_2) P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{cr}) = r_1 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_0) - r_2 P_{m\acute{a}x} \cos(\delta_{m\acute{a}x}) - P_m(\delta_{m\acute{a}x} + \delta_0)$$

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left\{ \frac{1}{(r_1 - r_2)} \left[ r_1 \cos(\delta_0) - r_2 \cos(\delta_{m\acute{a}x}) - \frac{P_m}{P_{m\acute{a}x}} (\delta_{m\acute{a}x} + \delta_0) \right] \right\} \quad (2-89)$$

#### 2.4.10 MÉTODO PASO A PASO PARA LA SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE MOVIMIENTO

El método paso a paso es el método de integración numérica más práctico y de buena exactitud, que sirve para resolver la ecuación diferencial de movimiento, este método calcula la posición angular del rotor durante un intervalo corto de tiempo, para lo cual se hace las siguientes consideraciones:

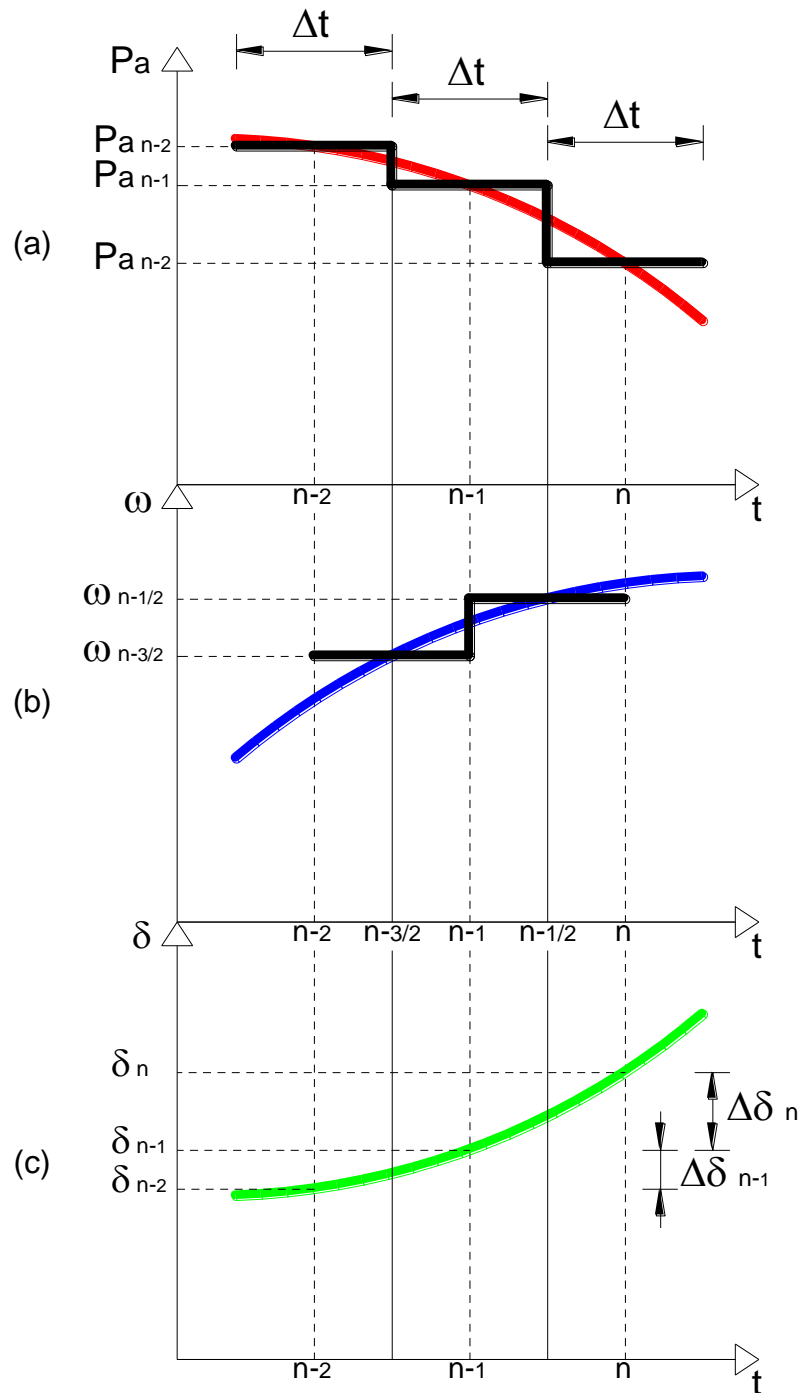


Fig. 2.15 Valores reales y supuestos de: (a)  $P_a$  (b)  $\omega$  (c)  $\delta$

- La potencia de aceleración  $P_a$  calculada al principio de un intervalo es constante desde la mitad del intervalo precedente hasta la mitad del intervalo considerado, intervalo actual.
- La velocidad angular  $\omega$  es constante a lo largo de cualquier intervalo e igual al valor calculado en la mitad del intervalo.



Naturalmente ninguna de estas consideraciones es verdadera, ya que el ángulo del rotor  $\delta$  cambia continuamente, y por lo tanto, la potencia de aceleración  $P_a$  y la velocidad angular  $\omega$  también lo hace, puesto que ambas son función de  $\delta$ . Pese a esto, si el intervalo de tiempo  $\Delta t$  es lo suficientemente pequeño, ambas consideraciones son aceptables.

La primera consideración, consiste en suponer que se produce un MCVU (movimiento circular uniformemente variado) desde la mitad del intervalo precedente ( $n - 3/2$ ) hasta la mitad del intervalo en estudio ( $n - 1/2$ ), es decir que la aceleración angular  $\alpha$  es constante en dicho intervalo, como lo muestra la ecuación (2-90) y las figuras 2.15 (a) y (b).

$$\alpha = \frac{\omega_{n-1/2} - \omega_{n-3/2}}{\Delta t} \quad (2-90)$$

Despejando la diferencia de velocidades angulares y tomando en cuenta que  $\alpha = d^2\delta/dt^2$ , se obtiene la ecuación (2-91).

$$\omega_{n-1/2} - \omega_{n-3/2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \Delta t \quad (2-91)$$

Si se considera una de las dos ecuaciones diferenciales de primer orden de la ecuación de oscilación (ecuación (2-46):  $d^2\delta/dt^2 = (\omega_s/2H)P_a$ ), se obtiene la ecuación (2-92), en donde la potencia de aceleración corresponde a  $P_{a\ n-1}$ , como lo muestra la figura 2.15 (a).

$$\omega_{n-1/2} - \omega_{n-3/2} = \frac{\omega_s}{2H} P_{a\ n-1} \Delta t \quad (2-92)$$

La segunda consideración, consiste en suponer que se produce un MCU (movimiento circular uniforme) a lo largo de cualquier intervalo, es decir que la velocidad angular  $\omega$  es constante en cualquier intervalo, como lo muestra las ecuaciones (2-93) y (2-94), y las figuras 2.15 (b) y (c).

$$\omega_{n-3/2} = \frac{\delta_{n-1} - \delta_{n-2}}{\Delta t} \quad (2-93)$$

$$\omega_{n-1/2} = \frac{\delta_n - \delta_{n-1}}{\Delta t} \quad (2-94)$$

Si se reemplaza las variaciones angulares de las ecuaciones (2-93) y (2-94), como lo muestra la figura 1.15 (c), se obtiene las ecuaciones (2-95) y (2-96).

$$\Delta\delta_{n-1} = \delta_{n-1} - \delta_{n-2} = \omega_{n-3/2} \Delta t \quad (2-93)$$

$$\Delta\delta_n = \delta_n - \delta_{n-1} = \omega_{n-1/2} \Delta t \quad (2-94)$$

Despejando la variación del ángulo del rotor en estudio de la diferencia entre las ecuaciones (2-94) y (2-93), y reemplazando la diferencia de velocidades angulares de la ecuación (2-92), se obtiene la ecuación (2-95).

$$\begin{aligned}\Delta\delta_n - \Delta\delta_{n-1} &= (\omega_{n-1/2} - \omega_{n-3/2})\Delta t \\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} + \frac{\omega_s}{2H} P_{a\ n-1} \Delta t^2 \\ \Delta\delta_n &= \Delta\delta_{n-1} + K P_{a\ n-1}\end{aligned}\tag{2-95}$$

De manera que el cambio del ángulo del rotor  $\delta$  durante el intervalo  $n$  es igual a su valor en el intervalo precedente ( $n - 1$ ) más un factor proporcional a la potencia de aceleración en el intervalo precedente ( $n - 1$ ). Para que el ángulo del rotor  $\delta$ , se exprese en radianes o grados eléctricos, la constante  $K$  debe calcularse como lo muestra las ecuaciones (2-96) y (2-97), respectivamente.

$$K = \frac{2\pi f}{2H} \Delta t^2\tag{2-96}$$

$$K = \frac{180f}{2H} \Delta t^2\tag{2-97}$$

En donde la frecuencia  $f$  esta en  $[Hz]$  y la constante de inercia de la maquina  $H$  esta en  $[s]$ .

En cualquier discontinuidad, al inicio de un intervalo existen dos valores de potencia de aceleración, por lo que se debe de utilizar el promedio de las potencias de aceleración. Las discontinuidades que se producen son: la falla, el despeje de la falla y la reconexión de los elementos fallados. En la tabla 2.1 en los tiempos  $t_0$ ,  $t_4$  y  $t_7$  se producen cada una de las discontinuidades respectivamente antes mencionadas, y se observa cómo se obtiene dicho promedio. Si la discontinuidad ocurre dentro del intervalo entonces no se realiza ningún promedio, ya que existe un solo valor de la  $P_a$ , y no interfiere con el método paso a paso.

Tabla 2.2 Método paso a paso

		$t$ [s]	$P_{ei}$ [pu]	$P_a$ [pu]	$K * P_a$ [°]	$\Delta\delta_n$ [°]	$\delta_n$ [°]
Falla	Pre-falla	$t_0^-$	$P_{e\ pre}(\delta_0)$	$P_{a\ t_0^-} = P_m - P_{e\ pre}(\delta_0)$	-	-	$\delta_0$
	Falla	$t_0^+$	$P_{e\ falla}(\delta_0)$	$P_{a\ t_0^+} = P_m - P_{e\ falla}(\delta_0)$	-	-	$\delta_0$
		$\bar{t}_0$	-	$P_{a\ \bar{t}_0} = (P_{a\ t_0^-} + P_{a\ t_0^+})/2$	$KP_{a\ \bar{t}_0}$	$\Delta\delta_{\bar{t}_0} = KP_{a\ \bar{t}_0}$	$\delta_0$
	Falla	$t_1$	$P_{e\ falla}(\delta_1)$	$P_{a\ t_1} = P_m - P_{e\ falla}(\delta_1)$	$KP_{a\ t_1}$	$\Delta\delta_{t_1} = \Delta\delta_{\bar{t}_0} + KP_{a\ t_1}$	$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_{\bar{t}_0}$
	Falla	$t_2$	$P_{e\ falla}(\delta_2)$	$P_{a\ t_2} = P_m - P_{e\ falla}(\delta_2)$	$KP_{a\ t_2}$	$\Delta\delta_{t_2} = \Delta\delta_{t_1} + KP_{a\ t_2}$	$\delta_2 = \delta_1 + \Delta\delta_{t_1}$
	Falla	$t_3$	$P_{e\ falla}(\delta_3)$	$P_{a\ t_3} = P_m - P_{e\ falla}(\delta_3)$	$KP_{a\ t_3}$	$\Delta\delta_{t_3} = \Delta\delta_{t_2} + KP_{a\ t_3}$	$\delta_3 = \delta_2 + \Delta\delta_{t_2}$
Despeje	Falla	$t_4^-$	$P_{e\ falla}(\delta_4)$	$P_{a\ t_4^-} = P_m - P_{e\ falla}(\delta_4)$	-	-	$\delta_4 = \delta_3 + \Delta\delta_{t_3}$
	Post-falla	$t_4^+$	$P_{e\ post}(\delta_4)$	$P_{a\ t_4^+} = P_m - P_{e\ post}(\delta_4)$	-	-	$\delta_4$
		$\bar{t}_4$	-	$P_{a\ \bar{t}_4} = (P_{a\ t_4^-} + P_{a\ t_4^+})/2$	$KP_{a\ \bar{t}_4}$	$\Delta\delta_{\bar{t}_4} = \Delta\delta_{t_3} + KP_{a\ \bar{t}_4}$	$\delta_4$
	Post-falla	$t_5$	$P_{e\ post}(\delta_5)$	$P_{a\ t_5} = P_m - P_{e\ post}(\delta_5)$	$KP_{a\ t_5}$	$\Delta\delta_{t_5} = \Delta\delta_{\bar{t}_4} + KP_{a\ t_5}$	$\delta_5 = \delta_4 + \Delta\delta_{\bar{t}_4}$
	Post-falla	$t_6$	$P_{e\ post}(\delta_6)$	$P_{a\ t_6} = P_m - P_{e\ post}(\delta_6)$	$KP_{a\ t_6}$	$\Delta\delta_{t_6} = \Delta\delta_{t_5} + KP_{a\ t_6}$	$\delta_6 = \delta_5 + \Delta\delta_{t_5}$
Recierre	Post-falla	$t_7^-$	$P_{e\ post}(\delta_7)$	$P_{a\ t_7^-} = P_m - P_{e\ post}(\delta_7)$	-	-	$\delta_7 = \delta_6 + \Delta\delta_{t_6}$
	Pre-falla	$t_7^+$	$P_{e\ pre}(\delta_7)$	$P_{a\ t_7^+} = P_m - P_{e\ pre}(\delta_7)$	-	-	$\delta_7$
		$\bar{t}_7$	-	$P_{a\ \bar{t}_7} = (P_{a\ t_7^-} + P_{a\ t_7^+})/2$	$KP_{a\ \bar{t}_7}$	$\Delta\delta_{\bar{t}_7} = \Delta\delta_{t_6} + KP_{a\ \bar{t}_7}$	$\delta_7$
	Pre-falla	$t_8$	$P_{e\ pre}(\delta_8)$	$P_{a\ t_8} = P_m - P_{e\ pre}(\delta_8)$	$KP_{a\ t_8}$	$\Delta\delta_{t_8} = \Delta\delta_{\bar{t}_7} + KP_{a\ t_8}$	$\delta_8 = \delta_7 + \Delta\delta_{\bar{t}_7}$

En donde  $t_n = t_{n-1} + \Delta t$ , el ángulo  $\delta_0$  se calcula a partir de la ecuación potencia-ángulo del sistema en estudio.

En la tabla 2.1 se presenta el procedimiento del método paso a paso siendo el resultado la columna  $\delta_n [^\circ]$ , la cual se la gráfica en función del tiempo. Una curva de oscilación de una maquina máquina es presentada en la figura 2.16, en donde se puede visualizar que si no se realiza el despeje de la falla el ángulo del rotor crece indefinidamente, y también que mientras más rápido sea el despeje y el recierre, las oscilaciones serán de menor magnitud y se amortiguarán más rápido.

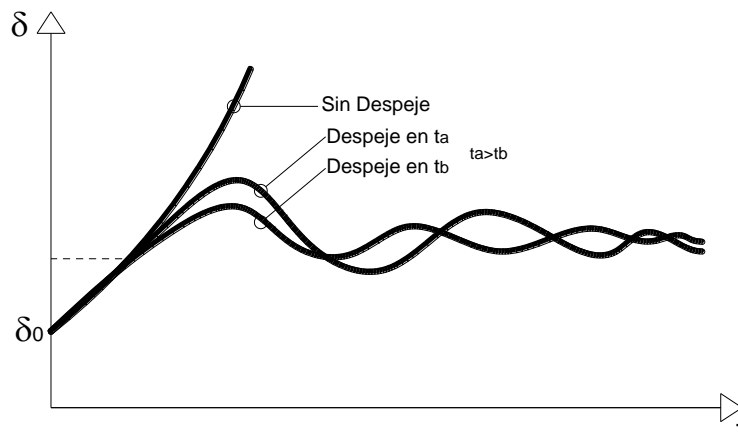


Fig. 2.16 Curva de oscilación de una máquina

#### 2.4.11 CALCULO DE FALLAS SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS [5] [8]

En los sistemas de potencia se pueden producir diferentes tipos de fallas. Las fallas de mayor a menor probabilidad de ocurrencia son: monofásicas, bifásicas, bifásica a tierra y trifásicas. Las fallas o cortocircuitos pueden clasificarse en fallas simétricas y asimétricas. La única falla simétrica es la trifásica puesto la falla afecta a las tres fases. El resto de fallas son del tipo asimétricas, ya que estas fallas afectan a una o dos fases, provocando desbalances entre las fases.

Debido a que la mayoría de fallas son asimétricas es de vital importancia realizar un análisis de estabilidad, cuando ocurren este tipo de fallas. Para el cálculo de las mismas aunque se puede utilizar los componentes de fase (a, b y c), comúnmente se utiliza componentes simétricos. Los componentes simétricos permiten desacoplar las fases para realizar el análisis en cada una de ellas.

En sistemas de potencia trifásicos, tienen 3 componentes simétricos balanceados (cada uno posee vectores de igual magnitud y con el mismo

desfasamiento): componentes de secuencia positiva, componentes de secuencia negativa y componentes de secuencia cero.

### 2.4.11.1 Redes de secuencia de los elementos del sistema de potencia

Cada componente del SEP se representa por tres circuitos equivalentes monofásicos, correspondiendo a las secuencias positiva, negativa y cero. Estas redes de secuencia están conformadas por impedancias de secuencia, las mismas dependen de las características de cada elemento. A continuación se presenta la modelación de los principales componentes del sistema de potencia.

#### 2.4.11.1.1 Redes de secuencia de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son elementos estáticos. Las redes de secuencia de líneas de transmisión se muestran en la figura 2.17. Por lo general las impedancias de secuencia  $Z_1$  y  $Z_2$  son iguales, mientras que la impedancia  $Z_0$  es mayor que las dos anteriores, debido a que en la secuencia se debe considerar los efectos de retorno por tierra y conductores de guardia, ya que la corriente se reparte por ambos caminos.

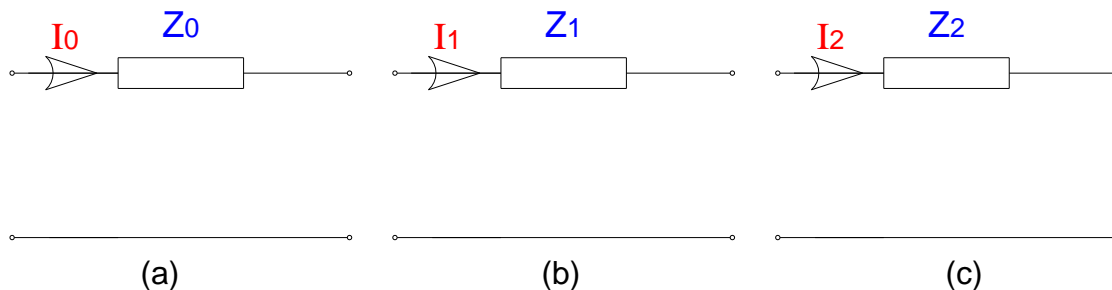


Fig. 2.17 Redes de secuencia de líneas de transmisión (a) Red de secuencia cero (b) Red de secuencia positiva (c) Red de secuencia negativa

#### 2.4.11.1.2 Redes de secuencia de transformadores de potencia de dos devanados

Los transformadores de potencia son elementos estáticos, o en otras palabras no es un elemento motriz. Las redes de secuencia positiva y negativa de transformadores se muestran en la figura 2.18, sus impedancias de secuencia son iguales a la impedancia de cortocircuito del transformador en por unidad.

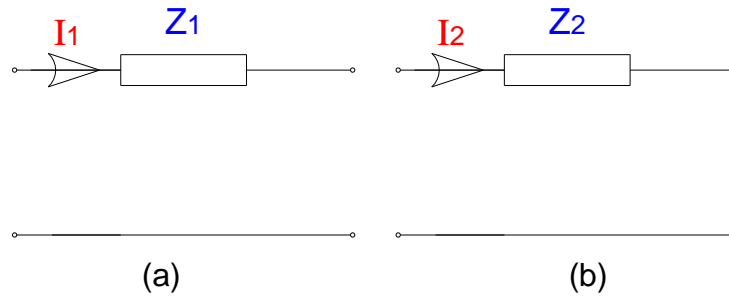


Fig. 2.18 Redes de secuencia de transformadores de dos devanados (a) Red de secuencia positiva (b) Red de secuencia negativa

La red de secuencia cero depende del tipo de conexión que posean los devanados de alto y bajo voltaje, y también de si se encuentran aterrizados o no. Las redes de secuencia cero correspondientes a los diferentes tipos de conexiones se presentan en la figura 2.19. El valor de la impedancia de secuencia cero es igual o un poco menor que la impedancia de secuencia positiva.

Conexiones	Diagramas	Red de secuencia 0
1 		
2 		
3 		
4 		
5 		

Fig. 2.19 Redes de secuencia cero según el tipo de conexión para transformadores de dos devanados

Si el bobinado en Y del transformador se encuentra aterrizado, la corriente circulara a tierra en el caso en el que se produzca una falla asimétrica, como lo muestra el cuarto caso de la figura 2.19. Cuando el bobinado en Y no se encuentra aterrizado el sistema queda aislado de la corriente de secuencia cero, como lo muestra el caso 5 de la figura 2.19. Similar característica posee la conexión en delta, ya que la corriente de secuencia cero no circula hacia a tierra, aunque se inducen en los bobinados por el efecto de transformación.

#### 2.4.11.1.3 Redes de secuencia de máquinas sincrónicas

Las maquinas sincrónicas son elementos rotativos, debido a ello cada una de las impedancias de secuencia son diferentes.

Para estudios de estabilidad, la red de secuencia positiva de la maquina sincrónica es igual al modelo clásico de la máquina mostrado en la figura 2.5 (a), por ende  $Z_1 = R_1 + jx'_d$  y el valor de la fuente es igual al voltaje interno  $E$  como se muestra en la figura 2.20 (b).  $R_1$  es la resistencia ac de la armadura y  $x'_d$  es la reactancia transitoria en el eje directo.

Para la red de secuencia negativa de la maquina motriz mostrada en la figura 2.20 (b), se utilizara la reactancia de secuencia negativa de frecuencia fundamental  $x_2$ , la misma se muestra en la ecuación (2-98).

$$x_2 = \frac{x'_d + x''_q}{2} \quad (2-98)$$

La red de secuencia cero se muestra en la figura 2.20 (a) en donde  $Z_0$  es la impedancia de secuencia cero monofásica del generador. Si el generador está conectado a tierra a través de una impedancia externa  $Z_n$ , a la red de secuencia cero se le agrega  $3Z_n$  en serie con  $Z_0$ .

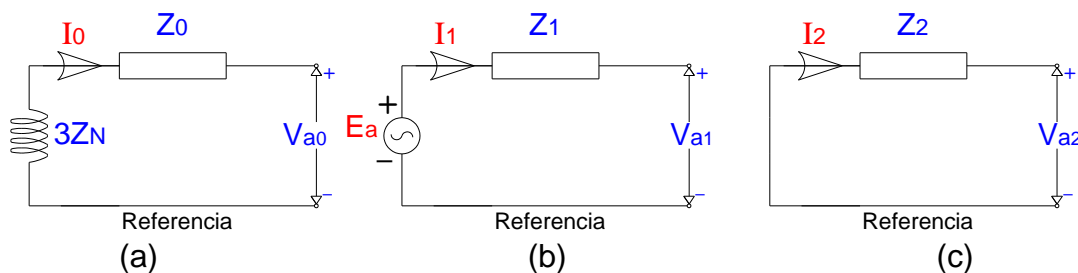


Fig. 2.20 Redes de secuencia de máquinas sincrónicas (a) Red de secuencia cero (b) Red de secuencia positiva (c) Red de secuencia negativa

### 2.4.11.2 Análisis de fallas simétricas y asimétricas

Una vez que se posee los circuitos equivalentes en cada una de las secuencias de cada uno de los elementos del sistema, se puede obtener redes de cada secuencia del SEP en análisis. Interconectando estas redes dependiendo del tipo de falla y el lugar dentro del sistema en donde se presentó la perturbación, se puede analizar la condición de falla del SEP. A continuación se presentan los esquemas de cada tipo de falla que se puede presentar en un SEP. Adicionalmente se muestra el esquema de análisis para conductor abierto.

#### 2.4.11.2.1 Falla trifásica

La falla trifásica es del tipo simétrica, el esquema para el análisis de este tipo de falla se presenta en la figura 2.21.

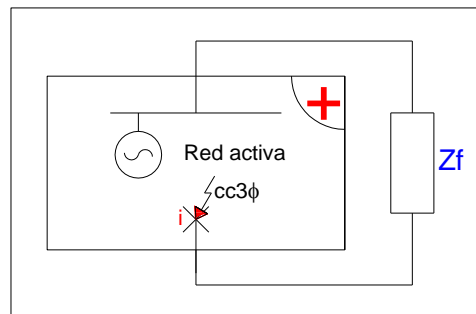
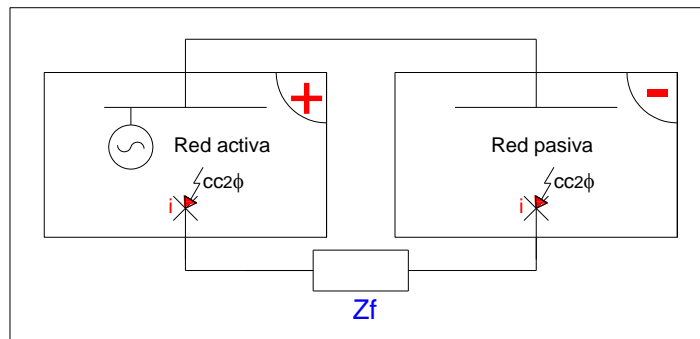


Fig. 2.21 Falla trifásica

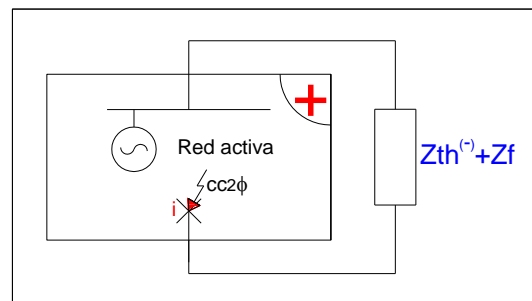
#### 2.4.11.2.2 Falla bifásica

La falla bifásica es del tipo asimétrica. Debido a que no existe una conexión a tierra, ya que únicamente intervienen dos fases, la red de secuencia cero no ingresa en este esquema de análisis. La figura 2.22 muestra el esquema de conexión para el análisis de este tipo de falla.





(a)

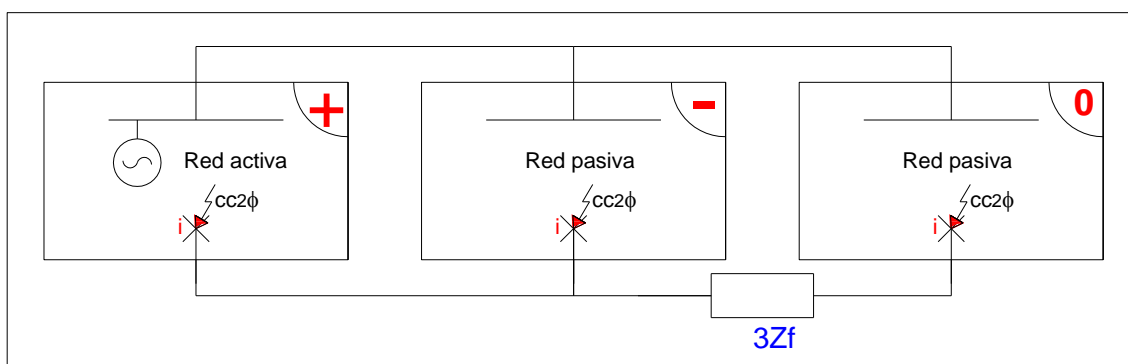


(b)

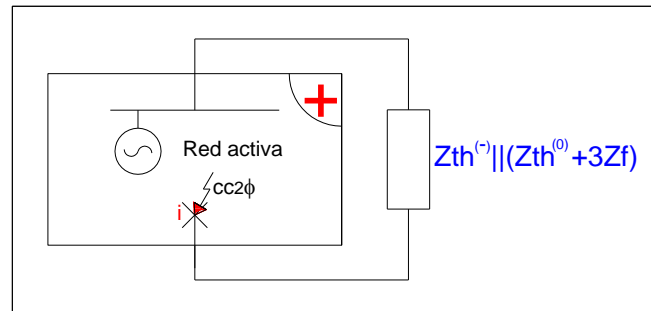
Fig. 2.22 Falla bifásica: (a) sin equivalentes (b) con equivalente de secuencia negativa

#### 2.4.11.2.3 Falla bifásica a tierra

Este es otro tipo de falla asimétrica. El esquema de análisis de esta falla a diferencia del anterior posee tres redes de secuencia, ya que agrega la red de secuencia cero debido a la conexión a tierra. En la figura 2.23 se muestra el esquema de análisis de este tipo de falla.



(a)

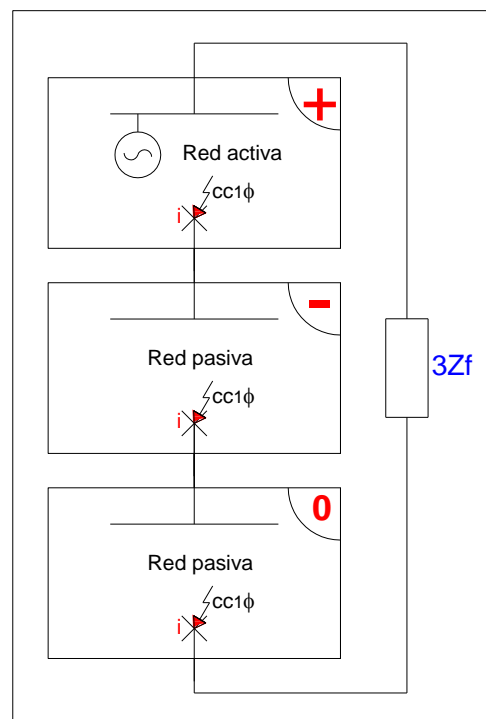


(b)

Fig. 2.23 Falla bifásica a tierra: (a) sin equivalentes (b) con equivalentes de secuencia

#### 2.4.11.2.4 Falla monofásica

Este tipo de falla es asimétrica y es el tipo de falla más común en un SEP. El esquema de conexión de este tipo de falla se muestra en la figura 2.24, y contiene las tres redes de secuencia dado que es esta falla es del tipo desbalanceada y además posee una conexión a tierra.



(a)

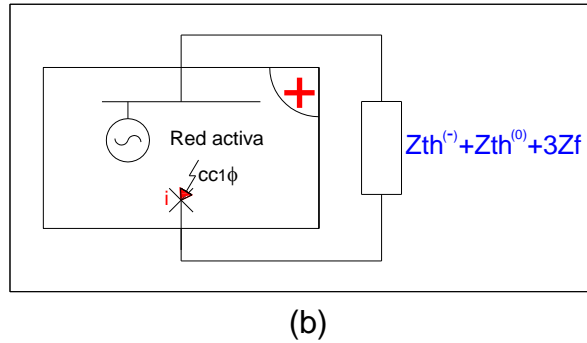


Fig. 2.24 Falla monofásica: (a) sin equivalentes (b) con equivalentes de secuencia

#### 2.4.11.2.5 Representación de condiciones de conductor abierto

La condición de conductor abierto se puede producir por ruptura de conductores o por deliberadas maniobras de conexión o desconexión. El esquema de conexión para la condición de conductor abierto se muestra en la figura 2.25. En análisis de estabilidad este esquema ayuda a representar la condición de post-falla ante una falla monofásica en una línea de transmisión, que posee la capacidad de apertura y recierre de una sola fase.

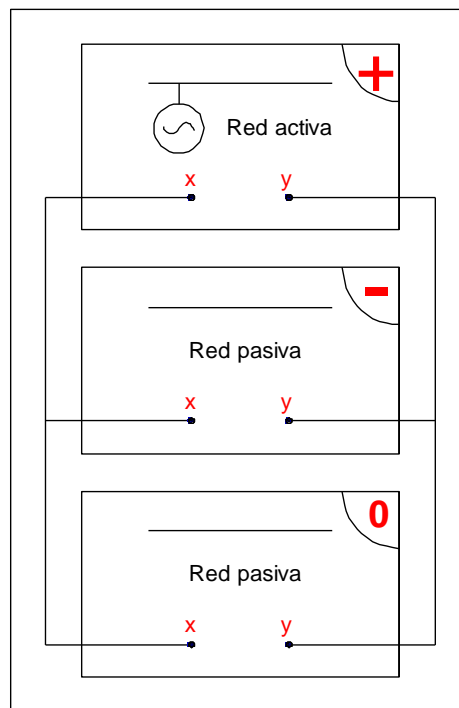


Fig. 2.25 Conexión de redes de secuencia para análisis de condiciones de conductor abierto

### 2.4.12 MODELO CLÁSICO DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINA

Para realizar el análisis de estabilidad transitoria de un sistema multimáquina, se utilizará el modelo clásico el cual considera que:

- La potencia mecánica  $P_m$  es constante, es decir no se toma en cuenta el efecto del regulador de velocidad ni el cambio de  $P_m$  provocado por la fuente mecánica primaria.
- El amortiguamiento de las maquinas  $D$  es insignificante.
- El modelo del generador compuesto por una fuente de voltaje constante detrás de su reactancia transitoria es válido.
- Las cargas se representan como impedancias constantes.

Este modelo aunque es útil para realizar análisis de estabilidad, se limita al estudio de transitorios únicamente de la “primera oscilación” o periodos del orden de un segundo.

La ultima consideración, la cual propone la representación de las cargas mediante impedancias constantes, se la realiza por conveniencia en muchos estudios clásicos. En realidad las cargas poseen su propio comportamiento dinámico, el cual varía desde una impedancia constante a una potencia constante. Mucho se habla de este tema, todo afirman que la impedancia constante no es una representación tan adecuada. Los resultados de la estabilidad pueden tener un efecto marcado debido a esta representación.

En la figura 2.26 se muestra la representación de un sistema multimáquina (Modelo clásico). En esta figura se observa la red eléctrica de un sistema de  $n$ -maquinas, en donde cada máquina está representada en serie por una fuente con valor igual al voltaje interno y su reactancia transitoria en el eje directo, y cada carga está representada por impedancias pasivas conectadas sus respectivas barras. Hay que notar que el símbolo de tierra es la referencia del sistema de potencia.

De igual forma que el sistema de una máquina, los valores iniciales de los voltajes internos se los determina a partir de las condiciones de pre-falla, por ende un

estudio de flujo de carga del SEP en condiciones de pre-falla es necesario. En los estudios de estabilidad clásica, durante el transitorio las magnitudes de los voltajes internos de los generadores se mantienen constantes.

La matriz de admitancias de la red de n-nodos con fuentes activas, está definida por la ecuación 2.99.

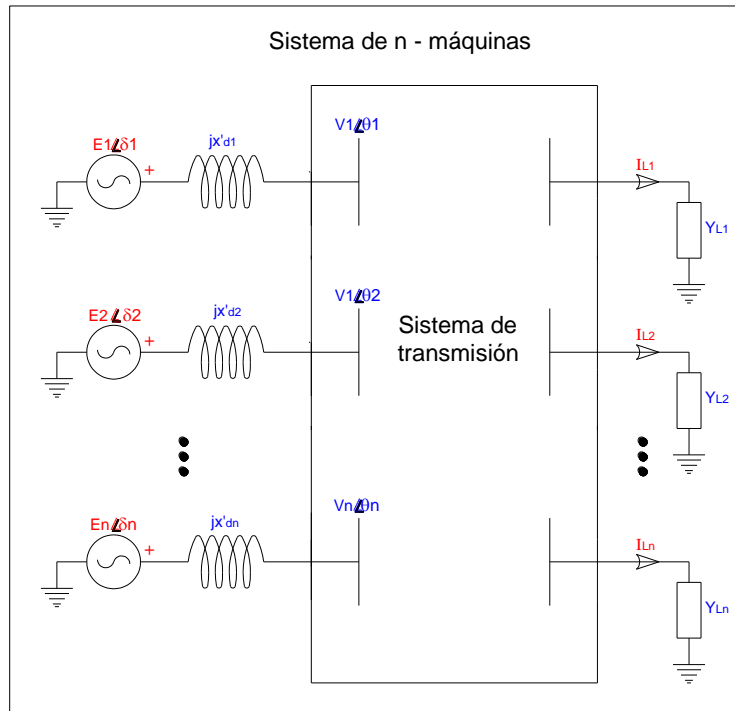


Fig. 2.26 Modelo clásico de un sistema multimáquina

$$\bar{I} = \bar{Y} \cdot \bar{E} \quad (2-99)$$

En donde la matriz de admitancias  $\bar{Y}$  posee elementos en la diagonal principal  $\bar{Y}_{ii}$  (punto de conducción de la admitancia para el nodo  $i$ ) y elementos fuera de la diagonal principal  $\bar{Y}_{ij}$ . En donde por definición cada elemento  $\bar{Y}_{ii}$  es un punto de conducción de la admitancia para su nodo  $i$ , y cada elemento  $\bar{Y}_{ij}$  es el negativo de la admitancia de transferencia entre los nodos  $i$  y  $j$ . Ambos tipos de elementos están compuestos por una parte real  $G$  denominada conductancia y una parte imaginaria  $B$  llamada susceptancia, estos elementos quedan definidos como lo muestran las ecuaciones (2-100) y (2-101).

$$\bar{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (2-100)$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2-101)$$

Ahora la potencia eléctrica de la red en el nodo  $i$ , que es la potencia de salida del generador sincrónico  $i$ , esta dada por la ecuación (2-102).

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i + \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i + \delta_j)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2-102)$$

Por lo tanto las dos ecuaciones resultantes de la ecuación de movimiento quedan definidas como

$$\frac{2 \cdot H_i}{\omega_s} * \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - \left[ E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i + \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i + \delta_j)] \right] \quad (2-103)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2-104)$$

En donde la potencia mecánica es igual a la potencia eléctrica antes de que se produzca la perturbación ( $t=0^-$ ), como lo muestra la ecuación (2-105).

$$P_{mi0} = E_i^2 G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij0} \sin(\delta_{i0} + \delta_{j0}) + G_{ij0} \cos(\delta_{i0} + \delta_{j0})] \quad (2-105)$$

El subíndice 0 se lo utiliza para indicar la condición de pre-falla. Como se observa los parámetros que varían dentro de esta expresión son los ángulos de los rotores de las máquinas y los parámetros de red.

En este punto hay que notar que de las ecuaciones (2-103) y (2-104) es un conjunto de  $n$ -parejas de ecuaciones diferenciales de segundo orden no lineales. Estas pueden ser escritas de la forma  $x = f(x, x_0, t)$ , en donde  $x$  es un vector de dimensión  $(2n \times 1)$ , como lo muestra la ecuación (2-106), y  $f$  es un conjunto de funciones no lineales de los elementos del vector de estado  $x$ .

$$x' = [\omega_1, \delta_1, \omega_2, \delta_2, \dots, \omega_n, \delta_n] \quad (2-106)$$

#### 2.4.12.1 Preparación de datos

Para realizar un análisis de estabilidad transitoria, es necesario preparar los datos de la siguiente manera:

1. Ejecutar un estudio de flujo de carga al SEP en condiciones pre-transitorias, con el fin de obtener los voltajes en las barras de los generadores y las cargas, con dichos datos se calcularán las potencias mecánicas  $Pm_i$  y voltajes internos  $E_i \angle \delta_i$  de los generadores, y los valores de las admitancias  $Y_{Lj}$  de las cargas.
2. Obtener datos adicionales como son las inercias  $H_i$  y las reactancias subtransitorias  $Xd'_i$  de cada generador.
3. Hallar las Impedancias de la red transmisión para todas las maniobras: fallas, etc.
4. Definir el tipo y lugar de la perturbación.
5. Especificar los tiempos de maniobra de la perturbación, apertura de elementos, despeje de la falla y recierre de los elementos. Además definir el tiempo total de estudio.

#### 2.4.12.2 Cálculos preliminares

Con los datos anteriores se realizan los siguientes cálculos:

1. Convertir todos los datos del sistema a una misma base, frecuentemente se toma como base 100 MVA.
2. Convertir a admitancias las cargas. Del estudio de flujo de carga se toma el voltaje de la barra a la cual se conecta la carga  $V_{Lj} \angle \theta_{Lj}$ , junto con la potencia activa  $P_{Lj}$ , reactiva  $Q_{Lj}$ , y la corriente que fluye a la carga  $\bar{I}_{Lj}$ , se puede obtener la carga como una admitancia  $Y_{Lj} = G_{Lj} + jB_{Lj}$ , como lo muestra la figura 2.27.

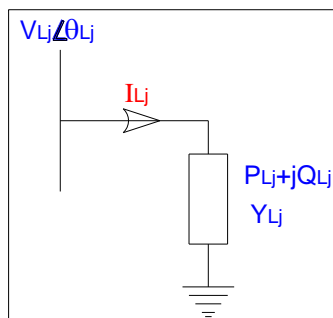


Fig. 2.27 Conversión de cargas a admitancias

De manera que, de las expresiones de potencia aparente de la barra de carga  $j$  se despeja la corriente  $\bar{I}_{Lj}$ , como lo muestra la ecuación (2-107).

$$\begin{aligned}\bar{S}_{Lj} &= V_{Lj} \angle \theta_{Lj} * \bar{I}_{Lj}^* = P_{Lj} + jQ_{Lj} \\ \bar{I}_{Lj} &= \frac{(P_{Lj} + jQ_{Lj})^*}{(V_{Lj} \angle \theta_{Lj})^*} = \frac{P_{Lj} - jQ_{Lj}}{V_{Lj} \angle -\theta_{Lj}}\end{aligned}\quad (2-107)$$

Y finalmente en la expresión de la admitancia de la carga se reemplaza la corriente antes hallada. Resolviendo la expresión se obtiene la admitancia en paralelo equivalente en la barra  $j$ , como muestra la ecuación (2-108).

$$\begin{aligned}\bar{Y}_{Lj} &= \frac{1}{\bar{Z}_{Lj}} = \frac{\bar{I}_{Lj}}{V_{Lj} \angle \theta_{Lj}} = \frac{1}{V_{Lj} \angle \theta_{Lj}} * \frac{P_{Lj} - jQ_{Lj}}{V_{Lj} \angle -\theta_{Lj}} \\ \bar{Y}_{Lj} &= \frac{P_{Lj} - jQ_{Lj}}{V_{Lj}^2}\end{aligned}\quad (2-108)$$

3. Calcular los voltajes internos de las máquinas, las magnitudes de los mismos se consideran constantes durante todo el periodo transitorio, por ello se los calculan antes de que se produzca la falla, es decir se calculan a partir de los resultados del flujo de potencia. En la figura 2.28 se muestra el modelo del generador, mientras que la ecuación (2-109) muestra cómo se calcula el voltaje interno de la máquina.

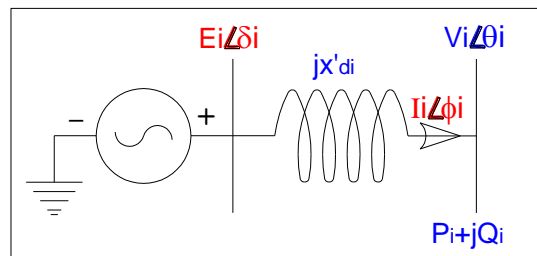


Fig. 2.28 Cálculo de voltajes internos

$$E_i \angle \delta_i = V_i \angle \theta_i + jX'd'_i * \left( \frac{P_i + jQ_i}{V_i \angle \theta_i} \right)^* = V_i \angle \theta_i + jX'd'_i * \frac{P_i - jQ_i}{V_i \angle -\theta_i} \quad (2-109)$$

4. Calcular las matrices de admitancias para las condiciones: pre-falla, falla y post-falla. Para lo cual se deben realizar los siguientes pasos:
  - a. Las impedancias equivalentes de la carga o admitancias, están conectadas entre la barra de carga y el nodo de referencia o tierra. Las reactancias transitorias de los generadores están conectadas entre la barra interna del generador (estas barras toman la numeración 1, 2, ..., n, como lo muestra la



figura 2.26) y la barra terminal de cada uno de los generadores. Los valores de las reactancias transitorias de los generadores se añaden a la reactancia del transformador del generador. También, la simulación de la impedancia de falla es necesaria y se la debe de añadir.

- b. Todas las impedancias de los elementos son convertidas a admitancias.
  - c. Cada uno de los elementos de la matrices de admitancias  $\bar{Y}$  se los identifica a así:  $\bar{Y}_{ii}$  es la suma de todas las admitancias conectadas al nodo  $i$ , y  $\bar{Y}_{ij}$  es el negativo de la admitancia entre los nodos  $i$  y  $j$ .
5. Reducir cada una de las matrices de admitancias  $\bar{Y}$ , eliminando todas las barras excepto las barras internas de los generadores. Esta reducción se la puede realizar mediante la operación de la matriz, tomando en cuenta que las únicas barras que poseen corrientes de inyección son las barras internas de los generadores. Se utilizara esta propiedad para realizar la reducción de la red como se muestra a continuación.

Partiendo de que  $I = Y * E$ , y que las únicas barras que poseen corrientes de inyección son las barras internas de los generadores se obtiene la ecuación (2-110).

$$I = Y * E = \begin{bmatrix} I_n \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2-110)$$

Dividiendo las matrices  $Y$  y  $E$  de manera que el subíndice  $n$  representa los números de generadores y el subíndice  $r$  representa el número de barras restantes, se obtiene la ecuación (2-111).

$$\begin{bmatrix} I_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_n & Y_{nr} \\ Y_{rn} & Y_{rr} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_n \\ E_r \end{bmatrix} \quad (2-111)$$

De manera que las submatrices  $E_n$  y  $E_r$  son del orden  $(n \times 1)$  y  $(r \times 1)$ , respectivamente. Expandiendo la ecuación (2-111) se obtiene el sistema de ecuaciones (2-112).

$$\begin{cases} I_n = Y_{nn} * E_n + Y_{nr} * E_r \\ 0 = Y_{rn} * E_n + Y_{rr} * E_r \end{cases} \quad (2-112)$$

Despejando  $E_r$  de la ecuación inferior del sistema de ecuaciones (2-112), se obtiene la ecuación (2-113).

$$0 = Y_{rn} * E_n + Y_{rr} * E_r$$

$$Y_{rr}^{-1} * Y_{rr} * E_r = -Y_{rr}^{-1} * Y_{rn} * E_n$$

$$E_r = -Y_{rr}^{-1} * Y_{rn} * E_n \quad (2-113)$$

Reemplazando  $E_r$  en la ecuación superior del sistema de ecuaciones (2-112), se obtiene la ecuación (2-114), en esta se observa la relación  $I_n = Y_n * E_n$ ,

$$I_n = Y_{nn} * E_n + Y_{nr} * (-Y_{rr}^{-1} * Y_{rn} * E_n)$$

$$I_n = (Y_{nn} - Y_{nr} * Y_{rr}^{-1} * Y_{rn}) * E_n \quad (2-114)$$

En donde  $Y_n$  es la matriz de admitancias reducida, la misma posee las dimensiones  $(n \times n)$  y se muestra en la ecuación (2-115).

$$\therefore Y_{reducida} = (Y_{nn} - Y_{nr} * Y_{rr}^{-1} * Y_{rn}) \quad (2-115)$$

Esta reducción de la red es una técnica analítica útil que puede ser utilizada siempre y cuando las cargas sean consideradas como impedancias constantes. En el caso de que las cargas no se consideren como impedancias constantes, las barras de carga deben de ser conservadas. La reducción de la red puede ser aplicada solo a aquellas barras que tienen cero corrientes de inyección.

Dado que se utiliza el modelo clásico del sistema multimáquina con el objetivo de obtener las antes mencionadas “curvas de oscilación”, en el modelo clásico los ángulos de los voltajes internos de los generadores detrás de las reactancias transitorias se asume que corresponden a los ángulos del rotor. Por ende, estamos matemáticamente obteniendo una solución para el conjunto de pares de ecuaciones (2-103) y (2-104). Las condiciones iniciales de  $\omega_i$  y  $\delta_i$  están dadas por:  $\omega_{i0} = 0$  y  $\delta_{i0}$  es obtenida de la ecuación (2-105).

Una vez realizada la preparación de datos y los cálculos preliminares, se tendrá los valores de los voltajes internos constantes detrás de las reactancias transitorias para cada uno de los generadores y la matriz reducida  $Y$  para cada red. Por lo tanto todos los coeficientes de las ecuaciones (2-103) y (2-104) ya están disponibles.

El paso final es resolver el conjunto de ecuaciones (2-103) y (2-104) para  $n$  generadores. Ya que el conjunto de ecuaciones (2-103) y (2-104) es no lineal las soluciones de tiempo para cada uno de los ángulos de los generadores  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$  se los obtiene mediante la integración numérica, en el siguiente subtema se muestra dos métodos de integración numérica de la ecuación de oscilación. Es aconsejable

obtener las curvas de oscilación de los generadores para dos segundos o el tiempo necesario para poder observar dos oscilaciones, se los grafica relativos al ángulo del rotor de la máquina de referencia (un ejemplo para tres generadores:  $\delta_{21} = \delta_2 - \delta_1$  y  $\delta_{31} = \delta_3 - \delta_1$ ), en donde se podrá ver si el sistema es o no estable, los puntos en los que se producen las diferencias angulares máximas, y comprobar si la segunda oscilación no es mayor que la primera oscilación de cada uno de los generadores.

El análisis de estabilidad transitoria se lo realiza para la primera oscilación, en la cual si se observa que los ángulos del rotor alcanzan valores máximos y luego disminuyen, el sistema es estable, en el caso de que las diferencias angulares aumenten indefinidamente, el sistema es inestable ya que por lo menos una maquina perderá el sincronismo.

### **2.4.13 MÉTODOS DE INTEGRACIÓN NUMÉRICA [10]**

Los métodos de integración numérica son la única alternativa posible para la resolución de las ecuaciones diferenciales no-lineales (2-103) y (2-104), las mismas son intratables analíticamente. El primer método de integración numérica, el Método Paso a Paso se lo presento en el punto 2.4.10, a continuación se presenta dos métodos más para la resolución de la ecuación de oscilación.

#### **2.4.13.1 Método de Euler**

El método de Euler o de Euler-Cauchy o de punto pendiente es como se conoce a la ecuación (2-116). Tomando en cuenta la figura 2.29, el método de Euler predice un nuevo valor de  $y$  utilizando la pendiente para extrapolar linealmente sobre el tamaño del paso  $\Delta t$ . La pendiente es igual a la primera derivada en el valor original de  $t$ , como lo muestra la ecuación (2-117).

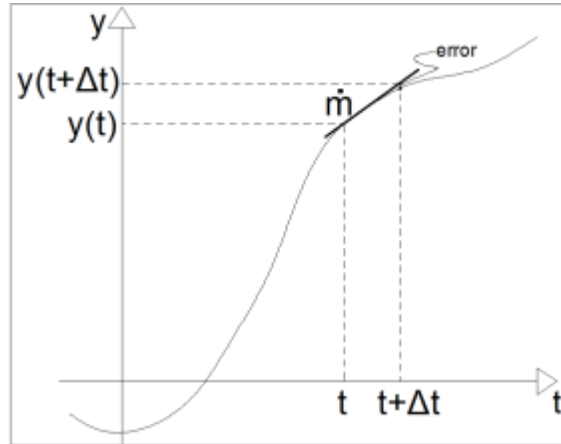


Fig. 2.29 Método de Euler

$$y(t + \Delta t) = y(t) + \dot{m} * \Delta t \quad (2-116)$$

$$\dot{m} = \left. \frac{\Delta y}{\Delta t} \right|_t \quad (2-117)$$

Al aplicar este método para la resolución de las ecuaciones diferenciales (2-103) y (2-104), las soluciones de  $\omega_i$  y  $\delta_i$  están dadas por las ecuaciones (2-118) y (2-119) y sus valores iniciales son  $\omega_{i0}$  y  $\delta_{i0}$ , respectivamente.

$$\omega_i(t + \Delta t) = \omega_i(t) + \frac{d\omega_i}{dt} * \Delta t \quad (2-118)$$

$$\delta_i(t + \Delta t) = \delta_i(t) + \frac{d\delta_i}{dt} * \Delta t \quad (2-119)$$

Las pendientes de las ecuaciones (2-118) y (2-119) se calculan como lo muestran las ecuaciones (2-120) y (2-121), al inicio del intervalo  $\Delta t$ .

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_i} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (2-120)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (2-121)$$

#### 2.4.13.2 Método de Runge-Kutta de cuarto orden

Este método es el más popular de los métodos de Runge-Kutta, el mismo divide un paso de integración en varios segmentos y pondera cada una de estas derivadas en valores más exactos. Como se muestra en la figura 2.30 se calcula cuatro valores dentro de un intervalo, con ellos se obtiene un valor medio.

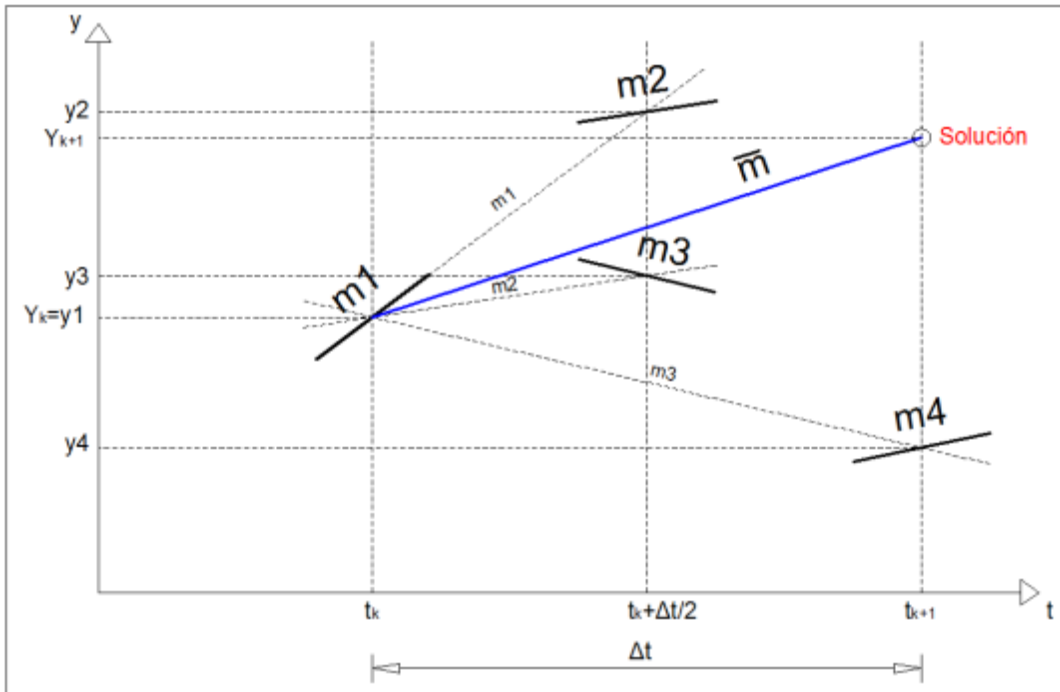


Fig. 2.30 Método de Runge-Kutta de cuarto orden

En dónde:

$m_1$ : Pendiente al inicio del intervalo.

$m_2$ : Pendiente en la mitad del intervalo pero usando  $m_1$  para determinar el valor de  $y_2$  en la mitad del intervalo.

$m_3$ : Pendiente en la mitad del intervalo pero usando  $m_2$  para determinar el valor de  $y_3$  en la mitad del intervalo.

$m_4$ : Pendiente al final del intervalo, usando  $m_3$  para calcular el valor de  $y_4$  al final del intervalo.

$\bar{m}$ : Pendiente promedio

La pendiente promedio y la solución  $Y_{k+1}$  se las muestran en las ecuaciones (2-122) y (2-123), respectivamente.

$$\bar{m} = \frac{1}{6} * (m_1 + 2 * m_2 + 2 * m_3 + m_4) \quad (2-122)$$

$$Y_{k+1} = Y_k + \bar{m} * \Delta t \quad (2-123)$$

Al aplicar este método a un sistema que posee tres generadores, la resolución de las ecuaciones diferenciales (2-103) y (2-104) para hallar los valores de  $\omega_1$  y  $\delta_1$  del

generador uno, sigue el siguiente procedimiento: Las pendientes están dadas por las ecuaciones (2-124) y (2-125):

$$\frac{d\omega_1}{dt} = \frac{\omega_s}{2H_1} * (Pm_1 - Pe_1) = f(\delta_1, \delta_2, \delta_3) \quad (2-124)$$

$$\frac{d\delta_1}{dt} = \omega_1 - \omega_s \quad (2-125)$$

1. Las Condiciones Iniciales  $y_1$  son:

$$\omega_{10} = 2 * \pi * 60 = 377$$

$$\delta_{10}, \delta_{20}, \delta_{30} = \text{Valores iniciales}$$

2. Calculo de las Primeras Pendientes  $m_1$ :

$$\frac{d\omega_1}{dt}_1 = f(\delta_{10}, \delta_{20}, \delta_{30})$$

$$\frac{d\delta_1}{dt}_1 = \omega_{10} - \omega_s$$

3. Calculo de las Primeras Predicciones  $y_2$ :

$$\omega_{12} = \omega_{10} + \frac{d\omega_1}{dt}_1 * \frac{\Delta t}{2}$$

$$\delta_{12} = \delta_{10} + \frac{d\delta_1}{dt}_1 * \frac{\Delta t}{2}$$

4. Calculo de las Segundas Pendientes  $m_2$ :

$$\frac{d\omega_1}{dt}_2 = f(\delta_{12}, \delta_{22}, \delta_{32})$$

$$\frac{d\delta_1}{dt}_2 = \omega_{12} - \omega_s$$

5. Calculo de las Segundas Predicciones  $y_3$ :

$$\omega_{13} = \omega_{10} + \frac{d\omega_1}{dt}_2 * \frac{\Delta t}{2}$$

$$\delta_{13} = \delta_{10} + \frac{d\delta_1}{dt}_2 * \frac{\Delta t}{2}$$

6. Calculo de las Terceras Pendientes  $m_3$ :

$$\frac{d\omega_1}{dt}_3 = f(\delta_{13}, \delta_{23}, \delta_{33})$$

$$\frac{d\delta_1}{dt}_3 = \omega_{13} - \omega_s$$

7. Calculo de las Terceras Predicciones  $y_4$ :

$$\omega_{14} = \omega_{10} + \frac{d\omega_1}{dt}_3 * \Delta t$$

$$\delta_{14} = \delta_{10} + \frac{d\delta_1}{dt}_3 * \Delta t$$

8. Calculo de las Cuartas Pendientes  $m_4$ :

$$\frac{d\omega_1}{dt}_4 = f(\delta_{14}, \delta_{24}, \delta_{34})$$

$$\frac{d\delta_1}{dt}_4 = \omega_{14} - \omega_s$$

9. Calculo de las Pendientes Promedio  $\bar{m}$ :

$$\frac{\partial \omega_1}{\partial t} = \frac{1}{6} * \left( \frac{\partial \omega_1}{\partial t}_1 + 2 * \frac{\partial \omega_1}{\partial t}_2 + 2 * \frac{\partial \omega_1}{\partial t}_3 + \frac{\partial \omega_1}{\partial t}_4 \right)$$

$$\frac{\partial \delta_1}{\partial t} = \frac{1}{6} * \left( \frac{\partial \delta_1}{\partial t}_1 + 2 * \frac{\partial \delta_1}{\partial t}_2 + 2 * \frac{\partial \delta_1}{\partial t}_3 + \frac{\partial \delta_1}{\partial t}_4 \right)$$

10. Valores Finales  $Y_{k+1}$ :

$$\omega_1 = \omega_{10} + \frac{\partial \omega_1}{\partial t} * \Delta t$$

$$\delta_1 = \delta_{10} + \frac{\partial \delta_1}{\partial t} * \Delta t$$

Este procedimiento se lo debe realizar al mismo tiempo para cada uno de los tres generadores considerados en este ejemplo, primero en condición de pre-falla luego en condición de falla, después en condición de post-falla y finalmente en condición de pre-falla:

#### 2.4.14 SISTEMAS DE EXCITACIÓN DE LA MÁQUINA SINCRÓNICA [5] [11]

Los sistemas de excitación tiene como función básica proveer corriente continua al arrollamiento de campo de la maquina sincrónica. Mediante el control del voltaje y la corriente de campo se puede no solo controlar el voltaje en los terminales del generador sino también el factor de potencia, magnitudes de corrientes y sobre todo el flujo de potencia reactiva de la máquina, además se puede controlar los límites de capacidad de maquina sincrónica y otros equipamientos. La variación de la excitación

de la maquina provoca modificaciones en la curva de potencia-ángulo, de manera que a potencia mecánica constante el ángulo del rotor varia.

#### 2.4.14.1 Elementos de un sistema de excitación

En el diagrama de bloques de la figura 2.31 se pueden observar cada uno de los componentes del sistema excitación. A continuación se describe cada uno de los elementos.

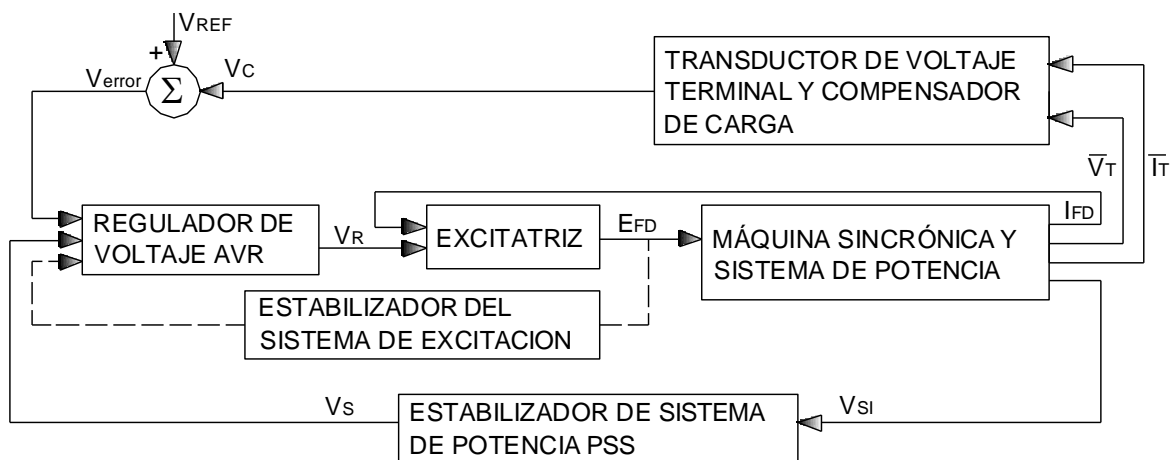


Fig. 2.31 Diagrama de bloques funcional general para el sistema de control de excitación de una máquina síncrona

La excitatriz produce la corriente continua necesaria para alimentar al arrollamiento del generador. La excitatriz puede estar impulsada por el eje y ser un generador DC o AC, conectada directamente o a través de engranajes, suministrando la corriente al devanado de campo a través de anillos rozantes o escobillas. También existen excitatrices que pueden ser generadores síncronos o una máquina de inducción AC sin escobillas, alimentado al arrollamiento de campo directamente a través de rectificadores rotativos. Así mismo la excitatriz puede ser un generador DC o AC como un conjunto motor-generado independiente. Además existen excitatrices estáticas proporcionando la potencia de excitación al devanado de campo a través de una fuente estática como baterías o un convertidor de potencia estático alimentado por una fuente independiente. También existen excitatrices de devanado auxiliar, en donde un devanado auxiliar (secundario) en las ranuras del estator de una unidad principal,



alimentando al devanado de campo a través rectificadores, anillos rozantes o escobillas.

El regulador de voltaje (AVR) procesa y amplifica la señal de control de entrada a un nivel y forma adecuado para el control de la excitatriz. El regulador incluye funciones de regulación y estabilización. La señal de entrada es el voltaje terminal del generador, la misma es comparada con un voltaje de referencia. La velocidad de respuesta de este dispositivo es de gran importancia dentro del análisis de estabilidad.

El transductor de voltaje terminal censa el voltaje en los bornes del generador, rectifica y filtra la señal con el fin de obtener un valor de DC, esta señal DC como se mencionó anteriormente se la compara con una referencia.

El compensador de carga es utilizado en el caso de que se quiera controlar el voltaje en un nodo eléctrico remoto respecto a los terminales del generador sincrónico.

El estabilizador del sistema de potencia (PSS) toma señales de velocidad, frecuencia, potencia eléctrica, y potencia de aceleración, el PSS entrega una señal adicional al AVR con el fin de amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema.

#### **2.4.14.2 Tipos de sistemas de excitación**

Los sistemas de excitación en función del tipo de fuente que posee se clasifican en:

- Sistemas de excitación rotativos de corriente continua.
- Sistemas de excitación rotativos de corriente alterna.
- Sistemas de excitación estáticos.

La IEEE ha estandarizado modelos estructurados en diagramas de bloques para representar los diferentes tipos de sistemas de excitación existentes. A continuación se describirá los diferentes modelos de la IEEE existentes dentro de cada tipo sistema de excitación.

El grado de detalle del modelo depende del propósito de estudio. Para un análisis de estabilidad transitoria las funciones de control y protección que se deben modelar son el regulador de voltaje, el PSS y el estabilizador.

### 2.4.14.2.1 Sistemas de excitación rotativos de corriente continua

Este tipo de sistema de excitación posee un generador de corriente directa, este tipo de sistema se lo utilizo entre los años 1920 y 1960, actualmente se los considera obsoletos, sin embargo se los estudia ya que unos pocos siguen en funcionamiento.

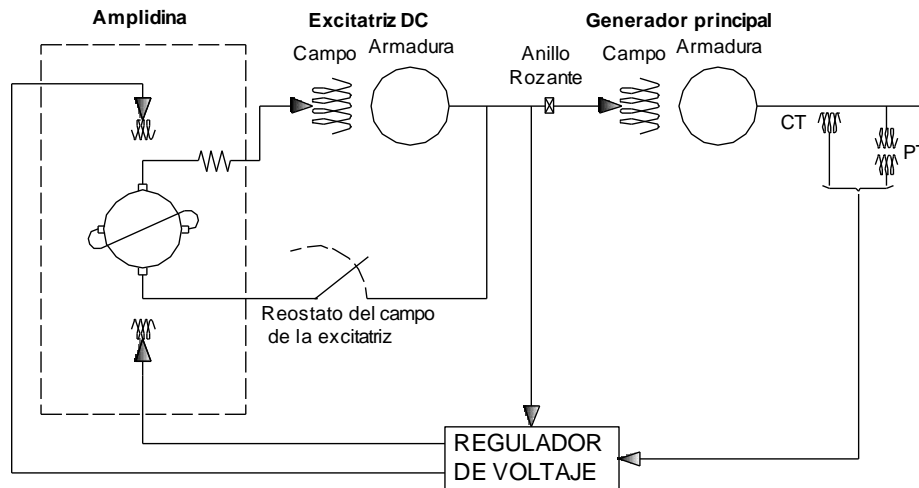


Fig. 2.32 Sistema de excitación DC con regulador de tensión con amplificación rotativa (amplidina) [5]

Este tipo de sistema de excitación utiliza como excitatriz un generador de corriente continua, esta excitatriz puede ser impulsada por un motor o por el eje del generador, la corriente al arrollamiento de campo es provista a través de anillos rozantes, y la excitatriz puede ser autoexcitada o con excitación separada. Con la excitatriz autoexcitada la salida de la excitatriz provee su propio voltaje de campo, mientras que con excitación separada el campo de la excitatriz es provisto por una excitatriz piloto. En cierto modo la alimentación de la excitatriz es una ventaja ya que no depende del voltaje del sistema.

Los reguladores de voltaje utilizan desde reóstatos hasta varias etapas de amplificación magnética y rotativa. Por lo que las desventajas de este tipo de excitación es la poca respuesta durante procesos transitorios, y baja amplificación de las señales de control dentro del sistema de excitación.

En la figura 2.32 se muestra un sistema de excitación DC. A continuación se describe cada uno de los modelos estandarizados por la IEEE para la representación de este tipo de sistema de excitación:

- Modelo del sistema de excitación tipo DC1A: este modelo es utilizado para representar excitadores de corriente directa conmutables controlados por el devanado de campo con reguladores de voltaje de acción continua; especialmente, los amplificadores tipo reostáticos, amplificadores rotativos y amplificadores magnéticos (amplidinas).
- Modelo del sistema de excitación tipo DC2A: este modelo es similar al anterior, ambos son representativos de los sistemas de control de excitación de la primera generación de alta ganancia y de excitatrices de acción rápida. El modelo DC2A se diferencia del anterior en que los límites de la salida del regulador de voltaje incorporan una realimentación del voltaje terminal.
- Modelo de sistema de excitación tipo DC3A: este modelo se lo utiliza para representar sistemas antiguos, en particular aquellos con excitadores conmutables de corriente directa con reguladores de acción no continua, la representación de la excitatriz de este modelo es similar a la del modelo DC1A diferenciándose por la ausencia del lazo de estabilización.

#### *2.4.14.2.2 Sistemas de excitación rotativos de corriente alterna*

Este tipo de sistema de excitación utiliza un generador AC como excitatriz y rectificadores (para la conversión AC-DC) estacionarios o rotativos para producir la corriente directa para el arrollamiento de campo de la unidad. Usualmente la excitatriz se encuentra en el mismo eje que el generador, y su salida se la rectifica para producir la corriente de campo, pudiendo ser estos rectificadores controlados o no, y estacionarios o rotativos. Los primeros reguladores de voltaje utilizaban una combinación de amplificadores rotativos y magnéticos, los actuales utilizan amplificadores electrónicos.

Con rectificación estacionaria la corriente de campo del generador es alimentada a través de anillos rozantes y la excitatriz es impulsada por el eje del generador. El regulador de voltaje posee dos modos independientes, el regulador AC

mantiene automáticamente el valor deseado de voltaje en los terminales del generador, y el regulador DC o manual mantiene constante el voltaje de campo del generador en condiciones de falla o deshabilitación del regulador AC. Si se utiliza un rectificador no controlado, el regulador de voltaje controla el campo de la excitatriz, con ello se controla el voltaje de excitación, la excitatriz puede ser autoexcitada o de excitación separada. Si se utiliza un puente rectificador controlado, el regulador de voltaje controla directamente el voltaje DC de salida de la excitatriz dando ventaja a este sistema por los pequeños tiempos de respuesta, además el regulador de voltaje controla el ángulo de disparo de tiristores y la excitatriz es autoexcitada.

Con rectificación rotativa la corriente de campo es alimentada directamente al devanado de campo. La armadura de la excitatriz AC y el puente rectificador no controlado rotan junto al arrollamiento de campo del generador. La salida rectificada de una excitatriz piloto energiza el campo estacionario de la excitatriz AC. La excitatriz piloto tiene rotor de imán permanente en el eje del generador. El regulador de voltaje controla el campo estacionario de la excitatriz AC con lo cual se controla el voltaje de campo del generador. Este tipo de sistema de excitación no permite medir directamente el voltaje ni la corriente de campo del generador. En la figura 2.33 se presenta un sistema de excitación AC con rectificación rotativa.

De igual forma que para los modelos DC existe también modelos estandarizados por la IEEE para representar este tipo de sistemas de excitación. A continuación se presenta los modelos de sistemas de excitación AC más comunes:

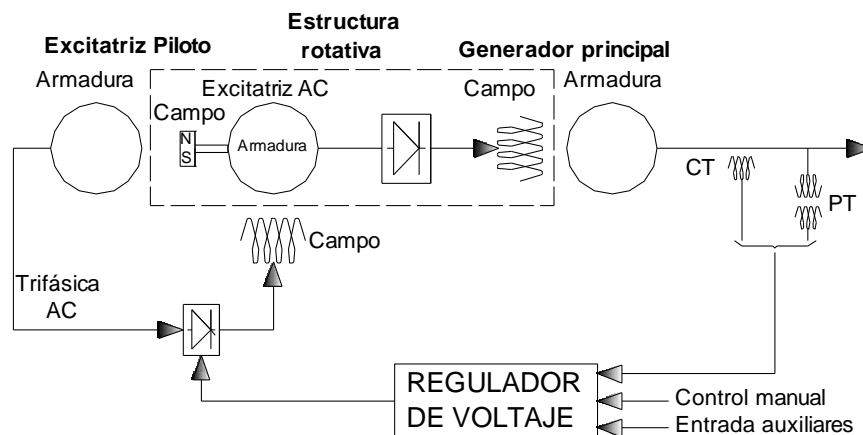


Fig. 2.33 Sistema de excitación sin escobillas (brushless) [5]

- Modelo del sistema de excitación AC1A: este modelo representa a los sistemas de control de excitación que consisten en una excitatriz del generador principal con rectificadores no-controlados, es decir son de campo controlado. La excitatriz no emplea autoexcitación, y la potencia del regulador de voltaje proviene de una fuente que no está afectada por transitorios externos. La característica de los diodos (rectificadores no controlados) en la salida de la excitatriz imponen un límite inferior de cero en el voltaje a la salida de la excitatriz. Este modelo es aplicable para la simulación de sistemas de excitación sin escobillas y para estudios de estabilidad de gran escala.
- Modelo del sistema de excitación AC2A: Este modelo representa una alta respuesta inicial del sistema de excitación alternador rectificador de campo controlado. Este modelo es similar al AC1A excepto por la inclusión de contantes de tiempo de compensación de la excitatriz y elementos limitantes de corriente de campo de la excitatriz.
- Modelo del sistema de excitación AC3A: este modelo al igual que los dos anteriores es para sistemas de excitación con rectificadores no controlados, por ende poseen campo controlado. La diferencia es que la excitatriz es autoexcitada y la potencia del regulador de voltaje es derivada del voltaje de salida de la excitatriz. Además este modelo este modelo posee una no linealidad adicional, simulada por el uso de un multiplicador el mismo que ingresa en la señal del regulador de voltaje.
- Modelo del sistema de excitación AC4A: este modelo es muy diferente de los otros tipos de modelos AC, este representa a sistemas de excitación rectificador-controlado alternador-suplido. El sistema de excitación de alta respuesta inicial utiliza un puente completo de tiristores en el circuito de salida de la excitatriz. El regulador de voltaje controla el disparo de los puentes de tiristores. El excitatriz de la unidad utiliza un regulador de voltaje independiente para controlar su voltaje de salida a un valor constante. Además este modelo considera los efectos transitorios de la carga sobre la excitatriz. La estabilización del sistema de excitación es frecuentemente realizado en el sistema de tiristores.

- Modelo del sistema de excitación tipo AC5A: este es un modelo simplificado para sistemas de excitación si escobillas. El regulador de voltaje es suministrado de una fuente, como un generador de imanes permanentes, el cual no se ve afectado por disturbios del sistema. Ya que el modelo ha sido ampliamente implementado en la industria, es a menudo utilizado para implementar otro tipo de sistemas cuando no están disponibles los datos detallados de los mismos, o el uso de modelos simplificados es requerido.
- Modelo del sistema de excitación tipo AC6A: este modelo es utilizado para representar los sistemas de excitación alternador rectificador de campo controlado con reguladores de voltaje electrónicos alimentados por el sistema. La máxima salida del regulador es una función del voltaje terminal, el modelo incluye limitadores de corriente de campo. Es particularmente adecuado para la representación de sistemas de diodos estacionarios.

#### *2.4.14.2.3 Sistemas de excitación estáticos.*

Los sistemas excitación tipo estáticos se caracterizan en que todos sus componentes son estáticos o estacionarios (no rotan). Los rectificadores estáticos proveen la corriente de excitación al campo del generador utilizando anillos rozantes. La fuente de potencia de los rectificadores es la barra de servicios auxiliares, a través de un transformador reductor se obtiene el nivel de voltaje deseado, en algunos casos se toma el voltaje de arrollamientos auxiliares del generador.

Dentro de este tipo de sistema de excitación se entra el sistema de excitación a rectificador controlado con fuente de potencial. Este sistema utiliza un rectificador controlado (tiristores) para la regulación. Posee constantes de tiempo muy pequeñas y una gran capacidad para forzar el campo en condiciones de post-falla. En la figura 2.34 se muestra un sistema de excitación de este tipo.

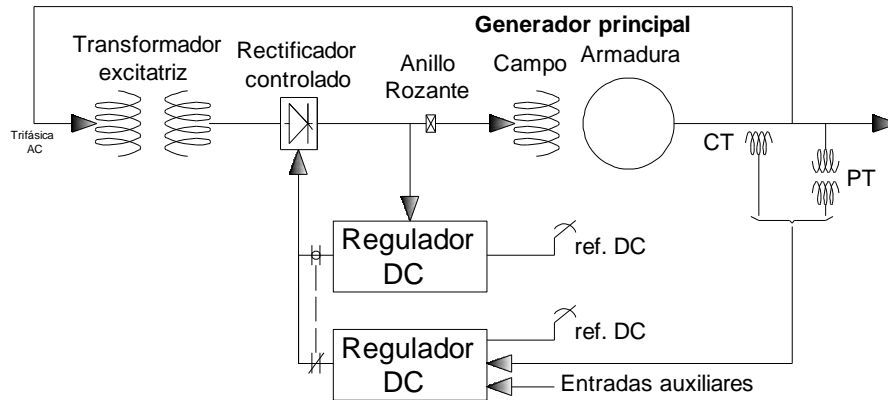


Fig. 2.34 Sistema de excitación estático alimentado por transformador (ABB static excitation systems) [5]

Otro sistema estático es el sistema estático a rectificador con fuente compuesta. Se justifica su uso en generadores que alimentan redes industriales pequeñas donde el despeje de falla es lento. Utiliza un transformador de potencia (PPT) y un transformador de corriente saturable (SCT). El regulador de voltaje controla la salida de la excitatriz controlando la saturación del transformador de excitación.

En este tipo de sistemas de excitación se presenta el proceso llamado field-flashing, el mismo consiste en utilizar otra fuente de potencia (usualmente una fuente de baterías) durante unos pocos segundos para iniciar la provisión de corriente de campo y energizar el generador, ya que el generador no puede producir ningún voltaje hasta que haya corriente de campo.

Al igual que para los modelos AC y DC, existen también modelos estandarizados por la IEEE para representar este tipo de sistemas de excitación. A continuación se presenta los principales modelos de sistemas de excitación ST:

- Modelo del sistema de excitación tipo ST1A: este modelo representa a los sistemas de excitación cuya potencia de excitación es suministrada a través de un transformador conectado a los terminales del generador (o la barra auxiliar de la unidad), y es regulada mediante rectificadores controlados. El máximo voltaje de la excitatriz disponible para cada sistema está directamente relacionado directamente al voltaje terminal del generador. Este tipo de sistema, las constantes de tiempo inherentes a la excitatriz son muy pequeñas, y la estabilización de la excitatriz puede no ser requerida.

- Modelo del sistema de excitación tipo ST2A: este modelo representa a los sistemas de excitación que utilizan como fuente de potencia de la excitatriz una combinación de voltaje y la corriente terminal de la unidad. Para este tipo de sistema es necesario formar un modelo de esta fuente de potencia de la excitatriz como una combinación fasorial de voltaje y corriente. El regulador de voltaje controla la salida de la excitatriz mediante la saturación controlada de los componentes del transformador de potencia.
- Modelo del sistema de excitación tipo ST3A: este modelo representa a los sistemas de excitación ST que utilizan un lazo de control del voltaje de campo para linealizar las características del control de la excitatriz. Estos sistemas utilizan una variedad de diseños de rectificadores controlados: puentes de tiristores completos o híbridos en configuración serie o paralelo. La fuente de potencia puede ser provista de los terminales del generador o de los devanados internos. Algunos diseños pueden tener fuentes compuestas utilizando las señales en los terminales del generador de corriente y voltaje, representadas como una combinación fasorial del voltaje y la corriente terminal de la máquina.

#### **2.4.15 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD Y DE CONTROL DE TURBINAS [5] [12] [13]**

El conjunto sistema de regulación de velocidad-turbina proporciona un medio para controlar la potencia y la frecuencia, a continuación se presenta explicación de este conjunto para turbinas hidráulicas.

##### **2.4.15.1 Sistemas de regulación de velocidad para turbinas hidráulicas**

###### *2.4.15.1.1 Control mecánico-hidráulico*

En la figura 2.35 (a) se presentan los elementos y la relación funcional de un sistema de regulación de velocidad mecánico-hidráulico para una turbina hidráulica. Los requerimientos de la regulación de la velocidad para turbinas hidráulicas están fuertemente influenciados por los efectos de la inercia del agua, y la realimentación del dashpot (amortiguador) se requiere para lograr un funcionamiento estable.



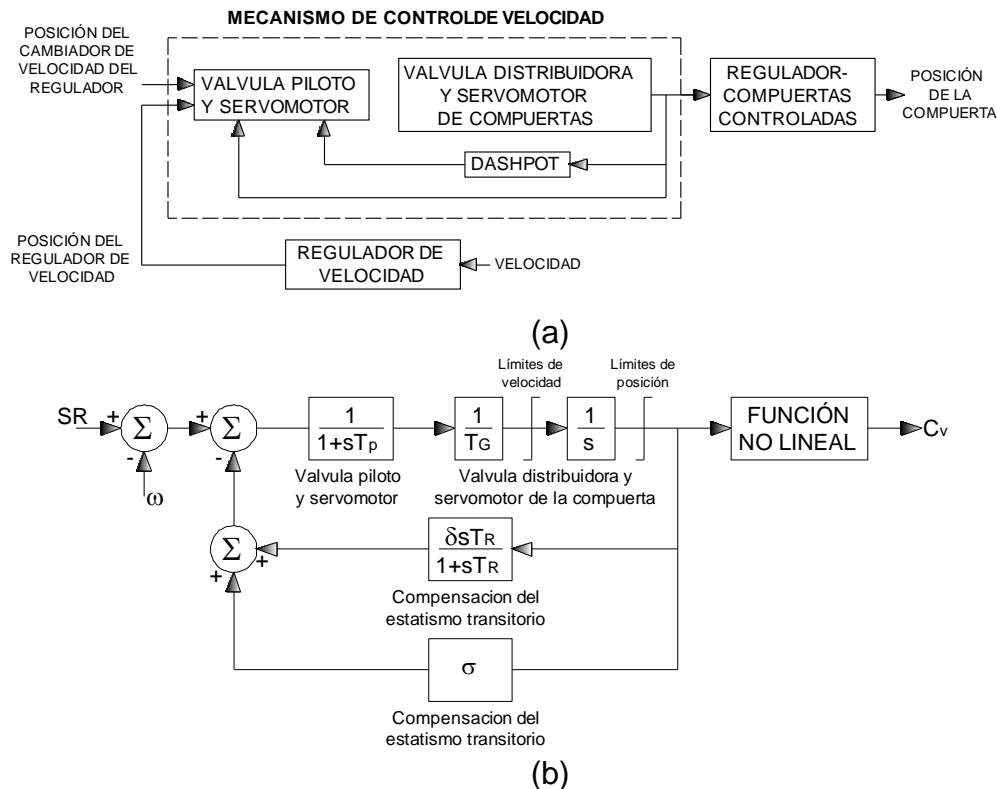


Fig. 2.35 Sistema de regulación de velocidad mecánico – hidráulico: (a) diagrama de bloques funcional (b) Modelo no lineal aproximado [12]

En la figura 2.35 (b) se presenta un modelo no lineal aproximado para este sistema de velocidad. Se nota que el servomotor de la puerta es de velocidad limitada frente a excursiones de velocidad rápidas grandes. Sin embargo, la realimentación del estatismo transitorio reduce la probabilidad que se produzca una limitación de la velocidad en análisis de estabilidad. Existen límites de posiciones correspondientes a los extremos de apertura de la compuerta. En la tabla 2.3 se presentan parámetros típicos para este modelo.

Tabla 2.3 Parámetros típicos para sistemas de regulación de velocidad para turbinas hidráulicas [12]

Parámetro	Valor Típico	Rango
$T_R$	5	2,5 - 25
$T_G$	0,2	0,2 - 0,4
$T_P$	0,04	0,03 - 0,05
$\delta$	0,3	0,2 - 1
$\sigma$	0,05	0,03 - 0,06

Las ecuaciones (2-126) y (2-127) muestran las relaciones típicas existentes entre los parámetros de la figura 2.35 (b), en donde  $H$  es la constante de inercia del grupo turbina-generador en los MVA base del generador.

$$T_R = 5 * T_W \quad (2-126)$$

$$\delta = 2,5 * \frac{T_W}{2 * H} \quad (2-127)$$

El modelo de la figura 2.36 es un modelo simplificado para la regulación de velocidad de turbinas hidráulicas en estudios de estabilidad de grandes sistemas de potencia. Este modelo se lo puede obtener de la figura 2.35 (b) omitiendo la constante de tiempo  $T_p$  y los límites del servomotor de la compuerta, y también se asume que la posición del servomotor de la compuerta y la posición efectiva de la válvula son iguales. De manera que los límites de la posición de la compuerta se los impone fuera de la retroalimentación.

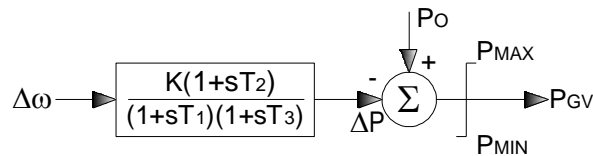


Fig. 2.36 Sistema de regulación de velocidad para modelos generales de sistemas hidráulicos

Las ecuaciones (2-128) y (2-129) muestran como calcular los parámetros y del modelo simplificado de la figura 2.36 ( $T_1$ ,  $T_3$  y  $K$ ) en función de los parámetros del modelo no lineal aproximado de la figura 2.35. La constante de tiempo  $T_2$  en la mayoría de sistemas de regulación es cero.

$$T_A = \left(\frac{1}{\sigma}\right) * T_R * T_G$$

$$T_B = \left(\frac{1}{\sigma}\right) * [(\sigma + \delta) * T_R + T_G] \quad (2-128)$$

$$T_1 = T_3 = \frac{T_B}{2} \pm \sqrt{\frac{T_B^2}{4} - T_A}$$

$$K = \frac{1}{\sigma} \quad (2-129)$$

### 2.4.15.1.2 Control Electro-Hidráulico

Los modernos sistemas de velocidad para hidroturbinas pueden incluir equipos electrónicos para realizar las funciones de baja potencia asociadas con el censo de la velocidad y la compensación del estatismo. Los equipos electrónicos proporcionan una mayor flexibilidad y un mayor rendimiento tanto en banda muerta como en tiempo muerto. Para la operación de sistemas interconectados, sin embargo, el comportamiento dinámico del regulador de velocidad eléctrico es necesariamente ajustado para ser esencialmente el mismo que el del regulador de velocidad mecánico, de modo que un modelo separado no es necesario.

### 2.4.15.1.3 Turbina Hidráulica

Las características transitorias de las hidroturbinas están determinadas por la dinámica del flujo del agua en la tubería de carga. La conversión de flujo y altura a potencia por la turbina implica solo relaciones no dinámicas. Los modelos más precisos de presión y flujo del agua en la tubería de carga son aquellos que tratan el fenómeno de onda viajera. Usualmente no es necesario utilizar los modelos de onda viajera para estudios de estabilidad, aunque son utilizados regularmente para estudios detallados de diseños de plantas. Los diagramas de bloques de la figura 2.37 muestran los modelos de hidroturbinas utilizados con mayor frecuencia en estudios de sistemas de potencia.

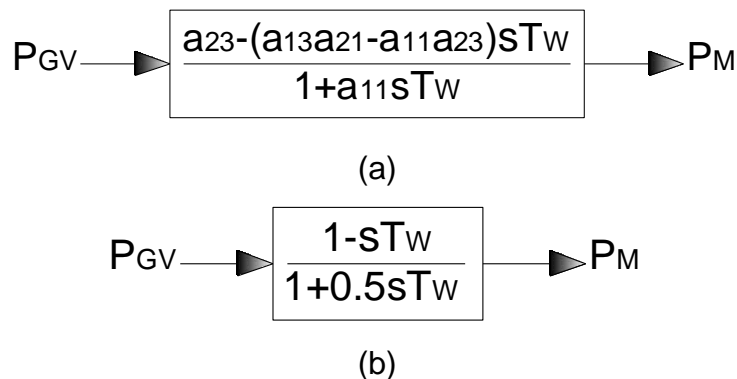


Fig. 2.37 Modelos lineales aproximados para hidroturbinas (a) no ideal (b) ideal (sin pérdidas)

Los coeficientes del modelo de turbina no ideal de la figura 2.37(a) se la puede obtener considerando las ecuaciones (2-130) y (2-131).

$$\Delta\bar{U} = a_{11}\Delta\bar{H}_t + a_{12}\Delta\bar{\omega} + a_{13}\Delta\bar{G} \quad (2-130)$$

$$\Delta\bar{P}_m = a_{21}\Delta\bar{H}_t + a_{22}\Delta\bar{\omega} + a_{23}\Delta\bar{G} \quad (2-131)$$

En donde:

$\Delta\bar{U}$  = desviación de flujo

$\Delta\bar{P}_m$  = desviación de la salida de potencia de la turbina

$\Delta\bar{H}_t$  = desviación de altura o salto

$\Delta\bar{\omega}$  = desviación de velocidad

$\Delta\bar{G}$  = desviación de la posición de la compuerta

y los coeficientes son derivadas parciales de  $\bar{U}$  y  $\bar{P}_m$  respecto a  $\bar{H}_t$ ,  $\bar{\omega}$  y  $\bar{G}$ :

$$a_{11} = \frac{d\bar{U}}{d\bar{H}_t}, \quad a_{12} = \frac{d\bar{U}}{d\bar{\omega}}, \quad a_{13} = \frac{d\bar{U}}{d\bar{G}}$$

$$a_{21} = \frac{d\bar{P}_m}{d\bar{H}_t}, \quad a_{22} = \frac{d\bar{P}_m}{d\bar{\omega}}, \quad a_{23} = \frac{d\bar{P}_m}{d\bar{G}}$$

Los coeficientes dependen de las condiciones de carga de la máquina y se los puede calcular para un punto dado de operación, estos varían considerablemente según el tipo de turbina. El modelo no ideal da una percepción de las características básicas de un sistema hidráulico.

Para el modelo ideal (simplificado) lineal aproximado para hidroturbinas los coeficientes  $a_{ij}$  del modelo no ideal, son tales que el modelo se reduce al mostrado en la figura 2.37 (b).

La constante de tiempo  $T_w$  es llamada constante de tiempo del agua o constante de arranque del agua. Esta constante está asociada con el tiempo de aceleración del agua en la tubería de carga entre la entrada a la turbina y la cámara de carga, como lo muestra la figura 2.38, o entre la entrada a la turbina y el tanque de compensación (el nivel del agua en la represa) si es que existe.

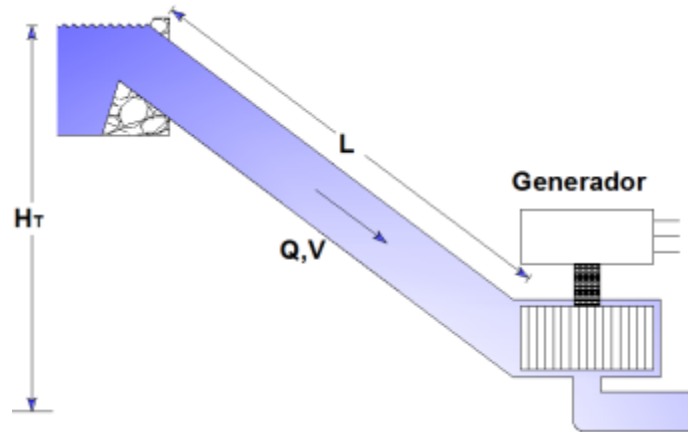


Fig. 2.38 Tubería de carga

La constante del tiempo está definida como lo indica la ecuación (2-132).

$$T_W = \frac{L \cdot V}{H_T \cdot g} \quad (2-132)$$

En donde:

$L$  = Longitud de la tubería de carga en pies.

$V$  = Velocidad del agua en pies por segundo.

$H_T$  = Altura total en pies.

$g$  = Aceleración gravitatoria en pies por segundos al cuadrado.

En la ecuación (2-132) es conveniente eliminar la velocidad del agua y dejar esta ecuación en función de la potencia generada por la unidad. La potencia está definida por la ecuación (2-133).

$$P = \frac{V \cdot H_T \cdot A \cdot e}{11,8} \quad (2-133)$$

En donde:

$P$  = Potencia eléctrica generada en kilovatios.

$A_e$  = Área promedio de la tubería de carga en pies al cuadrado.

$e$  = Producto entre la eficiencia de la turbina y la eficiencia del generador.

Considerando la ecuación (2-133) y que  $g = 9,8 \frac{m}{s^2} = 32,15223 \frac{pies}{s^2}$ ,  $T_W$  queda definida como lo muestra la ecuación (2-134).

$$T_W = \frac{11,8 \cdot P \cdot L}{H_T^2 \cdot A \cdot e \cdot g}$$

$$T_W = \frac{0,366 \cdot P \cdot L}{H_T^2 \cdot A \cdot e} \quad (2-134)$$

#### 2.4.15.1.4 Modelos de reguladores de velocidad y turbinas

Si bien no existe una norma para los sistemas de regulación de velocidad, que proponga modelos estandarizados que permiten presentar su comportamiento dinámico, el grupo de trabajo de la IEEE ha propuesto en sus publicaciones diferentes modelos.

Las características de cada modelo del regulador de velocidad y la turbina dependen del tipo de unidad, tecnología del sistema de regulación, condiciones de aplicación y funcionalidad. A continuación se presentan los modelos para unidades hidráulicas y sus características más importantes:

- Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo IEEEG2: este es un modelo simple aplicable cuando no se dispone de suficiente información del sistema. Este tipo de sistema de regulación utiliza un modelo ideal lineal de turbina e incluye únicamente limitadores en la posición del distribuidor. Además incluye el estatismo permanente en la ganancia de lazo directo y el estatismo transitorio en un compensador. Este modelo representa a los reguladores mecánico-hidráulicos, estos son los reguladores de velocidad de tecnología más antiguos.
- Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo IEEEG3: este utiliza un modelo de turbina lineal no ideal con pérdidas, contiene limitadores de posición y velocidad de apertura y cierre del distribuidor. Además incluye el estatismo permanente y el estatismo transitorio implementado con un tacómetro, en lazos menores de realimentación.
- Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo HYGOV: este modelo utiliza un modelo de turbina no lineal por lo cual es un modelo válido en diferentes puntos de operación. Este modelo incluye realimentación de posición y limitadores. Además este modelo puede representar reguladores mecánico-hidráulicos y electro-hidráulicos.
- Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo WEHGOV: este modelo utiliza un modelo no lineal de turbina, considera no linealidades del distribuidor y de la relación caudal-potencia. Además este modelo admite tres variantes de

realimentación del estatismo permanente con: señal de control, posición y potencia eléctrica lo que conduce a diferentes modos de operación.

El grado de detalle requerido de un modelo depende del alcance del estudio y de las características del sistema. En el caso de análisis de estabilidad transitoria los reguladores de velocidad de las turbinas hidráulicas poseen una respuesta muy lenta para los periodos en análisis. Por lo tanto es recomendable utilizar un modelo no lineal para la turbina y un modelo con alinealidades para el regulador de velocidad.

#### **2.4.16 MÉTODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

Los siguientes puntos aplican a sistemas eléctricos de potencia en estado estable:

- a. Aumentar el voltaje de transmisión.
- b. Aumentar el voltaje de generación.
- c. Disminuir la reactancia utilizando circuitos en paralelo en líneas de transmisión y transformadores.
- d. Instalar centrales de generación cerca de la carga, con el objeto de disminuir el ángulo  $\delta$ .

Los siguientes puntos aplican a sistemas eléctricos de potencia en estado dinámico:

- e. Instalar disyuntores de alta velocidad.
- f. Instalar relés de distancia de alta velocidad.
- g. Instalar relés y disyuntores monopolares.
- h. Instalar reconectores tripolares o monopolares (preferible).
- i. Discriminar oscilaciones de potencia entre áreas.
- j. Instalar relés de bajo voltaje.
- k. Seccionar cargas con relés de baja frecuencia (Deslastre de carga).
- l. Instalar y calibrar relés de baja frecuencia y baja velocidad en centrales de generación termoeléctrica principalmente.
- m. Instalar centrales de gran inercia.
- n. Instalar centrales de generación de alta velocidad como centrales térmicas.
- o. Operar a velocidades dentro del rango de operación.
- p. Operar a generadores sobreexcitados.
- q. Trabajar con estatismos más bajos, con ello lograr mayor sensibilidad, capturando variaciones en menor tiempo.

- r. Instalar sistemas de regulación de velocidad incluyendo servomotores y válvulas rápidas.
- s. Instalar sistemas de excitación rápidos.
- t. Tener la realimentación del voltaje terminal como parte de la fuente del regulador de voltaje.
- u. Instalar PSS en sistemas de excitación para control de oscilaciones.



### 3. MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SEP Y SU APLICACIÓN PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN DIGSILENT POWER FACTORY

#### 3.1 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EMPRESA PÚBLICA METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO

Cada componente del sistema eléctrico de potencia debe ser modelado para condiciones de operación en estado estable (condición de pre-falla) y en estado transitorio (condición de falla), para la condición de post-falla se utilizara los modelos en estado estable para el caso de producirse un disparo tripolar y los modelos en estado transitorio para el caso de producirse un disparo monopolar.

##### 3.1.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CABLE TRIPOLAR

###### 3.1.1.1 Líneas de transmisión

El modelo pi de líneas de transmisión se lo utiliza para ambos estados estable y transitorio. Los parámetros para el modelo en estado estable son los de secuencia positiva, mientras que para el modelo en estado transitorio los parámetros a utilizarse dependerán del tipo de falla en análisis, pudiendo ser estos parámetros de secuencia positiva, negativa y cero. En la figura 3.1 se muestra el modelo pi.

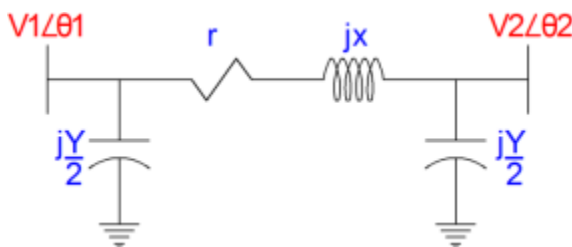


Fig. 3.1 Modelo  $\pi$  de una línea de transmisión

Los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero se calculó con el programa DlgSILENT Power Factory en base al procedimiento que plantea la sección 2.1.2.4 *Guía para el cálculo de parámetros de líneas de transmisión* del proyecto de titulación de la referencia [16]. Al programa se ingresan la configuración geométrica de la terna de conductores más el hilo de guarda soportados por la torre de transmisión (secciones 1.2.3.2 y 1.2.4.3), las características de los conductores de las líneas de transmisión (secciones 1.2.3.1 y 1.2.4.2) y resistividades del suelo. Conjuntamente se considera la transposición de las líneas de transmisión.

Las mediciones de resistividad del suelo se las realizo en diferentes puntos dentro del sistema de transmisión de la EPMAPS. En la tabla 3.1 se muestra los resultados obtenidos.

Tabla 3.1 Resistividades del suelo del sistema de transmisión de la EPMAPS

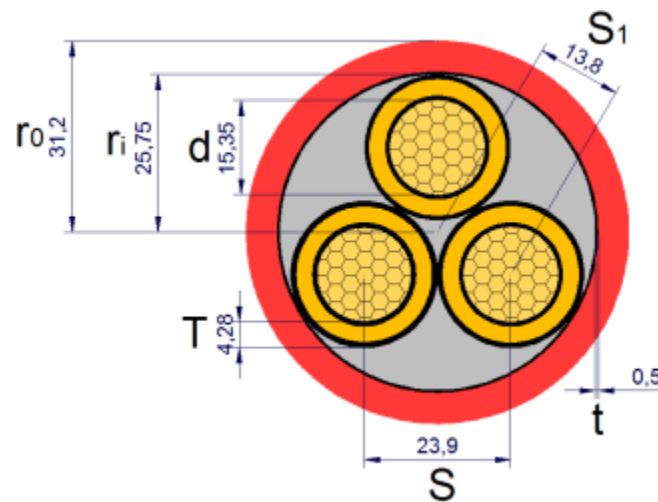
Datos de Resistividad		
Desde	Hasta	Resistividad [ $\Omega$ .m]
S/E Santa Rosa	Torre No. 42	40
Torre No. 42	S/E El Carmen	50
Torre No. 42	S/E Boosters	120
Torre No. 83	S/E Tababela	100

Para el tramo de línea desde la torre No. 83 hasta la subestación Tababela, perteneciente a la E.E.Q. S.A., se debe indicar que la configuración geométrica de los conductores en la estructura se la obtuvo del promedio de tres tipos de configuración existente. Además el valor de resistividad se lo estimo ya que no se realizó ninguna medición para este tramo.

Los resultados del cálculo de parámetros mediante el programa DlgSILENT se muestran en las tablas 3.2 y 3.3, en valores reales y en por unidad (potencia base 100 MVA), respectivamente. Además se cumple lo mencionado en la sección 2.4.11.1.1, que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales; y que la impedancia de secuencia cero es mayor a las dos anteriores.

### 3.1.1.2 Cable tripolar [14]

El cable tripolar que va desde la barra de 6,6 kV de la estación de bombeo Booster No. 1 hasta la estación de bombeo Elevadora, utiliza al igual que las líneas de transmisión el modelo pi para su representación. Los parámetros eléctricos tanto de secuencia positiva como negativa ya fueron calculados en el proyecto de titulación de la referencia [4]. Por lo tanto nos enfocaremos en los parámetros de secuencia cero.



(a)

- Conductor
- Capa semiconductor (Blindaje)
- Aislamiento (Polietileno reticulado silanizado XLPE)
- Cubierta interna y rellenos (Policloruro de vinilo PVC)
- Cubierta exterior (PVC especial tipo ST2 de la forma IRAM 2307)

(b)

Fig. 3.2 (a) Sección transversal del cable tripolar de potencia (longitudes expresadas en mm), (b) Simbología

En la figura 3.2 se muestra la sección transversal del cable tripolar y en la tabla 1.4 de la sección 1.2.3.1 se muestra las características del cable tripolar. El cálculo de

los parámetros eléctricos se realizará en base al procedimiento que plantea el capítulo 4 del *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*<sup>1</sup>.

### 3.1.1.2.1 Resistencia y reactancia de secuencia cero

La impedancia de secuencia cero se calcula como lo muestra la ecuación (3-1).

$$Z_0 = r_c + r_e + j0.8382 \frac{f}{60} \log_{10} \frac{D_e}{GMR_{3c}} \left[ \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}} \right] \quad (3-1)$$

En donde

$$Z_0 = \text{Impedancia de secuencia cero en } \left[ \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}} \right].$$

$$r_c = \text{Resistencia AC de un conductor en } \left[ \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}} \right].$$

$$r_e = \text{Resistencia AC del retorno a tierra en } \left[ \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}} \right].$$

$$f = \text{Frecuencia de operación nominal en [Hz].}$$

$$D_e = \text{Distancia equivalente del camino de retorno de tierra en [pulg].}$$

$$GMR_{3c} = \text{Distancia media geométrica entre los tres conductores, la misma que es igual a la distancia entre los centros de los conductores } S \text{ en [pulg].}$$

De la referencia [4] se tiene que  $r_c = 0,1365 \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}}$ . Además de la tabla 3 “Equivalent depth of earth return ( $D_e$ ), and earth impedance ( $r_e$  and  $x_e$ ), at 60 cycles” correspondiente al capítulo 4 del *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, se tiene que para una resistividad del suelo de  $120 \Omega * m$ ,  $r_e = 0,286 \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}}$  y  $D_e = 3,575 \times 10^4 \text{ pulg}$ . Finalmente de la figura 3.2 (a) se tiene que  $GMR_{3c} = S = 23,9 \text{ mm} = 0,9409 \text{ pulg}$ .

Reemplazando los valores del párrafo anterior en la ecuación (3-1) se tiene:

$$Z_0 = 0,1365 + 0,286 + j0,8382 \frac{60}{60} \log_{10} \frac{3,575 \times 10^4}{0,9409448819} \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}}$$

$$Z_0 = 0,4225 + j3,8387 \frac{\Omega}{\text{milla} * \text{fase}} = 0,26253 + j2,38527 \frac{\Omega}{\text{km} * \text{fase}}$$

---

<sup>1</sup> Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, *Electrical Transmission and Distribution. Reference Book*, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964, Chapter 4, p. 64-80

### 3.1.1.2.2 Reactancia capacitiva en secuencia cero

Siguiendo las instrucciones propuestas por el *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, la reactancia capacitiva en secuencia cero para el cable tripolar XLPE se calcula como lo muestra la ecuación (3-2).

$$X_{C_0} = \frac{1,79 * G_0}{f * k} \left[ \frac{M\Omega}{fase * milla} \right] \quad (3-2)$$

En donde

$X_{C_0}$  = Reactancia capacitiva en secuencia cero en  $\left[ \frac{M\Omega}{fase * milla} \right]$ .

$G_0$  = Factor geométrico en función de las relaciones  $\frac{t}{T}$  y  $\frac{T+t}{d}$ .

$T$  = Espesor del aislamiento de un solo conductor.

$t$  = Espesor del aislamiento que cubre los tres conductores juntos.

$d$  = Diámetro de un solo conductor.

$f$  = Frecuencia de operación nominal en [Hz].

$k$  = Constante dieléctrica que depende del tipo de material de aislamiento.

De la figura 3.2 (a) se tiene que  $T = 4,28 \text{ mm}$ ,  $t = 0,5 \text{ mm}$  y  $d = 15,35 \text{ mm}$ . A continuación se presenta el cálculo de las relaciones:

$$\frac{t}{T} = \frac{0,5}{4,28} = 0,1168$$

$$\frac{T + t}{d} = \frac{4,28 + 0,5}{15,35} = 0,3114$$

Utilizando estas dos relaciones en la figura 9 “Geometric factor for three-conductor belted cables having round or sector conductors” del capítulo 4 del *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, se obtiene que los valores de  $G_0$  y su correspondiente factor de corrección son:

$$G_0 = 1,09$$

$$\text{Factor de correccion de } G_0 = 0,7$$

Además para el polietileno reticulado silanizado (XLPE)  $k = 9$ , según la tabla 4 “Dielectric Constants of Cable Insulation” de la referencia antes mencionada.

Al reemplazar los reemplazar los valores correspondientes en la ecuación (3-2) se obtiene la reactancia capacitiva en secuencia cero, asimismo se puede calcular el

valor de la admitancia que en este caso es igual al valor de la susceptancia  $B_{C_0}$ , omitiéndose el valor de la conductancia ya que para efectos prácticos resulta despreciables.

$$X_{C_0} = \frac{1,79 * 1,09 * 0,7}{60 * 9} M\Omega * fase * milla$$

$$X_{C_0} = 2,5292 \times 10^{-3} M\Omega * fase * milla = 4,070353 \times 10^{-3} M\Omega * fase * km$$

$$B_{C_0} = \frac{1}{X_{C_0}} = 245,6789 \frac{\mu S}{fase * km}$$

### 3.1.2 TRANSFORMADORES

En cuanto a los transformadores su representación en estado estable para cálculos manuales es una reactancia serie, y para la simulación en DigSILENT Power Factory se consideran un modelo simplificado con cambiador de tap bajo carga LTC (load tap changer) como el mostrado en la figura 3.3, para el cual se calcula el porcentaje de voltaje adicional por tap para cada uno de los transformadores de potencia del SEP de la EPMAPS.

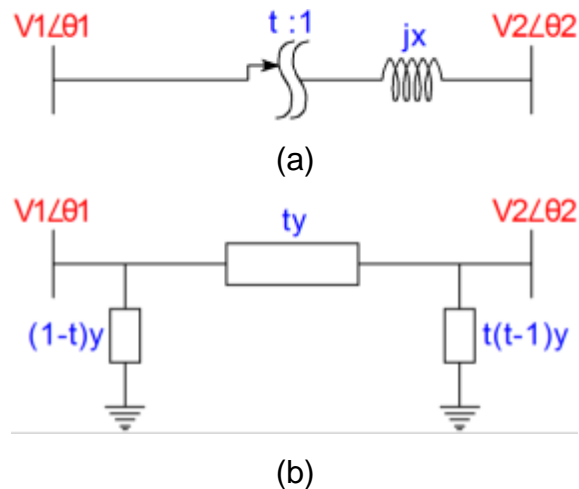


Fig. 3.3 Circuito equivalente de un transformador con cambiador de tap bajo carga

Tabla 3.2 Parámetros eléctricos en valores reales, de cada uno de los tramos del sistema de transmisión del SEP de la EPMAPS

Parámetros de las Líneas de Transmisión del Sistema Eléctrico de Potencia de la EPMAPS													
L/T	Longitud [km]	Secuencia Positiva y Negativa (Por circuito)				Secuencia Cero (Por circuito)				Secuencia Positiva y Negativa (Por circuito)		Secuencia Cero (Por circuito)	
		R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	R [ $\Omega$ /km]	X [ $\Omega$ /km]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	B [ $\mu$ S/km]	B [ $\mu$ S]	B [ $\mu$ S/km]	B [ $\mu$ S]
S/E Santa Rosa - Torre No. 42	14,65	0,144	0,515	2,1096	7,54475	0,304	1,475	4,4536	21,6087	3,193	46,77745	1,718	25,1687
Torre No. 42 - S/E El Carmen *	14,97	0,144	0,493	2,15568	7,38021	0,312	1,568	4,67064	23,4729	3,359	50,28423	2,05	30,6885
Torre No. 42 - Torre No. 83	16,52	0,144	0,515	2,37888	8,5078	0,3122	1,622	5,15754	26,7954	3,193	52,74836	1,718	28,3813
Torre No. 83 - S/E Recuperadora	1,03	0,144	0,515	0,14832	0,53045	0,3122	1,622	0,32156	1,67066	3,193	3,28879	1,718	1,76954
Torre No. 42 - S/E Recuperadora	17,55	0,144	0,515	2,5272	9,03825	0,3122	1,622	5,47911	28,4661	3,193	56,03715	1,718	30,1509
Torre No. 83 - S/E Tababela *	13	0,0792	0,469	1,0296	6,097	0,25	1,635	3,25	21,255	3,54	46,02	2,061	26,793
S/E Recuperadora - S/E Booster No.2	19,34	0,144	0,515	2,78496	9,9601	0,3122	1,622	6,03794	31,3694	3,193	61,75262	1,718	33,2261
S/E Booster No.2 - S/E Booster No.1	4,08	0,144	0,515	0,58752	2,1012	0,3122	1,622	1,27377	6,61776	3,193	13,02744	1,718	7,00944
S/E Booster No.1 - S/E Elevadora	0,81	0,08483	0,10452	0,06871	0,08466	0,2625	2,3853	0,21265	1,93207	427,085	345,9391	245,678	198,999
Torre No. 83 - S/E Tababela †	13	0,0396	0,2345	0,5148	3,0485	0,125	0,8175	1,625	10,6275	7,08	92,04	4,122	53,586

\* Parámetros por circuito de una línea de doble circuito.

† Parámetros de una línea de doble circuito, es decir de los dos circuitos en paralelo.

Tabla 3.3 Parámetros eléctricos en por unidad, de cada uno de los tramos del sistema de transmisión del SEP de la EPMAPS

Parámetros de las Líneas de Transmisión a 138 [kV] del Sistema Eléctrico de Potencia de la EPMAPS													
L/T	Long. [km]	Secuencia Positiva y Negativa (Por circuito)				Secuencia Cero (Por circuito)				Secuencia Positiva y Negativa (Por circuito)		Secuencia Cero (Por circuito)	
		R [pu/km]	X [pu/km]	R [pu]	X [pu]	R [pu/km]	X [pu/km]	R [pu]	X [pu]	B [pu/km]	B [pu]	B [pu/km]	B [pu]
S/E Santa Rosa - Torre No. 42	14,65	0,00075614	0,00270426	0,011078	0,03961747	0,0015963	0,007745	0,02339	0,1135	0,00060808	0,008908	0,000327	0,004793
Torre No. 42 - S/E El Carmen *	14,97	0,00075614	0,00258874	0,011319	0,03875347	0,0016383	0,008234	0,02453	0,1233	0,00063969	0,009576	0,000390	0,005844
Torre No. 42 - Torre No. 83	16,52	0,00075614	0,00270426	0,012491	0,04467444	0,0016394	0,008517	0,02708	0,1407	0,00060807	0,010045	0,000327	0,005405
Torre No. 83 - S/E Recuperadora	1,03	0,00075614	0,00270426	0,000779	0,00278539	0,0016394	0,008517	0,00169	0,0088	0,00060808	0,000626	0,000327	0,000337
Torre No. 42 - S/E Recuperadora	17,55	0,00075614	0,00270426	0,013270	0,04745983	0,0016394	0,008517	0,02877	0,1495	0,00060808	0,010672	0,000327	0,005742
Torre No. 83 - S/E Tababela *	13	0,00041588	0,00246272	0,005406	0,03201533	0,0013127	0,008585	0,01707	0,1116	0,00067416	0,008764	0,000392	0,005102
S/E Recuperadora - S/E Booster No.2	19,34	0,00075614	0,00270426	0,014624	0,05230046	0,0016394	0,008517	0,03171	0,1647	0,00060808	0,011760	0,000327	0,006328
S/E Booster No.2 - S/E Booster No.1	4,08	0,00075614	0,00270426	0,003085	0,0110334	0,0016394	0,008517	0,00669	0,0347	0,00060808	0,002481	0,000327	0,001335
S/E Booster No.1 - S/E Elevadora	0,81	0,19475184	0,23996557	0,157749	0,19437211	0,602686	5,475826	0,48818	4,4354	0,00018604	0,000151	0,000107	8,668E-5
Torre No. 83 - S/E Tababela †	13	0,00020794	0,00123136	0,002703	0,01600767	0,0006564	0,004293	0,00853	0,0558	3,08405E-6	4,009E-5	1,7955E-6	2,334E-5

\* Parámetros por circuito de una línea de doble circuito.

† Parámetros de una línea de doble circuito, es decir de los dos circuitos en paralelo.

Nota: Los valores de impedancia y susceptancia están en pu sobre una base de 100 MVA.



Con la información de las tablas 1.4, 1.9 y 1.15 correspondientes a los transformadores de las subestaciones El Carmen, Recuperadora y Tababela, respectivamente. Cabe recalcar que los transformadores de las estaciones Booster No. 2 y No.1 poseen características similares al transformador de la subestación Recuperadora.

S/E El Carmen	Posición	Voltaje Nominal [kV]		
		A.T.	B.T.	
	1	154,56		$\Delta t = \frac{154.56 - 138}{138} * 100 = 1,5[\%]$
	9b	138	6,6	
	17	121,4		

S/E Recuperadora	Posición	Voltaje Nominal [kV]		
		A.T.	B.T.	
	1	144,804		$\Delta t = \frac{144.8 - 132}{138} * 100 = 1,16[\%]$
	9b	131,996	6,9	
	17	119,188		

S/E Tababela	Posición	Voltaje Nominal [kV]		
		A.T.	B.T.	
	1	158,7		$\Delta t = \frac{158.7 - 138}{138} * 100 = 1,875[\%]$
	9	138	23	
	17	117,3		

### 3.1.3 GENERADORES SINCRÓNICOS

#### 3.1.3.1 Parámetros eléctricos

Los generadores sincrónicos para cálculos manuales, como se mencionó en la sección 2.4.5 para el estado estable y para secuencia positiva utilizaran el modelo clásico de la máquina sincrónica mostrado en la figura 2.5 (a), y para las secuencias negativa y cero se emplearan los modelos presentados en la figura 2.20.

Para la simulación en el programa DlgSILENT Power Factory, se considerará otros parámetros más, los mismos se muestran la tabla 3.4. Estos parámetros fueron estimados por falta de pruebas de las máquinas sincrónicas [5], [14].

Tabla 3.4 Parámetros eléctricos de las unidades de generación hidroeléctrica del SEP de la EPMAPS

Parámetros de las Unidades de Generación Hidroeléctrica				
Parámetros	El Carmen		Recuperadora	
Valores nominales de [MVA]	10,5		17,9	
Factor de potencia	0,8		0,8	
	[p. u.]	[ $\Omega$ /fase]	[p. u.]	[ $\Omega$ /fase]
Resistencia de la armadura	0,0077625	0,0322	0,006745	0,01794
Reactancia sincrónica en el eje directo $x_d$ no saturada	2	8,29714	1,78	4,7344
Reactancia sincrónica en el eje directo $x_d$ saturada	1,8	7,46743	1,59	4,22904
Reactancia sincrónica en el eje de cuadratura $x_q$	1,2	4,97828	1,068	2,84064
Reactancia transitoria en el eje directo $x'_d$	0,27	1.12011	0,27	0,71814
Reactancia transitoria en el eje de cuadratura $x'_q$	0,27	1,12011	0,25	0,66494
Reactancia subtransitoria en el eje directo $x''_d$	0,2	0,82971	0,2	0,53196
Reactancia subtransitoria en el eje de cuadratura $x''_q$	0,2	0,82971	0,2	0,53196
Reactancia de secuencia negativa $x_2$	0,19	0,78823	0,19	0,50536
Reactancia de secuencia cero $x_0$	0,1	0,41486	0,1	0,26598

Tabla 3.5 Constantes de Inercia de las unidades de generación hidroeléctrica del SEP de la EPMAPS

Características Mecánicas	El Carmen	Recuperadora
Velocidad de la máquina	75,3982 rad/s	75,3982 rad/s
Potencia base del sistema	100 MVA	100 MVA
Energía cinética	35,531 MJ	30,579 MJ
Constante de Inercia en su propia base	3,3839 s	1,7083 s
Constante de Inercia en la base del sistema	0,35531 s	0,30579 s

### 3.1.3.2 Parámetros mecánicos

Con la ayuda de los parámetros mecánicos de las unidades de generación hidroeléctrica El Carmen y Recuperadora presentados en las tablas 1.2 y 1.7 del

capítulo 1, respectivamente, se puede calcular las constantes de inercia de dichos grupos. Utilizando las ecuaciones (2-22), (2-24) y (2-28) se obtendrá la energía cinética, la constante de inercia  $H$  en su propia base y la constante de inercia  $H$  en la base del sistema, respectivamente. Los resultados se presentan en la tabla 3.5.

### 3.1.4 MOTORES DE INDUCCIÓN [15]

Los motores de inducción o motores asincrónicos para cálculos manuales tanto para el estado estable como para el transitorio se los representaran como admitancias en paralelo, este tipo de transformación se la presenta en la parte 2 de la sección 2.4.12.2.

Para la simulación en el programa DlgSILENT Power Factory se utiliza el modelo de máquina asíncrona, en calidad de motor, este modelo está disponible en el programa. La información que se posee de los motores de inducción en estudio se encuentra en la tabla 1.11 del capítulo 1. Debido a que se posee información de las curva característica torque-deslizamiento (mostrada en la figura 3.4), pero no se posee información del circuito equivalente, mediante el programa DlgSILENT Power Factory y la información que se posee se estimó los parámetros de dicho circuito.

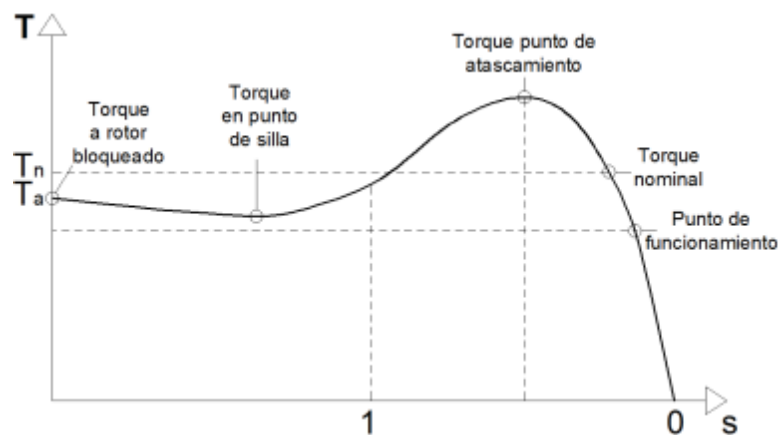


Fig. 3.4 Característica torque-deslizamiento en un motor de inducción

Pese a que estos motores son motores de inducción con rotor cilíndrico de jaula de ardilla simple, se lo simula como un motor de rotor de jaula de ardilla doble, ya que el modelo de doble jaula presenta un mejor ajuste en todos los puntos de

funcionamiento. En la figura 3.5 se presenta el modelo de rotor de doble jaula de ardilla, y en la tabla 3.6 se presenta los parámetros resultantes de dicha estimación.

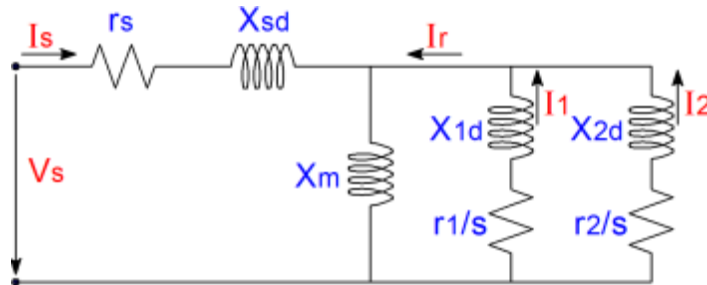


Fig. 3.5 Circuito equivalente de un motor de inducción de rotor de doble jaula de ardilla

En donde

- $r_s$  = Resistencia del estator por fase.
- $X_{sd}$  = Reactancia de dispersión del estator por fase.
- $X_m$  = Reactancia magnetizante por fase.
- $X_{1d}$  = Reactancia de dispersión de la jaula interna del rotor por fase.
- $r_1$  = Resistencia de la jaula interna por fase.
- $s$  = Deslizamiento.
- $X_{2d}$  = Reactancia de dispersión de la jaula externa del rotor por fase.
- $r_2$  = Resistencia de la jaula externa por fase

Tabla 3.6 Parámetros de los circuitos equivalentes de los motores de inducción del SEP de la EPMAPS

Parámetros	Booster No. 1 y No. 2		Elevadora	
	[pu]	[ $\Omega$ /fase]	[pu]	[ $\Omega$ /fase]
$r_s$	0,03214	0,42972	0,03447819	2,38872
$X_{sd}$	0,1106	1,47875	0,17	11,77795
$X_m$	3,72076	49,74737	2,005732	138,96119
$X_{1d}$	0,1106856	1,47989	0,1790914	12,40782
$r_1$	0,0044325	0,059263	0,00992283	0,687474
$X_{2d}$	0,1182027	1,5804	0,00100614	0,0697074
$r_2$	0,223964	2,99445	0,02066549	1,43175

Nota: La validación de estos datos se la realiza en el anexo 1 del proyecto de titulación de la referencia [17].

### **3.1.5 SISTEMAS DE EXCITACIÓN**

Dado que los sistemas de excitación no operan en estado estable (por definición de estado estable), estos entrarán en funcionamiento en el estado transitorio. No se considerará en los cálculos manuales de ángulos críticos, pero si se los considera en las simulaciones con el programa DlgSILENT Power Factory.

#### **3.1.5.1 Sistema de excitación de la unidad de la central hidroeléctrica El Carmen [1]**

En la figura 3.6 se presenta la estructura básica del sistema de excitación de la unidad de generación de la central hidroeléctrica El Carmen. Las características básicas de la excitatriz y del regulador automático de voltaje se presentan en la tabla 1.3.

La excitatriz de la unidad es un generador trifásico de polos externos, sin escobillas y con diodos rotativos. La armadura o devanado trifásico de la excitatriz se encuentra en el mismo eje que el rotor del generador principal, por lo que no se puede acceder al punto neutro, además de cada rama de este bobinado una línea alimenta a los rectificadores rotativos los cuales convierten la corriente de AC a DC, obteniéndose la corriente excitación para el devanado de campo de la unidad de generación. De manera que en el estator de la excitatriz se encuentran instalados los polos salientes, los mismos llevan las bobinas de campo de la excitatriz. Las bobinas de campo de excitatriz están conectadas en serie y los extremos son alimentados con corriente de excitación proveniente de la excitatriz estática TSD2D-TL1.

El sistema excitatriz TSD2D-TL1 es utilizado como una excitatriz estática para generadores sincrónicos de funcionamiento medio o largo. Es un sistema completamente digital. La energía de la excitatriz es provista mediante un transformador de voltaje y un transformador de corriente. Alternativamente el sistema puede también ser alimentado del suministro de la red eléctrica.

El sistema excitatriz provee:

- Alto voltaje techo para un impacto rápido y seguro de excitación

- Un rectificador de tiristores completamente controlado que garantiza una rápida respuesta del sistema y permite un voltaje de salida negativo del rectificador A1 para una rápida minimización de la corriente de campo.
- Una estructura redundante del sistema microprocesador provee el uso con un alto grado de confiabilidad

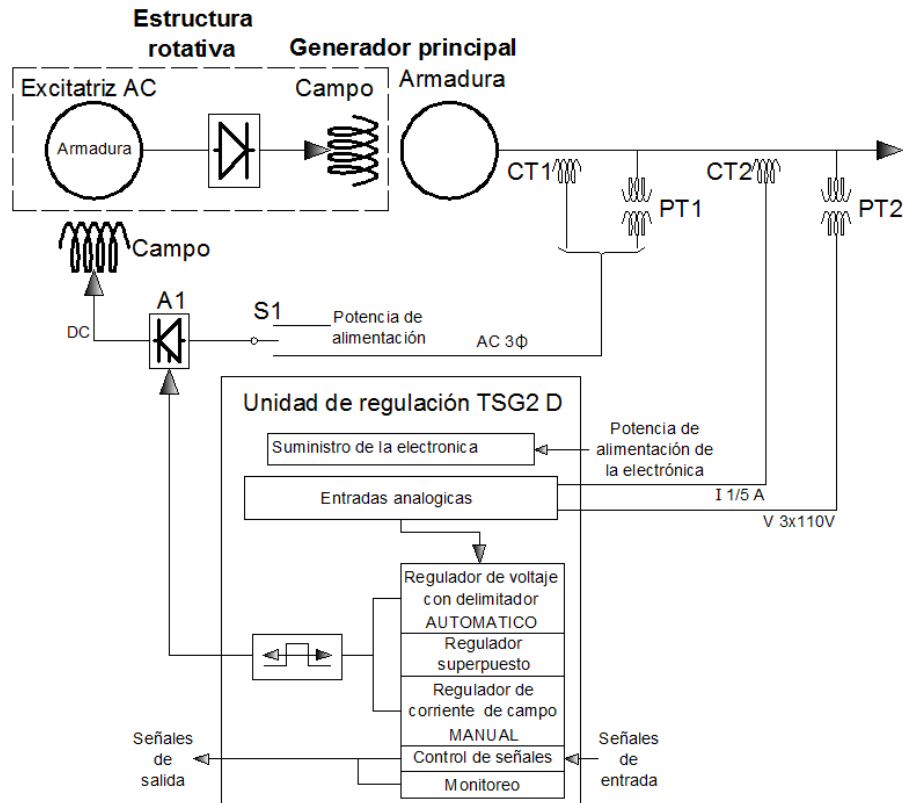


Fig. 3.6 Estructura básica del sistema de excitación del generador de la central hidroeléctrica El Carmen

El sistema excitatriz trabaja sin potencial de otros medios. El regulador digital es concebido como un sistema redundante. El regulador consiste de tres tarjetas PCB (placas de circuitos impresos) idénticas cada una con un microcontrolador procesando el mismo programa. En modo AUTOMÁTICO las siguientes funciones están disponibles:

#### Regulación

- Regulación de voltaje.
- Regulación del factor de potencia o corriente reactiva.

### Delimitadores y funciones de compensación

- Compensación de la corriente reactiva, caída de voltaje para funcionamiento en paralelo.
- Caída de voltaje en función de la frecuencia del generador (limitación V/f).
- Corriente máxima del estator con tiempo de retardo ajustable.
- Máxima corriente de excitación con tiempo de retardo ajustable.
- Limitación del ángulo de la rueda magnética

Como un modo de operación adicional el modo MANUAL es implementado. En operación en modo MANUAL la corriente de excitación es regulada. En caso de una distorsión o mal funcionamiento que impiden la operación del modo AUTOMÁTICO el sistema TSG2D automáticamente cambia a MANUAL. Un limitador de voltaje para el modo MANUAL garantiza que el voltaje no exceda el valor deseado (ajustable) en caso de que el generador este trabajando bajo carga y súbitamente sea sacado de línea.

Además de la regulación y delimitación más funciones de control interno y funciones de monitorización son proporcionadas para una operación segura de todo el sistema.

En caso de falla del circuito compuesto la fuente de alimentación se obtiene de la red eléctrica (red) (2 fases, 220/230 V). El cambio entre el suministro de energía del circuito compuesto (CT1, PT1) a la línea principal se lo realiza mediante el interruptor S1. Por supuesto que, el cambio solo se debe realizar solo cuando la maquina este des excitada.

Todos los parámetros del regulador que son ajustables durante el funcionamiento normal pueden ser cambiados mediante control remoto. El circuito de des excitación también está integrado en el cubículo del regulador. Durante la des excitación del generador el rectificador opera como un inversor. Después del tiempo de des excitación ajustable el interruptor de excitación separa el rectificador de la fuente de la potencia de excitación.

Cambiar los ajustes del regulador que no pueden ser modificados durante la operación normal se realiza con la ayuda de un programa de PC especial. Todas las señales incluso el ángulo de disparo de la excitatriz son representadas mediante sus valores digitales. La generación de los pulsos de disparo se realiza mediante el

microcontrolador. Cada PBC contiene un controlador que procesa las siguientes tareas.

- Detección y conversión análoga digital.
- Regulación.
- Generación de pulsos de disparo.
- Controlar y monitorear.

### **3.1.5.2 Sistema de excitación de la unidad de la central hidroeléctrica Recuperadora [1]**

El sistema de excitación del generador de la central hidroeléctrica Recuperadora consta de una excitatriz trifásica AC para la alimentación del campo del generador principal, y un sistema estático de excitación para alimentar el campo de la excitatriz trifásica.

La excitatriz trifásica es una unidad de excitación sin escobillas, construida como generador de polos salientes, consta de una parte estática y una parte giratoria. La parte giratoria comprende la armadura o arrollamiento trifásico y un puente rectificador trifásico (diodos rotativos de silicio) con protección contra voltaje excesivo, la corriente generada por la excitatriz es rectificadora por los diodos y a través de conductores sobre el eje la corriente DC (de excitación) alcanza el devanado de campo del generador principal, cabe recalcar que esta parte rotativa se encuentra en el mismo eje que el rotor del generador principal. La parte estática o estator contiene las bobinas de campo, para excitar la excitatriz.

El sistema estático provee la corriente de excitación al devanado de campo ubicado en el estator de la excitatriz, mediante un convertidor de potencia monofásico con equipo de control. Este convertidor de potencia está conectado mediante un transformador de acoplamiento y un interruptor principal a las barras de bajo voltaje (460 V, 60 Hz) obteniendo la corriente alterna para alimentarse. El convertidor de potencia esta es controlado por un generador de pulsos. El regulador de la corriente de excitación y el regulador del voltaje del generador están integrados en el convertidor de potencia.

Una unidad de potencia genera el voltaje continuo estabilizado y no estabilizado necesario para la alimentación de los grupos electrónicos.



El valor real del voltaje del generador es obtenido mediante un transformador de voltaje (6,9/0,1 kV) y un transformador separador.

El valor de consigna del voltaje del generador es formado por un voltaje estabilizado. El valor de consigna puede ser ajustado dentro de un margen correspondiente a  $\pm 15\%$  del voltaje nominal.

### **3.1.5.3 Modelos de los sistemas de excitación a utilizarse en el análisis de estabilidad transitoria**

Presentados los tipos de sistemas de excitación existentes, modelos de los sistemas de excitación para los diferentes estudios de estabilidad en la sección 2.4.14 y las características de los sistemas de excitación de las unidades de generación de la EPMAPS en la sección 3.1.5.2, se ha escogido el modelo de sistema de excitación AC1A estandarizado por la IEEE, tanto para el sistema de excitación de la unidad de la central El Carmen como para la central recuperadora.

Se ha escogido uno de los modelo AC ya que ambos sistemas poseen como excitatriz un generador AC, y se ha escogido el modelo AC1 debido a que:

- Los rectificadores de la excitatriz son no controlados, ya que son puentes de diodos rotativos. El campo de la excitatriz es controlado, ya que se controla la corriente de excitación mediante pulsos introducidos a puentes de tiristores.
- La excitatriz no emplea autoexcitación.
- La potencia del regulador de voltaje proviene de una fuente que no está afectada por transitorios externos.
- La característica de los diodos (rectificadores no controlados) en la salida de la excitatriz imponen un límite inferior de cero en el voltaje a la salida de la excitatriz.
- El sistema de excitación es sin escobillas, ya que en el rotor de la excitatriz se encuentra el devanado trifásico y en el estator se encuentra en devanado de campo.

Además no se ha escogido los otros modelos tipos AC ya que:

- En el modelo tipo AC3A la excitatriz es auto excitada.
- En el modelo tipo AC4A la excitatriz de la unidad utiliza un regulador de voltaje independiente para controlar su voltaje de salida a un valor constante.

- En el modelo tipo AC5A se utiliza un generador de imanes permanentes.
- En el modelo tipo AC6A se utiliza un sistema de diodos estacionarios.

### 3.1.5.4 Modelo del sistema de excitación tipo AC1A [11]

En la figura 3.7 se presenta el modelo del sistema de excitación tipo AC1A distinguiendo cada una de sus componentes representados por funciones de transferencia, sus constantes de tiempo, variables, señales de control tanto de entrada como de salida y límites de señales.

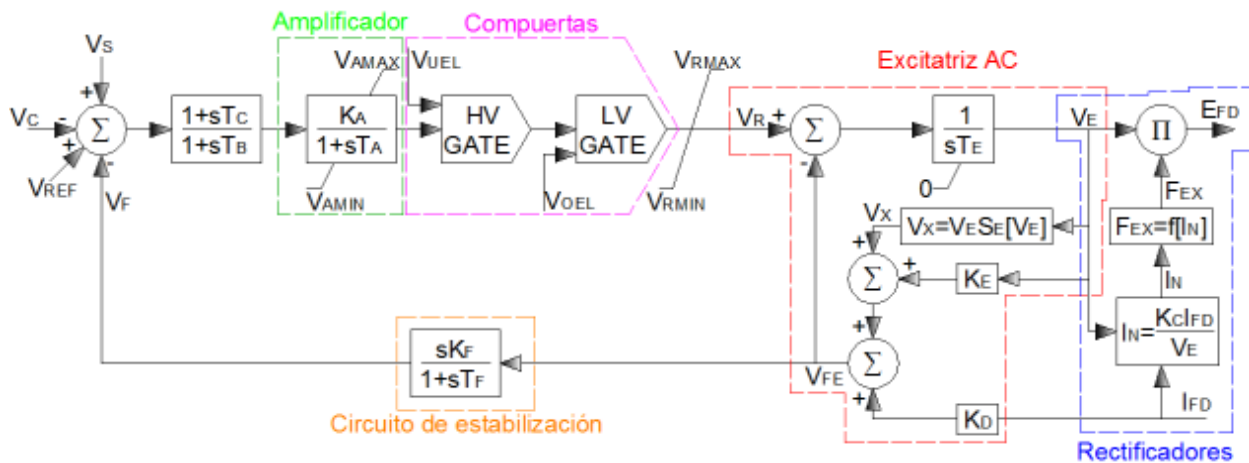


Fig. 3.7 Modelo del sistema de excitación tipo AC1A

En donde:

- $V_S$  = Salida del estabilizador del sistema de potencia PSS.
- $V_C$  = Voltaje terminal de salida del transductor y elementos de compensación de carga.
- $V_{REF}$  = Voltaje de referencia del regulador de voltaje.
- $V_F$  = Salida del estabilizador del sistema de excitación.
- $V_R$  = Salida del regulador de voltaje.
- $V_{FE}$  = Señal proporcional a la corriente de campo de la excitatriz.
- $V_X$  = Señal proporcional a la saturación de la excitatriz.
- $V_E$  = Voltaje interno de la excitatriz.
- $E_{FD}$  = Voltaje de salida de la excitatriz.
- $I_{FD}$  = Corriente de campo de la maquina sincrónica.
- $F_{EX}$  = Factor del rectificador de carga, una función de  $I_N$ .
- $I_N$  = Corriente de carga normalizada de la excitatriz.
- $T_B, T_C$  = Constantes de tiempo del regulador de voltaje.

- $K_A$  = Ganancia del regulador de voltaje.  
 $T_A$  = Constante de tiempo del amplificador de voltaje.  
 $V_{AMAX}, V_{AMIN}$  = Salidas máximas y mínimas del regulador de voltaje.  
 $HV\ GATE$  = Bloque del modelo con dos entradas y una salida, la salida siempre corresponde a la mayor de las dos entradas.  
 $LV\ GATE$  = Bloque del modelo con dos entradas y una salida, la salida siempre corresponde a la menor de las dos entradas.  
 $V_{UEL}$  = Salida del limitador de subexcitación.  
 $V_{OEL}$  = Salida del limitador de sobreexcitación.  
 $V_{RMAX}$  = Máximo valor de  $V_R$ .  
 $V_{RMIN}$  = Mínimo valor de  $V_R$ .  
 $K_F$  = Ganancia del estabilizador del sistema de control de excitación.  
 $T_F$  = Constante de tiempo del estabilizador del sistema de control de excitación.  
 $T_E$  = Constante de tiempo de la excitatriz.  
 $S_E$  = Función de saturación.  
 $K_E$  = Constante de la excitatriz relacionada al campo.  
 $K_D$  = Factor de desmagnetización.  
 $K_C$  = Factor del rectificador de carga proporcional a la reactancia de conmutación.

En la figura 3.8 se presenta el transductor del voltaje terminal y el compensador de carga, a este conjunto ingresan las señales  $\bar{V}_T$  e  $\bar{I}_T$  en forma fasorial, y sale el voltaje  $V_C$  el cual forma la señal de control principal para el sistema de excitación mostrado en la figura 3.7.  $R_C$  y  $X_C$  son los parámetros del compensador de carga, si no se utiliza la compensación de carga estos son ajustados a cero.  $T_R$  representa la rectificación y filtrado del voltaje terminal de la máquina síncrona, y si no se utiliza compensación y  $T_R$  es despreciable  $V_T=V_C$ .

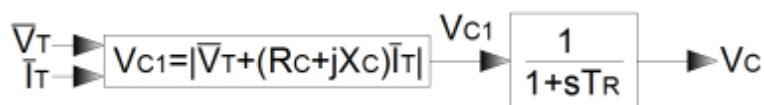


Fig. 3.8 Transductor del voltaje terminal y compensador de carga

En donde:

- $\bar{V}_T$  = Voltaje Terminal.  
 $\bar{I}_T$  = Corriente Terminal.

$R_C + jX_C =$  Impedancia del compensador de carga.

$T_R =$  Constante de tiempo del filtro de entrada regulador.

En el punto de suma la señal  $V_C$  es restada de la señal de referencia del regulador de voltaje  $V_{REF}$  y de la salida  $V_S$  del estabilizador del sistema de potencia, si se la utilizada, generalmente se la suma para producir la señal que controlara al sistema de control de excitación. Existen señales adicionales, como  $V_{UEL}$ , las cuales tienen importancia durante condiciones extremas o inusuales. En estado estable  $V_S = 0$  y  $V_{REF}$  posee un valor determinado respecto a las condiciones de carga de la máquina de manera que la señal de error resulta en el voltaje requerido de excitación de campo  $E_{FD}$ .

En el primer bloque del sistema de control de excitación,  $T_B$  y  $T_C$  son las constantes de tiempo de atraso y adelanto del regulador de voltaje, respectivamente.

Los amplificadores pueden ser magnéticos, rotativos o electrónicos. En el caso de ser magnéticos o electrónicos el amplificador se caracteriza por ser representado por un diagrama de bloques con una ganancia y una constante de tiempo, como se muestra en la figura 3.7. La salida del amplificador está limitada por la saturación o las limitaciones del suministro de potencia y se los representa por los límites  $V_{AMAX}$   $V_{AMIN}$ , estos límites varían proporcionalmente con el voltaje terminal del generador en el caso de que la fuente de alimentación sea desde el generador o la barra auxiliar.

Las compuertas son utilizadas cuando se requiere el control entre más de dos señales de entrada, dependiendo de la magnitud del valor relativo de cada una de las señales.

En cuanto al circuito de estabilización, algunos sistemas de control de excitación utilizan transformadores de potencial, conectado en el secundario un circuito de alta impedancia, esto se muestra en la figura 3.7, en donde la señal del devanado de campo de la excitatriz  $V_{FE}$ , se utiliza como la entrada al bloque de estabilización del sistema de excitación con salida  $V_F$ .

El diagrama de bloques de la excitatriz de corriente alterna se muestra en la figura 3.7. En este modelo el voltaje interno de la excitatriz  $V_E$  es el voltaje de circuito abierto determinado por la función de saturación  $S_E$ . La figura 3.9 muestra el cálculo

de  $S_E$  para un valor específico de  $V_E$ , y la ecuación (3-3) muestra la función de saturación en pu.

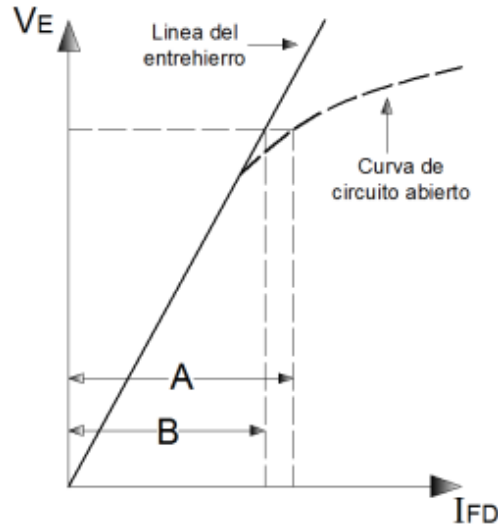


Fig. 3.9 Característica de saturación de la excitatriz

$$S_E(V_E) = \frac{A-B}{B} \quad (3-3)$$

En la tabla 3.8 se muestra se muestra las funciones de saturación de las unidades de la EPMAPS.

Tabla 3.7 Funciones de saturación de las unidades de la EPMAPS

	El Carmen	Recuperadora
$S_E[V_E]$	0,1111	0,056

La corriente de campo del generador principal  $I_{FD}$  representa la corriente de carga de la excitatriz, y la retroalimentación negativa de  $K_D I_{FD}$  considera el efecto de desmagnetización de reacción de armadura. La constante  $K_D$  depende de las reactancias sincrónica y transitoria de la excitatriz AC.

En cuanto a los rectificadores, la caída de voltaje que se produce en los mismos es simulada por la constante  $K_C$ , esta es función de la reactancia de conmutación. Dependiendo de la corriente de carga normalizada de la excitatriz  $I_N$  resultante, la

curva de regulación  $F_{EX}$  determinará uno de tres modos de operación del circuito de rectificadores.

Tabla 3.8 Parámetros del sistema de regulación de excitación modelo vcoEXAC1

Parámetros	El Carmen	Recuperadora
$T_r$ Constante de tiempo filtro de entrada al regulador [s]	0,025	0,025
$K_a$ Ganancia del regulador [pu]	1000	1000
$T_a$ Constante de tiempo del regulador [s]	0,02	0,02
$T_b$ Constante de tiempo del regulador [s]	1	1
$T_c$ Constante de tiempo del regulador [s]	1	1
$K_e$ Constante de saturación de la excitatriz [pu]	1	1
$T_e$ Constante de tiempo de la excitatriz [s]	0,1	0,1
$K_f$ Constante circuito estabilizador del regulador [pu]	0,03	0,03
$T_f$ Constante de tiempo circuito estabilizador del regulador [s]	0.5	0.5
$V_{rmax}$ Limitación señal de tensión interna [pu]	15	15
$V_{rmin}$ Vrmin Limitación señal de tensión interna [pu]	-15	-15
$E_1$ Constante de saturación de la excitatriz 1 [pu]	4,18	3
$SE_1$ Constante de saturación de la excitatriz 2 [pu]	0,1111	0,056
$E_2$ Constante de saturación de la excitatriz 3 [pu]	3,135	2,25
$SE_2$ Constante de saturación de la excitatriz 4 [pu]	0,03	0,03

En la tabla 3.8 se muestran los parámetros del sistema de regulación de excitación modelo vcoEXAC1, para cada unidad de la centrales hidroeléctricas El Carmen y Recuperadora. Se tomó valores típicos para la mayoría de los parámetros, debido a la ausencia de pruebas [11].

### 3.1.6 SISTEMAS DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

Dado que los sistemas de regulación de velocidad no operan en estado estable (por definición de estado estable), estos entraran en funcionamiento en el estado transitorio. No se considera los sistemas de regulación de velocidad en los cálculos manuales de ángulos críticos, ya que la potencia mecánica de cada unidad  $P_m$  se toma

como constante durante todo el periodo transitorio. En la simulación en el programa DIgSILENT Power Factory si se consideran los sistemas de regulación de velocidad.

### 3.1.6.1 Sistema de regulación de velocidad de la unidad de la central hidroeléctrica El Carmen [1]

Las principales características de la turbina pelton de dos toberas con deflector activado de la unidad de la central hidroeléctrica El Carmen se presenta en la tabla 1.1. La turbina con unidad hidráulica y dispositivos hidráulicos auxiliares fueron suministrados por Voith Hydro Tolosa. El sistema de regulación de velocidad de esta turbina posee un regulador digital de modelo VDG 112-4P1, el mismo fue suministrado por Voith Hydro Heidenheim.

El regulador de velocidad digital posee un hardware posee una unidad electrónica programable, amplificadores de salida VCA1 para cada tobera y un panel para el control local. Además para la medición el sistema de regulación posee transductores de medida de posición de toberas y un transductor óptico incremental con dos salidas montado al extremo del eje del generador para la medición de la velocidad.

El regulador digital posee: bucle de regulación de apertura, bucle de regulación de velocidad, arranque y parada, rechazo de carga y cierre de emergencia, bucle de regulación de caudal y monitoreo de señales.

El bucle de regulación de apertura, permite la medición y control de la posición de toberas, en la tabla 3.9 se muestran los tiempos de cierre y apertura de las toberas. La limitación de apertura fue ajustada al 75,1 % por lo cual se obtiene un máximo caudal de aproximadamente 1,94  $[m^3/s]$  y 1,0  $[m^3/s]$  con 2 y 1 tobera respectivamente. El límite para posición cerrada de las toberas 1 y 2 es 1 %.

Tabla 3.9 Tiempos de cierre y apertura de las toberas

	Sin agua		Con agua	
	Tobera 1	Tobera 2	Tobera 1	Tobera 2
Tiempo de cierre $T_s$ [s]	48	50	48	50
Tiempo de apertura $T_o$ [s]	80	85		
Cierre de emergencia [s]	48	50	48	50

Cada una de las toberas posee amplificadores de salida VCA1. Los amplificadores aumentan la potencia para las servoválvulas y en los mismos se encuentran implementados estos bucles de regulación de apertura de las toberas.

El bucle de regulación de velocidad, permite la visualización de la velocidad en % en el panel del operador, en donde la velocidad nominal 720 rpm equivale al 100%. Mediante la información de la medición se deben cumplir las condiciones exigidas en la tabla 3.10. De no cumplirse el caso de sobrevelocidad se provoca la parada de emergencia de la turbina.

Tabla 3.10 Principales umbrales de velocidad

Parámetro	Valor
Umbral de velocidad 1 parada	0,5 %
Umbral de velocidad 2 conexión freno mecánico	20,5 %
Umbral de velocidad 3 > conexión excitación	90,0%
Umbral de velocidad 4 > conexión de sincronización	98,0%
Umbral de sobrevelocidad	110,5%
Umbral de velocidad inferior a banda	98,0%
Umbral de velocidad superior a banda	102,0 %

El rango de variación en servicio normal es del 90 al 110 %. Como las correcciones necesarias de la consigna son siempre mínimas, el tiempo de pendiente elegido es relativamente largo a fin de garantizar una variación suave y precisa. Se requiere un tiempo de 40 segundos a fin de llevar las toberas a su plena apertura a un estatismo permanente del 4 %.

El regulador de velocidad PID (Proporcional Integral Derivativo) funciona en tres regímenes de funcionamiento diferentes: marcha en vacío, régimen aislado y grupo acoplado a la red. Los parámetros de los estatismos antes mencionados son para grupo acoplado a la red.

En cuanto al arranque y parada, el tiempo transcurrido hasta alcanzar la velocidad del 100 % es de 70 segundos, en este tiempo se producen tres posiciones de apertura de arranque. La parada automática fue ajustada a 180s/100%, siendo este un valor mucho más lento que el cierre de la tobera presentado en la tabla 3.10.

Para el rechazo de carga y cierre de emergencia, se tiene que tener en cuenta que este deflector solo se activa y no se regula, por lo que es imposible efectuar un



rechazo de carga con paso a la marcha en vacío. De manera que ante una falla eléctrica se produce siempre el cierre de emergencia.

En el caso del bucle de regulación de caudal, dentro del regulador  $2 \text{ m}^3/\text{s}$  equivale al 100 %, el límite superior de caudal ayuda a limitar la potencia máxima de la turbina este está fijado en 92,5 %, un límite inferior es utilizado para evitar una potencia negativa este valor es fijado en 5 %. Debido a que el principio de medición del caudal implica una respuesta muy lenta y discontinua, por consiguiente una respuesta rápida del regulador es imposible, por ese motivo se escogió el estatismo temporal del 50 %, un valor relativamente alto. Además, respecto a la conmutación de toberas, la segunda tobera se ubicó a  $1 \text{ m}^3/\text{s}$  logrando así el máximo rendimiento.

El monitoreo de las señales, divide a la velocidad en 1 y 2. La velocidad 1 después del arranque, se la monitorea luego del tiempo de retardo si esta no es mayor al 5 %, se produce una señalización de falla. La velocidad 2 se la monitorea una vez alcanzado 80 %, si la velocidad baja del 75 %, se produce una señalización de falla.

En la tabla 3.11 se presentan datos adicionales ligados al sistema de regulación de velocidad.

Tabla 3.11 Características de la central hidroeléctrica El Carmen asociadas al sistema de regulación de velocidad.

Central Hidroeléctrica El Carmen	
Velocidad nominal de la turbina	720 rpm
L Longitud de la tubería de carga	3129,33 m
$\eta_t$ Eficiencia de la turbina	89,8 %
$\eta_g$ Eficiencia del generador a $f_p=0,8$	97,15 %
$\phi_t$ Diámetro de la tubería de carga	1,08 m
Apertura de la válvula a caudal nominal	75,1 %

### 3.1.6.2 Sistema de regulación de velocidad de la unidad de la central hidroeléctrica Recuperadora [1]

La turbina pelton de eje horizontal, las válvulas, demás elementos asociados a las toberas y el regulador de velocidad ETR fueron suministrados por Sulzer Escher

Wyss. Un grupo hidráulico para la alimentación del aceite lubricante fue suministrado por Garbe Lahmeyer AG Aachen.

Cada una de las tres toberas tiene instalado enfrente un deflector que tiene como propósito desviar el chorro de agua dirigido a los alabes de la turbina en caso de reducciones rápidas de carga o parada. Los tres deflectores están acoplados mecánicamente accionándose al mismo tiempo.

La parte hidráulica del equipo de regulación se encarga del gobierno de las válvulas de aguja de las toberas y de los deflectores. En esta parte principalmente consta de: sistema de aceite a presión, servo válvulas, válvulas de regulación y control, servomotor de los deflectores, válvulas de distribución de las agujas, servomotores para el accionamiento de las agujas.

La parte electrónica del equipo de regulación tiene como función comparar las señales de velocidad de la máquina y apertura de válvulas, con señales de referencia y valores deseados, respectivamente, con ello sea crea señales de control para mantener la frecuencia del generador a 60 *Hz*, regulando las válvulas de aguja de las toberas. Esta parte fundamentalmente consta de: equipo de medición y revisión de velocidad, transductores de posición como señales de realimentación del ETR y un regulador electrónico ETR-2300NI.

El ajuste de las válvulas de aguja tiene lugar por medio de un servomotor situado en el interior de cada tobera, el mismo opera con aceite a presión. Los deflectores también operan mediante el accionamiento de un servomotor.

El regulador electrónico ETR-2300NI es básicamente un regulador de velocidad, este cuenta con las tarjetas electrónicas necesarias para la regulación de velocidad, al mismo ingresa principalmente una señal proporcional a la velocidad de rotación de la máquina, y las señales de salida actúan sobre las servoválvulas. Estas servo válvulas son convertidores electrohidráulicos, estas transforman las señales eléctricas en una respuesta hidráulica. Esta respuesta hidráulica permite operar los antes mencionados servomotores.

Además el sistema posee una válvula esférica ubicada antes de la bifurcación hacia las tres toberas, esta válvula sirve como elemento tanto para seguridad como para trabajos de mantenimiento. El cuerpo giratorio de esta válvula esférica es

accionado por medio de una palanca y un servomotor de doble acción de aguja. La velocidad de cierre y apertura es de 60 segundos.

En la tabla 3.12 se presentan datos adicionales ligados al sistema de regulación de velocidad.

Tabla 3.12 Características de la central hidroeléctrica Recuperadora asociadas al sistema de regulación de velocidad

Central Hidroeléctrica Recuperadora	
Velocidad nominal de la turbina	720 rpm
L Longitud de la tubería de carga	9579,6352 m
$\eta_t$ Eficiencia de la turbina	89,7 %
$\eta_g$ Eficiencia del generador a $f_p=0,8$	97,6 %
$\phi_t$ Diámetro de la tubería de carga	48 pulg
Apertura de la válvula a caudal nominal	74,5 %

### 3.1.6.3 Modelos de los sistemas de regulación de velocidad a utilizarse en el análisis de estabilidad transitoria

Mostrados los sistemas de regulación de velocidad de ambas centrales hidroeléctricas, se concluye que estas centrales poseen sistemas de regulación electrohidráulicos, ya que ambos poseen componentes hidráulicos y electrónicos.

En la sección 2.4.15.1.4 se presentaron los modelos existentes en el programa DlgSILENT Power Factory para sistemas de excitación y los requerimientos que debe poseer el modelo para análisis de estabilidad transitoria. De manera que se escoge el modelo del sistema de regulación de velocidad tipo HYGOV por las siguientes razones:

- Este modelo utiliza un modelo de turbina no lineal.
- Este modelo considera alinealidades del regulador de velocidad.
- Este modelo puede representar reguladores electrohidráulicos.

### 3.1.6.4 Modelo del sistema de regulación de velocidad tipo HYGOV

En la figura 3.10 se muestra el diagrama de bloques del modelo dinámico HYGOV.

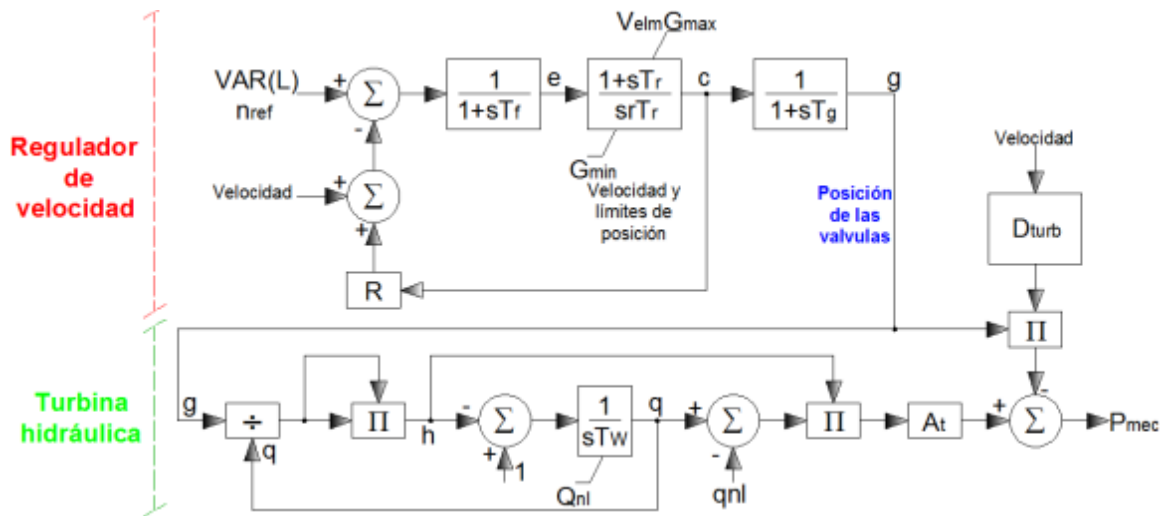


Fig. 3.10 Diagrama de bloques del modelo dinámico HYGOV

El modelo se puede separar en dos subsistemas, el regulador de velocidad y los sistemas hidráulicos.

Las dos entradas del sistema de regulación de velocidad son la velocidad de referencia,  $n_{ref}$ , y la desviación de la velocidad de la máquina,  $\Delta\omega$ .  $n_{ref}$  se obtiene en el cálculo de las condiciones iniciales, y  $\Delta\omega$  se adquiere mediante el sistema de medición de velocidad de la máquina. El sistema de regulación de velocidad encuentra el error de velocidad a través de la comparación entre  $n_{ref}$  y la salida del camino de realimentación. Este camino de realimentación está compuesto por la adición  $\Delta\omega + R * c$ . El segundo término consiste de la combinación del estatismo permanente,  $R$ , con la posición deseada de la compuerta,  $c$ , lo que crea que una regulación de velocidad equivalente bajo condiciones de estado estable.

El error de velocidad a continuación es filtrada, y después es utilizada como entrada en el bloque del regulador de velocidad, el cual proporciona la posición deseada de la compuerta. Esta variable es la entrada al servomotor, el cual determina el valor de apertura de la compuerta.

El bloque del regulador de velocidad posee dos límites a tomar en consideración. Uno representa los límites máximo y mínimo de los valores de apertura de compuerta, y el otro representa el límite de velocidad de la compuerta.

Las entradas del sistema hidráulico son la posición de la compuerta y, en caso de que el amortiguamiento de la velocidad sea considerado, la velocidad de la máquina. La salida de este sistema es la potencia mecánica entregada al generador.

En la tabla 3.13 se presentan los valores de los parámetros del modelo del sistema de regulación de velocidad HYGOV.

$T_W$  y  $T_r$  las constantes de tiempo de arranque del agua y del regulador de velocidad, respectivamente, se calcularon a partir de las ecuaciones (2-134) y (2-126), respectivamente. Para El Carmen de la tabla 1.1 se tomó  $H_T$  y  $P$ , de la tabla 3.12 se tomo  $\phi_{tuberia}$ ,  $L_{tuberia}$  y las eficiencias  $\eta_g$  y  $\eta_t$ . Para Recuperadora, de la tabla 1.6 se tomó  $H_T$  y  $P$ , de la tabla 3.13 se tomo  $\phi_{tuberia}$ ,  $L_{tuberia}$  y las eficiencias  $\eta_g$  y  $\eta_t$ . A continuación se presenta el cálculo de estas dos constantes de tiempo.

$$T_{W \text{ El Carmen}} = \frac{11,8 * P * L}{H_T^2 * A * e * g} = \frac{11,8 * 8210 [kW] * 10266,831 [pies]}{(1784,777 [pies])^2 * (\pi * (1,772 [pies])^2) * (0,9715 * 0,898) * 32,152 \left[ \frac{pies}{s^2} \right]}$$

$$T_{W \text{ El Carmen}} = 1,1289 [s]$$

$$T_{W \text{ Recuperadora}} = \frac{11,8 * P * L}{H_T^2 * A * e * g} = \frac{11,8 * 14760 [kW] * 31429,24 [pies]}{(1841,86 [pies])^2 * (\pi * (2 [pies])^2) * (0,976 * 0,897) * 32,152 \left[ \frac{pies}{s^2} \right]}$$

$$T_{W \text{ El Carmen}} = 4,56 [s]$$

$$T_{R \text{ El Carmen}} = 5 * T_{W \text{ El Carmen}} = 5,6445 [s]$$

$$T_{R \text{ Recuperadora}} = 5 * T_{W \text{ Recuperadora}} = 22,8 [s]$$

Para la central El Carmen el estatismo permanente y temporal se tomó del manual del regulador de velocidad digital. Las potencias de las turbinas  $P_{turb}$  se las tomo de las tablas 1.1 y 1.6. El límite máximo de las compuertas  $G_{max}$  se lo tomo de las tablas 3.12 y 3.13. Para los parámetros faltantes se tomó valores típicos de la norma [12] y del programa DlgSILENT Power Factory.

Tabla 3.13 Parámetros del sistema de regulación de velocidad modelo HYGOV

Parámetros del sistema de regulación de velocidad modelo HYGOV		El Carmen	Recuperadora
$R$	Estatismo permanente [ <i>p.u.</i> ]	0,04	0,04
$r$	Estatismo temporal [ <i>p.u.</i> ]	0,6	0,6
$T_r$	Constante de tiempo del Regulador de velocidad [ <i>s</i> ]	5,6445	22,37188
$T_f$	Constante del tiempo del filtro [ <i>s</i> ]	0,05	0,05
$T_g$	Constante de tiempo servo [ <i>s</i> ]	0,3	0,3
$T_W$	Tiempo de arranque del agua [ <i>s</i> ]	1,1289	4,474375
$A_t$	Ganancia de la turbina [ <i>pu</i> ]	1,5	1,5
$P_{turb}$	Potencia Nominal de la turbina ( $0=p_{turb}=p_{gen}$ ) [ <i>MW</i> ]	8,21	14,7
$D_{turb}$	<i>pu</i> de factor de pérdidas por fricción [ <i>pu</i> ]	0,01	0,01
$q_{nl}$	Flujo sin carga [ <i>pu</i> ]	0,08	0,08
$G_{min}$	Límite mínimo de la puerta [ <i>pu</i> ]	0	0
$Q_{nl}$	Flujo sin carga [ <i>pu</i> ]	0	0
$V_{elm}$	Límite de velocidad de la puerta [ <i>pu</i> ]	0,29	0,29
$G_{max}$	Límite máximo de la puerta [ <i>pu</i> ]	0,751	0,745

### 3.1.7 EQUIVALENTE THEVENIN EL NODO DE REFERENCIA (BARRA DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA)

Como se mencionó anteriormente el SEP de la EPMAPS se interconecta eléctricamente al S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa, de manera que a esta barra se conectara el modelo equivalente del S.N.I., o en otras palabras la barra de la subestación Santa Rosa será una barra de potencia infinita. Por lo que el S.N.I. puede ser reemplazado por una fuente de voltaje en serie con una impedancia, en donde la potencia de la fuente de voltaje es la potencia de la demanda, que para este estudio se ha estimado 3000 *MVA*, y los valores de impedancias equivalentes o impedancias de cortocircuito para cada secuencia fue otorgada por la empresa CELEC EP-Transelectric. Además para este estudio se requiere el valor de la constante de inercia del S.N.I. para la resolución de la ecuación de oscilación, el mismo se estimó en aproximadamente 3 *s* en la potencia base del S.N.I. 3000 *MVA*.

En la tabla 3.14 y en la figura 3.11, se muestran los valores de las impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa para cada una de las

secuencias y el modelo de la barra de potencia infinita en la barra de la subestación Santa Rosa, respectivamente.

Tabla 3.14 Impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa

S.N.I. L/T Santa Rosa - El Carmen		
Datos	Máxima Generación	Mínima Generación
R0[Ω]	0,25	0,25
X0[Ω]	3,48	3,48
R1[Ω]	0,58	0,59
X1[Ω]	6,82	7,14
R2[Ω]	0,59	0,59
X2[Ω]	6,79	7,11

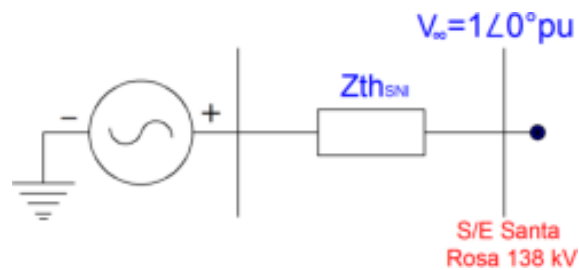


Fig. 3.11 Modelo de la barra de potencia infinita en la barra de la subestación Santa Rosa

### 3.1.8 ESCENARIOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE LA EPMAPS

Para definir los escenarios de operación del SEP de la EPMAPS es necesario conocer la disponibilidad de los recursos hídricos en los sistemas de suministro de agua potable La Mica Quito Sur y Papallacta Integrado.

El primer escenario de operación se plantea en base a los valores nominales de los equipos del SEP de la EPMAPS, con finalidad de corroborar la capacidad de cada uno de estos elementos.

El periodo de lluvia de la cuenca hidrográfica oriental se produce entre los meses de abril a septiembre. Esta cuenca hidrográfica provee de recursos hídricos a la etapa Optimización Papallacta del Sistema Papallacta Integrado y al Sistema La Mica Quito Sur. Como se mencionó en la sección 1.2.2.1 Optimización Papallacta

opera únicamente por gravedad. De manera que la otra etapa Papallacta I, la cual posee las tres estaciones de bombeo no opera. La producción de energía de ambas centrales hidroeléctricas se entrega a la subestación Tababela de la E.E.Q. S.A. y el sobrante al S.N.I. Esta condición de operación se refleja en los escenarios 2 y 3 en los cuales no se considera líneas de bombeo en funcionamiento, además para estos escenarios en coordinación con el personal de mantenimiento del sistema se plantea analizar la operación del sistema cuando opera con una sola central de generación a la vez.

El periodo de estiaje corresponde a los meses restantes, que van desde octubre hasta marzo. En este periodo los recursos hídricos y por ende los embalses de los sistemas son bajos. En el caso del Sistema Papallacta Integrado, la situación obliga a que la etapa Papallacta I que posee las estaciones de bombeo entre en operación. Por lo que en este periodo la producción de energía se lo dirige a las estaciones de bombeo y a la subestación Tababela, y de no satisfacer la demanda el S.N.I. entregará energía para cubrir la demanda. Esta condición de operación se la analiza en el escenario 4 en el cual no opera la central de generación el Carmen y se encuentran funcionando tres líneas de bombeo debido a la escasez del líquido vital de la cuenca hidrográfica oriental.

Tomando en cuenta las condiciones de operación mencionadas en ambos periodos se han propuesto 4 escenarios típicos de operación para el análisis de estabilidad transitoria, estos se presentan en la tabla 1.15.



Tabla.3.15 Escenarios típicos de operación del SEP de la EPMAPS

		Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
		P [MW]	fp	P [MW]	fp	P [MW]	fp	P [MW]	fp
Centrales de generación	El Carmen	8,21	0,98 ind	Sin servicio	-	5	0,98 ind	Sin servicio	-
	Recuperadora	14,32	0,96 ind	12	0,96 ind	Sin servicio	-	12	0,95 ind
		Posición del tap	LTC's	Posición del tap	LTC's	Posición del tap	LTC's	Posición del tap	LTC's
Subestación	El Carmen	9	Bloqueado	9	Bloqueado	9	Bloqueado	9	Bloqueado
	Recuperadora	10	Bloqueado	12	Bloqueado	9	Bloqueado	9	Bloqueado
	Booster No. 2	9	Ajuste automático	12	Ajuste automático	9	Ajuste automático	9	Ajuste automático
	Booster No. 1	9	Ajuste automático	12	Ajuste automático	9	Ajuste automático	9	Ajuste automático
	Tababela	6	Ajuste automático	8	Ajuste automático	8	Ajuste automático	6	Ajuste automático
		Líneas de bombeo	Total MW	Líneas de bombeo	Total MW	Líneas de bombeo	Total MW	Líneas de bombeo	Total MW
Estaciones de bombeo	Booster No. 2	4	11,73	0	0	0	0	3	8,8
	Booster No. 1	4	11,73	0	0	0	0	3	8,8
	Elevadora	4	1,99	0	0	0	0	3	1,49
		V [pu]	$S_{SNI}$ [MVA]	V [pu]	$S_{SNI}$ [MVA]	V [pu]	$S_{SNI}$ [MVA]	V [pu]	$S_{SNI}$ [MVA]
Red externa Santa Rosa		1	3000	1	3000	1	3000	1	3000
		P [MW]	fp	P [MW]	fp	P [MW]	fp	P [MW]	fp
Carga E.E.Q.S.A.		10	0,94	10	0,94	10	0,94	10	0,94

## **3.2 CASOS DE ESTUDIOS DE ESTABILIDAD EN CONDICIONES ACTUALES DE LA EPMAPS**

En el diagrama unifilar de la figura 3.12 se muestra la condición actual de operación del SEP de la EPMAPS, distinguiéndose los elementos de protección como son relés de distancia y disyuntores. Previo al análisis de estabilidad transitoria es necesario conocer la condición actual de operación del SEP de la EPMAPS.

Para la protección de las líneas de transmisión se utiliza relés de distancia, los mismos producen la señal de disparo de sus disyuntores asociados, además poseen la ventaja de que su tiempo de disparo es invariable y puede darse en diferentes escenarios de operación de SEP. Actualmente para la protección de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS se posee dos relés numéricos ABB 302 ((21-1) y (21-2)), los mismos se ubican en las bahías de la subestación El Carmen, como lo indica la figura 3.12.

Pese a la presencia de otro relé de distancia en la bahía de la subestación Santa Rosa a 138 kV, perteneciente a CELEC EP-Transelectric, no existe un esquema de protección, que envíe un disparo transferido con el fin de abrir los disyuntores a ambos lados de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, al mismo tiempo.

### **3.2.1 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DISPONIBLES**

#### **3.2.1.1 Relé de distancia en la subestación Santa Rosa**

Este relé de distancia perteneciente a CELEC EP-Transelectric, frente a una falla cerca de su barra, produce el disparo de su disyuntor asociado. Ante la falta de datos, se utiliza valores típicos, los mismos se muestran en la tabla 3.19.

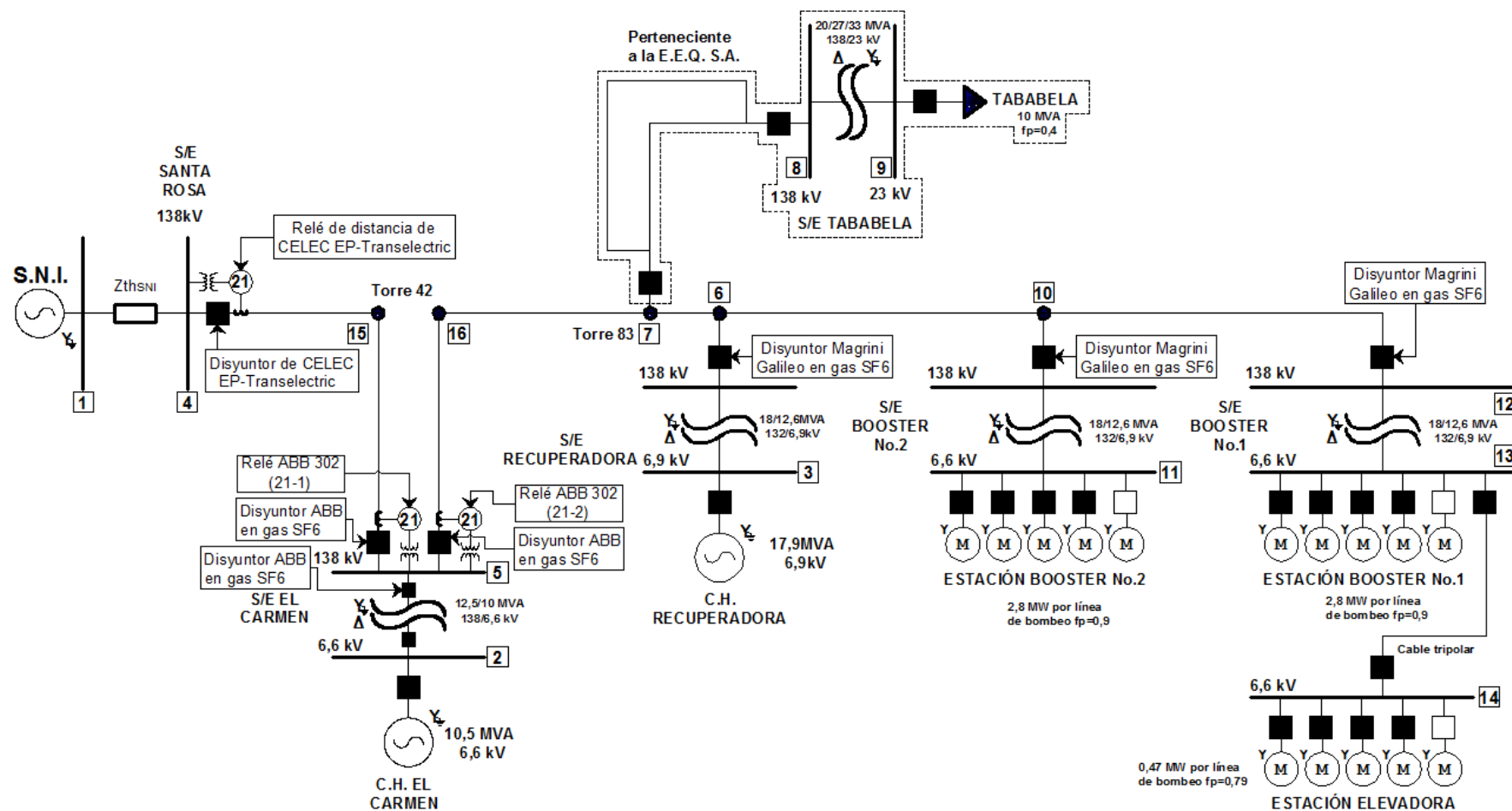


Fig. 3.12 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS distinguiendo a los relés de distancia y disyuntores existentes

### 3.2.1.2 Relé de distancia en la subestación El Carmen

Como se muestra en la figura 3.12, el sistema de transmisión de la EPMAPS es protegido por dos relés de distancia (actuando como protección principal), los mismos son relés numéricos ABB 302, que frente a una falla produce la señal de disparo, y por ende la apertura del disyuntor asociado a cada uno de ellos.

#### 3.2.1.2.1 Relé de distancia ABB 302

El relé ABB 302 es una protección numérica para líneas de transmisión, con tres zonas de protección de distancia. Todas las mediciones y lógica son realizadas por un microcontrolador Intel 80C196. Entre sus principales características se tienen:

- Procesamiento 100% numérico.
- Relé de 3 zonas de distancia para fase y tierra, con la opción de zona en reversa en la zona 3 de fase y tierra; además posee cuatro unidades por zona: 3 de fase a tierra y 1 de fase a fase.
- Temporizador en la zona 1 T1 hasta 15 ciclos.
- Temporizadores independientes para fase y tierra.
- Supervisión de sobrecorriente de fase y tierra.
- Supervisión de pérdida de voltaje y corriente.
- Cierre en disparo por falla.
- Lógica de arranque desigual de cierre de polos.
- Detector de cambio de corriente y voltaje ( $\Delta I$  y  $\Delta V$ ).
- Iniciación de recierre programable y salidas de bloqueo de recierres.
- Capacidad de localización de fallas
- Disparo transferido permisivo de sobrealcance (POTT)/ lógica simplificada de desbloqueo.
- Lógica de disparo transferido permisivo de subalcance.
- Lógica de la comparación direccional de bloqueo.
- Bloqueo de recierre en caso de falla del disyuntor.
- Interface hombre máquina (pantalla LCD).

- Revisión y actualización de todos los ajustes.
- Monitoreo del voltaje y corriente de línea y ángulo de fase.
- Reconexión con o sin la comprobación del sincronismo/voltaje.
  - Hasta 4 intentos de recierre.
  - Instantáneo o con tiempo de retardo (cada intento de recierre).
  - Lógica línea-viva barra-muerta/línea-muerta barra-viva.
  - Chequeo del sincronismo.

Tabla 3.16 Especificaciones técnicas del relé ABB 302

Relé ABB 302	
Velocidad de operación (de la detección de la falla al disparo de un contacto cercano )	12 ms (mínimo) 26 ms (típico)
Voltaje AC ( $V_{Ln}$ )	60 Hz 70 V rms 50 Hz 65.3 V rms
Corriente AC ( $I_n$ )	1 o 5 A
Frecuencia nominal	50 o 60 Hz
Máximo voltaje AC permisible: Continuo/10 segundos	$1,25 \times V_{Ln} / 2,5 \times V_{Ln}$
Mínima corriente AC permisible: Continuo/1 segundos	$3 \times I_{Ln} / 100 \times I_{Ln}$
Corriente mínima de operación	$0,1 \times I_{Ln}$
Voltaje de la batería DC: Nominal: 48/60 $V_{dc}$ 100/125 $V_{dc}$ 220 / 250 $V_{dc}$	Rango de operación 38 - 70 $V_{dc}$ 88 - 145 $V_{dc}$ 176 - 290 $V_{dc}$
Burden DC: Batería	7 W normal 30 W en disparo
Burden AC: Entrada de voltaje Entrada de corriente	0,02 VA a 70 $V_{AC}$ /fase 0,15 VA a 5 A/fase

Además el relé internamente está compuesto por 3 transformadores de voltaje, 4 transformadores de corriente, además de filtros para las siete entradas mencionadas en este párrafo, convertidores AC/DC, un microcontrolador (16 bits Intel 80C196 at 10 MHz), entre otros. Adicionalmente se menciona que el relé contiene un módulo opcional destinado al recierre y el chequeo del sincronismo, el mismo posee un microcontrolador independiente de similares características que el principal, con lógica IC, señales y contactos de entradas y salidas. Las especificaciones técnicas del relé ABB 302 se muestran en la tabla 3.17.

Además El relé ABB 302 posee dos modos de operación. La primera es en estado estable en la cual el relé realiza la medición de voltaje y corriente, con el fin detectar variaciones de estas variables. Detectados cambios que violen límites establecidos, el relé entra en modo de falla y empieza a realizar cálculos correspondientes a las zonas de operación, supervisados por las unidades de sobrecorriente.

La zona de protección 1 se utiliza para proteger la línea de transmisión con disparo instantáneo. El alcance de esta zona varía entre el 80 – 85% dependiendo de la tecnología de relé. Como se mencionó anteriormente el relé ABB 302 posee dos ajustes, uno para fase y otro para tierra. Según el fabricante el porcentaje de ajuste es del 70%, ya que la impedancia en el lado secundario de los transformadores de protección es muy baja y debido a los errores puede causar un sobrealcance.

La zona de protección 2 es una protección de respaldo, la misma protege las líneas adyacentes a la zona 1, con un alcance entre los 120 – 150 %. En cuanto al tiempo de retardo del disparo, el relé ABB 302 da la opción de tiempo definido (Definitive time) ó característica de sobrecorriente de tiempo inverso. Para ambos relés se escoge la opción de tiempo definido.

La zona de protección 3 es también una zona de respaldo, la misma en un primer criterio protege la totalidad de la línea adyacente de la zona 2, pero dado que el SEP de la EPMAPS es radial y ramificado, el criterio cambia y en estos casos se acostumbra a proteger la línea más larga posterior a la zona 1. En cuanto al tiempo de retardo la única opción que ofrece el relé ABB 302 es de tiempo definido.

La tabla 3.17 presenta las principales calibraciones que recomienda el proyecto de titulación de la referencia [17], estas calibraciones fueron hechas para los relés de distancia de la central hidroeléctrica El Carmen con la topología entrada salida hacia la subestación El Carmen, mostrada en la figura 3.12.

Tabla 3.17 Calibración de las protecciones de Distancia de la central hidroeléctrica El Carmen

Principales Ajustes de los relés ABB 302			
Función	Descripción	Relé de distancia 21-1	Relé de distancia 21-2
CT Ratio	Relación del TC	20	20
VR Ratio	Relación del TC	1380	1380
Freq	Frecuencia nominal [Hz]	60	60
CT Type	Amperaje secundario del TC [A]	5	5
X/Dist	Reactancia para la localización de falla [ $\Omega/km$ ]	0,5035	0,5035
Dist Units	Unidad de localización de fallas [km]	-	-
RI Type	Modo de recierre	No RI	No RI
Fast RI	Disparo de alta velocidad RI	None	None
Zone 2 RI	RI en Zona 2	No	No
Zone 3 RI	RI en Zona 3	No	No
RemBF RB	Bloqueo de falla del interruptor de recierre	Yes	Yes
Zone 1 $\Phi$	Unidad de zona 1 de fase [ $\Omega$ ]	0,15	0,16
Zone 1 G	Unidad de zona 1 de tierra [ $\Omega$ ]	0,15	0,16
T1 Timer	Retardo de tiempo de zona 1 [ciclos]	0	0
Zone 2 $\Phi$	Unidad de zona 2 de fase [ $\Omega$ ]	0,24	0,28
T2 $\Phi$ Type	Tipo de tiempo de fase de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2 $\Phi$ Time	Retardo de tiempo de fase de zona 2 [s]	0,3	0,3
Zone 2 G	Unidad de zona 2 de tierra [ $\Omega$ ]	0,27	0,30
T2G Type	Tipo de tiempo de tierra de zona 2	DEFINITE TIME	DEFINITE TIME
T2G Time	Retardo de tiempo de tierra de zona 2 [s]	0,3	0,3
Zone 3 $\Phi$	Unidad de zona 3 de fase [ $\Omega$ ]	0,27	0,44
T3 $\Phi$ Time	Retardo de tiempo de fase de zona 3 [s]	0,7	0,6
Zone 3 G	Unidad de zona 3 de tierra [ $\Omega$ ]	0,33	0,49
T3G Time	Retardo de tiempo de tierra de zona 3 [s]	0,7	0,6
Zone 3	Dirección de zona 3	FORWARD DIR	FORWARD DIR
Ang. Pos.	Angulo de la impedancia de secuencia positiva	74°	74°
Ang. Zero	Angulo de la impedancia de secuencia cero	78°	79°
ZOL/ZIL	Relación ZOL/ZIL	2,9	3,1
Low V	Unidad de bajo voltaje	-	-
Low 1 $\Phi$	Unidad de baja calibración de sobrecorriente de fase [A]	1	1
IM	Unidad de calibración media de sobrecorriente fase [A]	6	6
3I0s	Unidad de baja calibración de sobrecorriente tierra [A]	0,5	0,5
3I0m	Unidad de calibración media de sobrecorriente tierra [A]	1	1
CIFT Trip	Cierre en el disparo de la falla	No	No
LL Trip	Disparo por pérdida de carga	Yes	No
LOI	Disparo por pérdida de corriente	No	No
LOV	Disparo por pérdida de voltaje	No	No

### 3.2.1.3 Disyuntores en las subestaciones y centrales hidroeléctricas

Como se observa en la figura 3.12, en la central hidroeléctrica El Carmen existen 3 disyuntores ABB en gas SF<sub>6</sub>, dos en cada una de las bahías de las líneas de transmisión que se dirigen hacia las subestaciones Santa Rosa y Recuperadora, respectivamente, y un disyuntor que une la barra de 138 kV con el transformador de potencia de la subestación. Las características del disyuntor ABB en gas SF<sub>6</sub> se presentan en la tabla 1.5 del capítulo uno, de ellas se concluye que este disyuntor está compuesto por tres polos independientes (modelo LTB 72.5 – 170D1/B 1Polo) y pese a que este disyuntor ofrece un diseño optimizado para operación unipolar o tripolar, el mecanismo de accionamiento de este disyuntor es tripolar (modelo BLK 222).

Además como se observa en la figura 3.12 también existe tres disyuntores Magrini Galileo en Gas SF<sub>6</sub> en el SEP de la EPMAPS, divididos entre la central hidroeléctrica Recuperadora y las subestaciones Booster No. 2 y No. 1. Las características del disyuntor Magrini Galileo en gas SF<sub>6</sub> se presentan en la tabla 1.10 del capítulo uno, de ellas se concluye que este disyuntor está compuesto por tres polos independientes (modelo 170MHD – 1P) y pese a que este disyuntor ofrece un diseño optimizado para operación unipolar o tripolar, el mecanismo de accionamiento de este disyuntor es tripolar.

Tabla 3.18 Tiempos de operación de los equipos de protección de las subestaciones Santa Rosa y El Carmen

Tiempos	[ciclos]	[ms]
<b>Subestación Santa Rosa</b>		
Operación del relé de distancia (típico) (zona1)	1,25	20,83
Operación del disyuntor 138 kV en gas SF <sub>6</sub> (típico)	3	50
Tiempo total de apertura	4,25	70,83
<b>Subestación El Carmen</b>		
Operación del relé de distancia ABB 302 (zona1)	1,56	26
Operación del disyuntor ABB en gas SF <sub>6</sub>	1,5	25
Tiempo total de apertura	3,06	51

Posteriormente, en la subestación Santa Rosa existe un disyuntor perteneciente a CELEC EP – Transelectric, asociado a relé de distancia de la línea de transmisión



Santa Rosa El Carmen. Ya que no se posee características específicas de este disyuntor, en la tabla 3.18 se muestran características típicas para este disyuntor.

Finalmente, es necesario repetir que actualmente ninguno de los disyuntores mencionados, reciben señales para la reconexión automática o re cierre automático de los mismos.

### **3.2.2 OPERACIÓN ANTE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS EN CADA UNA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEP DE LA EPMAPS**

Pese a que las calibraciones de los relés (21-1) y (21-2), mostradas en la tabla 3.18, no son las existentes en cada uno de los relés, se toman como válidas, por dos motivos. Las calibraciones existentes son erróneas, se ha comprobado que fallas en el sistema de transmisión de la EPMAPS el relé las detecta como si ocurriesen fuera del mismo. Además el alcance de protección por zonas presentado en la calibración de la tabla 3.17 está de acuerdo a criterios de protección de SEP.

Basándonos en el proyecto de titulación de la referencia [17], se ha obtenido una tabla resumen de actuación de los relés frente a fallas trifásicas y monofásicas, la misma se presenta en la tabla 3.19.

Tabla 3.19 Zonas y tiempos de apertura de los relés (21-1) y (21-2), ante fallas trifásicas y monofásicas, en cada uno de los tramos del sistema de transmisión de la EPMAPS

Porcentaje de línea [%]	Tramo de línea de transmisión	Relé	Zona	Tiempo de apertura del disyuntor asociado [s]
Del 0-75 %	El Carmen - Santa Rosa	(21-1)	1	0,051
Del 75-100 %	El Carmen - Santa Rosa	(21-1)	2	0,3
Del 0-75 %	El Carmen - Torre 83	(21-2)	1	0,051
Del 75-100 %	El Carmen - Torre 83	(21-2)	2	0,3
Del 0-50 %	Torre 83 – Tababela	(21-2)	2	0,3
Del 0-100 %	Recuperadora – Booster No. 2	(21-2)	3	0,6
Del 0-100 %	Booster No. 2 – Booster No. 1	(21-2)	3	0,6

A continuación se procede a simular fallas trifásicas y monofásicas permanentes, al 50 % de cada línea de transmisión del SEP de la EPMPAS, con el fin

de visualizar el comportamiento de generadores y cargas del SEP. Para ello se producirá una falla a 0,1 [s] y dependiente del lugar de la falla se producirá la actuación del relé y apertura del respectivo disyuntor, en el tiempo de apertura correspondiente mostrado en la tabla 3.20. Cabe recalcar que el tiempo de apertura contiene el tiempo de actuación del relé más el del disyuntor.

### **3.2.2.1 Escenario 1**

#### *3.2.2.1.1 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 1*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-1) en zona 1, y como se consideran fallas permanentes también la actuación del relé de distancia de la subestación Santa Rosa en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-1) se produce a los 0,151 s, y la apertura del disyuntor asociado al relé de la subestación Santa Rosa se produce a 0,17083 s. En las figuras A1.1, A1.2 y en la tabla A1.1 se presentan los resultados.

#### *3.2.2.1.2 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión El Carmen – Torre 83 del escenario 1*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,151 s. En las figuras A1.3, A1.4 y en la tabla A1.2 se presentan los resultados.

#### *3.2.2.1.3 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Recuperadora – Booster No. 2 del escenario 1*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A1.5, A1.6 y en la tabla A1.3 se presentan los resultados.

*3.2.2.1.4 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Booster No. 2 –  
Booster No.1 del escenario 1*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A1.7, A1.8 y en la tabla A1.4 se presentan los resultados.

**3.2.2.2 Escenario 2**

*3.2.2.2.1 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El  
Carmen del escenario 2*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-1) en zona 1, y como se consideran fallas permanentes también la actuación del relé de distancia de la subestación Santa Rosa en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-1) se produce a los 0,151 s, y la apertura del disyuntor asociado al relé de la subestación Santa Rosa se produce a 0,17083 s. En las figuras A2.1, A2.2 y en la tabla A2.1 se presentan los resultados.

*3.2.2.2.2 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión El Carmen – Torre  
83 del escenario 2*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,151 s. En las figuras A2.3, A2.4 y en la tabla A2.2 se presentan los resultados.

*3.2.2.2.3 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Recuperadora –  
Booster No. 2 del escenario 2*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se

produce a los 0,6 s. En las figuras A2.5, A2.6 y en la tabla A2.3 se presentan los resultados.

*3.2.2.2.4 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Booster No. 2 –  
Booster No.1 del escenario 2*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A2.7, A2.8 y en la tabla A2.4 se presentan los resultados.

**3.2.2.3 Escenario 3**

*3.2.2.3.1 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El  
Carmen del escenario 3*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-1) en zona 1, y como se consideran fallas permanentes también la actuación del relé de distancia de la subestación Santa Rosa en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-1) se produce a los 0,151 s, y la apertura del disyuntor asociado al relé de la subestación Santa Rosa se produce a 0,17083 s. En las figuras A3.1, A3.2 y en la tabla A3.1 se presentan los resultados.

*3.2.2.3.2 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión El Carmen – Torre  
83 del escenario 3*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,151 s. En las figuras A3.3, A3.4 y en la tabla A3.2 se presentan los resultados.

*3.2.2.3.3 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Recuperadora –  
Booster No. 2 del escenario 3*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A3.5, A3.6 y en la tabla A3.3 se presentan los resultados.

*3.2.2.3.4 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Booster No. 2 – Booster No.1 del escenario 3*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A3.7, A3.8 y en la tabla A3.4 se presentan los resultados.

**3.2.2.4 Escenario 4**

*3.2.2.4.1 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 4*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-1) en zona 1, y como se consideran fallas permanentes también la actuación del relé de distancia de la subestación Santa Rosa en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-1) se produce a los 0,151 s, y la apertura del disyuntor asociado al relé de la subestación Santa Rosa se produce a 0,17083 s. En las figuras A4.1, A4.2 y en la tabla A4.1 se presentan los resultados.

*3.2.2.4.2 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión El Carmen – Torre 83 del escenario 4*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 1. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,151 s. En las figuras A4.3, A4.4 y en la tabla A4.2 se presentan los resultados.

*3.2.2.4.3 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Recuperadora –  
Booster No. 2 del escenario 4*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A4.5, A4.6 y en la tabla A4.3 se presentan los resultados.

*3.2.2.4.4 Falla trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Booster No. 2 –  
Booster No.1 del escenario 4*

Una falla en este punto produce la actuación del relé (21-2) en zona 3. Dado que la falla se produce a 0,1 s, la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) se produce a los 0,6 s. En las figuras A4.7, A4.8 y en la tabla A4.4 se presentan los resultados.

**3.2.2.5 Análisis de resultados**

En el escenario 1 frente a fallas trifásica y monofásica al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, todo el sistema se vuelve inestable, ya que la generación no es suficiente para satisfacer la demanda. Para el resto de fallas en este escenario es decir para fallas al 50 % de las líneas de transmisión El Carmen – Torre 83, Recuperadora – Booster No. 2, Booster No. 2 – Booster No.1, se produce la apertura del disyuntor asociado al relé (21-2) separando en dos partes al sistema, la parte de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen junto con el generador de El Carmen, mantienen la estabilidad, mientras que el resto del sistema la pierde debido a que la generación no es suficiente para satisfacer la demanda.

En el escenario 2 únicamente frente a las fallas al 50 % de la línea de transmisión Santa Rosa–El Carmen el SEP se mantiene estable, esto tomando a Recuperadora como máquina de referencia. Frente a fallas situadas en las otras líneas de transmisión todo el SEP pierde la estabilidad.

En el escenario 3 frente a una falla al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen el SEP perdería la estabilidad debido a que la generación de El Carmen es insuficiente para cubrir la demanda de la subestación Tababela. Para fallas situadas en las otras líneas de transmisión se produce el seccionamiento mencionado para el escenario 1, manteniéndose estable el generador de El Carmen, pero ya sin servicio desde El Carmen hacia la subestación Tababela.

En el escenario 4 frente a fallas trifásicas o monofásicas permanentes, en cualquiera de los lugares analizados, el SEP perdería su estabilidad y saldría de funcionamiento en su totalidad.

Es importante mencionar que se ha considerado que no existe ningún esquema de rechazo y seccionamiento de carga en las subestaciones Tababela, Booster No. 2 y Booster No. 1, y Elevadora. De existir un dicho esquema en algunos de los casos analizados se podría mantener estable el SEP de la EPMAPS.

### **3.3 CÁLCULO DE ÁNGULOS CRÍTICOS DE DESPEJE**

Como se mencionó en la sección 3.2 el SEP de la EPMAPS no posee en funcionamiento esquemas de protección con disparo transferido y tampoco relés de reconexión tripolares o monopolares, necesarios para realizar reconexiones automáticas de una línea de transmisión, posterior a una falla. En base a lo expuesto en la sección 3.2, se realiza el siguiente análisis. Primero se observa que la única línea de transmisión candidata para realizar despejes con reconexión es la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, por ende se calcula los ángulos críticos de despeje y reconexión para fallas únicamente en esta línea, cerca de la subestación Santa Rosa y cerca de la subestación El Carmen. Y segundo, el resto del SEP no posee la configuración disyuntor-línea de transmisión- disyuntor, necesaria para realizar reconexiones automáticas.

#### **3.3.1 LUGARES DE ANÁLISIS DE FALLA Y TIPOS DE FALLA**

Con el fin de cubrir el comportamiento del sistema ante una falla en la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen se analizarán fallas en los siguientes puntos:

- 5 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen.
- 95 % de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen.

Se analizaran fallas transitorias, ya que estadísticamente se ha demostrado que la gran mayoría de las fallas son del tipo transitorio, especialmente en líneas de transmisión. El analizar este tipo de falla permitirá disminuir la duración de las interrupciones del servicio, realizando rápidos despejes y recierres.

### 3.3.2 TIEMPOS DE OPERACIÓN

En las figuras 3.13 (a) y (b) se muestran dos diagramas de tiempos de operación uno únicamente con liberación de la falla y otro con la secuencia de despeje y reconexión.

Para el diagrama únicamente con liberación de la falla consiste en que el cortocircuito se produce en  $t_1$  a  $0,1[s]$ , en  $t_2$  o  $t_d$  se produce el despeje sola de la falla (en el punto crítico  $t_d$  pasa a ser  $t_{cr}$ , conocido como tiempo crítico de despeje), y finalmente  $t_f$  representa el tiempo máximo de ejecución del estudio.

Las secuencias con despeje y reconexión consisten en que la falla se produce en  $t_1$  a  $0,1[s]$ , en  $t_2$  o  $t_d$  se produce el despeje de la falla (en el punto crítico  $t_d$  es  $t_{cr}$  conocido como tiempo crítico de despeje) por la detección de los relés de distancia más el envío del disparo transferido y más la operación de los disyuntores, luego de un tiempo definido (necesario para la reconexión) en  $t_3$  o  $t_r$  se produce la reconexión de la L/T mediante la operación del relé de reconexión automática y del disyuntor, y finalmente  $t_f$  representa el tiempo máximo de ejecución del estudio, que para análisis de estabilidad transitoria es igual a la duración de la primera oscilación que va de 1 a 2 [s] habitualmente. De manera que cada intervalo de tiempo determina cada una de las antes mencionadas condiciones de operación, de  $t_0$  a  $t_1$  se presenta la condición de pre-falla o estado estable, de  $t_1$  a  $t_2$  se presenta la condición de falla, de  $t_2$  a  $t_3$  se presenta la condición de post-falla, y finalmente de  $t_3$  a  $t_4$  se regresa a la condición de pre-falla.



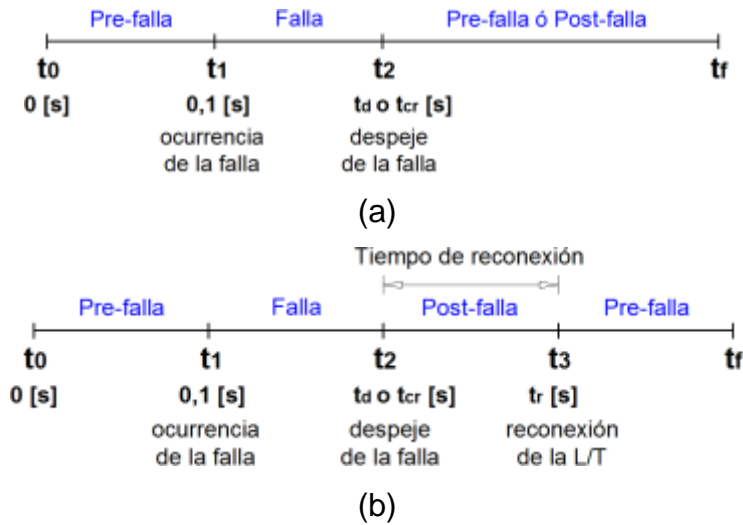


Fig. 3.13 Diagrama de tiempos de operación para: (a) únicamente con liberación de la falla (b) secuencias con despeje y reconexión

Como se mencionó en la sección 2.4.8, el tipo de falla que se presente en el sistema de potencia afectará la transferencia de potencia desde el generador hacia el sistema de potencia. Por lo que el análisis de estabilidad se lo realizará ante fallas trifásicas y monofásicas, las que generalmente se consideran como más y menos severas, respectivamente.

Para que se lleve a cabo la secuencia con despeje y reconexión se necesita de disyuntores que operen con reconexión automática, si la apertura de los mismos es causada por una falla mas no por una operación manual, estos efectúan las reconexiones de forma automática, para ello como se mencionó anteriormente se necesita de un conjunto de relés, que forman parte del circuito de control del disyuntor. Cabe señalar que los disyuntores especialmente diseñados para operar con reconexión automática se los conoce como restauradores o reconectores.

Para reconexión monopolar se requiere disyuntores especialmente diseñados, con la capacidad de abrir o cerrar cada polo en forma independiente. Como se muestra en las tablas 1.5 y 1.10, las subestaciones El Carmen y Recuperadora poseen disyuntores formados por tres polos (individuales) y un mecanismo de accionamiento tripolar, de manera que ante cualquier tipo de falla se produce un disparo tripolar. De manera que para realizar reconexiones monopolares es necesario implementar

principalmente mecanismos de accionamiento monopolar, relés de reconexión automática (numero 79), y un esquema de teleprotección.

El tiempo entre el despeje y la reconexión se encuentra definido por el ciclo de trabajo nominal del disyuntor ó reconectador, por ejemplo para el disyuntor ABB en gas SF<sub>6</sub> existente en la subestación El Carmen el ciclo de trabajo es: 0 – 0,3 s – CO – 1 *minúto* – CO, esto quiere decir que de producirse la apertura se debe esperar 0,3 s (este parámetro es conocido como tiempo muerto, y el mismo dependerá del equipo que dé la orden de reconexión, ya que no existe un equipo de reconexión en el SEP de la EPMAPS, se tomara el valor nominal del disyuntor para el análisis de estabilidad transitoria en proceso) para poder realizar la reconexión (otro ciclo de operación), y para un nuevo intento de reconexión ó apertura se debe esperar 1 *minúto*. Para una mayor comprensión en la figura 3.14 se presenta un diagrama de operación de un disyuntor con reconexión automática, resaltando los eventos y tiempos asociados al tema en estudio.

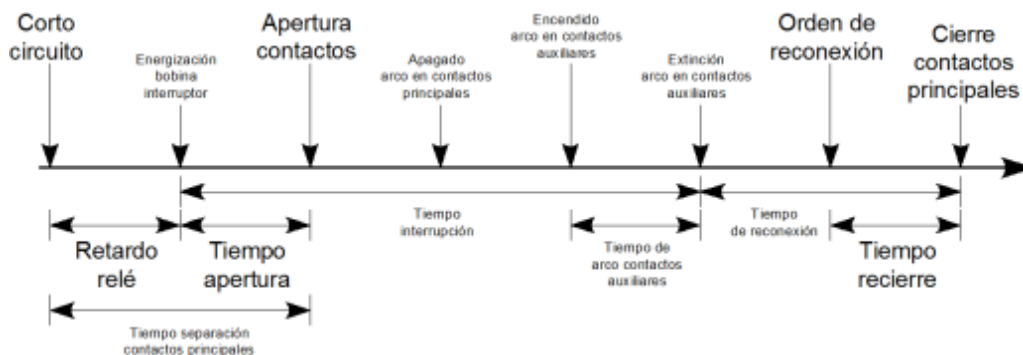


Fig. 3.14 Ciclo de trabajo de un interruptor automático trabajando en reconexión automática

El tiempo de despeje de la falla y reconexión son definidos de acuerdo a las características de operación del SEP. En sistemas de potencia, cuando es posible hacerlo, los tiempos de despeje y reconexión deben ser muy rápidos con ello se evitara las pérdidas de sincronismo y otros problemas de estabilidad.

Pese a que los modernos esquemas de protección tienden a obtener tiempos de eliminación de falla de 60 a 100 *ms*, en la actualidad se poseen sistemas de protección con tiempos de operación de 8 a 10 *ms* y disyuntores con tiempo de

apertura del orden de 2 *ciclos*, dando como resultado tiempos totales de despeje de falla menores a 50 *ms*.

La bahía de la subestación Santa Rosa asociada a la línea de transmisión Santa Rosa - El Carmen, posee un relé de distancia y un disyuntor de 138 kV en gas SF6. Por el otro extremo de esta línea de transmisión, la subestación El Carmen posee principalmente un relé de distancia ABB 302 y un disyuntor ABB de 138 kV en gas SF6. Los tiempos de operación conocidos y típicos de los equipos ya mencionados así como de los equipos necesarios para este estudio y que no se posee, como son esquemas de teleprotección para el envío del disparo transferido al igual que relés de reconexión automática, se presentan en la tabla 3.20.

Tabla 3.20 Tiempos de operación de los equipos de protección de las subestaciones Santa Rosa y El Carmen

Tiempos	[ <i>ciclos</i> ]	[ <i>ms</i> ]
<b>Subestación Santa Rosa</b>		
Envío del disparo transferido (típico)	1	16,67
Operación del relé de distancia (típico) (zona1)	1,25	20,83
Operación del disyuntor 138 kV en gas SF6 (típico)	3	50
Tiempo total de apertura	5,25	87,5
Operación del reconectador (típico)	18	300
<b>Subestación El Carmen</b>		
Envío del disparo transferido (típico)	1	16,67
Operación del relé de distancia ABB 302 (zona1)	1,56	26
Operación del disyuntor ABB en gas SF6	1,5	25
Tiempo total de apertura	4,06	67,67
Operación del reconectador (típico)	18	300

### 3.3.3 PREPARACIÓN DE DATOS

Según lo expuesto en la sección 2.4.12.1 a continuación se presentan la preparación de los datos. En la tabla 3.23 se presentan los voltajes pre-falla en las barras, resultantes del flujo de carga del SEP de la EPMAPS en los diferentes escenarios de operación, sin considerar las configuraciones de desfaseamiento en transformadores. En la tabla 3.21 se presentan los datos de los generadores en por unidad sobre una base de 100 MVA. En la tabla 3.22 se presentan los valores de impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa en por unidad sobre una base de 100 MVA.

Tabla 3.21 Datos de generadores en por unidad

Generador	SNI	El Carmen	Recuperadora
Potencia nominal [MVA]	3000	10,5	17,9
Voltaje [kV]	138	6,6	6,9
Tipo	Barra infinita	hidroeléctrica	Hidroeléctrica
$x_d$ [pu]	0,0667	17,1429	8,8827
$x'_d$ [pu]	0,01	2,5714	1,5084
$x_q$ [pu]	0,0667	11,4286	5,9665
$x'_q$ [pu]	0,0153	2,5714	1,3966
$x_2$ [pu]	0,0067	1,8095	1,0615
$x_0$ [pu]	0,0033	0,9524	0,5587
H [s]	90	0,3553	0,3058

Nota: Los valores de reactancia e inercia están en pu sobre una base de 100 MVA.

Tabla 3.22 Impedancias Thevenin del S.N.I. en la barra de la subestación Santa Rosa en por unidad

Equivalente del SNI en la barra de Santa Rosa	
$Z_1$ [pu]	0,0030875 + j0,0365731
$Z_2$ [pu]	0,0030875 + j0,0365731
$Z_0$ [pu]	0,0013127 + j0,0182734

Nota: Los valores de impedancia están en pu sobre una base de 100 MVA.

En cuanto a la red de transmisión en la tabla 3.3 se presenta los Parámetros eléctricos en por unidad, de cada uno de los tramos del sistema de transmisión del SEP de la EPMAPS. Además en la tabla 3.24 se muestran los valores de las admitancias del circuito equivalente de los transformadores con cambiador de tap en por unidad, este modelo se lo presento en la sección 3.1.2.

Asimismo en la sección 3.3.1 se presentó los tipos y lugares de las perturbaciones para este análisis. Del mismo modo en la figura 3.13 se presentan los tiempos de operación para secuencias con despeje y reconexión, y en la tabla 3.20 se muestran los tiempos de operación de los equipos de protección de las subestaciones Santa Rosa y El Carmen que se los utilizara en el análisis de las secuencias con despeje, esto se muestra en la sección 3.3.2 denominada tiempos de operación.

Tabla 3.23 Voltajes pre- falla en las barras del SEP de la EPMAPS en los diferentes escenarios de operación

Barra	No.	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		[kV]	[pu]	[°]	[kV]	[pu]	[°]	[kV]	[pu]	[°]	[kV]	[pu]	[°]
SNI 138 kV	1	138	1	0	138	1	0	138	1	0	138	1	0
Santa Rosa 138 kV	4	137,454	0,996	-0,263	138,302	1,002	0,031	137,158	1,001	-0,112	137,629	0,997	-0,354
El Carmen 138 kV	5	135,904	0,985	-0,734	138,883	1,006	0,056	138,292	1,002	-0,371	136,373	0,988	-1,056
El Carmen 6,6 kV	2	6,579	0,997	3,502	6,642	1,006	0,056	6,666	1,01	2,13	6,522	0,988	-1,056
Tababela 138 kV	8	133,544	0,968	-1,712	139,17	1,008	0,026	137,851	0,999	-0,935	134,724	0,976	-1,883
Tababela 23 kV	9	23,163	1,007	-4,359	23,219	1,01	-2,609	22,99	1	-3,622	23,376	1,016	-4,484
Recuperadora 138 kV	6	133,602	0,968	-1,633	139,308	1,009	0,128	137,967	1	-0,849	134,804	0,977	-1,802
Recuperadora 6,9 kV	3	7,024	1,018	2,258	7,139	1,035	3,275	7,212	1,045	-0,849	7,163	1,038	1,331
Booster No 2 138 kV	10	131,976	0,956	-2,328	139,37	1,01	0,121	138,029	1	-0,856	133,652	0,968	-2,317
Booster No 2 6,6 kV	11	6,692	1,014	-5,676	7,04	1,067	0,121	7,215	1,093	-0,856	6,837	1,036	-4,743
Booster No 1 138 kV	12	131,781	0,955	-2,407	139,372	1,01	0,12	138,031	1	-0,857	133,513	0,967	-2,375
Booster No 1 6,6 kV	13	6,622	1,003	-6,374	7,041	1,067	0,12	7,216	1,093	-0,857	6,787	1,028	-5,238
Elevadora 6,6 kV	14	6,581	0,997	-6,458	7,041	1,067	0,12	7,216	1,093	-0,857	6,758	1,024	-5,297

Tabla 3.24 Reactancias de secuencia de los transformadores en por unidad

Transformador	[pu]	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
El Carmen	$Y_{alta}$	0	0	0	0
	$Y_{serie}$	-j1,1322	-j1,1322	-j1,1322	-j1,1322
	$Y_{baja}$	0	0	0	0
	<b>Posición del tap</b>	9	9	9	9
Recuperadora	$Y_{alta}$	-j0,0260	-j0,0761	0	0
	$Y_{serie}$	-j2,2380	-j2,1878	-j2,2639	-j2,2639
	$Y_{baja}$	j0,0257	j0,0736	0	0
	<b>Posición del tap</b>	10	12	9	9
Booster No. 2	$Y_{alta}$	0	-j0,0761	0	0
	$Y_{serie}$	-j2,2639	-j2,1878	-j2,2639	-j2,2639
	$Y_{baja}$	0	j0,0736	0	0
	<b>Posición del tap</b>	9	12	9	9
Booster No. 1	$Y_{alta}$	0	-j0,0761	0	0
	$Y_{serie}$	-j2,2639	-j2,1878	-j2,2639	-j2,2639
	$Y_{baja}$	0	j0,0736	0	0
	<b>Posición del tap</b>	9	12	9	9
Tababela	$Y_{alta}$	j0,1250	j0,0401	j0,0401	j0,1250
	$Y_{serie}$	-j2,2214	-j2,1365	-j2,1365	-j2,2214
	$Y_{baja}$	-j0,1324	-j0,0408	-j0,0408	-j0,1324
	<b>Posición del tap</b>	6	8	8	6

Nota: Los valores de admitancia están en p.u. sobre una base de 100 MVA.

### 3.3.4 CALCULOS PRELIMINARES

Para el cálculo de ángulos de las máquinas sincrónicas, para cada uno de los escenarios de operación se utilizará la ecuación de potencia (2-102), por ello, a continuación se realiza el procedimiento de cálculo hasta hallar las admitancias del SEP de la EPMAPS, para la condición de pre-falla de cada uno de los escenarios.

Según lo expuesto en la sección 2.4.12.2, la conversión de cargas a admitancias se realiza según lo muestra la ecuación (2-108), a continuación se realiza el cálculo para la subestación Tababela, Booster No 2, Booster No 1 y Elevadora, del escenario 1, y en la tabla 3.25 se presenta un resumen de las mismas para el resto de los escenarios.

$$S_{Tababela} = 10 + j3,63 [MVA]$$

$$\bar{Y}_{Tababela} = \frac{P_{Tababela} - jQ_{Tababela}}{V_9^2} = \frac{0,1 - j0,0363}{1,0116^2} = 0,09772 - j0,03547 [pu]$$

$$S_{Booster 2} = 11,73 + j5,68 [MVA]$$

$$\bar{Y}_{Booster 2} = \frac{P_{Booster 2} - jQ_{Booster 2}}{V_{11}^2} = \frac{0,1173 - j0,0568}{1,0062^2} = 0,11585 - j0,0561 [pu]$$

$$S_{Booster 1} = 11,73 + j5,68 [MVA]$$

$$\bar{Y}_{Booster 1} = \frac{P_{Booster 1} - jQ_{Booster 1}}{V_{13}^2} = \frac{0,1173 - j0,0568}{1,0081^2} = 0,11542 - j0,05589 [pu]$$

$$S_{Elevadora} = 1,99 + j1,54 [MVA]$$

$$\bar{Y}_{Elevadora} = \frac{P_{Elevadora} - jQ_{Elevadora}}{V_{14}^2} = \frac{0,0199 - j0,0154}{1,002} = 0,01982 - j0,01534 [pu]$$

Tabla 3.25 Resumen de cargas como admitancias para la condición de pre-falla de los Escenarios 1, 2, 3 y 4

Barras		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Potencia de las Cargas					
$S_{Tababela}$	[MVA]	10+j3,63	10+j3,63	10+j3,63	10+j3,63
$S_{Booster 2}$		11,73+j5,68	0	0	8,8+j4,26
$S_{Booster 1}$		11,73+j5,68	0	0	8,8+j4,26
$S_{Elevadora}$		1,99+j1,54	0	0	1,49+j1,16
Cargas como Admitancias					
$\bar{Y}_{Tababela}$	[pu]	0,09772-j0,03547	0,0985735-j0,03578	0,0963794-j0,0349857	0,0962301-j0,0349315
$\bar{Y}_{Booster 2}$		0,115854-j0,0561	0	0	0,08150352-j0,039455
$\bar{Y}_{Booster 1}$		0,115425-j0,0559	0	0	0,08269134-j0,04003
$\bar{Y}_{Elevadora}$		0,01982-j0,01534	0	0	0,0141233-j0,0109953

Además los voltajes internos de las máquinas se obtienen a partir de la ecuación (2-109), a continuación se realiza el cálculo para los generadores del SNI (barra infinita), El Carmen y Recuperadora, respectivamente, y posterior a ello en la tabla 3.26 se presenta un resumen de los voltajes internos de las máquinas para cada uno de los escenarios de operación existentes.

$$\begin{aligned}
 S_{SNI} &= 13,3 + j9,54 \text{ [MVA]} \\
 E_1 \angle \delta_1 &= V_1 \angle \theta_1 + jXd'_{SNI} * \frac{P_{SNI} - jQ_{SNI}}{V_1 \angle -\theta_1} = 1 \angle 0^\circ + j0,0366 * \frac{0,133 - j0,0954}{1 \angle 0^\circ} \\
 &= 1,0035 \angle 0,278^\circ \text{ [pu]}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_{El Carmen} &= 8,21 + j1,67 \text{ [MVA]} \\
 E_2 \angle \delta_2 &= V_2 \angle \theta_2 + jXd'_{El Carmen} * \frac{P_{El Carmen} - jQ_{El Carmen}}{V_2 \angle -\theta_2} = \\
 &= 1,016 \angle 3,61^\circ + j2,57 * \frac{0,082 - j0,017}{1,016 \angle -3,61^\circ} = 1,078 \angle 14,72^\circ \text{ [pu]}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 S_{Recuperadora} &= 14,32 + j4,18 \text{ [MVA]} \\
 E_3 \angle \delta_3 &= V_3 \angle \theta_3 + jXd'_{Recuperadora} * \frac{P_{Recuperadora} - jQ_{Recuperadora}}{V_3 \angle -\theta_3} = \\
 &= 1,011 \angle 2,59^\circ + j1,5084 * \frac{0,143 - j0,042}{1,011 \angle -2,586^\circ} = 1,094 \angle 13,84^\circ \text{ [pu]}
 \end{aligned}$$

Tabla 3.26 Resumen de voltajes internos de las maquinas sincrónicas del SEP de la EPMAPS, para la condición de pre-falla de los Escenarios 1, 2, 3 y 4

Barras		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
$S_{SNI}$	[MVA]	13,3+j9,54	-1,99-5,79	5,03-j3,64	17,34+5,77
$S_{EL Carmen}$		8,21+j1,67	0	5+j1,02	0
$S_{Recuperadora}$		14,32+j4,18	12+j3,5	0	12+j3,94
<b>Voltajes internos</b>					
$E_1 \angle \delta_1$	[pu $\angle^\circ$ ]	1,0035 $\angle$ 0,2777	0,9979 $\angle$ -0,0418	0,9987 $\angle$ 0,11	1,00213 $\angle$ 0,363
$E_2 \angle \delta_2$		1,0784 $\angle$ 14,7201	0	1,0427 $\angle$ 9,27	0
$E_3 \angle \delta_3$		1,0944 $\angle$ 13,8434	1,0977 $\angle$ 12,449	0	1,112 $\angle$ 10,673

Tabla 3.27 Resumen de admitancias para la condición de pre-falla de los Escenarios 1, 2, 3 y 4

Barra	Admitancias [pu]			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
<b>Generadores</b>				
$Y_{1-4}$	0-j27,34243			
$Y_{2-5}$	0-j0,29058	0-j1,132246	0-j0,289467	0-j1,132246
$Y_{3-6}$	0-j0,51012	0-j0,508786	0-j2,187786	0-j0,5112797
<b>Transformadores</b>				
$Y_{8-9}$	0-j2,221389	0-j2,136495	0-j2,1781154	0-j2,221389
$Y_{10-11}$	0-j2,237967	0-j2,187786	0-j2,187786	0-j2,26393
$Y_{12-13}$	0-j2,26393	0-j2,187786	0-j2,187786	0-j2,26393
<b>Líneas de transmisión</b>				
$Y_{4-5}$	3,371197-j11,79872			
$Y_{5-7}$	3,16333-j11,0859994			
$Y_{6-7}$	93,10578-j332,9825			
$Y_{7-8}$	10,25682-j60,737998			
$Y_{6-10}$	4,95858-j17,73381			
$Y_{10-12}$	23,504645-j84,06175			
$Y_{13-14}$	2,51732-j3,10175			
<b>Admitancias en paralelo</b>				
$Y_{1-0}$	0			
$Y_{4-0}$	$2,6892 \times 10^{-5} + j9,03275 \times 10^{-3}$			
$Y_{5-0}$	$5,427 \times 10^{-5} + j0,0367$	$5,42693 \times 10^{-5} + j0,0195$	$5,42693 \times 10^{-5} + j0,0195$	$5,42693 \times 10^{-5} + j0,019488$
$Y_{2-0}$	0-j0,0175049	0	0	0
$Y_{7-0}$	$2,8428 \times 10^{-5} + j0,018666$			
$Y_{6-0}$	0-j0,0451453	0-j0,0699512	0-j0,0699512	0+j0,00619324
$Y_{3-0}$	0+j0,05017435	0+j0,0735834	0+j0,0735834	0
$Y_{8-0}$	0+j0,1337172	0+j0,04882334	0+j0,09044338	0+j0,1337172
$Y_{9-0}$	0,0977198-j0,16787	0,0985734-j0,0766069	0,0963794-j0,1198474	0,0962301-j0,1673322
$Y_{10-0}$	0-j0,0188431	0-j0,0690239	0-j0,0690239	0+j0,00712056
$Y_{11-0}$	0,115854-j0,030434	0+j0,0735834	0+j0,0735834	0,0815035-j0,0394551
$Y_{12-0}$	0 + j0,00124047	0-j0,074904	0-j0,074904	0+j0,001240473
$Y_{13-0}$	0,1154249-j0,05582	0+j0,0736588	0+j0,0736588	0,0826913-j0,0399548
$Y_{14-0}$	0,0198210-j0,01526	$0+j7,534554 \times 10^{-5}$	$0+j7,534554 \times 10^{-5}$	0,01412328-j0,01091996

Nota: los subíndices de las admitancias toman en cuenta la numeración de las barras de la figura 3.12 (las barras 15 y 16 no se las considera ya que se realiza transformaciones de conexión estrella a triangulo y una suma de admitancias a los extremos, de las líneas de transmisión entre las barras 4-5 y 5-7).



Para el cálculo de las matrices de admitancias para la condición de pre-falla, se toma en cuenta los pasos presentados en la sección 2.4.12.2 y la tabla 3.27 en donde se presenta un cuadro resumen de las admitancias del SEP de la EPMAPS para cada uno de los escenarios de operación. A continuación se presenta para cada escenario de operación y lugar de falla trifásica, cada una de las matrices de admitancias reducidas en las condiciones de pre-falla, falla y post-falla.

### 3.3.5 ESCENARIO 1

Ya que en el escenario 1 se encuentran operando 3 generadores (tomando en cuenta el modelo de barra infinita de la sección 3.1.7), no se puede utilizar el criterio de igualdad de áreas ya que hay operando más de 2 generadores, por ende se recurre a la utilización del modelo multimáquina y al método de Runge Kutta de cuarto orden para hallar los ángulos de la máquina.

Para reducir la matriz de admitancias de la condición de pre-falla calculada se utiliza la ecuación (2-115). A continuación se presenta la matriz de admitancias reducida para la condición de pre-falla del escenario 1, y en la figura 3.15 se muestra el diagrama unifilar reducido del SEP.

$$Y_{pre-falla} = \begin{bmatrix} 0,25406 - j0,81033 & 0,0031535 + j0,26167 & 0,0093236 + j0,43021 \\ 0,0031535 + j0,26167 & 0,0018071 - j0,29937 & 0,0031092 + j0,014304 \\ 0,0093236 + j0,43021 & 0,0031092 + j0,014304 & 0,011528 - j0,41552 \end{bmatrix}$$

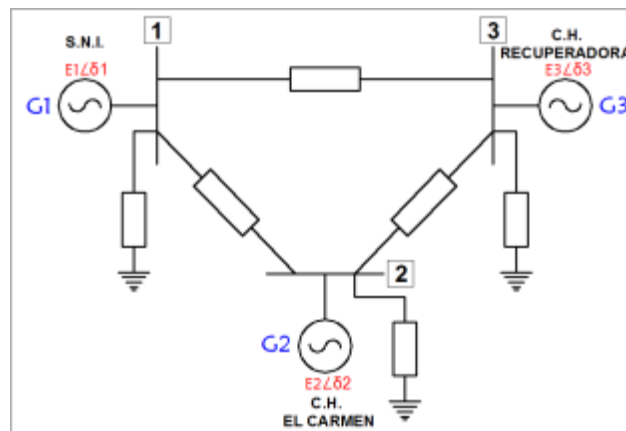


Fig. 3.15 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de pre-falla del escenario 1

Calculada la matriz reducida de admitancias para la condición de pre-falla, se procede a calcular el mismo tipo de matrices para la condición de falla y de post-falla. Para la condición de falla se debe tener en cuenta el lugar de falla.

Para falla trifásica la barra cercana a la perturbación tiene una conexión directa a tierra, esto provoca que se elimine dicha barra. Para obtener una matriz de admitancias reducida (similar a la calculada en la condición de pre-falla) que represente dicha condición, se elimina de la matriz de admitancias completa (de la condición de pre-falla) la fila y la columna de la barra fallada y luego se procede a realizar la reducción de la matriz de admitancias.

En cuanto a la condición de post-falla de una falla trifásica, la cual consiste en la apertura tripolar de la línea fallada, se toma la matriz de admitancias completa de pre-falla y se le retira los parámetros serie y paralelo de dicha línea fallada. Del mismo modo se realiza la reducción y se obtiene una matriz del mismo orden que las de las condiciones de pre-falla y falla.

Una vez se posee las matrices de admitancias reducidas, se utiliza el método de Runge Kutta, para hallar los ángulos de las máquinas, dicho método se presentó en la sección 2.4.13.2.

### 3.3.5.1 Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa

Como se mencionó en la sección anterior en este caso se elimina la columna y fila número 4 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla. Al aplicar la reducción se obtiene la siguiente matriz de admitancias reducida, y en la figura 3.16 se muestra su respectivo diagrama unifilar del SEP reducido:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 0 - j27,34243 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0017696 - j0,30195 & 0,0030068 + j0,010061 \\ 0 & 0,0030068 + j0,010061 & 0,011292 - j0,42249 \end{bmatrix}$$

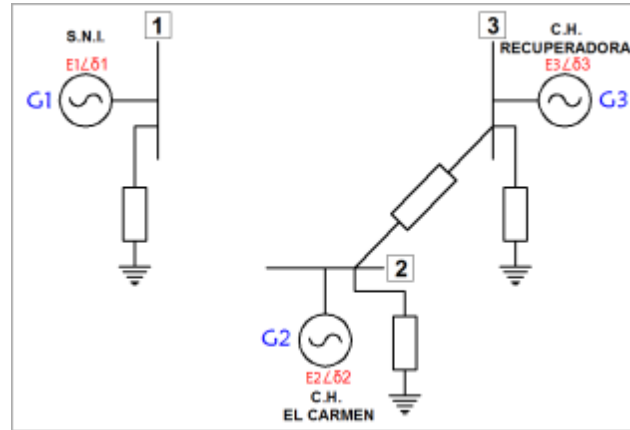


Fig. 3.16 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa del escenario 1

En la condición de post-falla, se produce la apertura tripolar de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen. De manera que se retira las admitancias serie  $Y_{4-5}$  de las posiciones (4,4) y (5,5), (4,5) y (5,4), y también se retiran las admitancias paralelas  $B_{4-5}/2$  de las posiciones (4,4) y (5,5), respectivamente. A continuación se presenta la matriz de admitancia reducida para la condición de post-falla, junto con su diagrama unifilar del SEP reducido en la figura 3.17.

$$Y_{post-falla} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,026771 - j0,22442 & 0,045343 + j0,13714 \\ 0 & 0,045343 + j0,13714 & 0,082915 - j0,2142 \end{bmatrix}$$

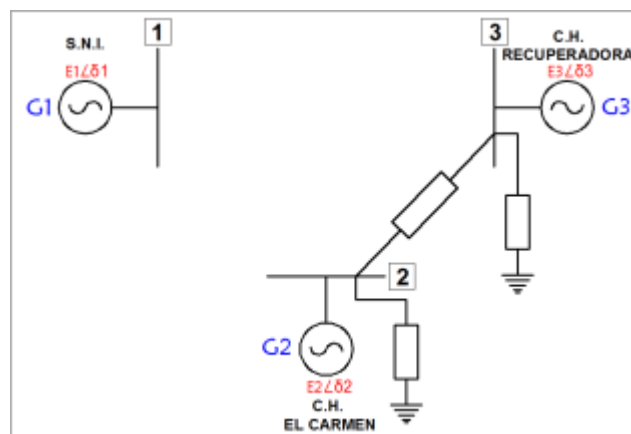


Fig. 3.17 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de post-falla del escenario 1 (línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen abierta)

A continuación se utiliza el método de Runge Kutta de cuarto orden (mostrado en la sección 2.4.13.2) para obtener los ángulos críticos de las máquinas. En la figura 3.18 y la tabla 3.28 se presentan las formas de onda de los ángulos  $\delta$  de las máquinas medidos respecto a la máquina de referencia (generador del SNI) y los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión en la condición previa la pérdida del sincronismo, respectivamente.

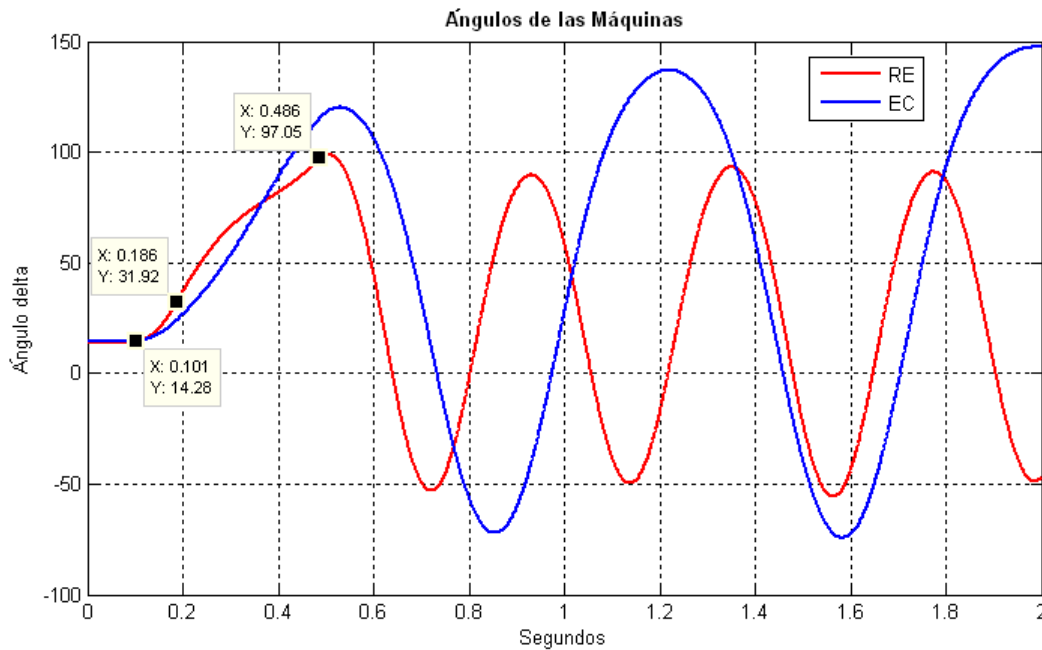


Fig. 3.18 Ángulos críticos  $\delta$  medidos respecto a la máquina de referencia, del escenario 1, para falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen

Nota: Como simbología se tiene EC = El Carmen, y RE= Recuperadora

Tabla 3.28 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.18

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,186	0,486

### 3.3.5.2 Falla trifásica cerca de la barra El Carmen

Para esta falla se elimina la columna y fila número 5 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla. Al aplicar la reducción se obtiene la siguiente

matriz de admitancias reducida, y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido mostrado en la figura 3.19:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 1,63374 - j8,37845 & 0 & 0 \\ 0 & 0 - j0,30809 & 0 \\ 0 & 0 & 0,006189 - j0,43899 \end{bmatrix}$$

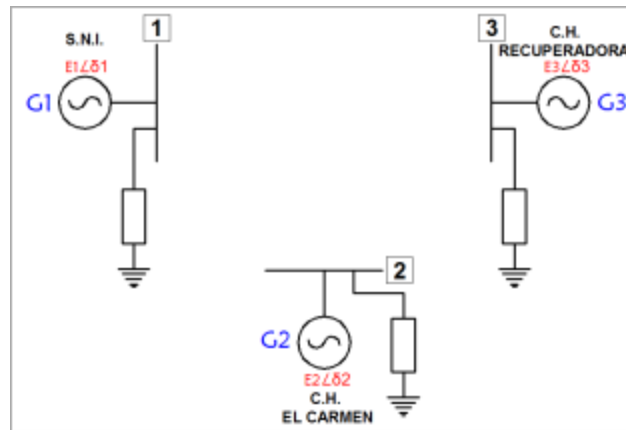


Fig. 3.19 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de falla trifásica cerca de la barra de El Carmen del escenario 1

La condición de post-falla consiste en la apertura tripolar de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, igual a la condición de post-falla de la sección anterior (3.3.5.1). De manera que la matriz de admitancia reducida es la misma.

A continuación se utiliza el método de Runge Kutta de cuarto orden para obtener los ángulos críticos de las máquinas. En la figura 3.20 y la tabla 3.29 se presentan las formas de onda de los ángulos  $\delta$  de las máquinas medidos respecto a la máquina de referencia (generador del SNI) y los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión en la condición previa la pérdida del sincronismo, respectivamente.

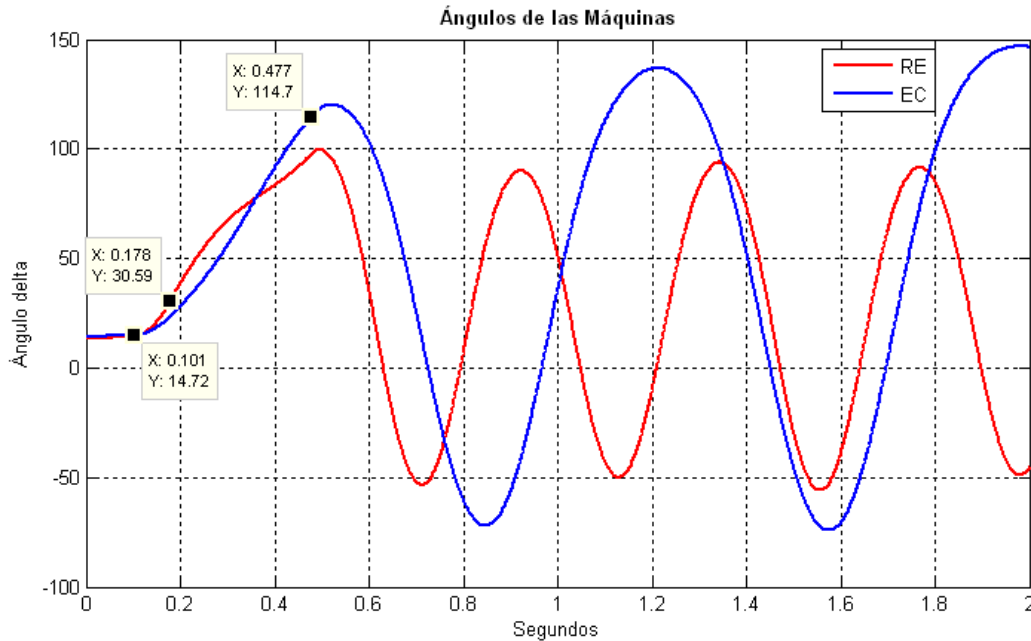


Fig. 3.20 Ángulos críticos  $\delta$  medidos respecto a la máquina de referencia, del escenario 1, para falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen

Tabla 3.29 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.20

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Trifásica	El Carmen	0,1	0,178	0,478

### 3.3.6 ESCENARIO 2

Como muestran las tablas 3.17, 3.18 y 3.19, de los escenarios de operación 2, 3 y 4, respectivamente, en cada uno de estos casos únicamente se encuentran operando dos generadores (considerando a la barra infinita en la subestación Santa Rosa como un generador), permitiéndonos utilizar el criterio de igualdad de áreas en el análisis de estabilidad transitoria, en donde las ecuaciones de potencia eléctrica (potencia de salida del generador sincrónico) para cada una de las condiciones de pre-falla, falla y post-falla, está dada por la ecuación (2-102). Dicha ecuación obtiene sus parámetros de las matrices de admitancias reducidas (reducción de las matrices de admitancias completas según la ecuación (2-115)), por ende a continuación se presenta la matriz de admitancias reducida para la condición de pre-falla del escenario 2, la ecuación de la potencia eléctrica y mecánica del generador de Recuperadora en

función de su ángulo  $\delta$  y en la figura 3.21 se muestra el diagrama unifilar reducido del SEP.

$$Y_{pre-falla} = \begin{bmatrix} 0,086012 - j0,49159 & -0,003501 + j0,45492 \\ -0,003501 + j0,45492 & 0,010478 - j0,38861 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3 pre-falla} = E_3^2 G_{22 pre} + E_3 E_1 [B_{21 pre} \sin(\delta_3 - \delta_1) + G_{21 pre} \cos(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3 pre-falla} = 0,012625 + 0,4983 \sin(\delta_3 + 0,04179^\circ) - 0,003835 \cos(\delta_3 + 0,04179^\circ) pu$$

$$P_{mecánica 3} = 12 MW = 0,12 pu$$

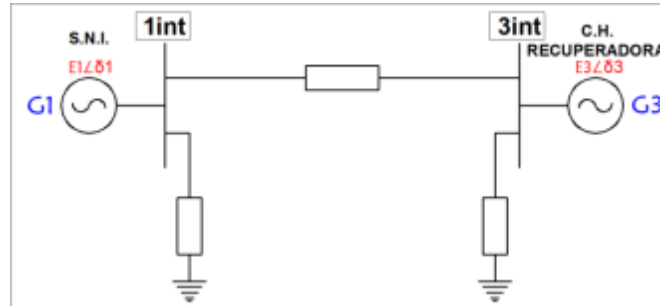


Fig. 3.21 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición pre-falla, del escenario 2

### 3.3.6.1 Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa

Para esta falla se elimina la columna y fila número 4 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.22 para la condición de falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 0 - j27,34243 & 0 \\ 0 & 0,010622 - j0,39632 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3 falla} = E_3^2 G_{22 falla} + E_3 E_1 [B_{21 falla} \sin(\delta_3 - \delta_1) + G_{21 falla} \cos(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3 falla} = 0,012798 pu$$

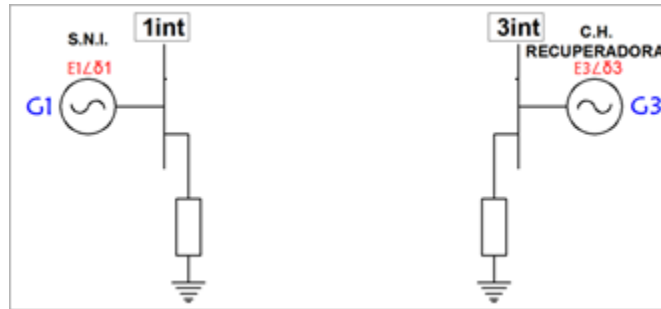


Fig. 3.22 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para cada la condición falla cerca de la barra de Santa Rosa, del escenario 2

En la condición de post-falla, se produce la apertura tripolar de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen. De manera que se retira las admitancias serie  $Y_{4-5}$  de las posiciones (4,4) y (5,5), (4,5) y (5,4), y también se retiran las admitancias paralelas  $B_{4-5}/2$  de las posiciones (4,4) y (5,5), respectivamente. A continuación se presenta la matriz de admitancia reducida para la condición de post-falla, junto con su ecuación de potencia eléctrica y su respectivo diagrama unifilar del SEP reducido, en la figura 3.23.

$$Y_{post-falla} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0,070922 + j0,0068923 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3 post-falla} = E_3^2 G_{22 post} + E_3 E_1 [B_{21 post} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21 post} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3 post-falla} = 0,085453 pu$$



Fig. 3.23 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de post-falla, del escenario 2



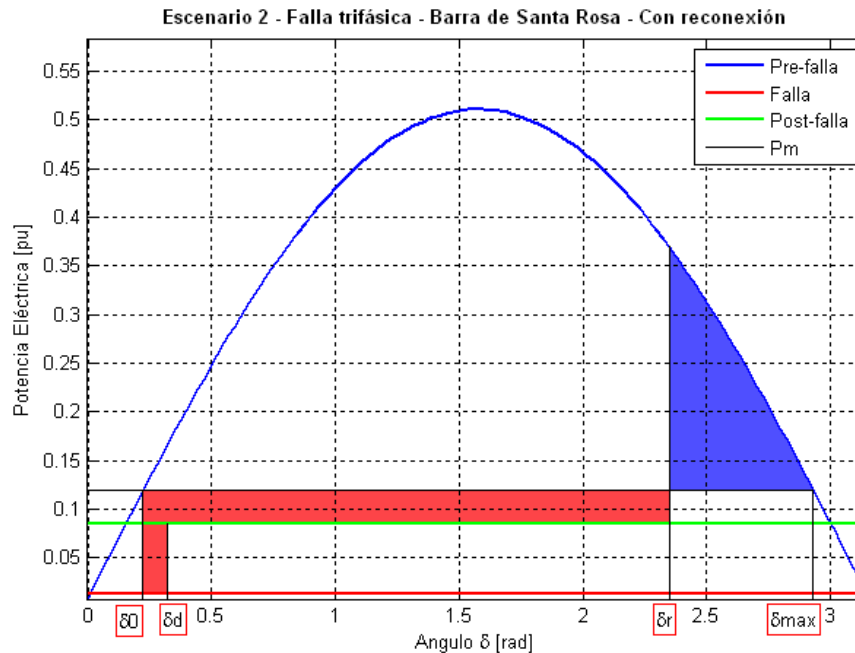


Fig. 3.24 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 2

Tabla 3.30 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.24

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{m\acute{a}x}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]	
Trifásica	Santa Rosa	[rad]				0,1	0,154	0,454	
		0,223	0,319	2,348	2,93				
		[°]							
		12,777	18,298	134,546	167,865				
Área de aceleración		0,028		Área de desaceleración				0,03	

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.1 del anexo 5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.24 y en la tabla 3.30 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.1 para hallar el ángulo crítico de despeje.

### 3.3.6.2 Falla trifásica cerca de la barra El Carmen

Para esta falla se elimina la columna y fila número 5 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.25 para la condición de falla trifásica cerca de la barra El Carmen:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 1,63374 - j8,37845 & 0 \\ 0 & 0,005909 - j0,41396 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3\ falla} = E_3^2 G_{22\ falla} + E_3 E_1 [B_{21\ falla} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21\ falla} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3\ falla} = 0,00712\ pu$$

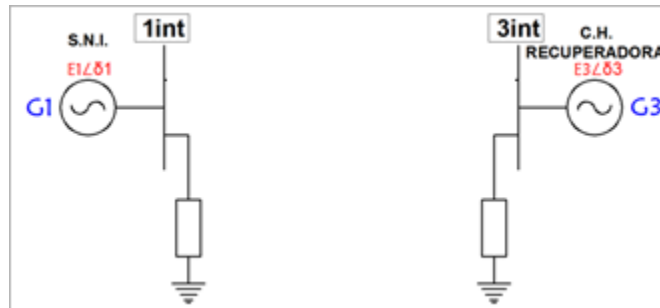


Fig. 3.25 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de falla cerca de la barra de El Carmen, del escenario 2

La condición de post-falla es similar a la de la sección 3.3.6.1 (falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa – escenario 2).

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.1 del anexo 5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.26 y en la tabla 3.31 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.1 para hallar el ángulo crítico de despeje.

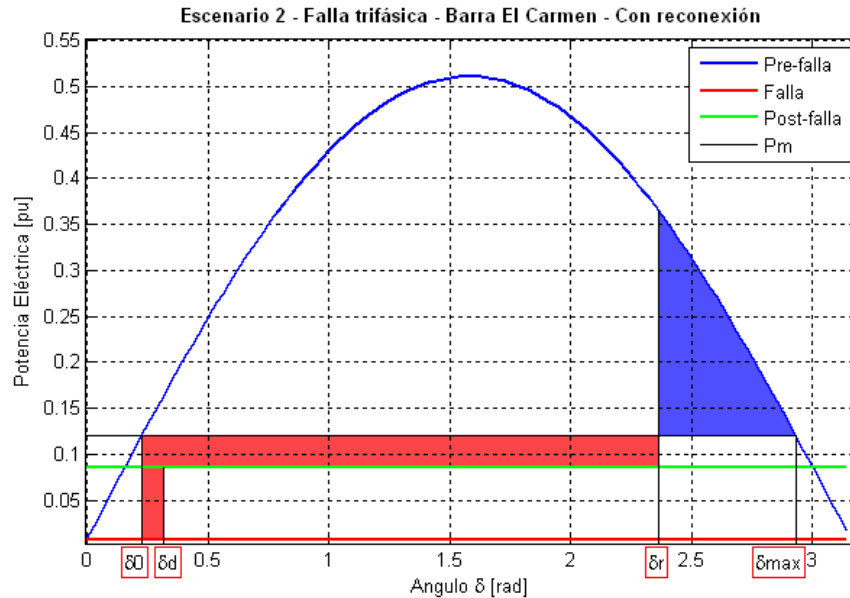


Fig. 3.26 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 2

Tabla 3.31 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.26

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{máx}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]
Trifásica	El Carmen	[rad]				0,1	0,152	0,452
		0,223	0,317	2,361	2,93			
		[°]						
		12,777	18,168	135,272	167,865			
Área de aceleración					Área de desaceleración			
0,028					0,034			

### 3.3.7 ESCENARIO 3

Para este escenario se utilizará el mismo procedimiento que para el escenario 2, ya que también posee dos máquinas sincrónicas en operación, por ende a continuación se presenta la matriz de admitancias reducida para la condición de pre-falla del escenario 3, la ecuación de la potencia eléctrica y mecánica del generador de El Carmen en función de su ángulo  $\delta$  y en la figura 3.27 se muestra el diagrama unifilar reducido del SEP.

$$Y_{pre-falla} = \begin{bmatrix} 0,082624 - j0,247303 & 0,00108682 + j0,280501 \\ 0,00108682 + j0,280501 & 0,00185342 - j0,280144 \end{bmatrix}$$

$$P_{e2\ pre-falla} = E_2^2 G_{22\ pre} + E_2 E_1 [B_{21\ pre} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) + G_{21\ pre} \text{cos}(\delta_2 - \delta_1)]$$

$$P_{e2 \text{ pre-falla}} = 0,0020155 + 0,2921 \text{ sen}(\delta_2 - 0,1055^\circ) + 0,001132 \text{ cos}(\delta_2 - 0,1055^\circ) \text{ pu}$$

$$P_{\text{mecánica } 2} = 5 \text{ MW} = 0,05 \text{ pu}$$

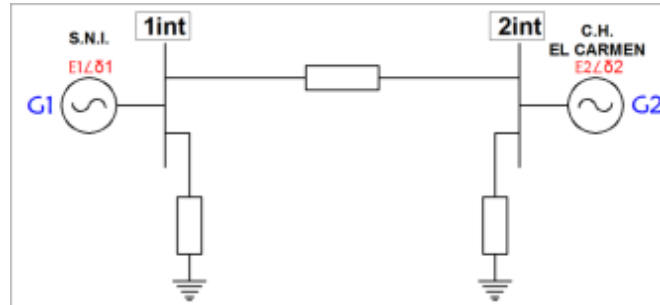


Fig. 3.27 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de pre-falla, del escenario 3

### 3.3.7.1 Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa

Para esta falla se elimina la columna y fila número 5 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.28 para la condición de falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa:

$$Y_{\text{falla}} = \begin{bmatrix} 0 - j27,342426 & 0 \\ 0 & 0,00183977 - j0,283048 \end{bmatrix}$$

$$P_{e2 \text{ falla}} = E_2^2 G_{22 \text{ falla}} + E_2 E_1 [B_{21 \text{ falla}} \text{ sen}(\delta_2 - \delta_1) + G_{21 \text{ falla}} \text{ cos}(\delta_2 - \delta_1)]$$

$$P_{e2 \text{ falla}} = 0,00200023 \text{ pu}$$

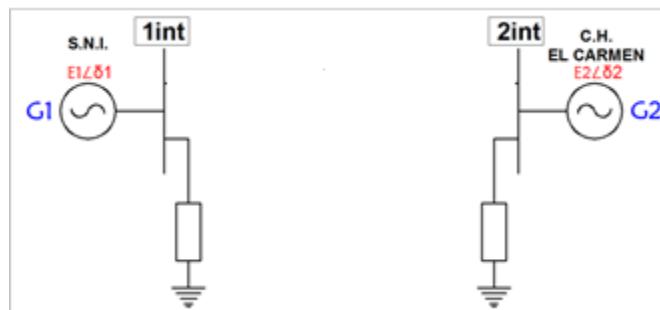


Fig. 3.28 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de falla cerca la barra de Santa Rosa, del escenario 3

En la condición de post-falla, se produce la apertura tripolar de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen. De manera que se retira las admitancias serie  $Y_{4-5}$  de las posiciones (4,4) y (5,5), (4,5) y (5,4), y también se retiran las admitancias paralelas  $B_{4-5}/2$  de las posiciones (4,4) y (5,5), respectivamente. A continuación se presenta la matriz de admitancia reducida para la condición de post-falla, junto con su ecuación de potencia eléctrica y su respectivo diagrama unifilar del SEP reducido, en la figura 3.29.

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0.0878449 - j0,0108715 \end{bmatrix}$$

$$P_{e2 \text{ post-falla}} = E_2^2 G_{22 \text{ post}} + E_2 E_1 [B_{21 \text{ post}} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) + G_{21 \text{ post}} \text{cos}(\delta_2 - \delta_1)]$$

$$P_{e2 \text{ post-falla}} = 0,095506 \text{ pu}$$



Fig. 3.29 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para cada la condición de post-falla del escenario 3

Tabla 3.32 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.30

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{m\acute{a}x}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]
Trifásica	Santa Rosa	[rad]				0,1	0,42	0,72
		0,16	1,464	2,822	2,972			
		[°]						
		9,167	83,8725	161,6965	170,271			
Área de aceleración		Área de desaceleración						
0,010		0,009						

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.2 del anexo

5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.30 y en la tabla 3.32 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.2 para hallar el ángulo crítico de despeje.

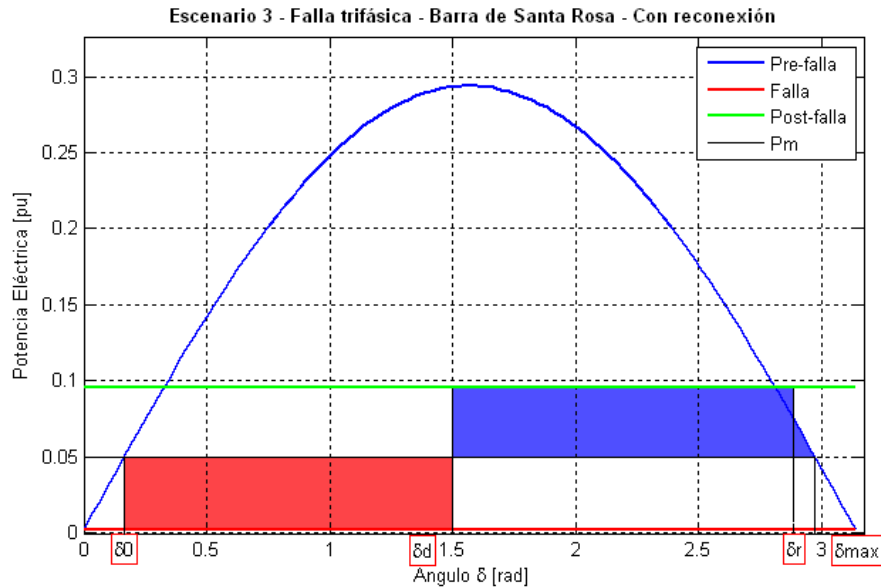


Fig. 3.30 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 3

### 3.3.7.2 Falla trifásica cerca de la barra El Carmen

Para esta falla se elimina la columna y fila número 5 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.31 para la condición de falla trifásica cerca de la barra El Carmen:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 1,633743 - j8,378447 & 0 \\ 0 & 0 - j0,289467 \end{bmatrix}$$

$$P_{e2\ falla} = E_2^2 G_{22\ falla} + E_2 E_1 [B_{21\ falla} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) + G_{21\ falla} \text{cos}(\delta_2 - \delta_1)]$$

$$P_{e2\ falla} = 0\ pu$$

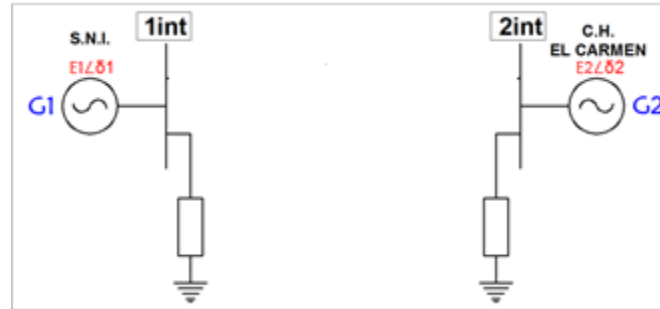


Fig. 3.31 Diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS reducido para la condición de falla cerca de la barra El Carmen, del escenario 3

La condición de post-falla es similar a la de la sección 3.3.7.1 (falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa – escenario 3).

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.2 del anexo 5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.32 y en la tabla 3.33 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.2 para hallar el ángulo crítico de despeje.

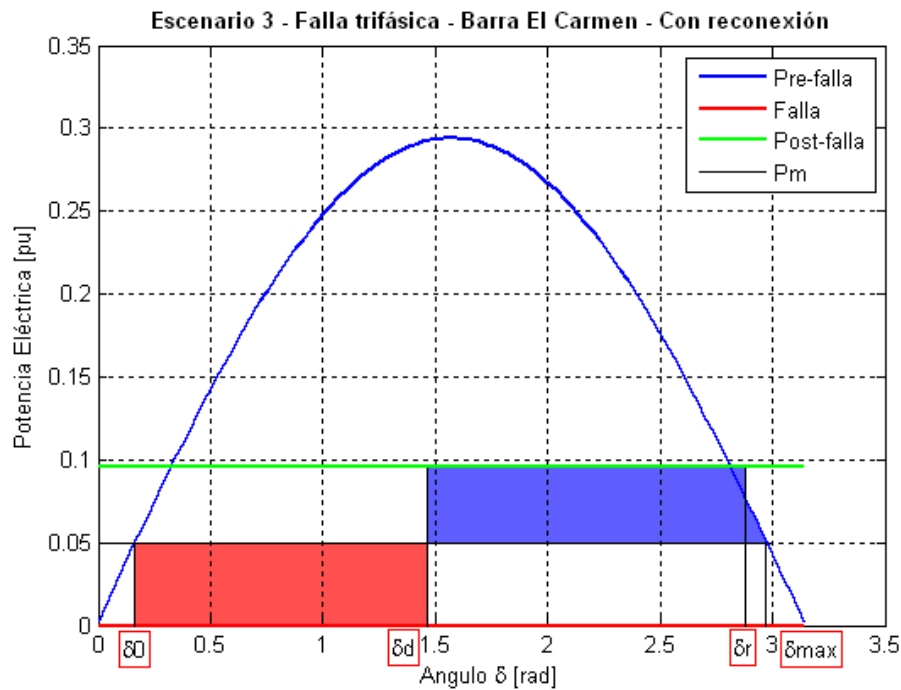


Fig. 3.32 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 3

Tabla 3.33 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.32

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{m\acute{a}x}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]
Trifásica	El Carmen	[rad]				0,1	0,414	0,714
		0,16	1,4677	2,8801	2,972			
		[°]						
		9,167	84,0946	165,0197	170,271			
Área de aceleración				Área de desaceleración				
0,008				0,008				

### 3.3.8 ESCENARIO 4

Para este escenario se utilizará el mismo procedimiento que para los escenarios 2 y 3, ya que también posee dos máquinas sincrónicas en operación, por ende a continuación se presenta la matriz de admitancias reducida para la condición de pre-falla del escenario 4, la ecuación de la potencia eléctrica y mecánica del generador de Recuperadora en función de su ángulo  $\delta$  y en la figura 3.21 se muestra el diagrama unifilar reducido del SEP.

$$Y_{pre-falla} = \begin{bmatrix} 0,2127396 - j0,508895 & 0,00912217 + j0,453677 \\ 0,00912217 + j0,453677 & 0,0118323 - j0,4662734 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3\ pre-falla} = E_3^2 G_{22\ pre} + E_3 E_1 [B_{21\ pre} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21\ pre} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3\ pre-falla} = 0,01462 + 0,50545 \text{sen}(\delta_3 - 0,3626^\circ) + 0,010163 \text{cos}(\delta_3 - 0,3626^\circ) \text{ pu}$$

$$P_{mec\acute{a}nica\ 3} = 12 \text{ MW} = 0,12 \text{ pu}$$

#### 3.3.8.1 Falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa

Para esta falla se elimina la columna y fila número 4 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.22 para la condición de falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 0 - j27,342426 & 0 \\ 0 & 0,0115846 - j0,473943 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3\ falla} = E_3^2 G_{22\ falla} + E_3 E_1 [B_{21\ falla} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21\ falla} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3\ falla} = 0,014318 \text{ pu}$$



En la condición de post-falla, se produce la apertura tripolar de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen. De manera que se retira las admitancias serie  $Y_{4-5}$  de las posiciones (4,4) y (5,5), (4,5) y (5,4), y también se retiran las admitancias paralelas  $B_{4-5}/2$  de las posiciones (4,4) y (5,5), respectivamente. A continuación se presenta la matriz de admitancia reducida para la condición de post-falla, junto con su ecuación de potencia eléctrica y su respectivo diagrama unifilar del SEP reducido, en la figura 3.23.

$$Y_{post-falla} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0,160665 - j0,136207 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3 post-falla} = E_3^2 G_{22 post} + E_3 E_1 [B_{21 post} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21 post} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3 post-falla} = 0,19858 pu$$

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.2 del anexo 5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.33 y en la tabla 3.34 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.2 para hallar el ángulo crítico de despeje.

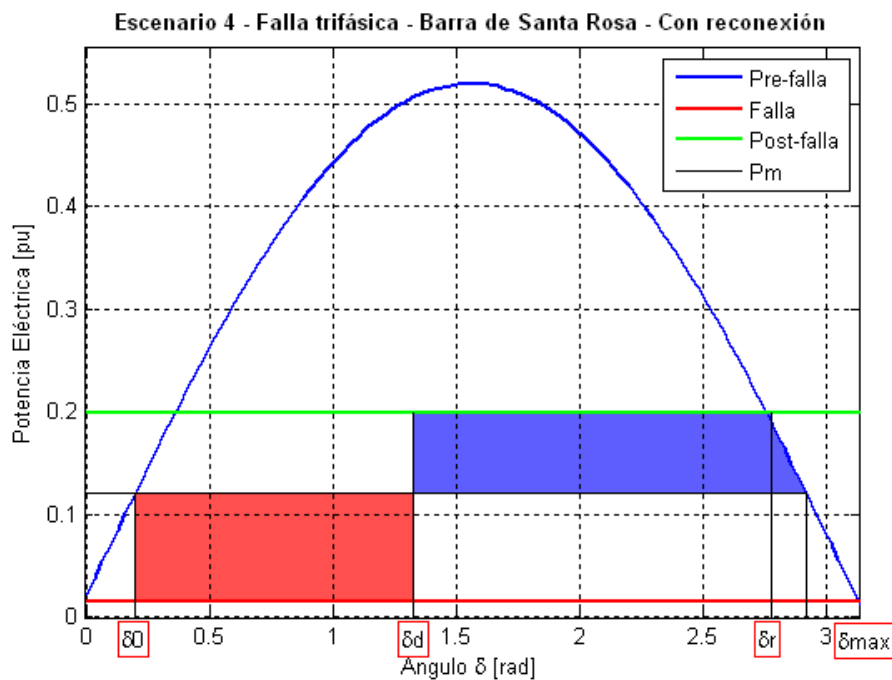


Fig. 3.33 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 4

Tabla 3.34 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.33

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{m\acute{a}x}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]
Trifásica	Santa Rosa	[rad]				0,1	0,286	0,586
		0,195	1,3219	2,7774	2,9168			
		[°]						
		11,173	75,7404	159,1328	167,12012			
Área de aceleración				Área de desaceleración				
0,039				0,039				

### 3.3.8.2 Falla trifásica cerca de la barra El Carmen

Para esta falla se elimina la columna y fila número 5 de la matriz de admitancias completa de la condición de pre-falla, y se reduce la misma. A continuación se presenta matriz de admitancias reducida, la ecuación de potencia eléctrica y el diagrama unifilar del SEP de la EPMAPS en la figura 3.25 para la condición de falla trifásica cerca de la barra El Carmen:

$$Y_{falla} = \begin{bmatrix} 1,633743 - j8,378447 & 0 \\ 0 & 0,00624203 - j0,491408 \end{bmatrix}$$

$$P_{e3\ falla} = E_3^2 G_{22\ falla} + E_3 E_1 [B_{21\ falla} \text{sen}(\delta_3 - \delta_1) + G_{21\ falla} \text{cos}(\delta_3 - \delta_1)]$$

$$P_{e3\ falla} = 0,007715\ pu$$

La condición de post-falla es similar a la de la sección 3.3.8.1 (falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa – escenario 4).

Tabla 3.35 Ángulos y tiempos del criterio de igualdad de áreas de la figura 3.34

Tipo de falla	Cerca de la barra	$\delta_0$	$\delta_d$	$\delta_r$	$\delta_{m\acute{a}x}$	$t_0$ [s]	$t_d$ [s]	$t_r$ [s]
Trifásica	El Carmen	[rad]				0,1	0,277	0,577
		0,195	1,279	2,775	2,9168			
		[°]						
		11,173	73,2965	158,9951	167,12012			
Área de aceleración				Área de desaceleración				
0,03177				0,03099				

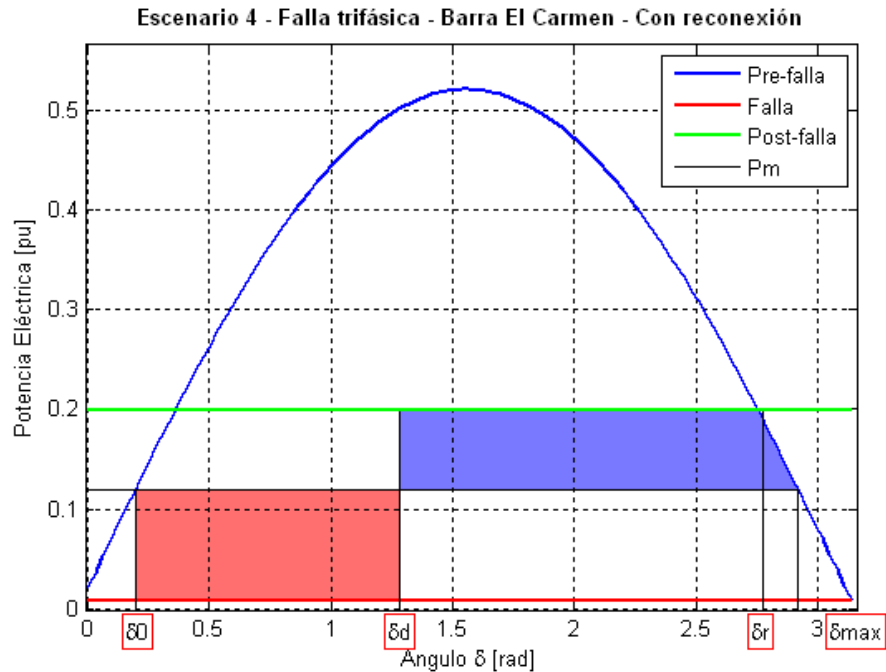


Fig. 3.34 Criterio de igualdad de áreas para una falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen del escenario 4

Posterior a la obtención de las ecuaciones de potencia eléctrica para cada una de las condiciones, se utiliza el método paso a paso expuesto en la sección 2.4.10 y más específico en la tabla 2.2 y sobre el mismo se aplica la ecuación A5.2 del anexo 5, la cual debe cumplirse para establecer la condición crítica deseada. A continuación en la figura 3.34 y en la tabla 3.35 se muestra el criterio de igualdad de áreas para dicha falla utilizando la ecuación A5.2 para hallar el ángulo crítico de despeje.

### **3.4 APLICACIÓN DEL PROGRAMA DigSILENT POWER FACTORY EN EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA**

La simulación se la realizo tomando como base el procedimiento que plantea la sección 4.1.4.6 *Guía para simulación de estabilidad transitoria en SEP* del proyecto de titulación de la referencia número [16]. En la misma se realiza la definición de las variables a graficar del generador, la creación de los planos para la graficación de las variables y la definición de los eventos como son falla, despeje de la falla, y apertura y cierre de una determinada línea de transmisión.

Para cada escenario se presentan dos grupos de resultados, en el primero se realiza la simulación considerando a los motores como cargas, y sin controles de excitación ni regulación de velocidad, además se lo realiza tomando en cuenta el diagrama de tiempos de operación para secuencias con despeje y reconexión de figura 3.13 (b), considerando que: la falla ocurre en 0,1 [s], además que el tiempo entre el despeje y la reconexión es de 0,3 [s] (tiempo muerto nominal de disyuntores existentes en el SEP). Por ende lo que se hallará es el ángulo de despeje de la falla.

El segundo grupo de resultados es similar al primero pero este ya considera a los motores como tales, y también considera la operación de los controles de excitación y de regulación de velocidad. La inclusión de los reguladores de velocidad y sistemas de excitación se lo realiza tomando como base el procedimiento que plantea la sección 2.3.1.8.2 *Diseño de reguladores de voltaje y velocidad para generadores sincrónicos en Power Factory 13.1* del proyecto de titulación de la referencia número [16]. Este procedimiento básicamente consiste en tomar los modelos normalizados existentes en las bibliotecas de DigSILENT Power Factory, variar los valores de sus parámetros a los valores determinados anteriormente e ingresarlos en los generadores.

#### **3.4.1 ESCENARIO 1**

##### **3.4.1.1 Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad**

En la figura 3.35 se muestran los ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 1, para: falla monofásica cerca de la barra Santa Rosa, falla monofásica cerca de la barra El Carmen, falla trifásica cerca de la barra Santa Rosa, y falla trifásica cerca de la barra El Carmen. En la tabla 3.36 se muestra los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.35.

Tabla 3.36 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.35

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_d$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,175	0,475
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,175	0,475
Monofásica	El Carmen	0,1	0,172	0,472
Trifásica	El Carmen	0,1	0,172	0,472

### 3.4.1.2 Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad

A diferencia de la sección, en esta se presenta el comportamiento de: los ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia, la frecuencia de los generadores, los voltajes en los terminales de los generadores, y los voltajes en los terminales de las cargas; ante fallas trifásicas y monofásicas al 5% y 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1. En las figuras 3.36, 3.37, 3.38 y 3.39, se presenta dichos resultados, mientras que en la tabla 3.37 se presentan los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las 4 figuras antes mencionadas.

Tabla 3.37 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las figuras 3.36, 3.37, 3.38 y 3.39

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468
Monofásica	El Carmen	0,1	0,159	0,459
Trifásica	El Carmen	0,1	0,159	0,459

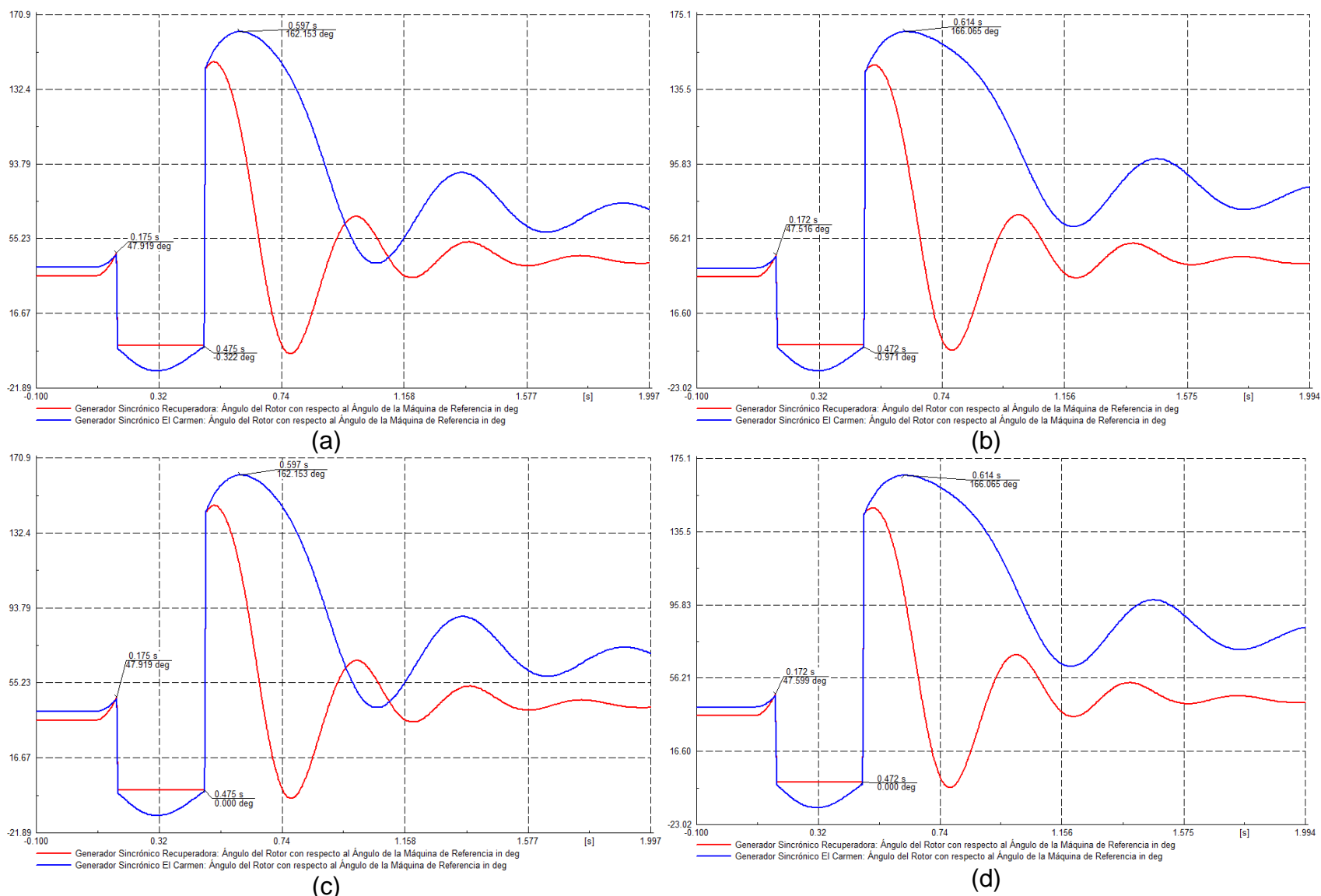


Fig. 3.35 Ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 1, para: (a) falla monofásica-barra Santa Rosa, (b) falla monofásica – barra El Carmen, (c) falla trifásica – barra Santa Rosa, (d) falla trifásica-barra El Carmen

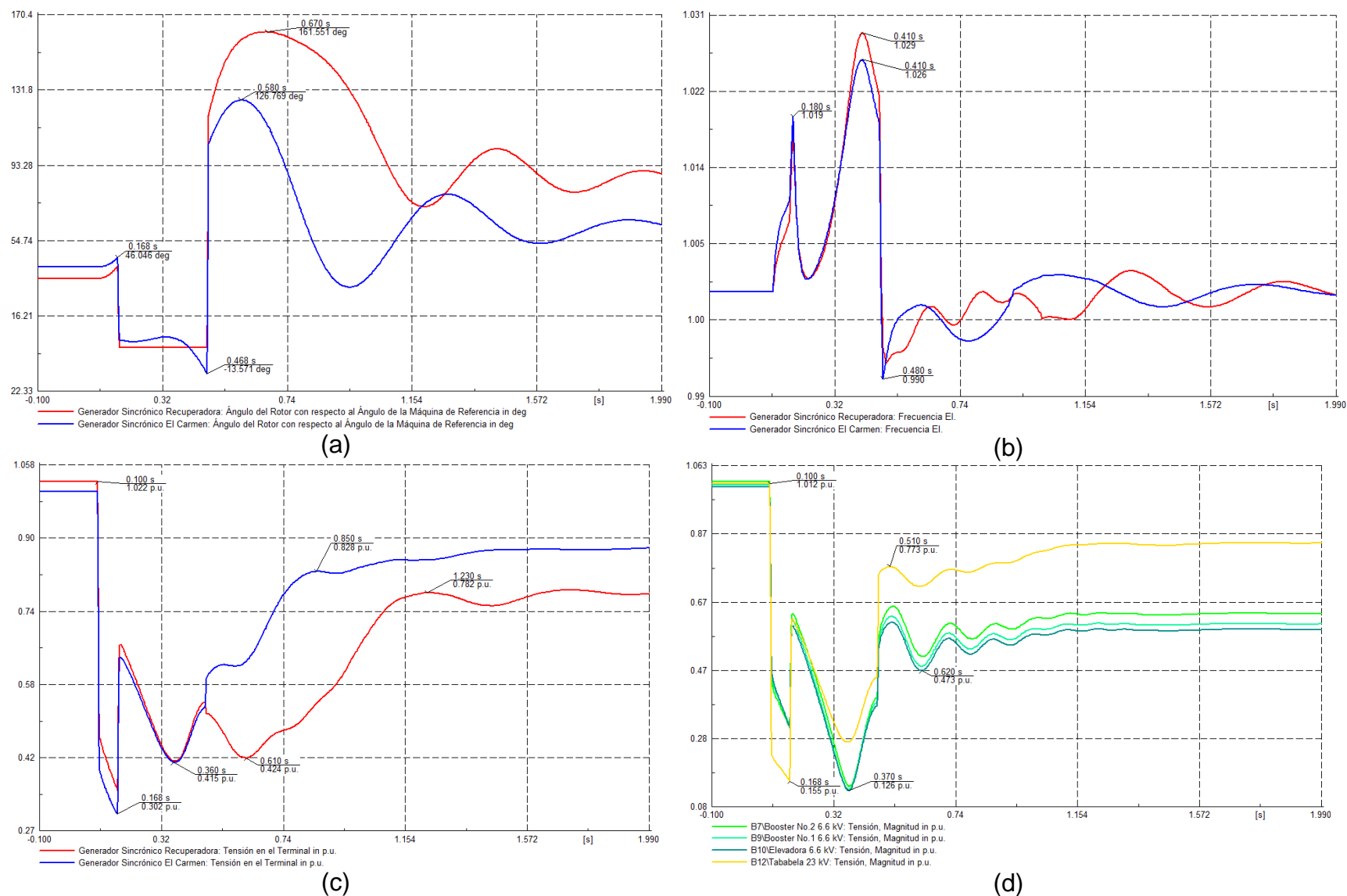
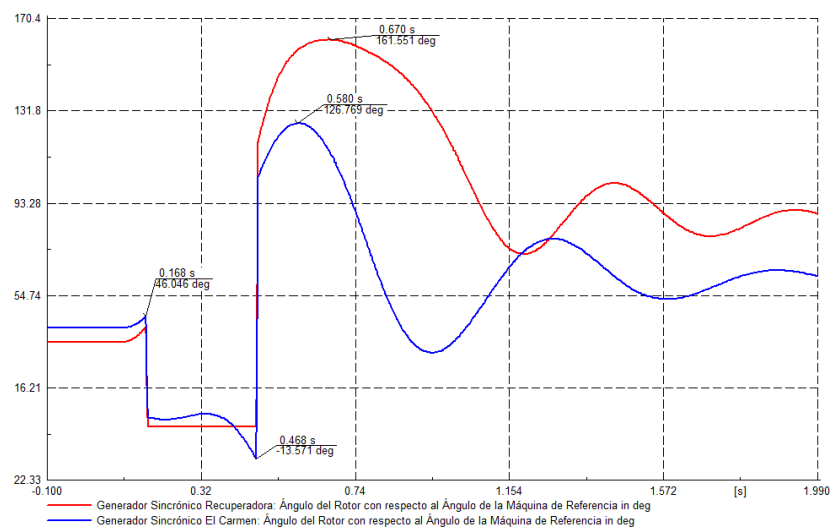
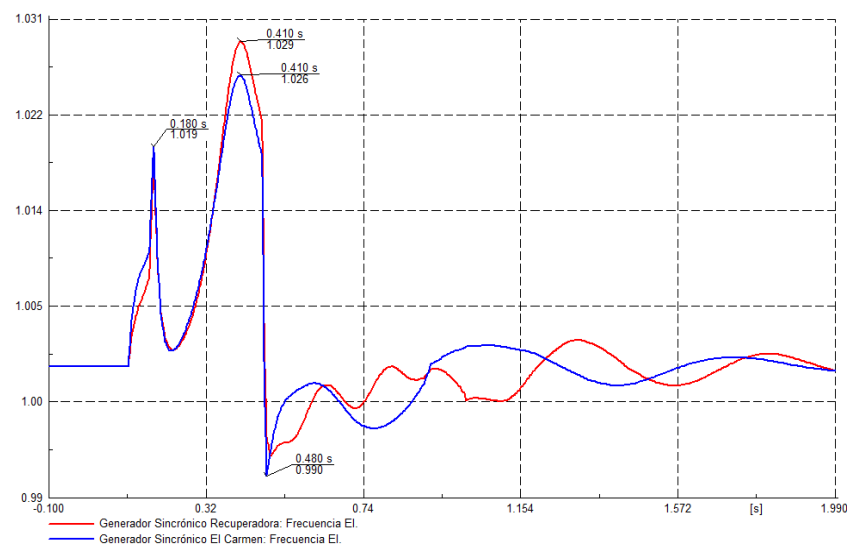


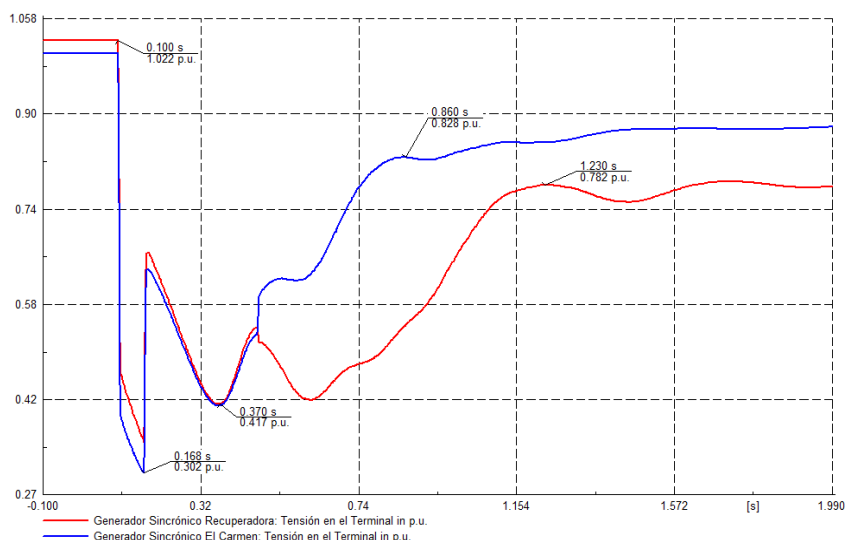
Fig. 3.36 Falla monofásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



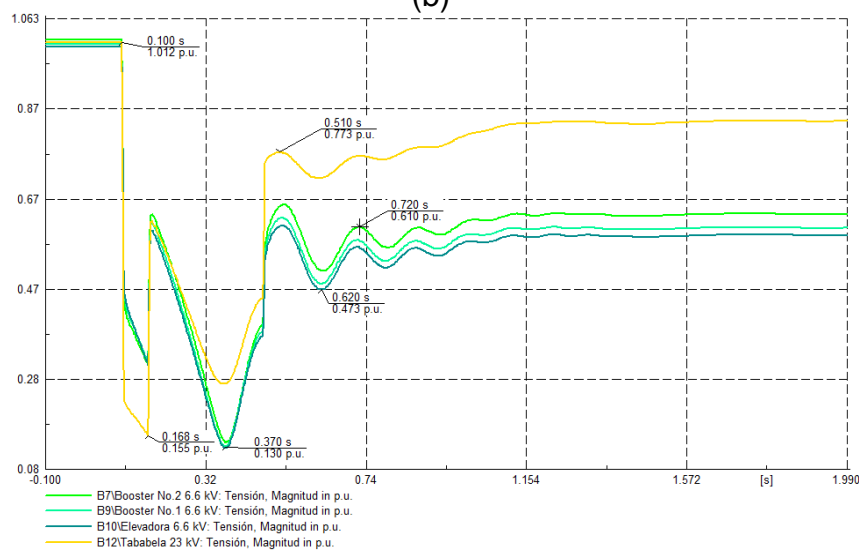
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 3.37 Falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



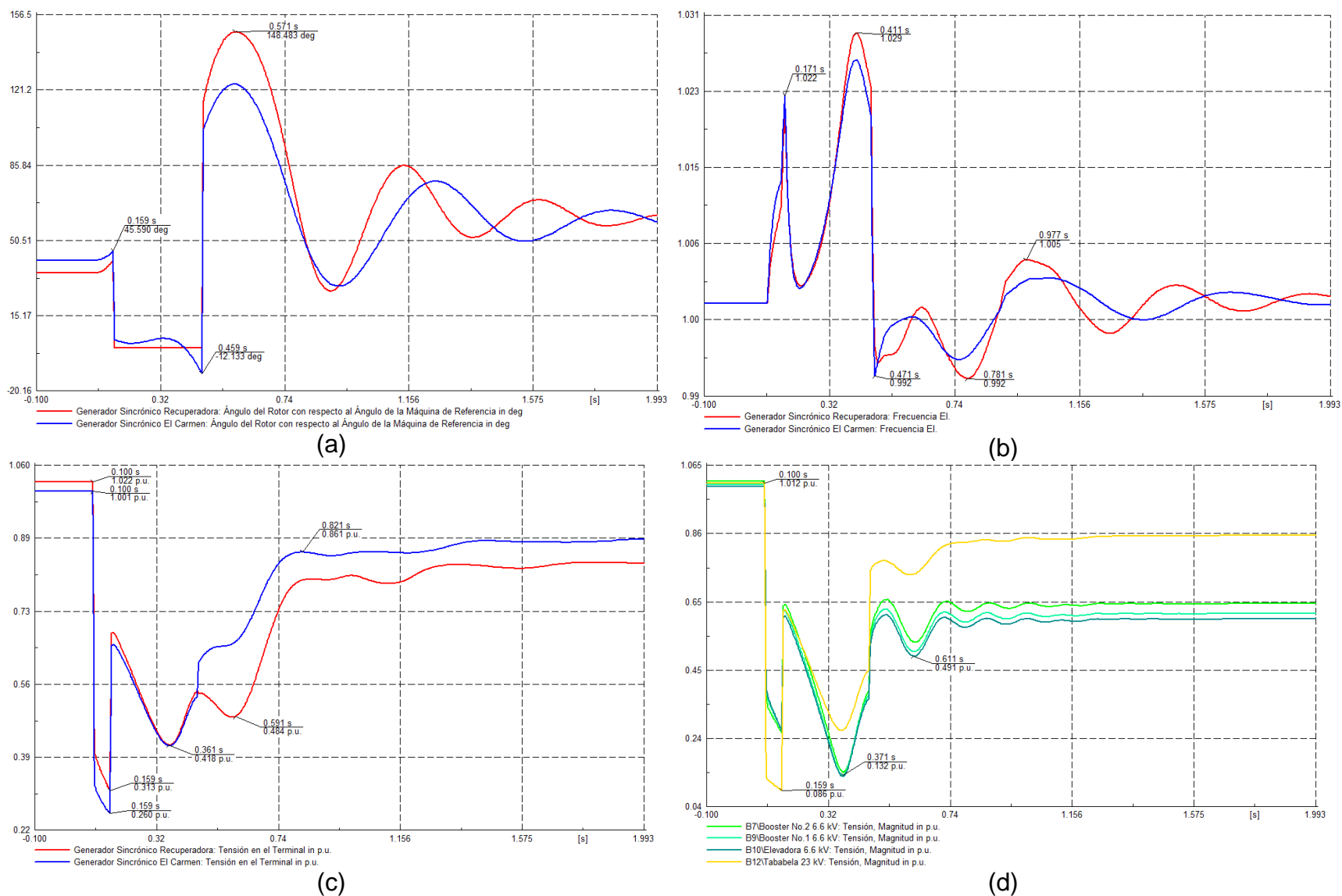


Fig. 3.38 Falla monofásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

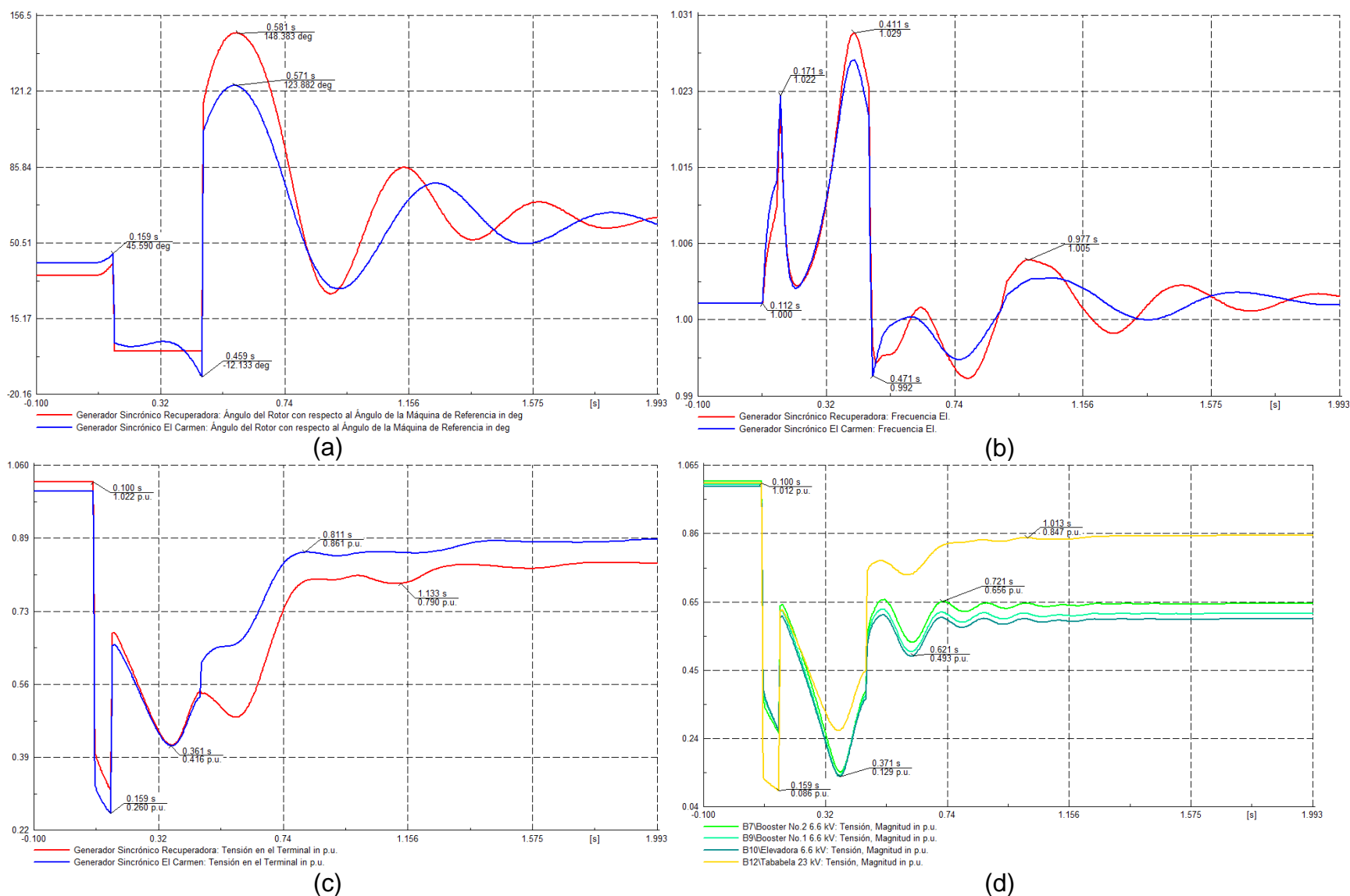


Fig. 3.39 Falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

### 3.4.2 ESCENARIO 2

#### 3.4.2.1 Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

En la figura 3.40 se muestran los ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 2, para: fallas monofásicas y trifásicas cerca de las barra Santa Rosa y El Carmen. En la tabla 3.38 se muestra los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.40.

Tabla 3.38 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.40

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,167	0,467
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,167	0,467
Monofásica	El Carmen	0,1	0,165	0,465
Trifásica	El Carmen	0,1	0,165	0,465

#### 3.4.2.2 Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad

En esta sección se presenta el comportamiento de: los ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia, la frecuencia de los generadores, los voltajes en los terminales de los generadores, y los voltajes en los terminales de las cargas; ante fallas trifásicas y monofásicas al 5% y 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2. En las figuras 3.41, 3.42, 3.43 y 3.44, se presenta dichos resultados, mientras que en la tabla 3.39 se presentan los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las 4 figuras antes mencionadas.

Tabla 3.39 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las figuras 3.41, 3.42, 3.43 y 3.44

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,153	0,453
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,153	0,453
Monofásica	El Carmen	0,1	0,151	0,451
Trifásica	El Carmen	0,1	0,151	0,451

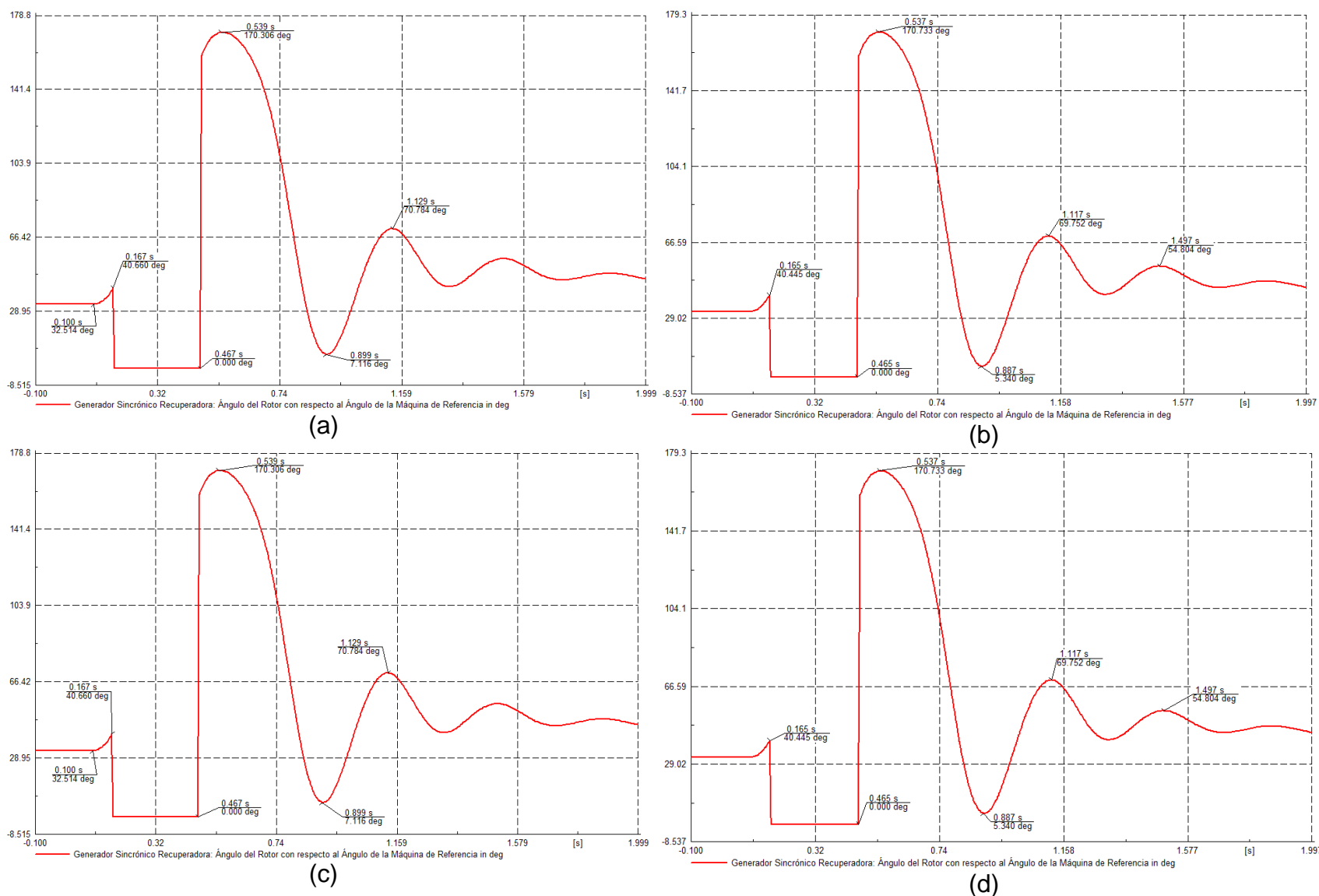


Fig. 3.40 Ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 2, para: (a) falla monofásica-barra Santa Rosa, (b) falla monofásica – barra El Carmen, (c) falla trifásica – barra Santa Rosa, (d) falla trifásica-barra El Carmen

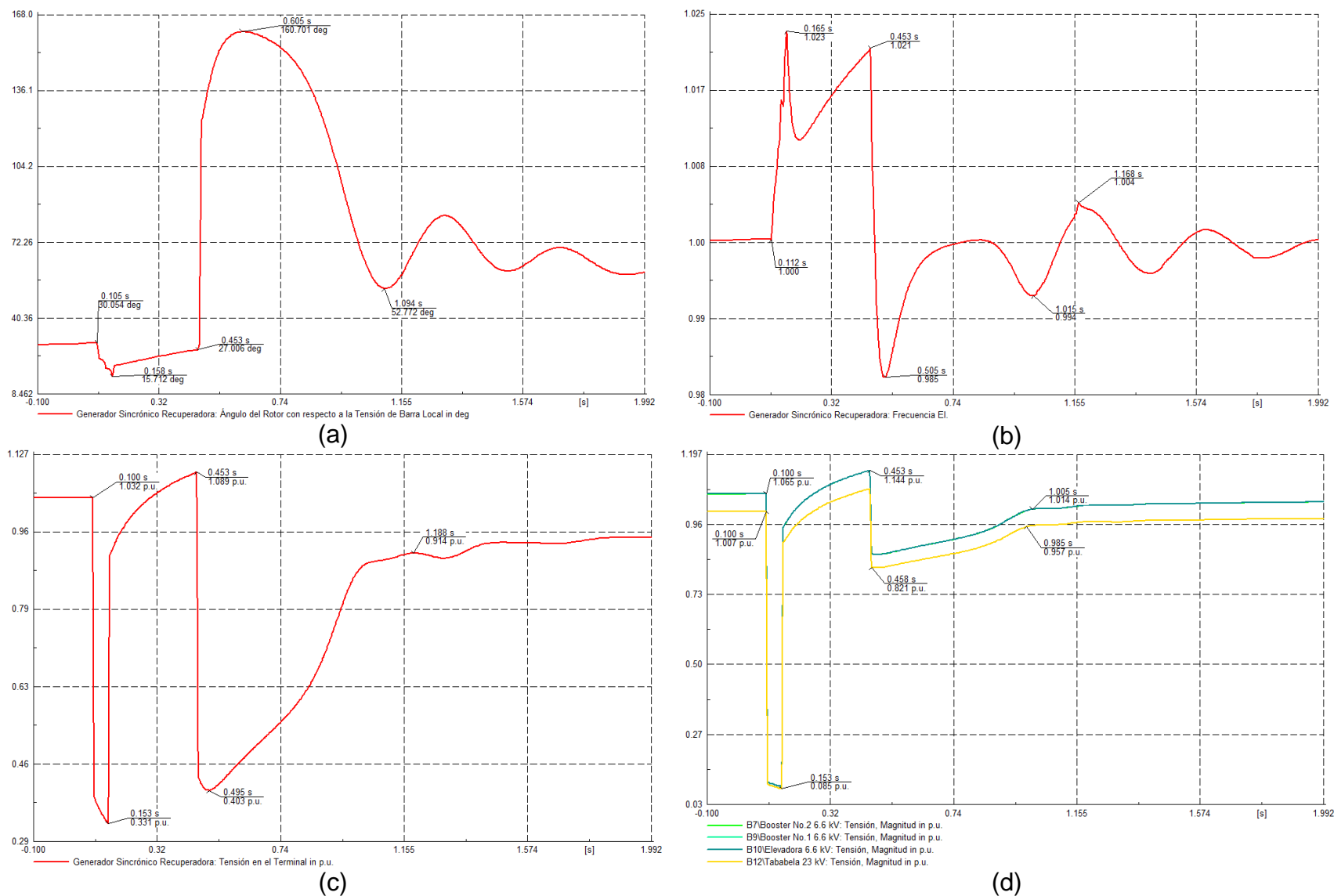


Fig. 3.41 Falla monofásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

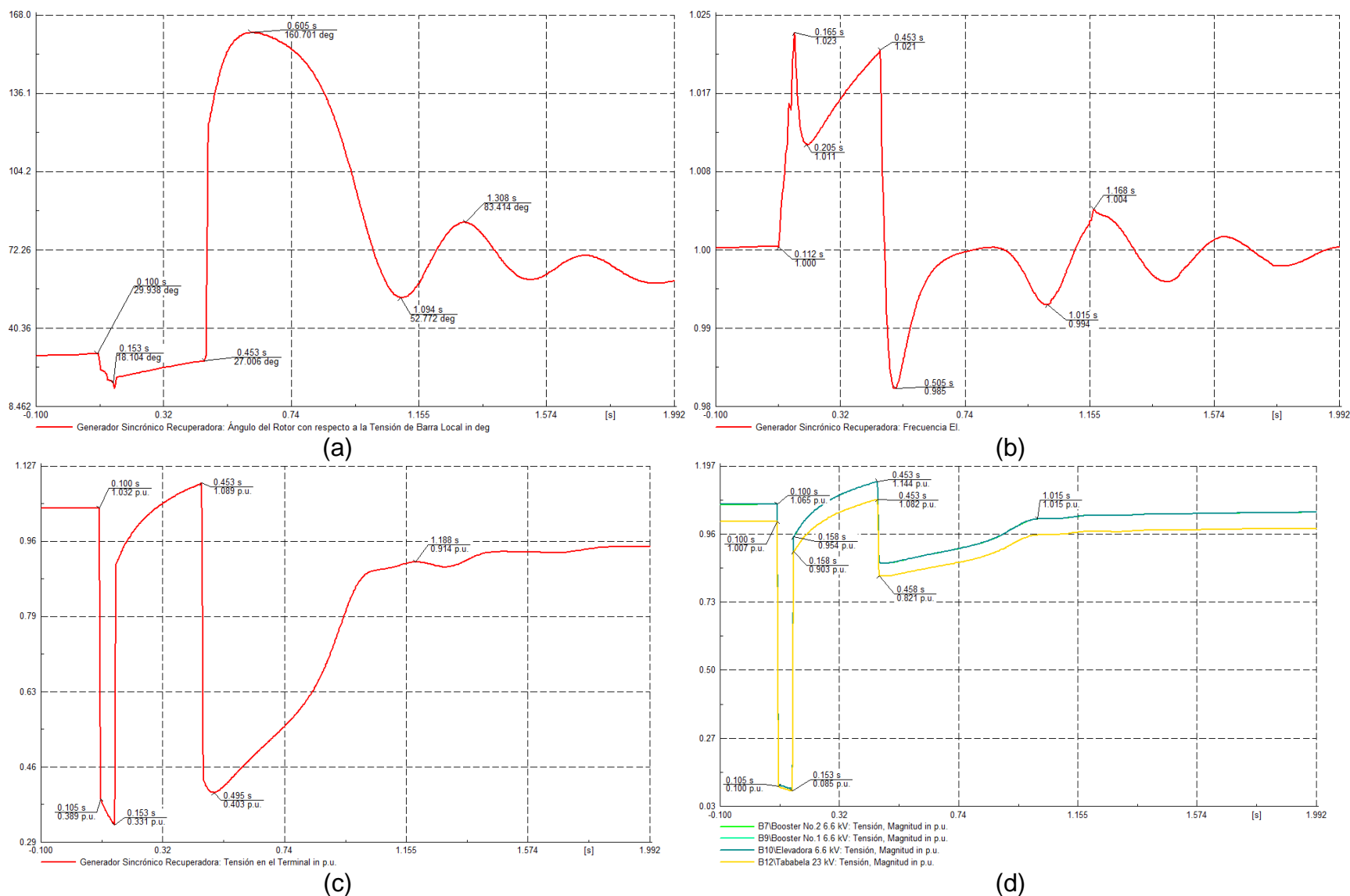
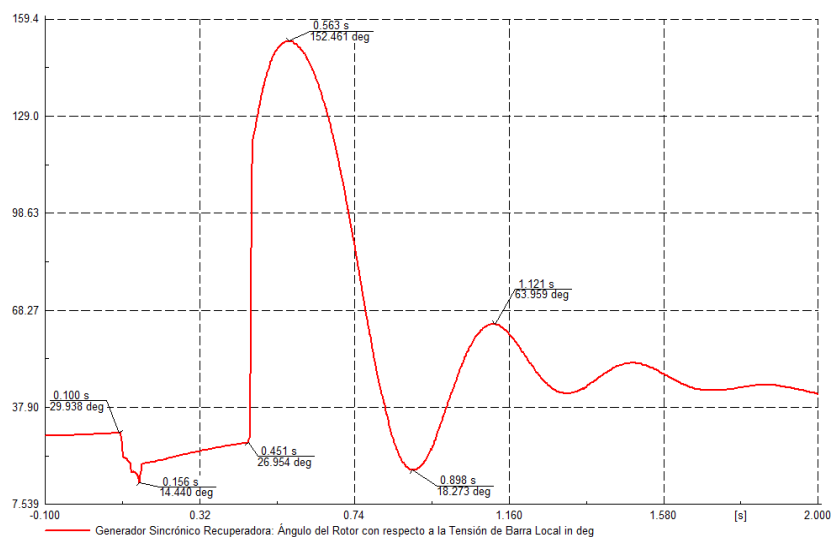
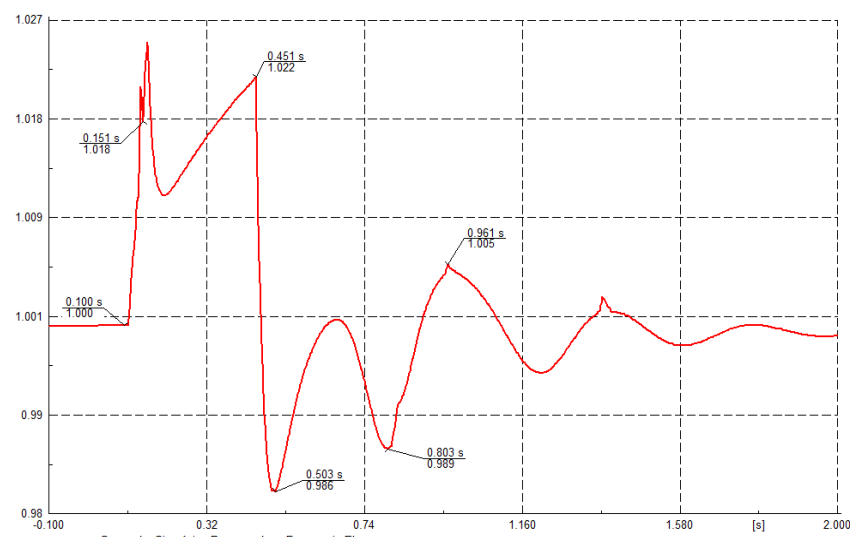


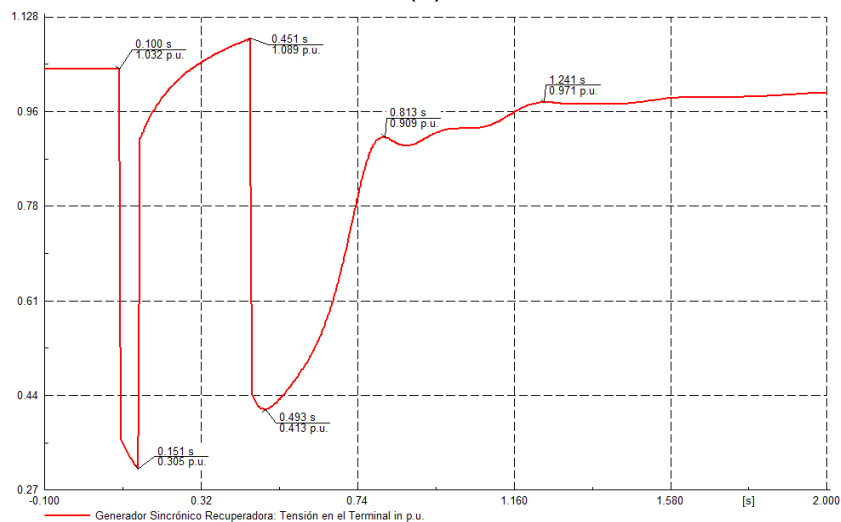
Fig. 3.42 Falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



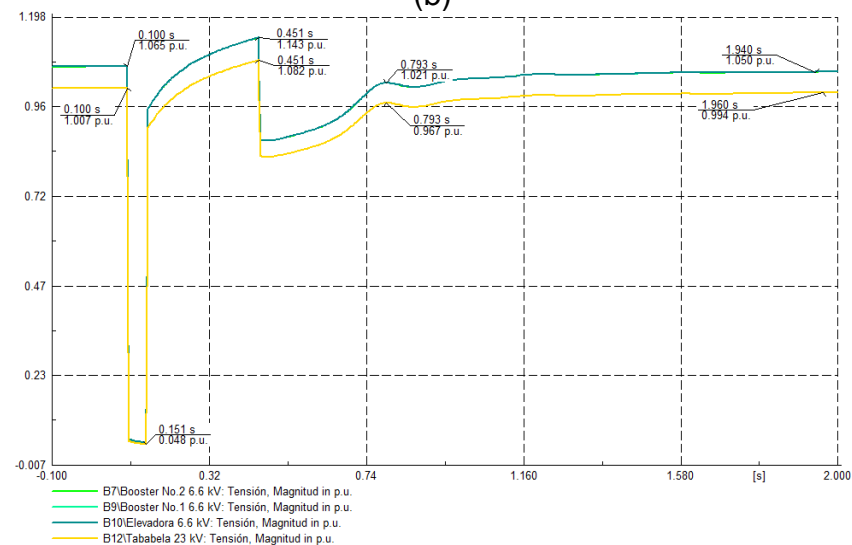
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 3.43 Falla monofásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

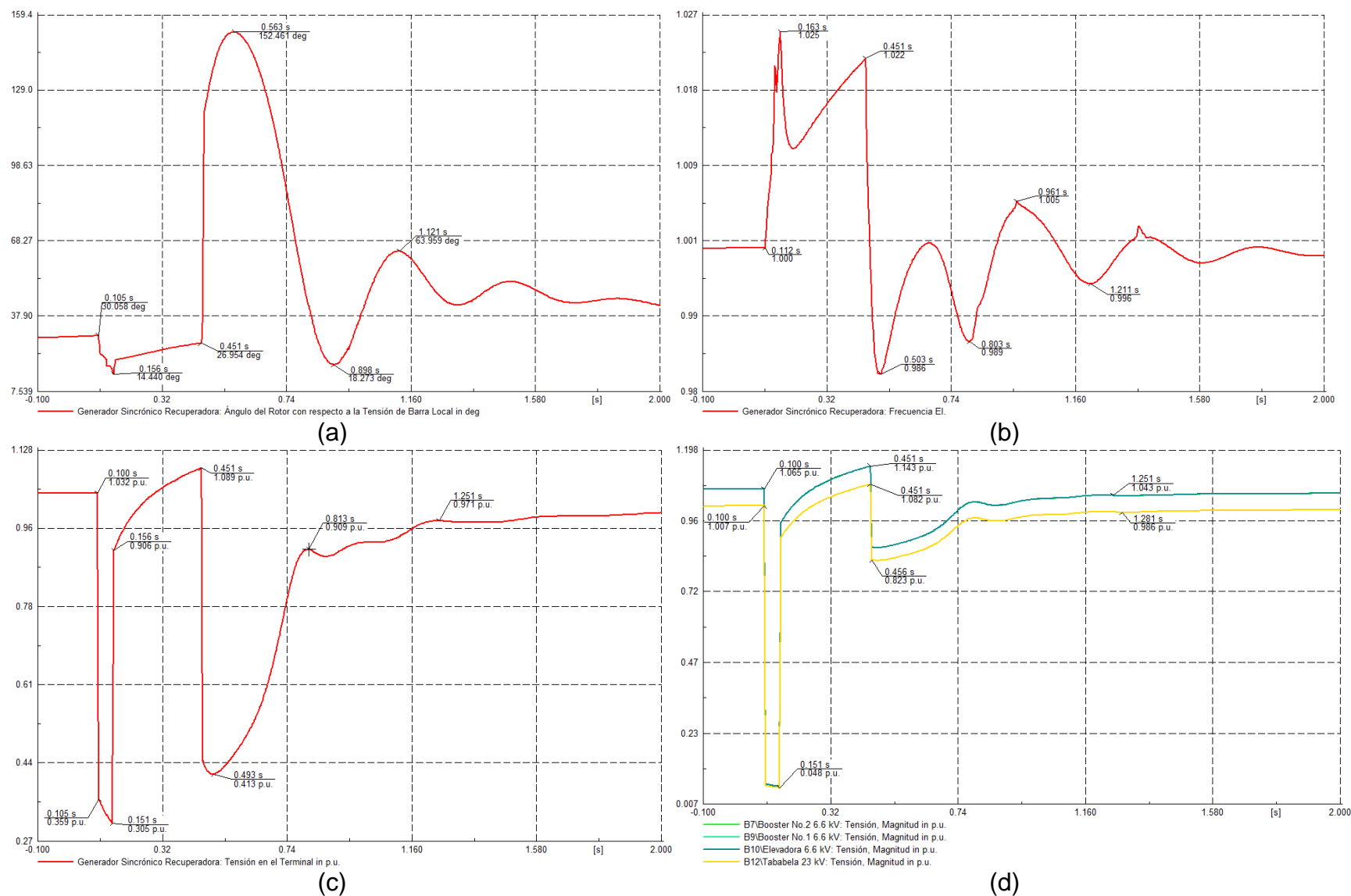


Fig. 3.44 Falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



### 3.4.3 ESCENARIO 3

#### 3.4.3.1 Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

En la figura 3.45 se muestran los ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 3, para: fallas monofásicas y trifásicas cerca de las barras Santa Rosa y El Carmen. En la tabla 3.40 se muestra los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.45.

Tabla 3.40 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.45

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,320	0,620
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,320	0,620
Monofásica	El Carmen	0,1	0,322	0,622
Trifásica	El Carmen	0,1	0,322	0,622

#### 3.4.3.2 Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad

En esta sección se presenta el comportamiento de: los ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia, la frecuencia de los generadores, los voltajes en los terminales de los generadores, y los voltajes en los terminales de las cargas; ante fallas trifásicas y monofásicas al 5% y 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3. En las figuras 3.46, 3.47, 3.48 y 3.49, se presenta dichos resultados, mientras que en la tabla 3.41 se presentan los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las 4 figuras antes mencionadas.

Tabla 3.41 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las figuras 3.46, 3.47, 3.48 y 3.49

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,319	0,619
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,319	0,619
Monofásica	El Carmen	0,1	0,320	0,620
Trifásica	El Carmen	0,1	0,320	0,620

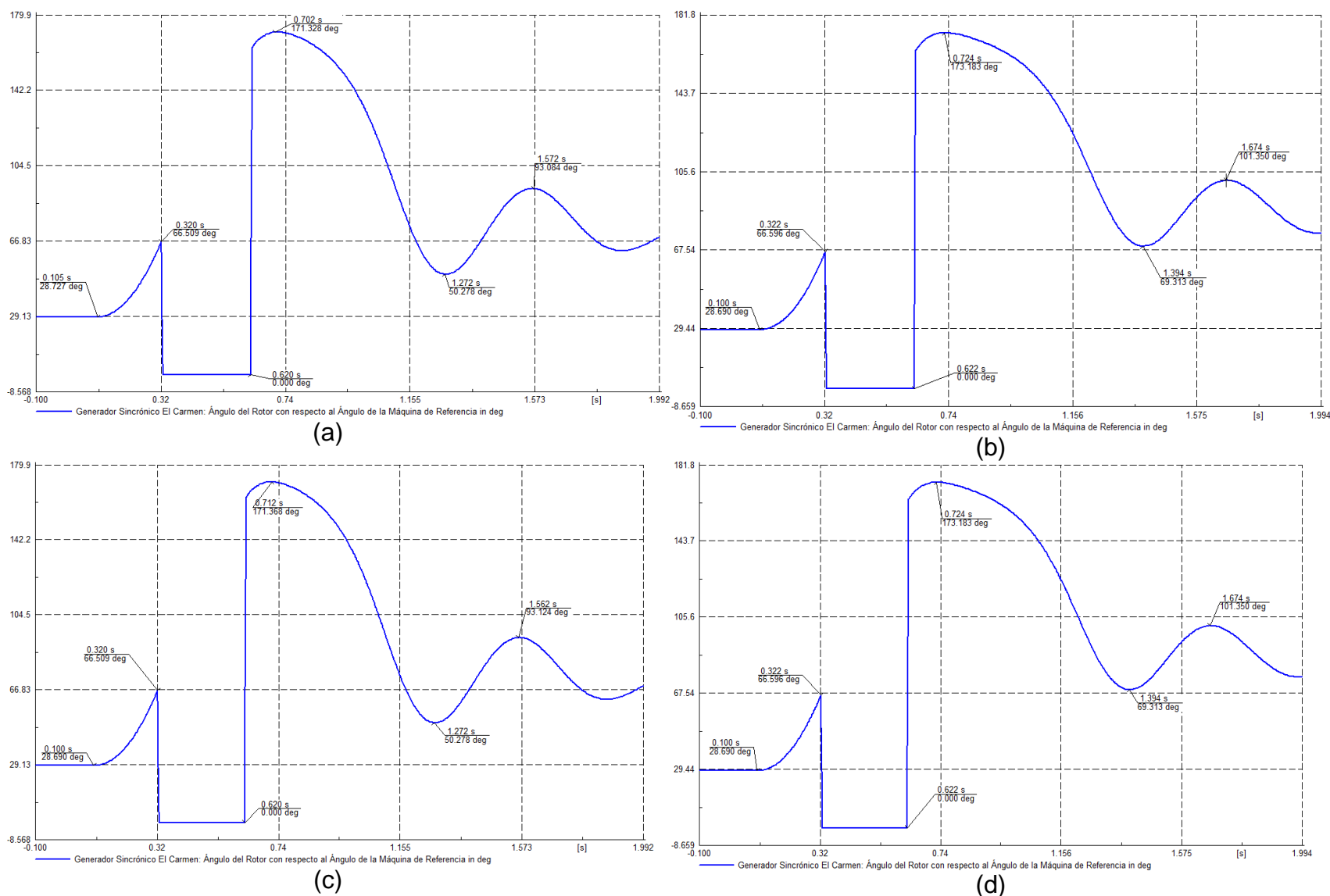


Fig. 3.45 Ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 3, para: (a) falla monofásica-barra Santa Rosa, (b) falla monofásica – barra El Carmen, (c) falla trifásica – barra Santa Rosa, (d) falla trifásica-barra El Carmen

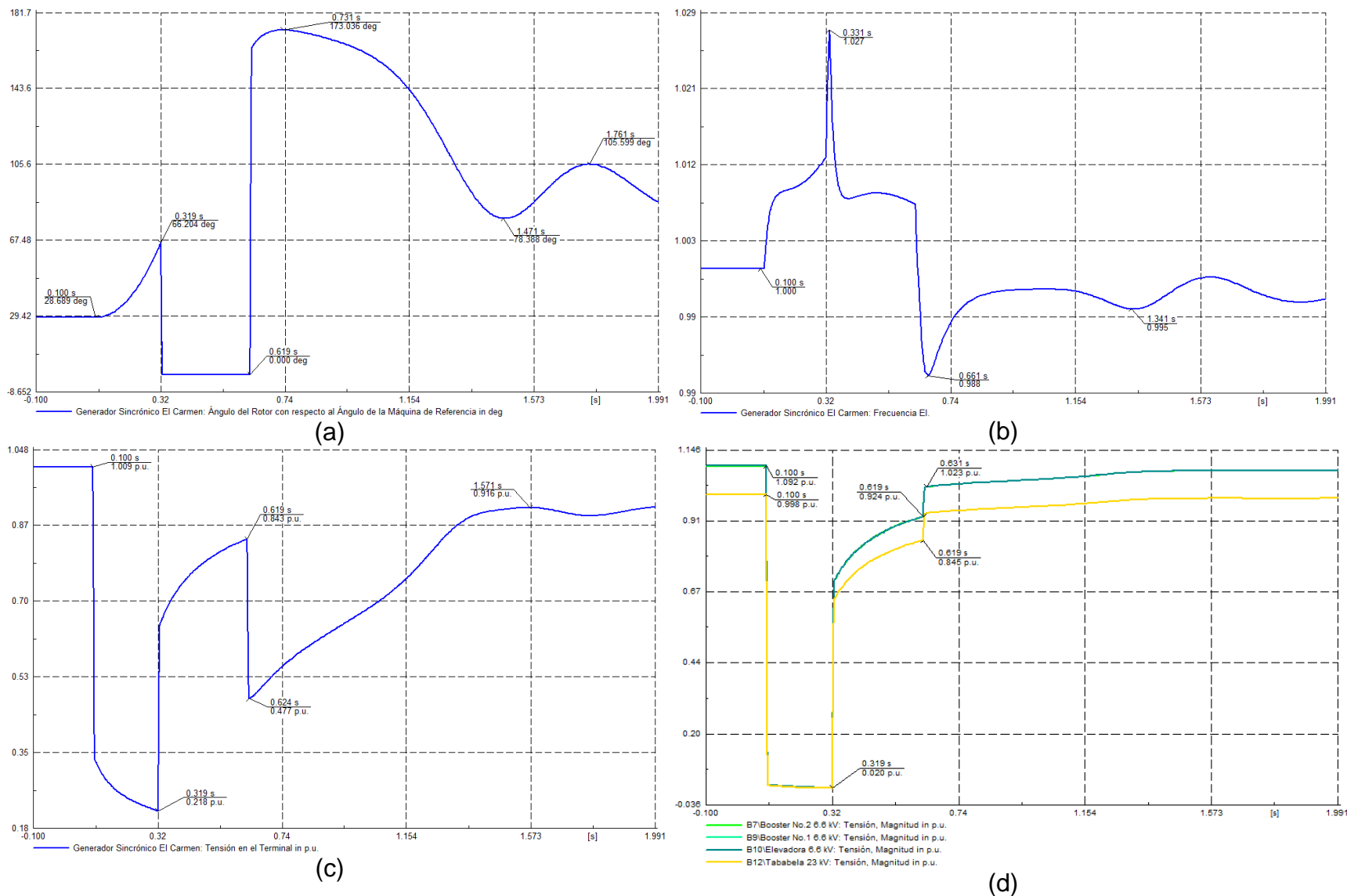


Fig. 3.46 Falla monofásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

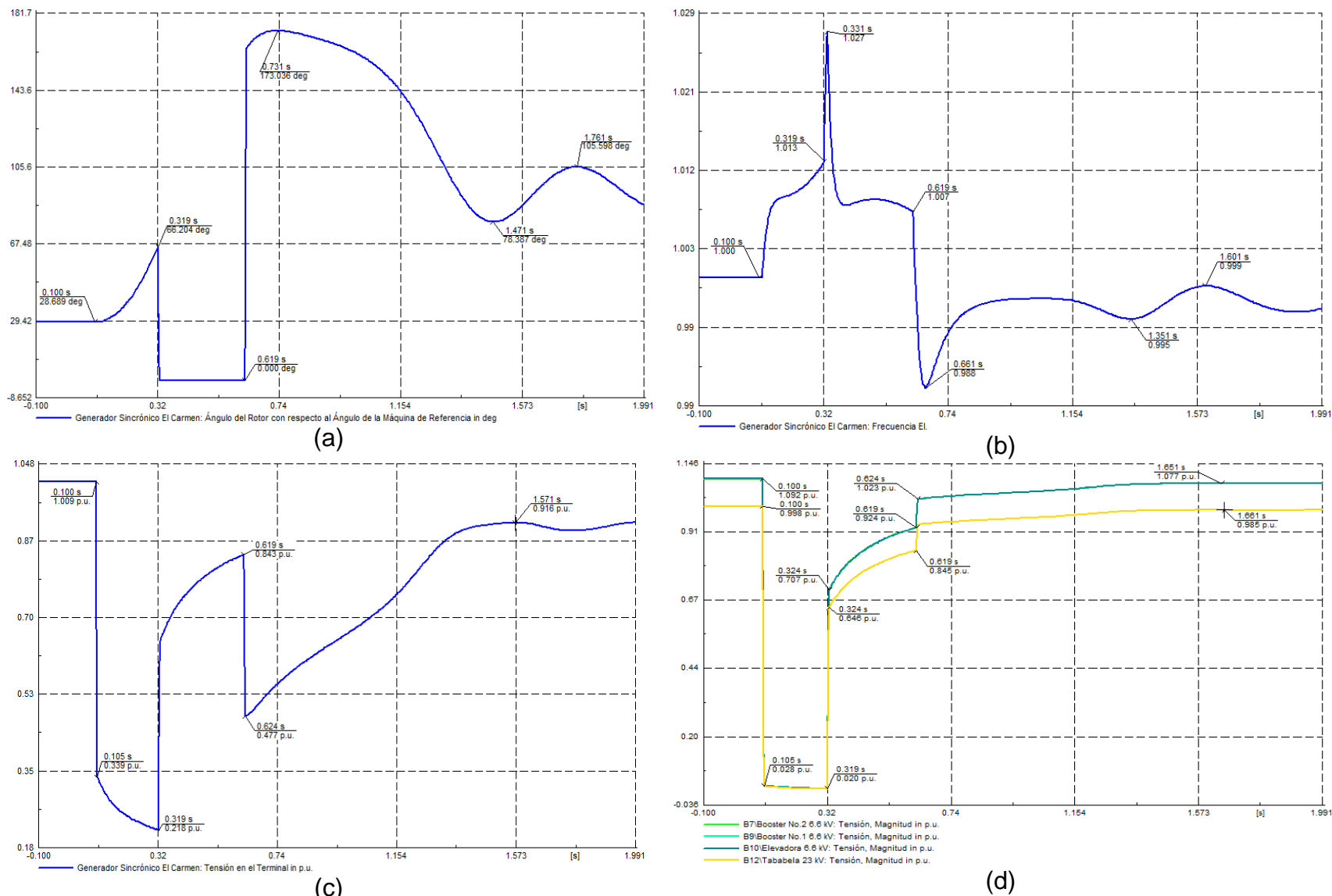
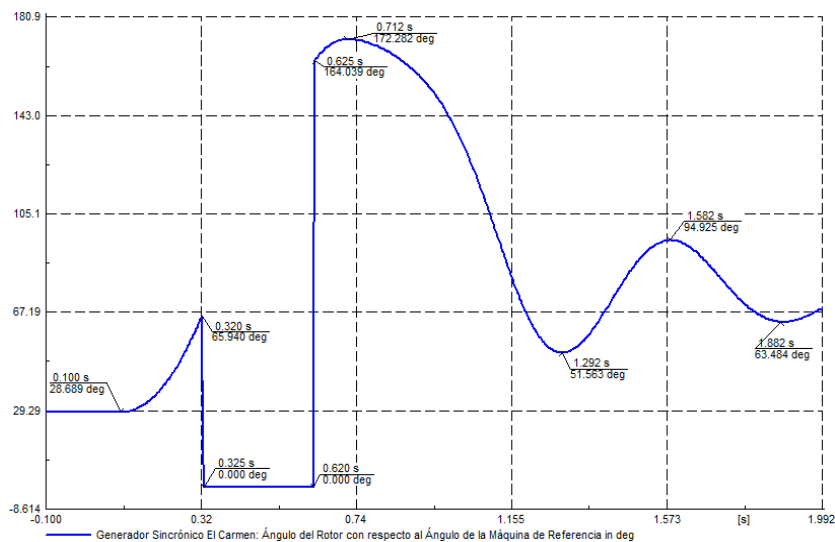
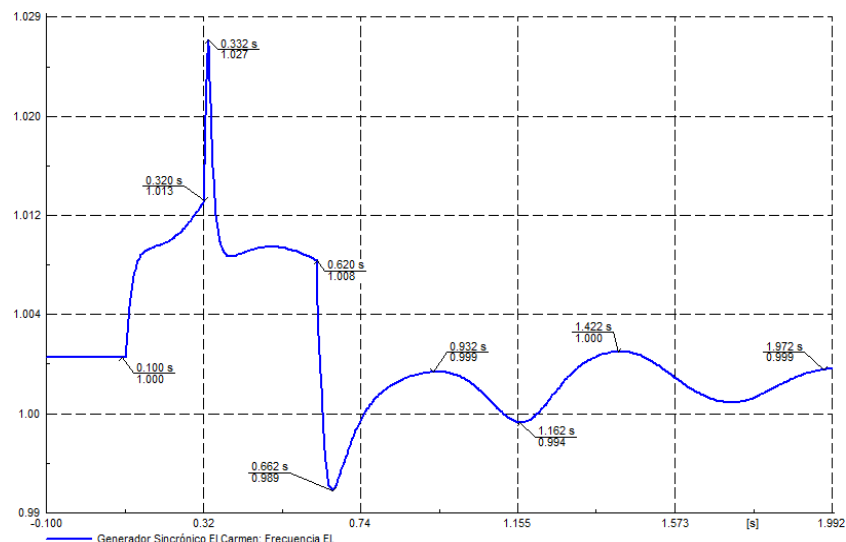


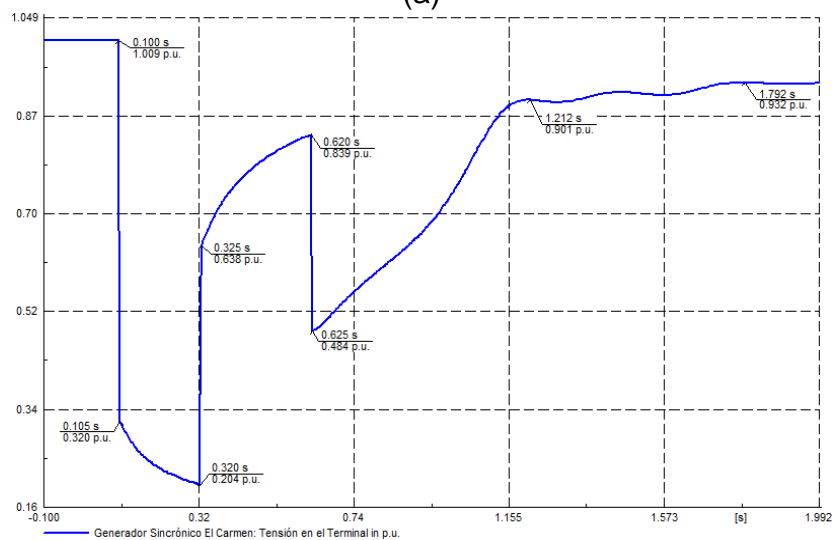
Fig. 3.47 Falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



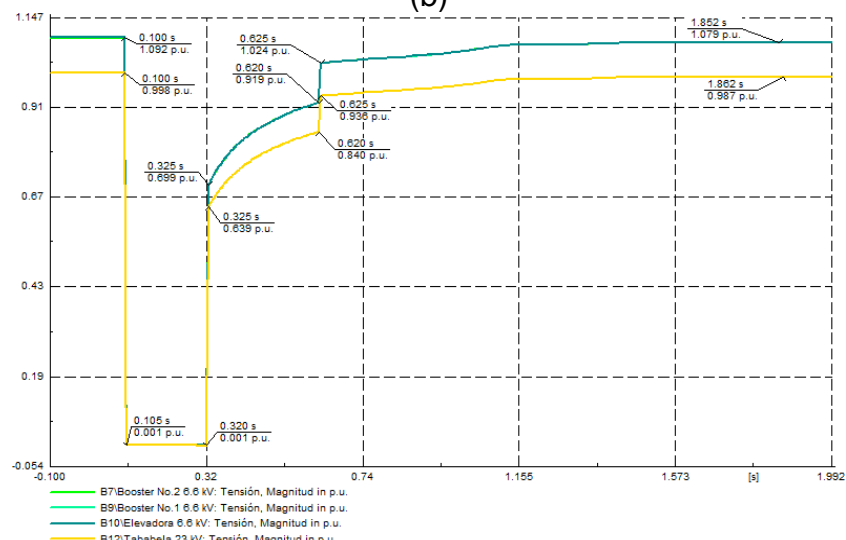
(a)



(b)

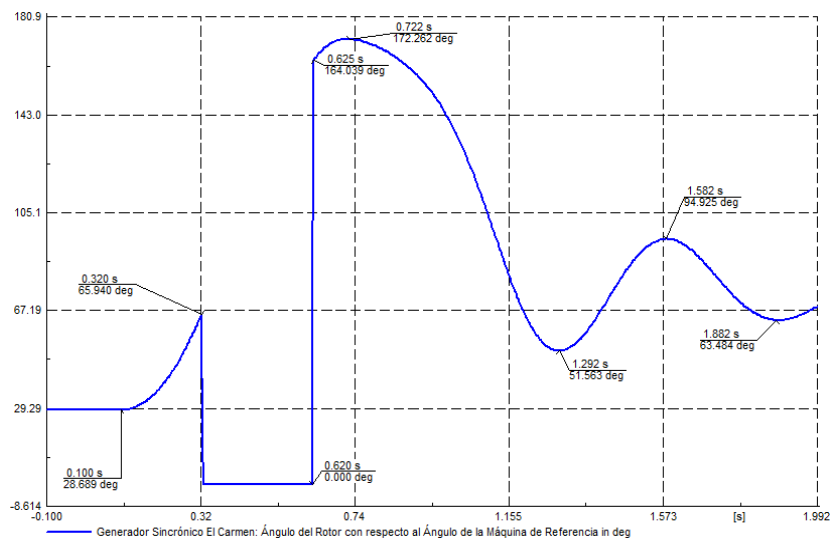


(c)

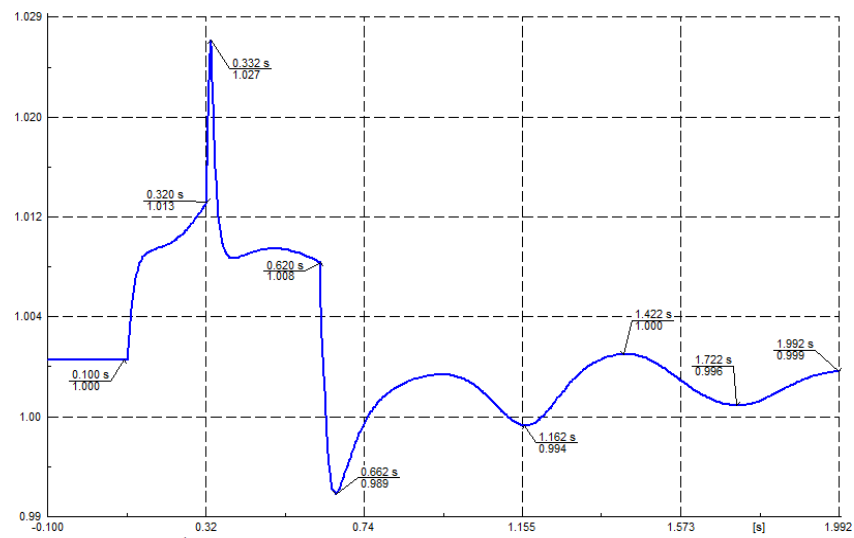


(d)

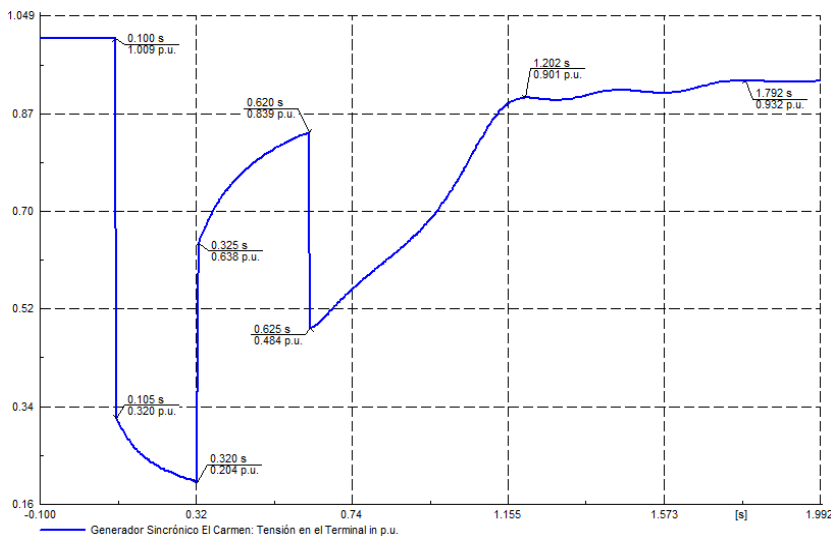
Fig. 3.48 Falla monofásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



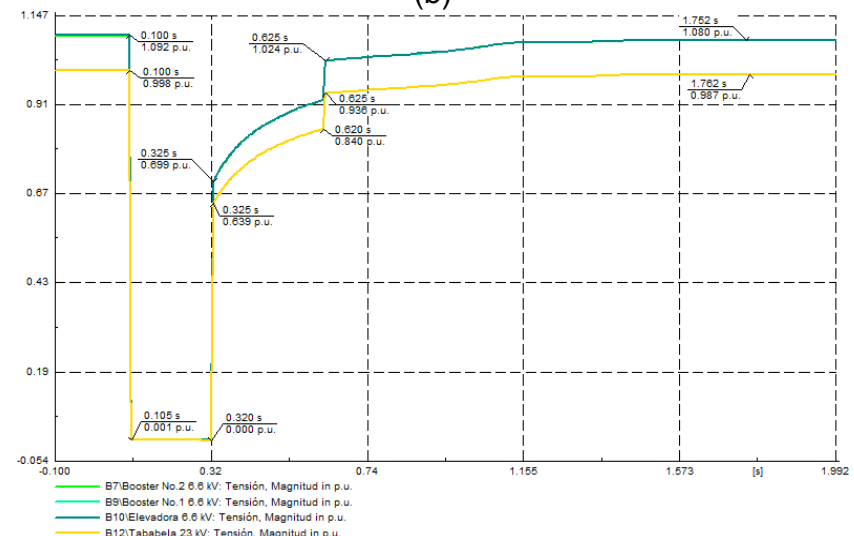
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 3.49 Falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

### 3.4.4 ESCENARIO 4

#### 3.4.4.1 Secuencias con disparo y reconexión, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

En la figura 3.50 se muestran los ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 3, para: fallas monofásicas y trifásicas cerca de las barras Santa Rosa y El Carmen. En la tabla 3.42 se muestra los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.50.

Tabla 3.42 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de la figura 3.85

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,226	0,526
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,226	0,526
Monofásica	El Carmen	0,1	0,222	0,522
Trifásica	El Carmen	0,1	0,222	0,522

#### 3.4.4.2 Secuencias con disparo y reconexión, con motores, controles de excitación y regulación de velocidad

En esta sección se presenta el comportamiento de: los ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia, la frecuencia de los generadores, los voltajes en los terminales de los generadores, y los voltajes en los terminales de las cargas; ante fallas trifásicas y monofásicas al 5% y 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1. En las figuras 3.51, 3.52, 3.53 y 3.54, se presenta dichos resultados, mientras que en la tabla 3.43 se presentan los tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las 4 figuras antes mencionadas.

Tabla 3.43 Tiempos para las secuencias con disparo y reconexión de las figuras 3.51, 3.52, 3.53 y 3.54

Tipo de falla	Cerca de la barra	$t_0$ [s]	$t_{cr}$ [s] (despeje)	$t_r$ [s] (reconexión)
Monofásica	Santa Rosa	0,1	0,181	0,481
Trifásica	Santa Rosa	0,1	0,181	0,481
Monofásica	El Carmen	0,1	0,173	0,473
Trifásica	El Carmen	0,1	0,173	0,473

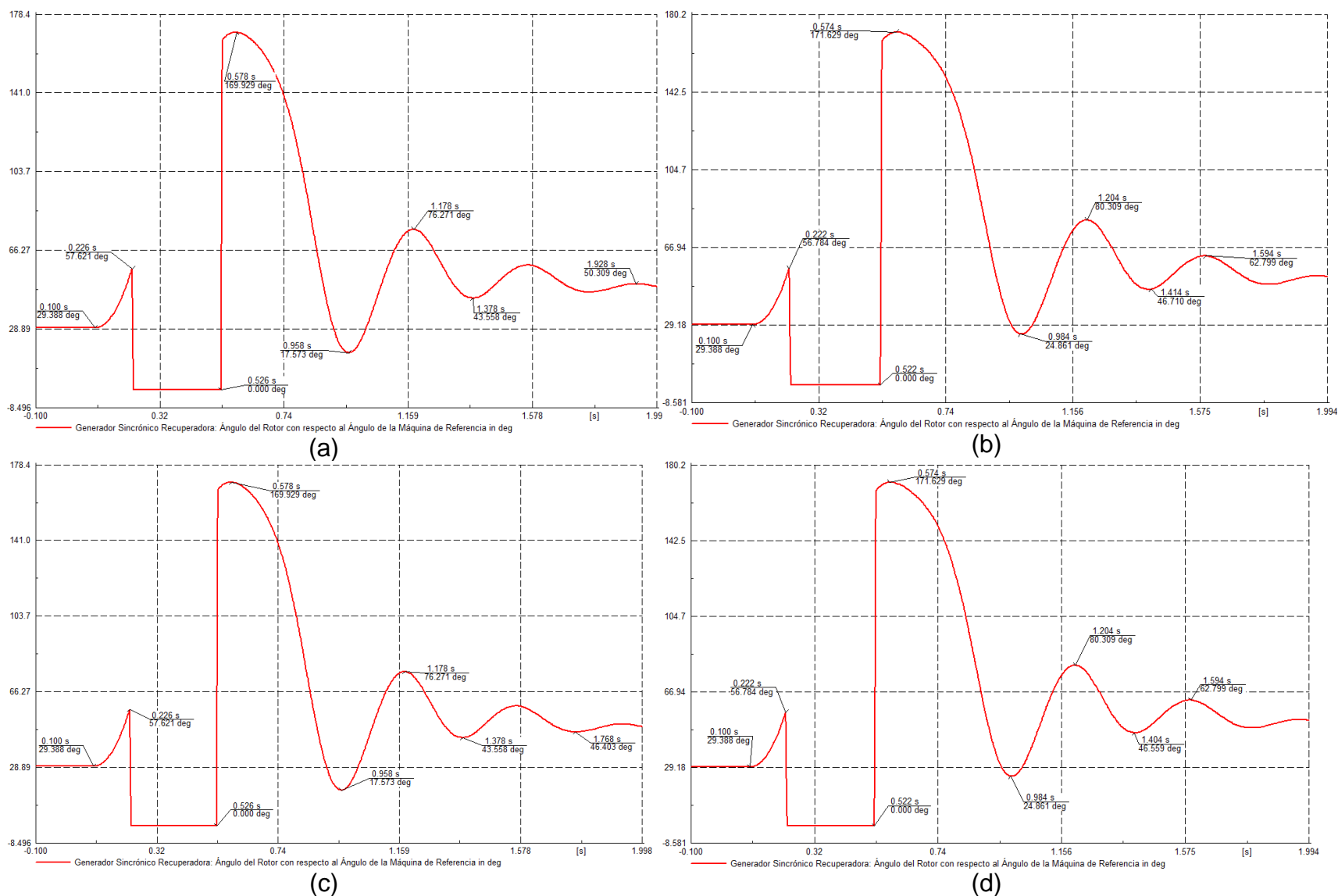


Fig. 3.50 Ángulos del rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia del escenario 4, para: (a) falla monofásica-barra Santa Rosa, (b) falla monofásica – barra El Carmen, (c) falla trifásica – barra Santa Rosa, (d) falla trifásica-barra El Carmen



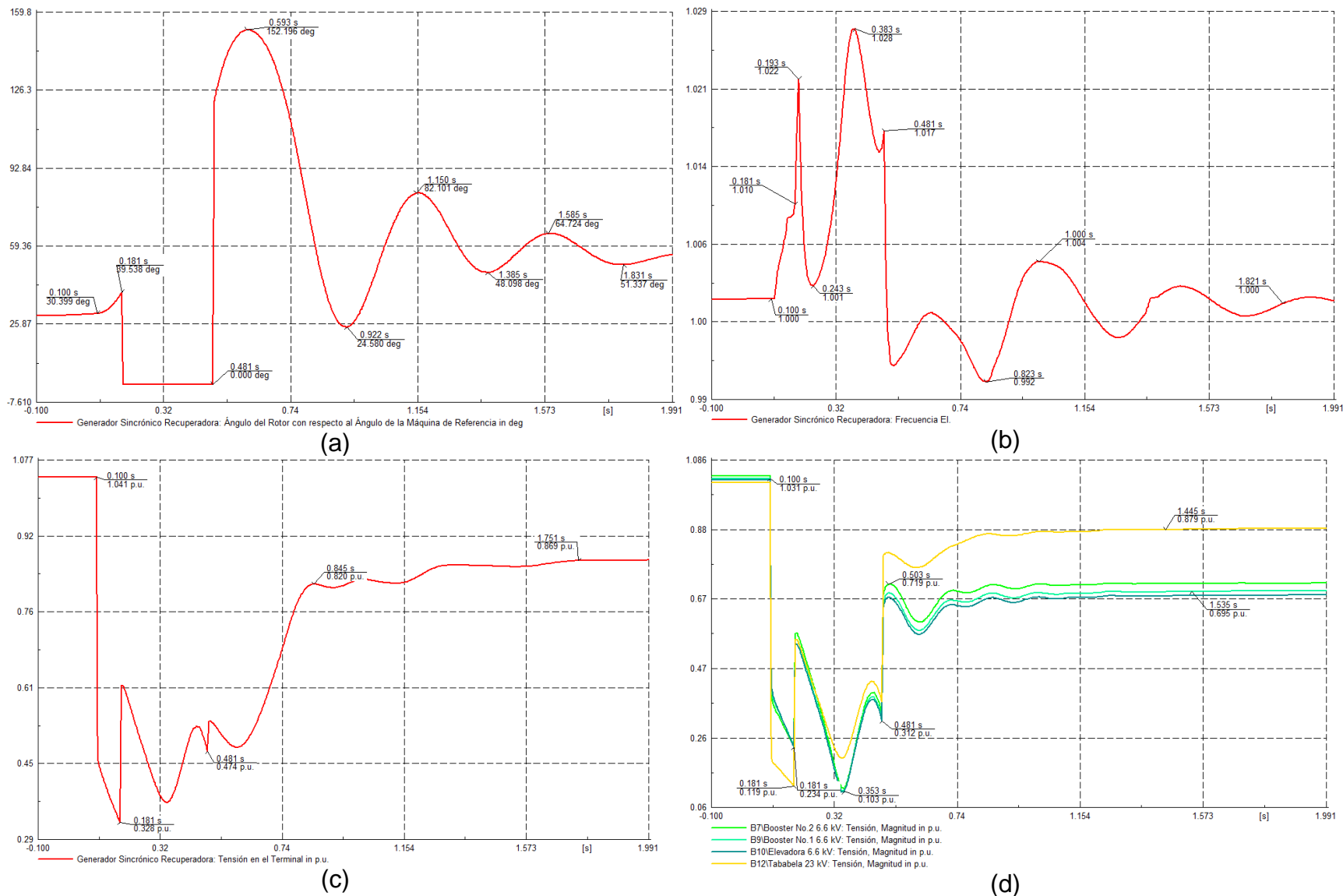


Fig. 3.51 Falla monofásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

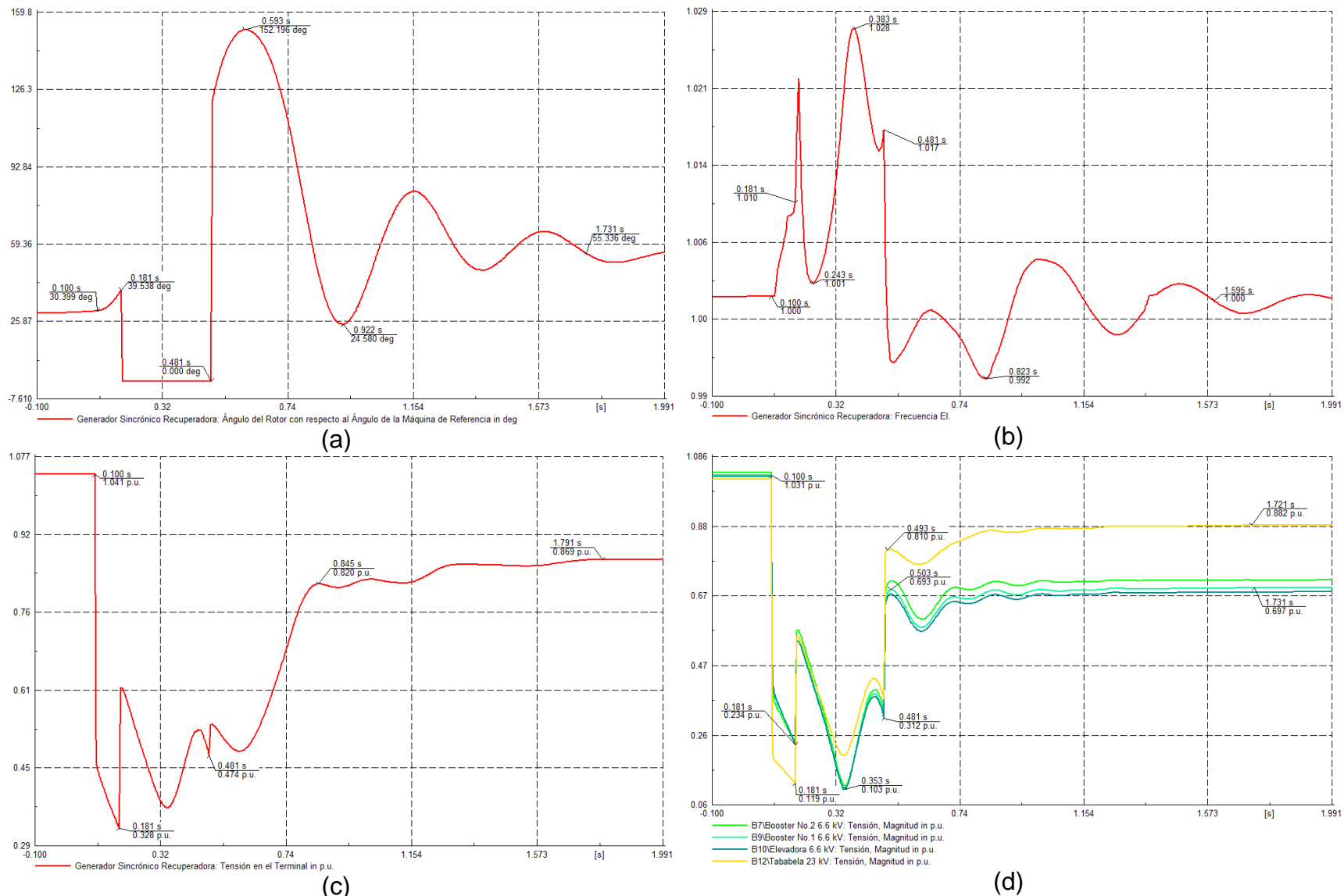


Fig. 3.52 Falla trifásica al 5% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

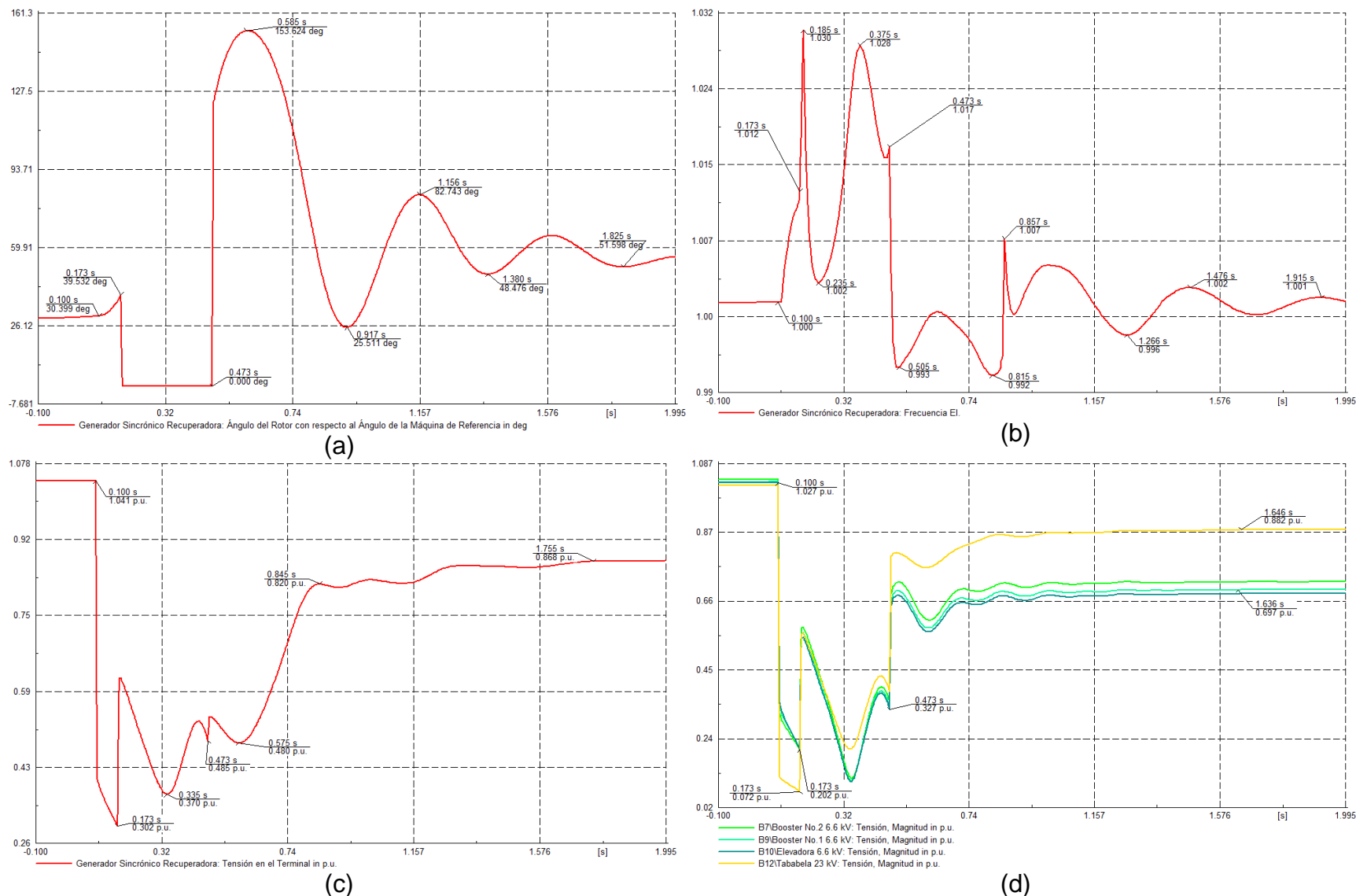


Fig. 3.53 Falla monofásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

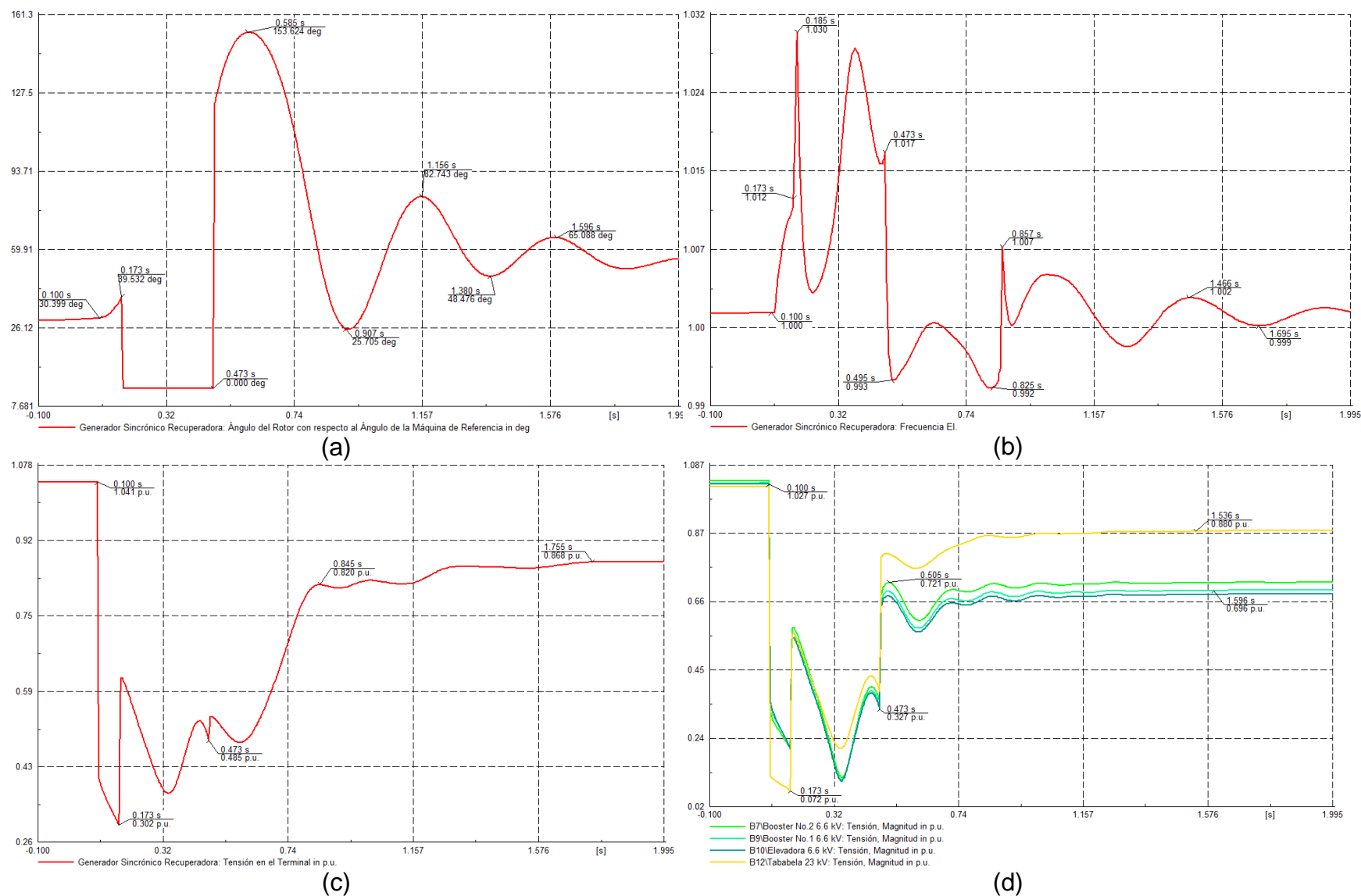


Fig. 3.54 Falla trifásica al 95% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

### 3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Dado que el SEP de la EPMAPS posee motores de inducción y los generadores poseen sistemas de regulación de velocidad y sistemas de excitación, y que se desea calcular manualmente los ángulos críticos de despeje utilizando el modelo clásico de un sistema multimáquina y el método de igualdad de áreas, fue necesario simular el SEP primero considerando a los motores como cargas y sin considerar ambos sistemas de control, y segundo considerando a los motores como tales y a ambos sistemas de control.

Para la reconexión automática de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, mediante la secuencia: disparo de la línea de transmisión - despeje de la falla (mediante la desenergización de la línea de transmisión) – recierre de la línea de transmisión, en la tabla 3.44 se muestra los tiempos críticos de despeje y de reconexión obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory y manualmente mediante el modelo clásico de un sistema multimáquina para el escenario 1 y el método de igualdad de áreas y el método paso a paso para los escenarios 2, 3 y 4, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

. Partiendo de la tabla 3.44 se realizan variantes, en la tabla 3.45 ahora se considera motores, en la tabla 3.46 se vuelve a considerar a los motores como cargas pero ahora se consideran los sistemas de regulación de velocidad, después en la tabla 3.47 se consideran únicamente los sistemas de excitación, y finalmente en la 3.48 se considera todo, es decir a los motores como tales y a ambos sistemas de control.

Tabla 3.44 Cuadro resumen de tiempos críticos de despeje y reconexión, obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory, considerando motores como cargas y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

Tiempos críticos de despeje con reconexión																					
Tipo de falla	Cerca de la barra	Escenario 1					Escenario 2					Escenario 3					Escenario 4				
		DigSILENT			Multimáquina		DigSILENT			Igualdad de áreas		DigSILENT			Igualdad de áreas		DigSILENT			Igualdad de áreas	
		$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_{cr}$	$t_r$
1 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,175	0,475	-	-	0,1	0,167	0,467	-	-	0,1	0,320	0,620	-	-	0,1	0,226	0,526	-	-
3 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,175	0,475	0,186	0,486	0,1	0,167	0,467	0,154	0,454	0,1	0,320	0,620	0,420	0,720	0,1	0,226	0,526	0,286	0,586
1 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,172	0,472	-	-	0,1	0,165	0,465	-	-	0,1	0,322	0,622	-	-	0,1	0,222	0,522	-	-
3 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,172	0,472	0,178	0,478	0,1	0,165	0,465	0,152	0,452	0,1	0,322	0,622	0,414	0,714	0,1	0,222	0,522	0,277	0,577

Tabla 3.45 Cuadro resumen de tiempos críticos de despeje y reconexión, obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory, considerando a los motores como tales y sin controles de excitación ni regulación de velocidad

Tiempos críticos de despeje con reconexión													
Tipo de falla	Cerca de la barra	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_r$	$t_r$
1 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468	0,1	0,167	0,467	0,1	0,32	0,62	0,1	0,189	0,489
3 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468	0,1	0,167	0,467	0,1	0,32	0,62	0,1	0,189	0,489
1 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,16	0,46	0,1	0,165	0,465	0,1	0,322	0,622	0,1	0,180	0,480
3 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,16	0,46	0,1	0,165	0,465	0,1	0,322	0,622	0,1	0,180	0,480

Tabla 3.46 Cuadro resumen de tiempos críticos de despeje y reconexión, obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory, considerando motores como cargas, con controles de excitación, pero sin regulación de velocidad

Tiempos críticos de despeje con reconexión													
Tipo de falla	Cerca de la barra	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_r$	$t_r$
1 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,1759	0,4759	0,1	0,302	0,602	0,1	0,554	0,854	0,1	0,339	0,639
3 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,1759	0,4759	0,1	0,302	0,602	0,1	0,554	0,854	0,1	0,339	0,639
1 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,17	0,47	0,1	0,295	0,595	0,1	0,547	0,847	0,1	0,331	0,631
3 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,17	0,47	0,1	0,295	0,595	0,1	0,547	0,847	0,1	0,331	0,631

Tabla 3.47 Cuadro resumen de tiempos críticos de despeje y reconexión, obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory, considerando motores como cargas, sin controles de excitación, pero con regulación de velocidad

Tiempos críticos de despeje con reconexión													
Tipo de falla	Cerca de la barra	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_r$	$t_r$
1 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,176	0,476	0,1	0,329	0,629	0,1	0,556	0,856	0,1	0,372	0,672
3 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,176	0,476	0,1	0,329	0,629	0,1	0,556	0,856	0,1	0,372	0,672
1 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,171	0,471	0,1	0,321	0,621	0,1	0,549	0,849	0,1	0,362	0,662
3 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,171	0,471	0,1	0,321	0,621	0,1	0,549	0,849	0,1	0,362	0,662

Tabla 3.48 Cuadro resumen de tiempos críticos de despeje y reconexión, obtenidos mediante el software DigSILENT Power Factory, considerando a los motores como tales y con controles de excitación y regulación de velocidad

Tiempos críticos de despeje con reconexión													
Tipo de falla	Cerca de la barra	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3			Escenario 4		
		$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_{cr}$	$t_r$	$t_0$	$t_r$	$t_r$
1 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468	0,1	0,153	0,453	0,1	0,319	0,619	0,1	0,181	0,481
3 $\emptyset$	Santa Rosa	0,1	0,168	0,468	0,1	0,153	0,453	0,1	0,319	0,619	0,1	0,181	0,481
1 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,159	0,459	0,1	0,151	0,451	0,1	0,32	0,62	0,1	0,173	0,473
3 $\emptyset$	El Carmen	0,1	0,159	0,459	0,1	0,151	0,451	0,1	0,32	0,62	0,1	0,173	0,473



Analizando las tablas de la 3.44 a la 3.48, se nota que los motores afectan el tiempo crítico de despeje, en el escenario 1  $t_{cr}$  de despeje disminuye en poco más de una centésima de segundo, mientras que en el escenario 4 el  $t_{cr}$  de despeje disminuye en casi 4 centésimas de segundo, esto se debe a que los motores contribuyen a la falla en los primeros ciclos de haberse producido la misma. Además se nota que los sistemas de regulación de velocidad mejoran los  $t_{cr}$  de despeje haciéndolo aumentar en su mayoría en casi 2 décimas. Finalmente relacionando las tablas 3.44 y 3.47 se nota que los sistemas de excitación mejoran los  $t_{cr}$  de despeje.

Analizando la tabla 3.48 (resultados finales), los escenarios uno, dos y cuatro son los de mayor riesgo, pese a ello los tiempos críticos de despeje de los escenarios 1 y 4 permiten realizar la apertura, en la tabla 3.20 se presenta que en la subestación El Carmen el tiempo de operación de apertura (operación del relé de distancia + operación del disyuntor + envío del disparo transferido) es de 4,06 [ciclos] o 67,67 [ms], mientras que para el escenario 2 no es posible realizar el re cierre, hay notar que el tiempo de operación de apertura para la subestación Santa Rosa es típico, por lo que el mismo puede variar y que se está considerando el valor nominal del tiempo muerto de los disyuntores (300ms), el mismo puede disminuir según los ajustes del relé de reconexión (relé no existente dentro del SEP de la EPMAPS), en el momento en el que se disponga de dicho relé se debería realizar un nuevo análisis de estabilidad transitoria con el nuevo tiempo muerto.

En cuanto al tipo de disparo del disyuntor se observó que únicamente se presentó un tipo de resultado ante cada falla, esto porque en las simulaciones de fallas monofásicas con reconexión se obtuvo el mismo resultado ante disparos tripolares y monopolares.

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- Los escenarios de operación permiten realizar un análisis global del SEP. El primer escenario evalúa las capacidades nominales de los equipos del SEP. Los escenarios 2 y 3 reflejan el periodo de lluvia de la cuenca hidrográfica oriental la cual provee de recursos hídricos a la etapa Optimización Papallacta del Sistema Papallacta Integrado y al Sistema La Mica Quito Sur, debido a la época lluviosa no operan las tres estaciones de bombeo, además estos escenarios consideran la planificación del personal de mantenimiento del sistema al analizar la operación del sistema con una sola central de generación a la vez. El escenario de operación 4 corresponde al periodo de estiaje, en este periodo los recursos hídricos y por ende los embalses de los sistemas son bajos por lo cual entra en operación la etapa Papallacta I con la operación de las tres estaciones de bombeo.
- Del estudio de estabilidad transitoria, en las condiciones actuales de operación, para los escenarios 1 y 3, por fallas sostenidas que ocurran en la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, todo el SEP de la EPMAPS se vuelve inestable; mientras que, por fallas que ocurran desde la subestación El Carmen hasta la estación de bombeo Booster No.1, se produce la salida de operación de esta parte del SEP, manteniéndose estable el resto del SEP de la EPMAPS.
- Del estudio de estabilidad transitoria, en las condiciones actuales de operación, para el escenario 2, por fallas sostenidas que ocurran en la línea de transmisión Santa Rosa–El Carmen el SEP de la EPMAPS puede mantenerse estable, en tanto que una falla en otro punto del SEP de la EPMAPS provoca inestabilidad y salida de todo el SEP de la EPMAPS.

- Del estudio de estabilidad transitoria, en las condiciones actuales de operación, para el escenario 4, por fallas sostenidas que ocurran en cualquier punto el SEP de la EPMAPS completo pierde su estabilidad.
- Con la actual topología del SEP de la EPMAPS y ubicación de disyuntores únicamente se puede aplicar reconexión automática en la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen. Por tal motivo se calcula los ángulos críticos de despeje y reconexión para fallas que ocurran únicamente en esta línea.
- Si se considera que existe un esquema de tele protección en la línea de transmisión Santa Rosa - El Carmen, y un tiempo muerto luego de la operación del disyuntor de 300 ms, los ángulos y tiempos críticos de despeje y reconexión permiten realizar la apertura y re cierre ante fallas instantáneas sobre la línea. En los escenarios de operación uno, tres y cuatro no se pierde el sincronismo, pero los ángulos y tiempos de los escenarios uno y cuatro son de mayor riesgo. En el escenario de operación dos se pierde el sincronismo, quedando la opción del cambio de disyuntores dedicados a re cierres rápidos (reconectores) con lo que se podrá reducir el tiempo muerto.
- En el cálculo de áreas de aceleración y desaceleración para los escenarios 2, 3 y 4, en su mayoría no se cumple con la igualdad exacta, debido a que los ángulos de despeje y reconexión se los calcula utilizando el método paso a paso, ya que para el cual se consideró variaciones de paso de 0,001 s.
- Al considerar la presencia de resistencias de cada uno de los elementos del SEP en el cálculo de los ángulos críticos mediante el método de igualdad de áreas (relativo al cálculo sin considerar resistencias), la estabilidad del sistema se mejora, ya que aumenta considerablemente la altura de la curva potencia-ángulo, lo que permite contar con un área de frenado mayor.

- En vista de que los disyuntores existentes en las subestaciones El Carmen y Recuperadora tienen mecanismos de operación tripolar a pesar de ser polos individuales. Por lo tanto para utilizarlos en disparos y recierres monopolaes se debe cambiar el tipo de mecanismo a uno monopolar.
- La carga rotativa modelada como motores de inducción en las estaciones de bombeo disminuye los tiempos críticos de despeje de una a dos centésimas de segundo en promedio, debido a su contribución en el cortocircuito durante los primeros ciclos, dado que el rotor no cuenta con un bobinado de campo que mantenga el flujo inducido en el entrehierro.
- La inclusión de los sistemas de excitación y regulación de velocidad, dentro de la simulación, mejora los tiempos críticos de despeje de falla y re cierre de la línea de transmisión en casi dos décimas de segundo.
- La utilización del modelo multimáquina, el método de Runge Kutta de cuarto orden, el método paso a paso y el criterio de igualdad de áreas permite analizar la estabilidad transitoria de un SEP. Y ayudan a visualizar el comportamiento de las maquinas sincrónicas frente a una perturbación.
- Se puede utilizar el relé numérico ABB(21-1) en el esquema de protección de la línea de transmisión Santa Rosa – El Carmen, ya que el posee como características: lógica de arranque de desigual cierre de polos, iniciación de re cierre programable y salidas de bloqueo de re cierres, disparo transferido permisivo de sobre alcance (POTT)/ lógica simplificada de desbloqueo y reconexión con o sin comprobación de sincronismo/voltaje.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Implementar un esquema de teledisparo entre los relés de distancia ubicados en los terminales de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen, para permitir el disparo y re cierre coordinado de esta línea.
- Colocar de preferencia re conectadores monopolares o tripolares dedicados para re cierres rápidos en lugar de los disyuntores existentes en los terminales de la línea de transmisión Santa Rosa - El Carmen, con ello se podrá disminuir el actual tiempo muerto de 300 ms que necesita el disyuntor entre cada ciclo de operación (sea este apertura o cierre).
- En la barra de 138 kV de la subestación Recuperadora, aumentar bahías para la línea de transmisión que llega de la subestación de la Central El Carmen, las líneas en paralelo que llegan de la subestación Tababela y la línea de transmisión hacia la estación Booster No. 2. Esto permitirá realizar re cierres ante fallas producidas en la línea de transmisión El Carmen-Recuperadora.
- Se recomienda mantener la configuración de las barras de las estaciones Booster No. 2 y Booster No.1, pese a que esto impide la realización de recierres, es necesaria ya que para que opere al menos una línea de bombeo, al menos un motor de inducción por estación de bombeo debe estar operando.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Manuales de fabricante de los equipamientos electromecánicos de los sistemas Papallacta Integrado y La Mica Quito Sur.
- [2] Estudio de impacto ambiental definitivo para la construcción y operación de la línea de transmisión a 138 kV Recuperadora EPMAPS y subestación eléctrica Tababela.
- [3] Empresa Publica Metropolitana y Agua Potable y Saneamiento de Quito, Departamento de Sistemas Especiales y Conducciones, “Informes mensuales enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio 2010”.
- [4] J. Peña, “Análisis Técnico Comercial de las Centrales Hidroeléctricas Recuperadora y El Carmen de la Empresa Publica Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento Bajo el Marco Regulatorio Derivado del Mandato Constituyente No. 15”, EPN, Proyecto de Titulación, Quito, Noviembre 2010.
- [5] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [6] P. ANDERSON, A. FOUAD, “Power System Control and Stability”, IEEE Press, New York, 2003.
- [7] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems. vol. 19, No. 2, MAY 2004, pp. 1387-1401
- [8] GRAINGER, Jhon - STEVENSON, William, “Análisis de Sistemas de Potencia”, Editorial McGraw – Hill Inc., Impreso en México, 1996.
- [9] KIMBARK, E.W., “Power System Stability”, Vol I: Elements of Stability Calculations, John Wiley & Sons, 1956.
- [10] S. CHAPRA, R. CANALE, “Métodos Numéricos Para Ingenieros”, Editorial McGraw-Hill, 2011.
- [11] IEEE Std. 421.5-2005 “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”

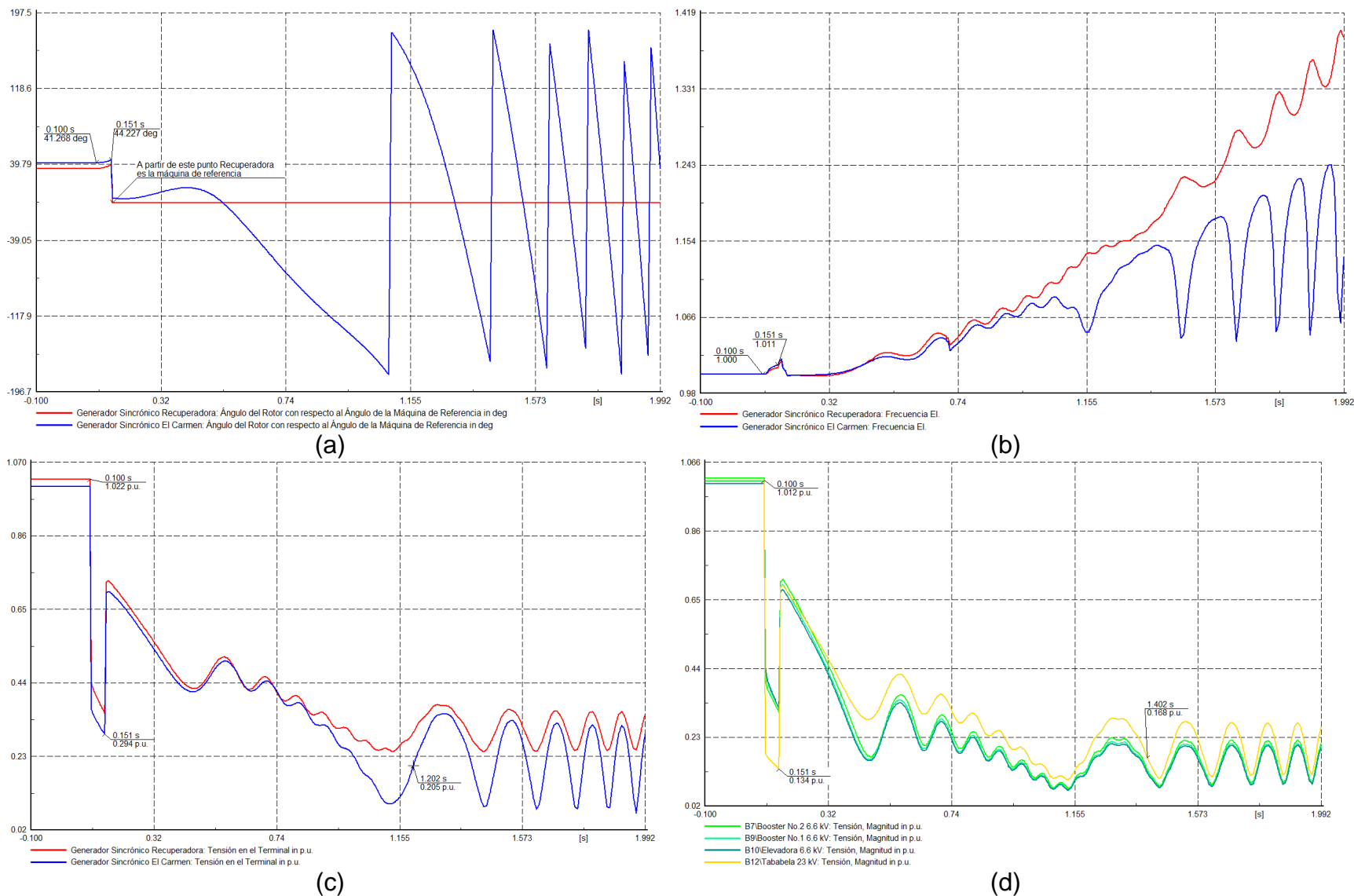
- [12] IEEE Committee Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbine in Power Systems Studies", IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp. 1904-1915, November/December 1973.
  
- [13] "Elaboración de un documento guía para la modelación de sistemas de regulación de velocidad en estudios de estabilidad de sistemas de potencia". A. Nozica; D. G. Colomé, Instituto de Energía Electrica – Universidad de San Juan (UNSJ), Argentina.
  
- [14] Westinghouse Electric Corporation (1994), "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", 4 ed., East Pittsburgh Pennsylvania.
  
- [15] JARAMILLO A., FRANCO E., GUASCH L., "Estimación de parámetros invariantes para un motor de inducción", Dyna, año 78, Nro.169, pp.88-94. Medellín, octubre, 2011.
  
- [16] AGUIRRE, Christian; "Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.1 de DIgSILENT", EPN, Proyecto de Titulación, Quito, Julio 2008.
  
- [17] ROMERO, Camilo; "Estudio de Cortocircuitos y Calibración de Protecciones Eléctricas en el Sistema de Transmisión de la Empresa Publica Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento", EPN, Proyecto de Titulación, Quito, febrero 2012.

## **6. ANEXOS**

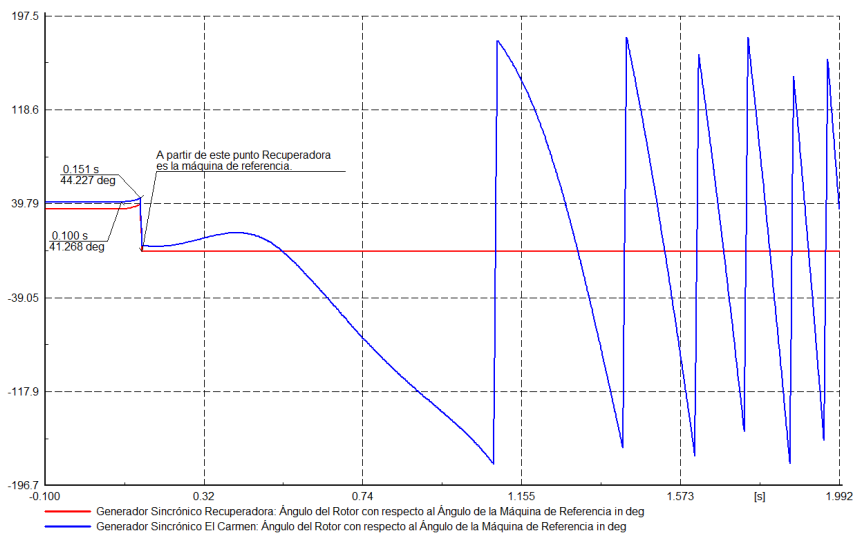


## **6.1 ANEXO NO 1.**

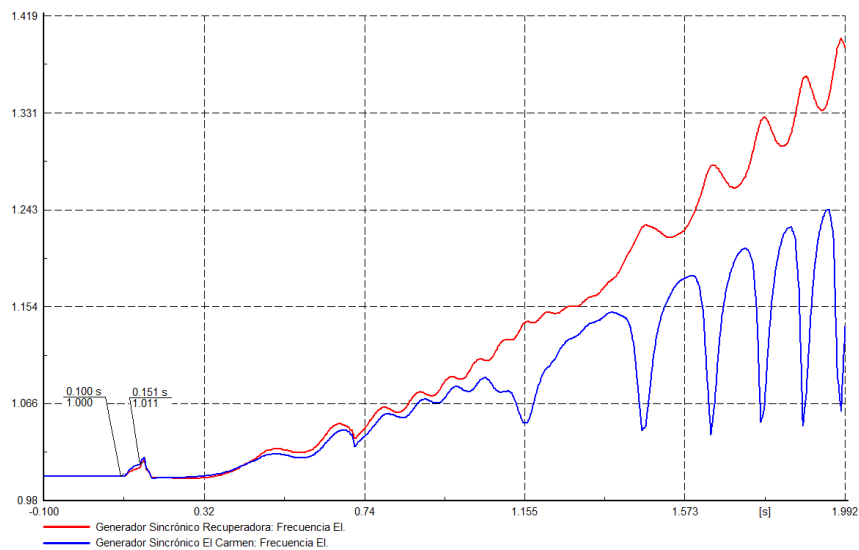
**Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 1**



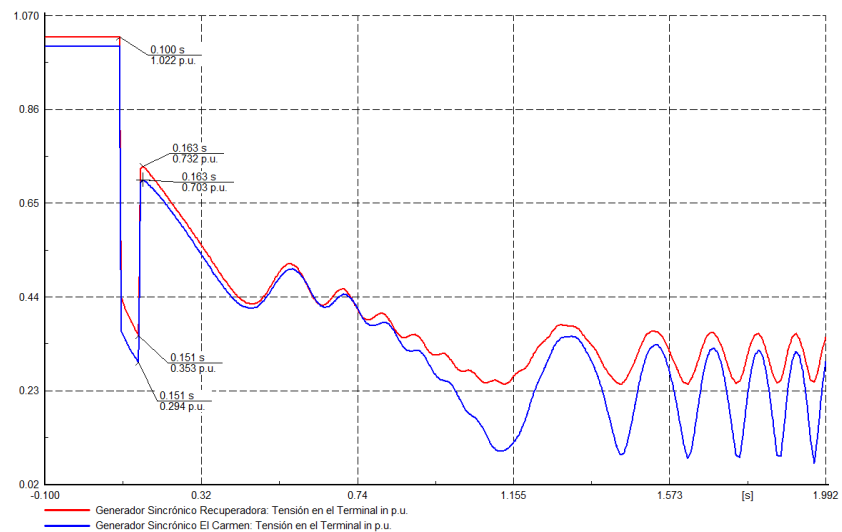
**Fig. A1. 1** Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



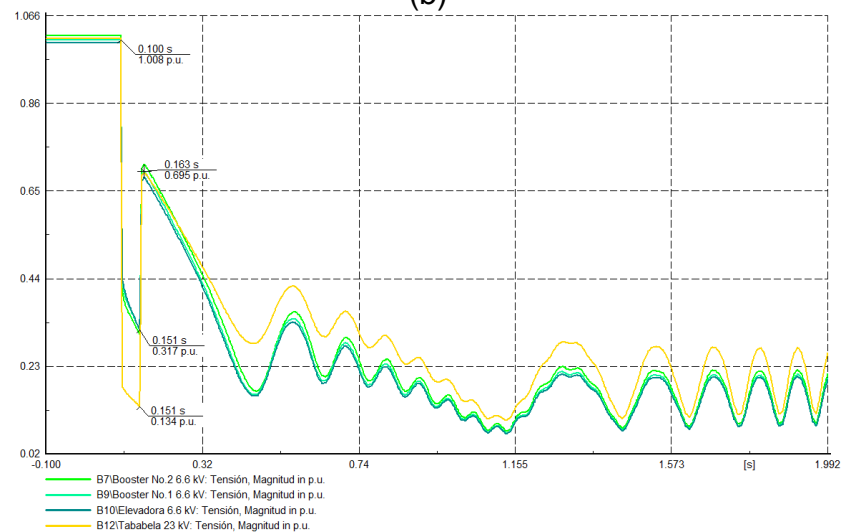
(a)



(b)



(c)

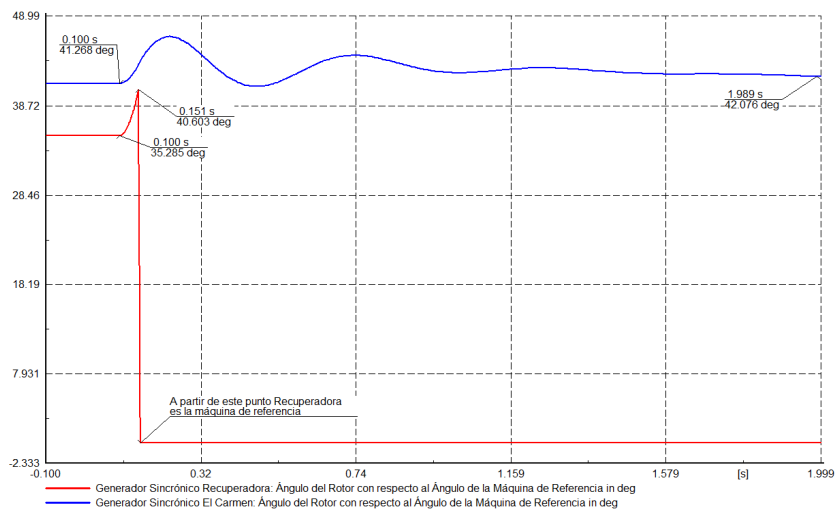


(d)

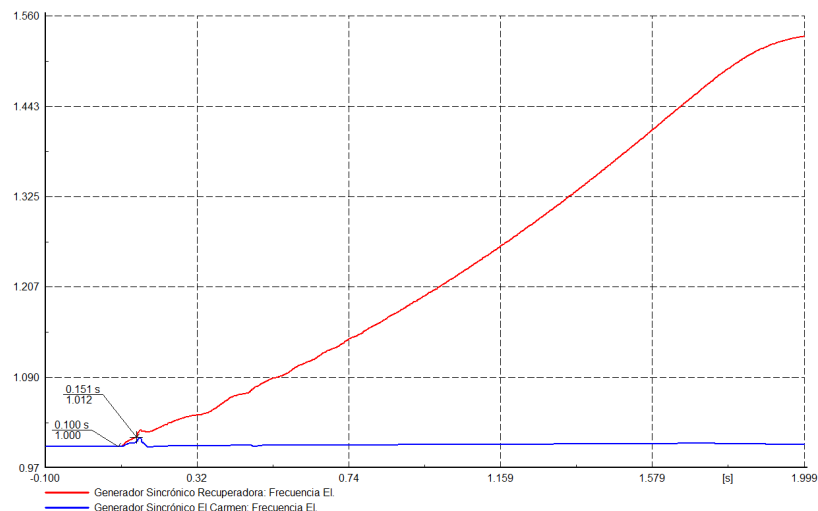
Fig. A1. 2 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

**Tabla A1. 1** Transferencias de potencia activa y reactiva frente a una falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen en el escenario 1

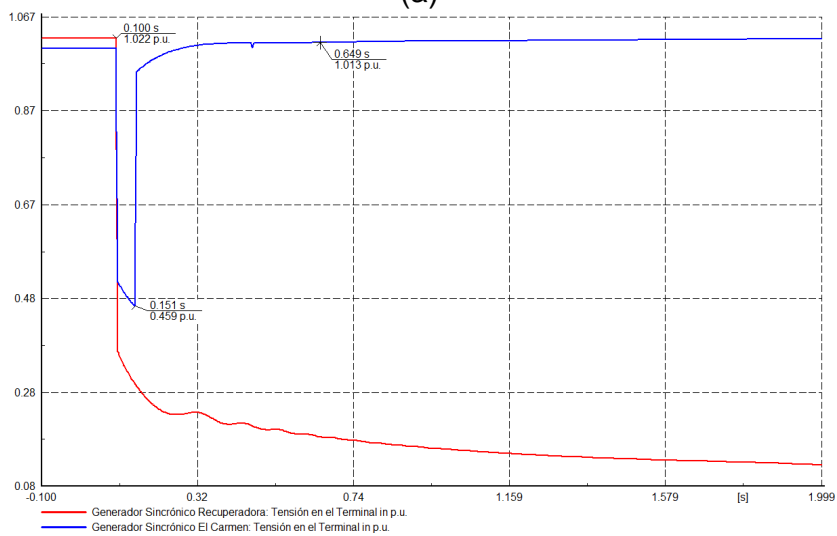
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	13,29	9,56	0	0	0	0
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-	-11,16	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	-8,21	-1,05	-1,94	-0,87	-1,94	-0,87
		Torre 83	138	21,44	12,21	1,94	0,87	1,94	0,87
El Carmen	6,6	El Carmen	138	8,21	1,67	1,94	1,47	1,94	1,47
Torre 83	138	El Carmen	138	-	-13,56	-1,92	-0,94	-1,92	-0,94
		Tababela	138	10	2,52	0,68	0,17	0,68	0,17
		Recuperador a	138	11,28	11,04	1,24	0,77	1,24	0,77
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	-0,68	-0,28	-0,68	-0,28
		Tababela	23	10	4,16	0,68	0,28	0,68	0,28
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	-0,68	-0,25	-0,68	-0,25
Recuperador a	138	Torre 83	138	-	-11,09	-1,24	-0,77	-1,24	-0,77
		Recuperador a	6,9	-	-3,15	0,11	-4,81	0,11	-4,81
		Booster No. 2	138	25,60	14,24	1,13	5,59	1,13	5,59
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	14,32	4,18	-0,11	6,45	-0,11	6,45
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	-	-14,85	-1,05	-5,39	-1,05	-5,39
		Booster No. 2	6,6	11,73	6,57	0,50	2,50	0,50	2,50
		Booster No. 1	138	13,73	8,28	0,56	2,89	0,56	2,89
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-	-5,68	-0,50	-2,00	-0,50	-2,00
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-	-8,48	-0,55	-2,89	-0,55	-2,89
		Booster No. 1	6,6	13,73	8,48	0,55	2,89	0,55	2,89
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	-	-7,22	-0,55	-2,22	-0,55	-2,22
		Elevadora	6,6	2	1,53	0,11	0,39	0,11	0,39
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,99	-1,54	-0,10	-0,38	-0,10	-0,38



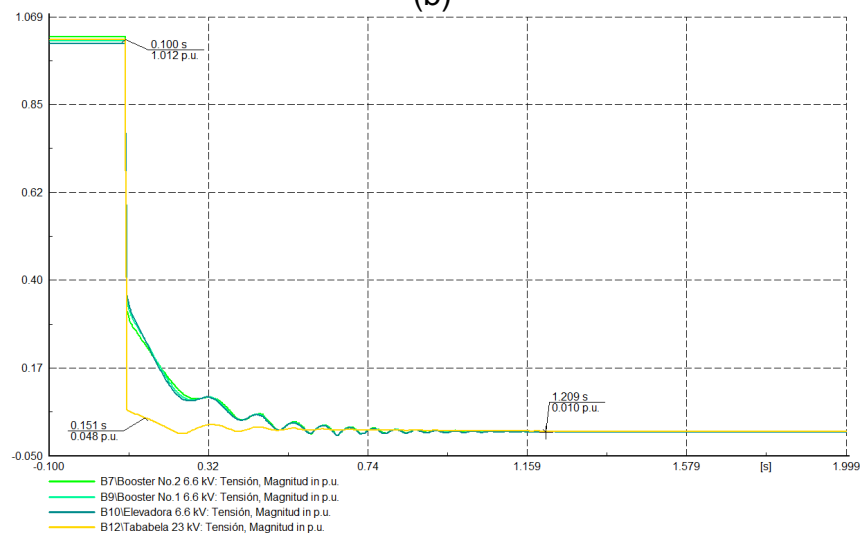
(a)



(b)

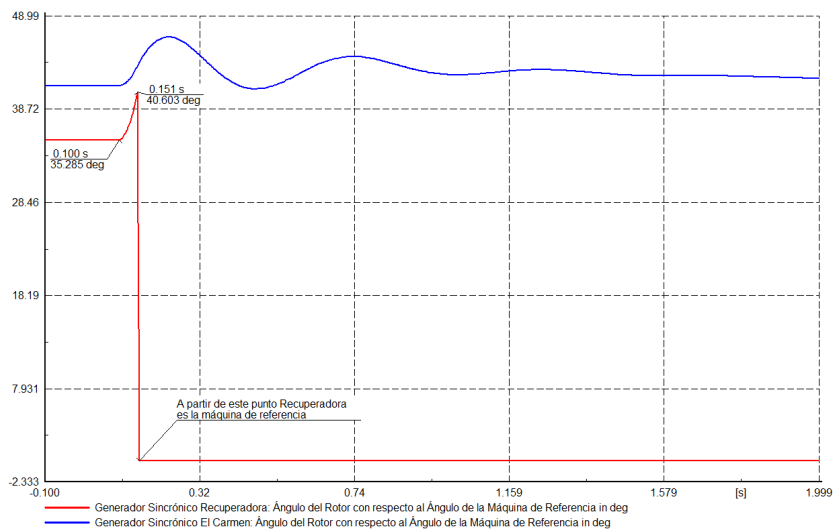


(c)

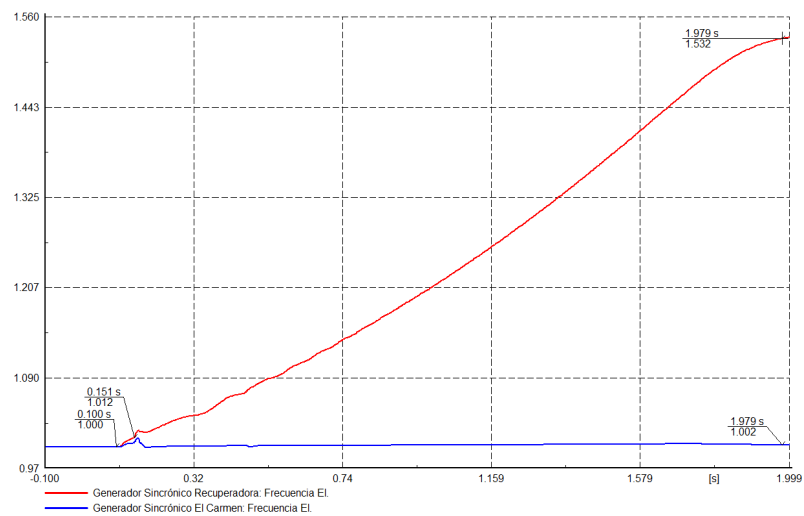


(d)

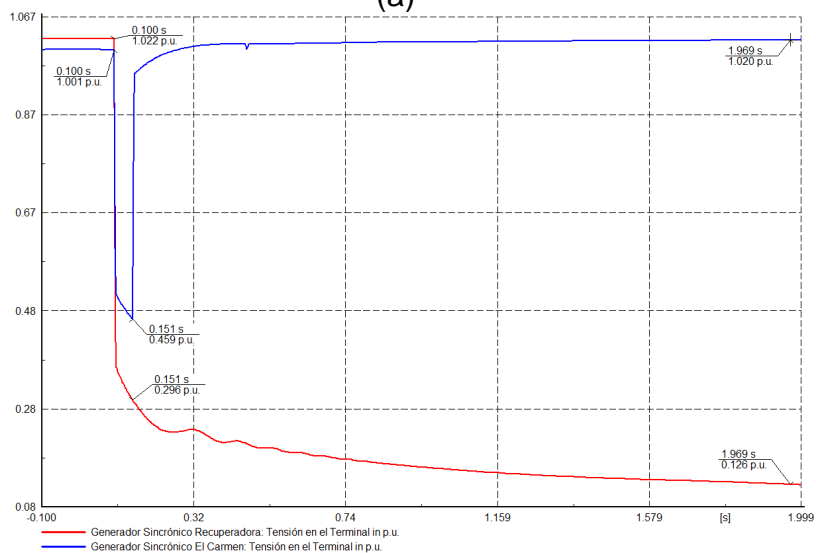
Fig. A1. 3 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



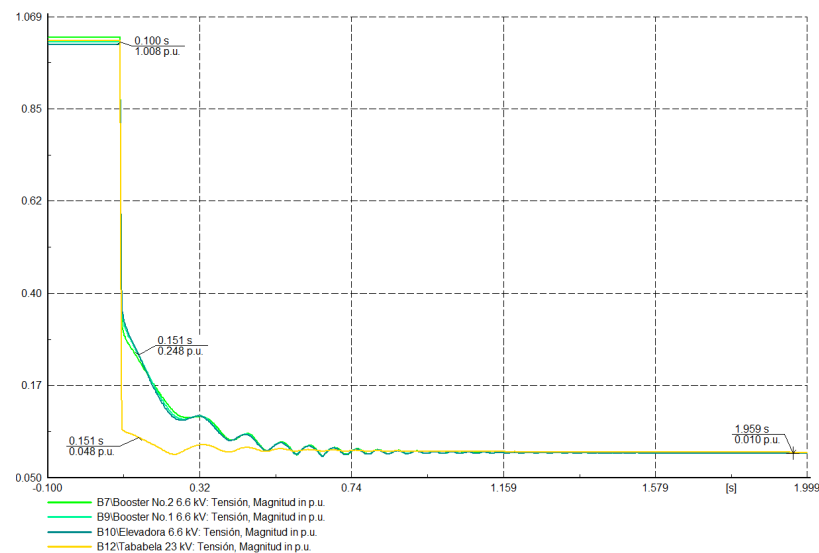
(a)



(b)



(c)

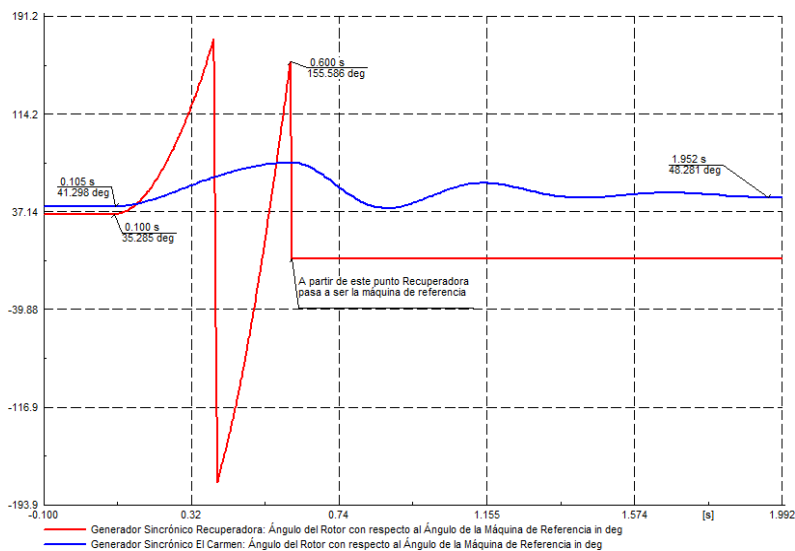


(d)

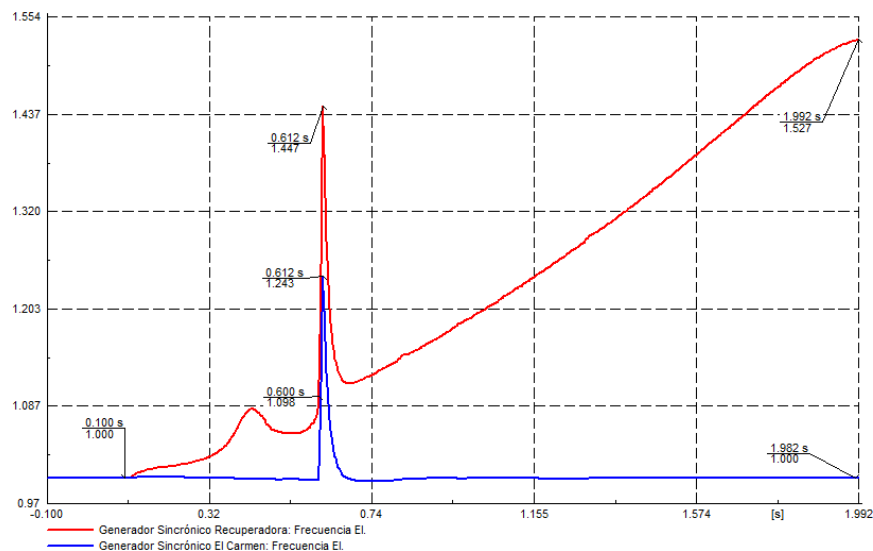
Fig. A1. 4 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A1. 2 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a una falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen en el escenario 1

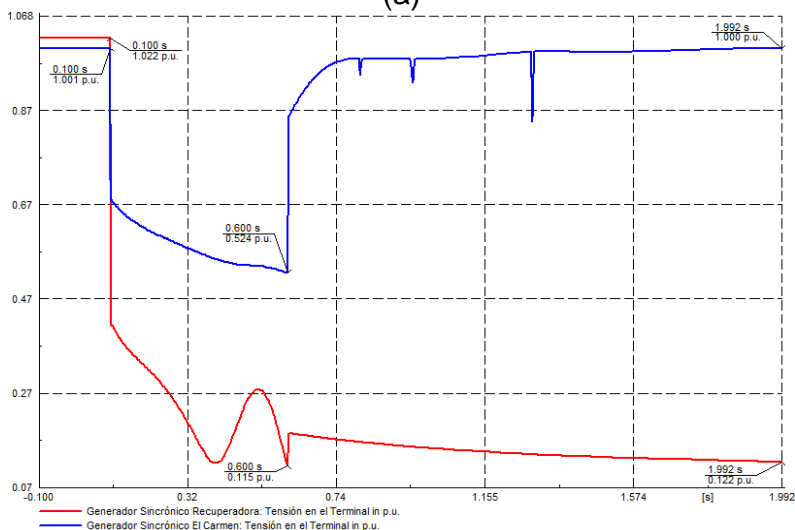
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	13,29	9,56	-8,10	-2,72	-8,10	-2,72
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-	-11,16	8,11	0,90	8,11	0,90
		El Carmen	6,6	-8,21	-1,05	-8,11	-0,90	-8,11	-0,90
		Torre 83	138	21,44	12,21	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	8,21	1,67	8,11	1,47	8,11	1,47
Torre 83	138	El Carmen	138	-	-13,56	0,07	0,24	0,07	0,24
		Tababela	138	10	2,52	0	0	0	0
		Recuperador a	138	11,28	11,04	-0,07	-0,24	-0,07	-0,24
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperador a	138	Torre 83	138	-	-11,09	0,07	0,25	0,07	0,25
		Recuperador a	6,9	-	-3,15	-0,07	-0,26	-0,07	-0,26
		Booster No. 2	138	25,60	14,24	0	0,01	0	0,01
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	14,32	4,18	0,07	2,98	0,07	2,98
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	-	-14,85	0	-0,01	0	-0,01
		Booster No. 2	6,6	11,73	6,57	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	13,73	8,28	0	0,01	0	0,01
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-	-5,68	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-	-8,48	0	-0,01	0	-0,01
		Booster No. 1	6,6	13,73	8,48	0	0,01	0	0,01
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	-	-7,22	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	2	1,53	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,99	-1,54	0	0	0	0



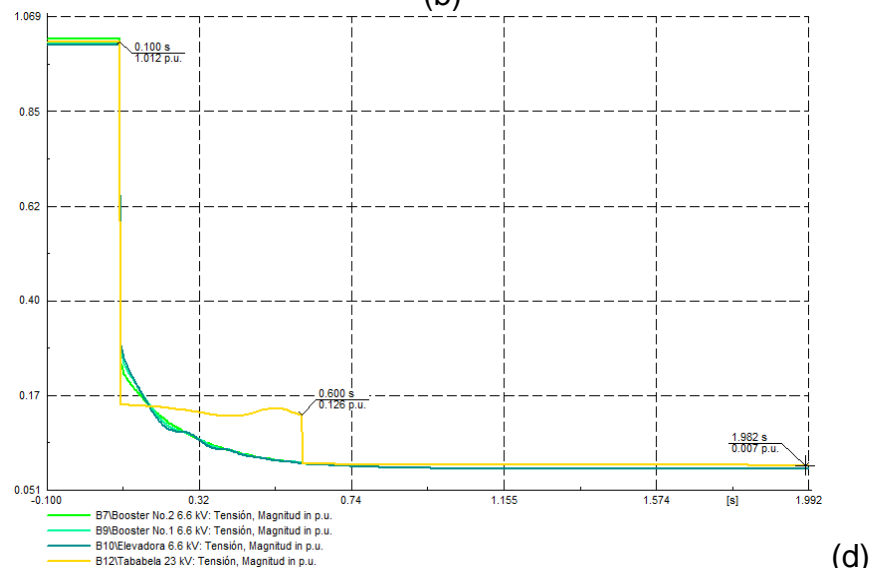
(a)



(b)



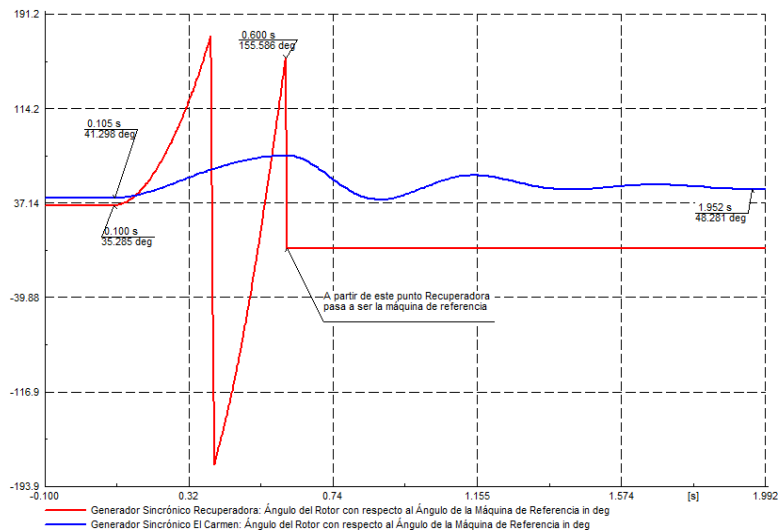
(c)



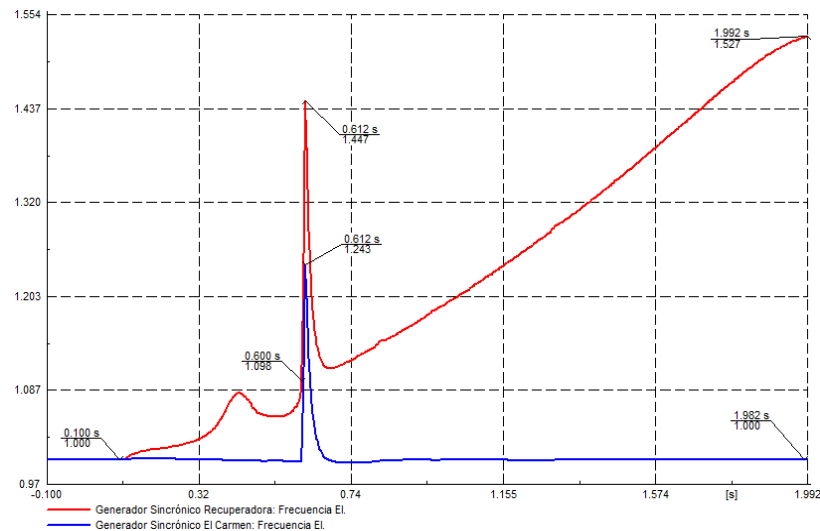
(d)

Fig. A1. 5 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

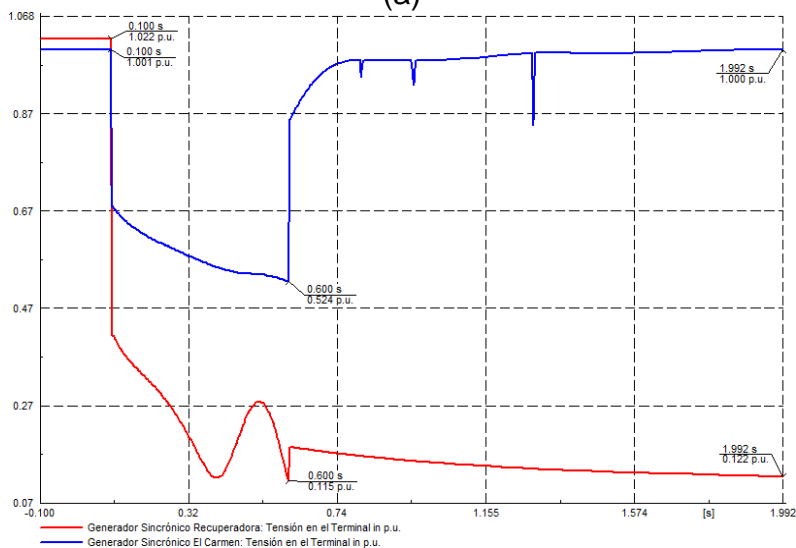




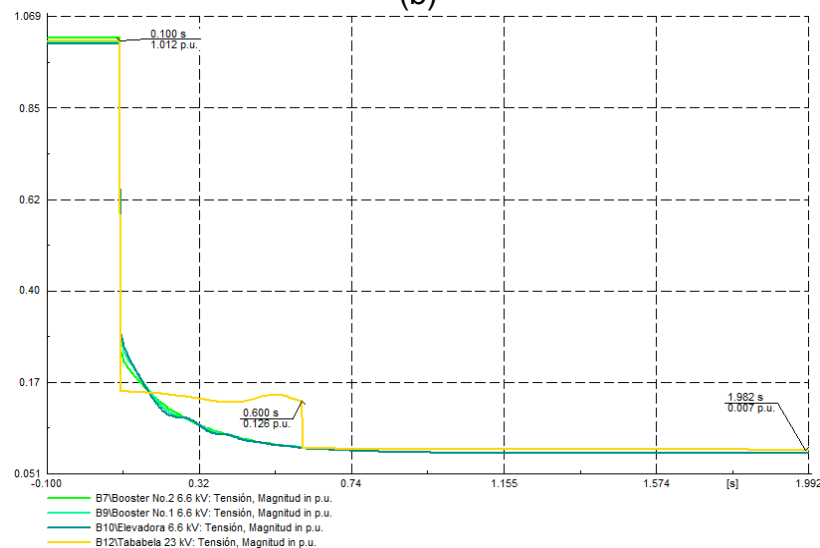
(a)



(b)



(c)

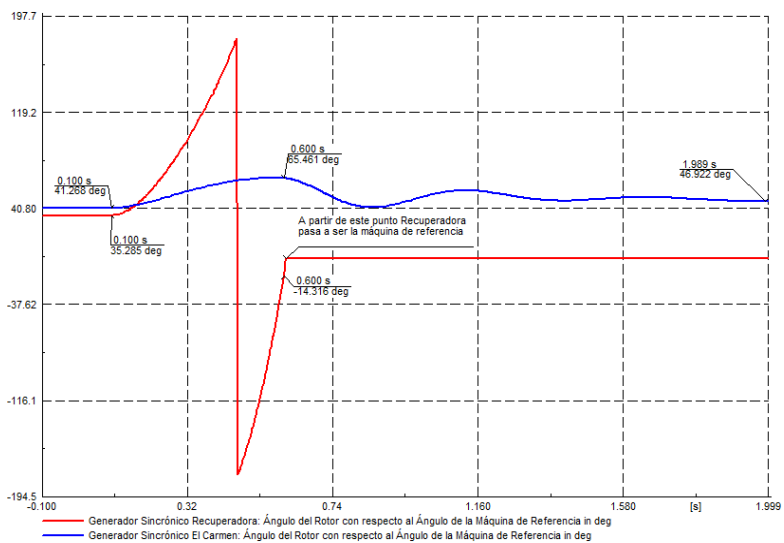


(d)

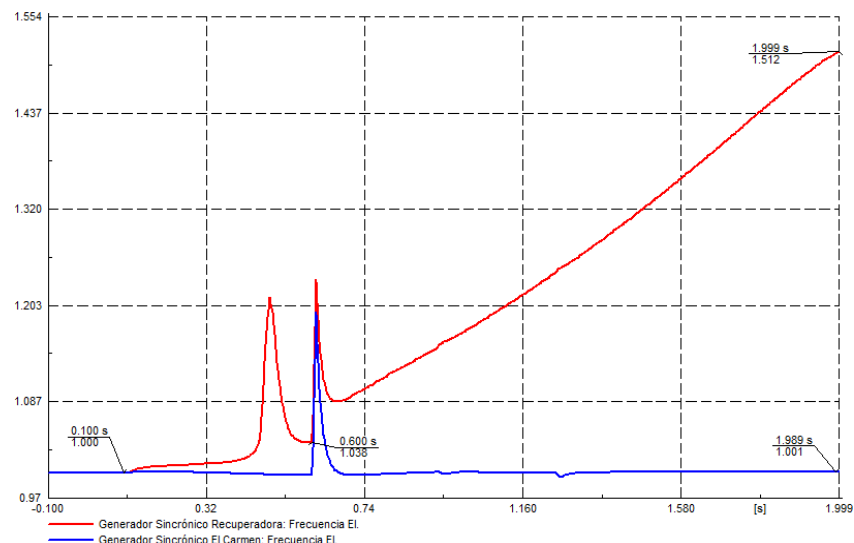
Fig. A1. 6 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A1. 3 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a una falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 en el escenario 1

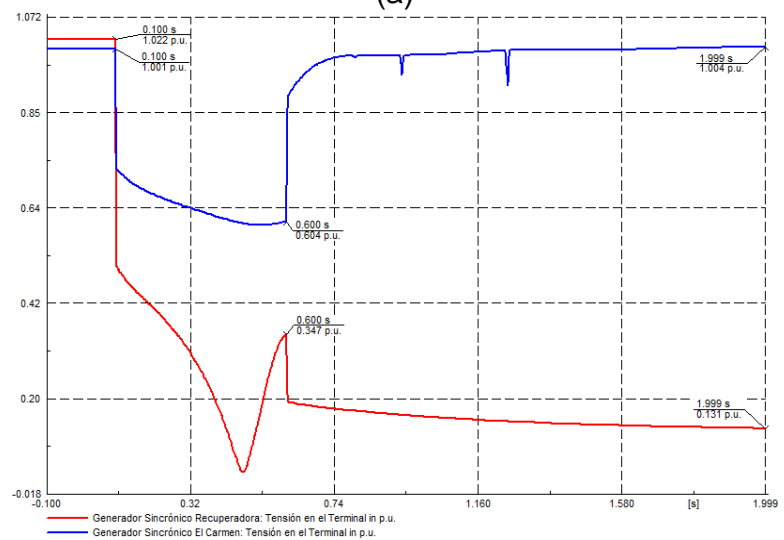
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	13,29	9,56	-7,77	-0,88	-7,77	-0,88
El Carmen	138	Santa Rosa	138	- 13,23	-11,16	7,79	-0,94	7,79	-0,94
		El Carmen	6,6	-8,21	-1,05	-7,79	0,94	-7,79	0,94
		Torre 83	138	21,44	12,21	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	8,21	1,67	7,79	-0,41	7,79	-0,41
Torre 83	138	El Carmen	138	- 21,28	-13,56	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,52	0	0	0	0
		Recuperadora	138	11,28	11,04	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	- 11,28	-11,09	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	- 14,32	-3,15	-0,05	-0,16	-0,05	-0,16
		Booster No. 2	138	25,60	14,24	0,05	0,16	0,05	0,16
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	14,32	4,18	0,05	2,93	0,05	2,93
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	- 25,46	-14,85	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	11,73	6,57	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	13,73	8,28	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	- 11,73	-5,68	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	- 13,73	-8,48	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	13,73	8,48	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	- 13,73	-7,22	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	2	1,53	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,99	-1,54	0	0	0	0



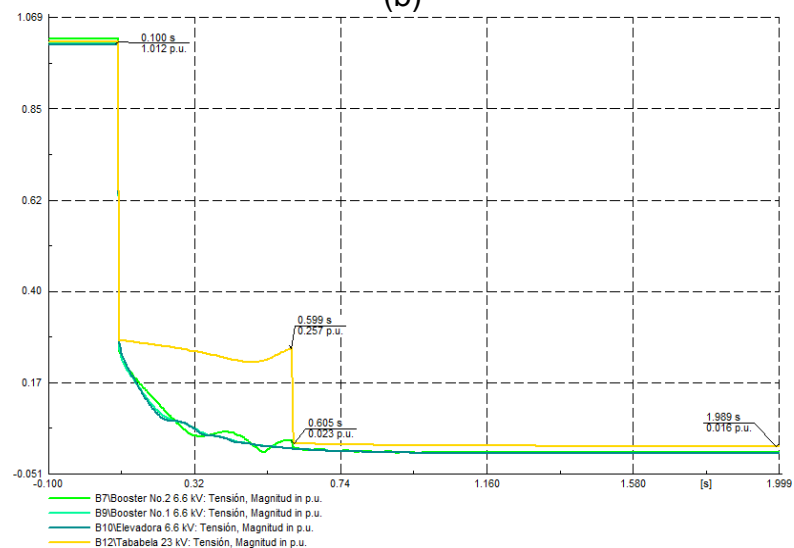
(a)



(b)

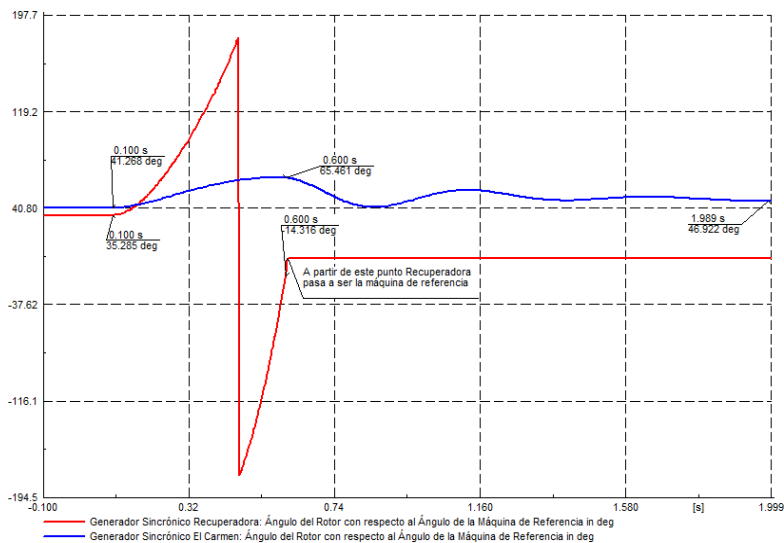


(c)

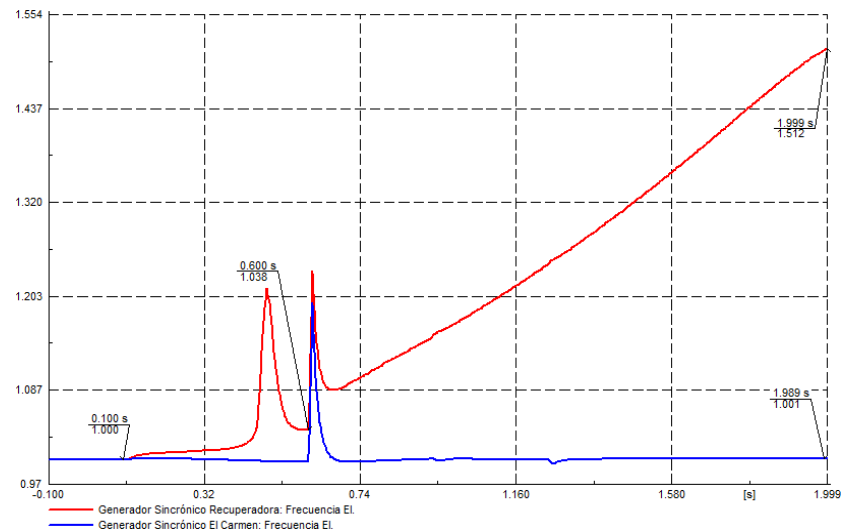


(d)

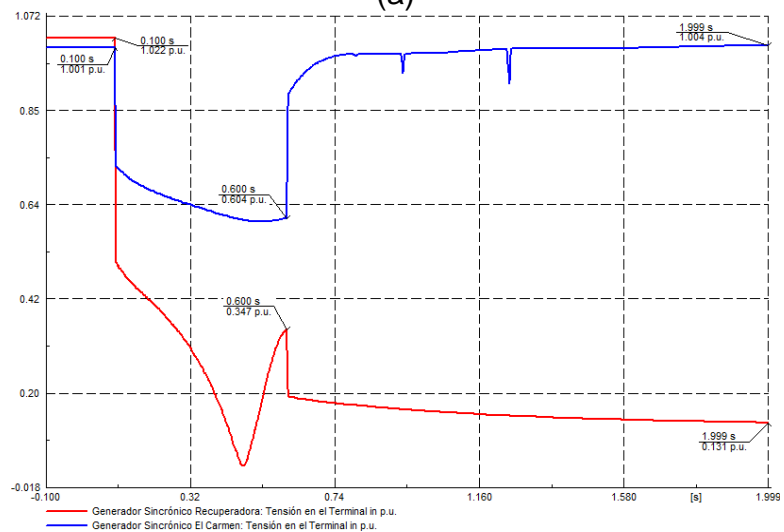
Fig. A1. 7 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2- Booster No. 1 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



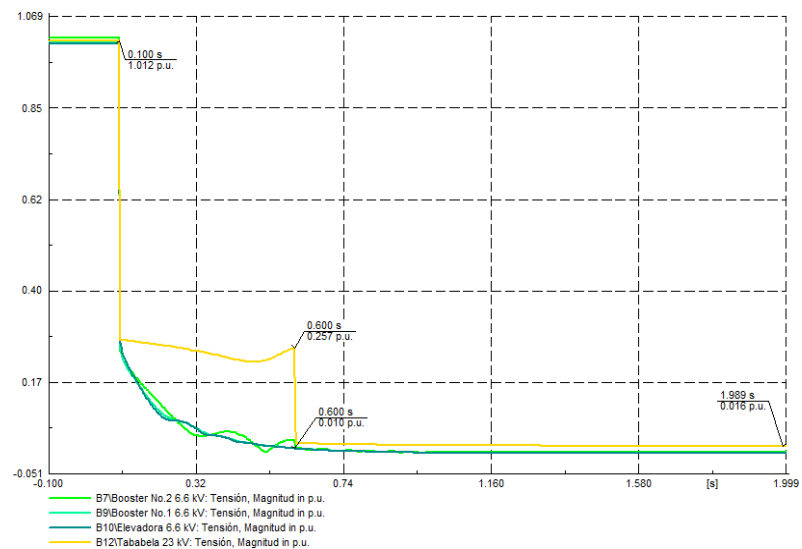
(a)



(b)



(c)



(d)

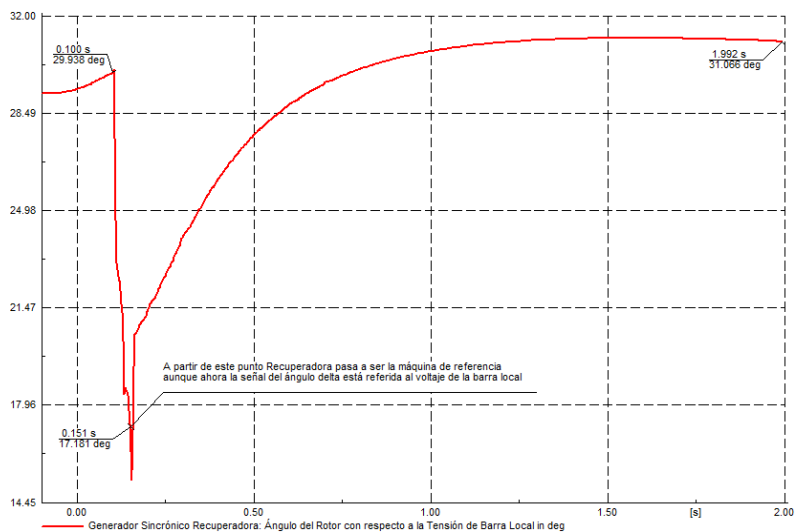
Fig. A1. 8 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2- Booster No. 1 del escenario 1 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A1. 4 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a una falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2- Booster No. 1 en el escenario 1

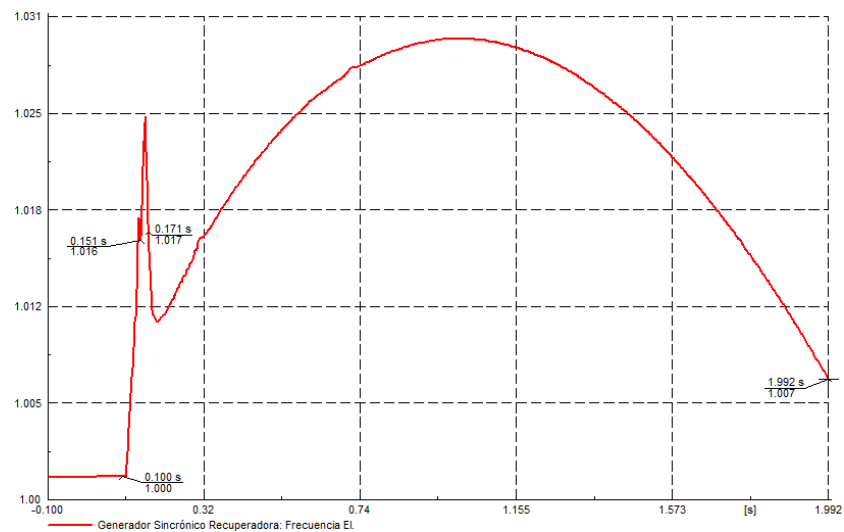
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	13,29	9,56	-7,98	-1,27	-7,98	-1,27
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-13,23	-11,16	8,00	-0,55	8,00	-0,55
		El Carmen	6,6	-8,21	-1,05	-8,00	0,55	-8,00	0,55
		Torre 83	138	21,44	12,21	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	8,21	1,67	8,00	0,01	8,00	0,01
Torre 83	138	El Carmen	138	-21,28	-13,56	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,52	0	0	0	0
		Recuperadora	138	11,28	11,04	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	-11,28	-11,09	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	-14,32	-3,15	2,05	0,01	2,05	0,01
		Booster No. 2	138	25,60	14,24	0,10	0,36	0,10	0,36
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	14,32	4,18	0,10	3,15	0,10	3,15
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	-25,46	-14,85	-0,01	-0,03	-0,01	-0,03
		Booster No. 2	6,6	11,73	6,57	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	13,73	8,28	0,01	0,03	0,01	0,03
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-11,73	-5,68	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-13,73	-8,48	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	13,73	8,48	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	-13,73	-7,22	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	2	1,53	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,99	-1,54	0	0	0	0

## **6.2 ANEXO NO 2.**

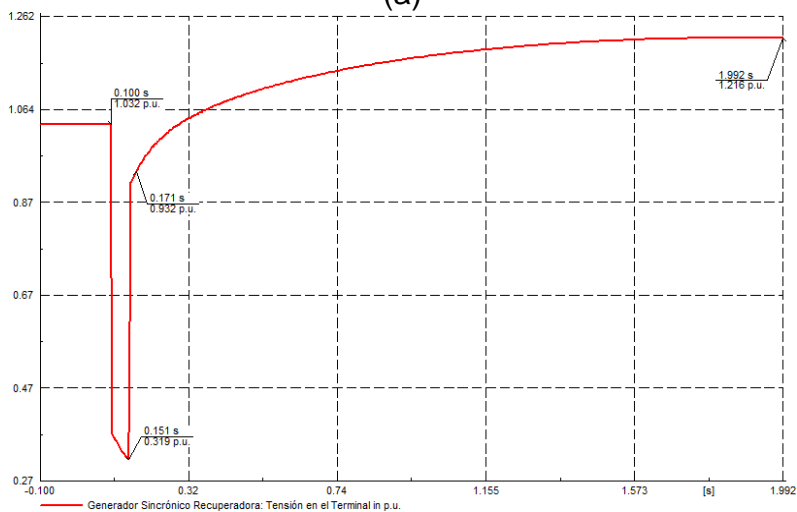
**Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 2**



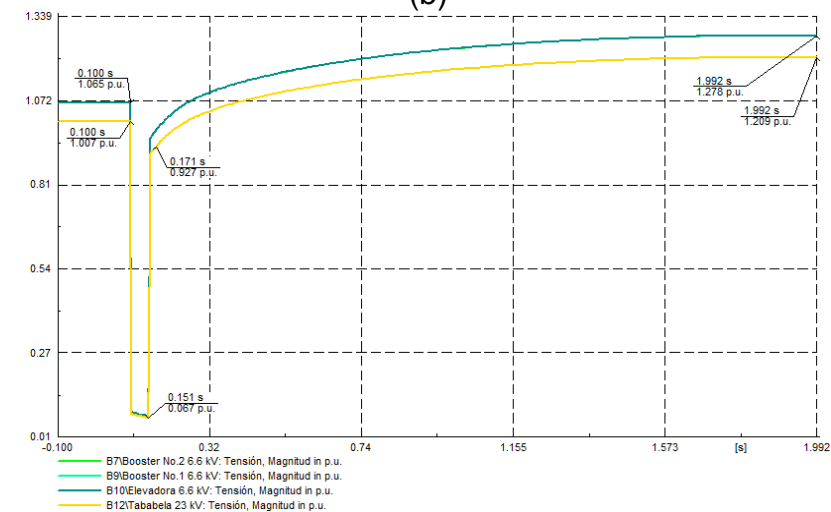
(a)



(b)

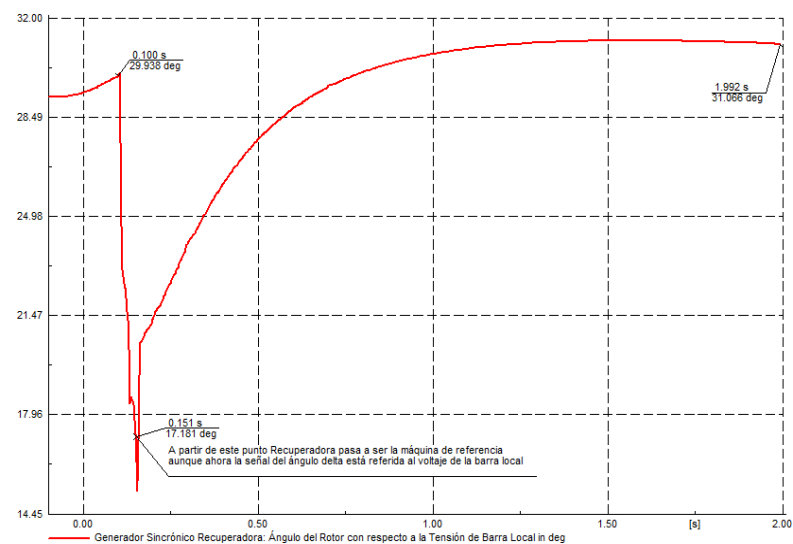


(c)

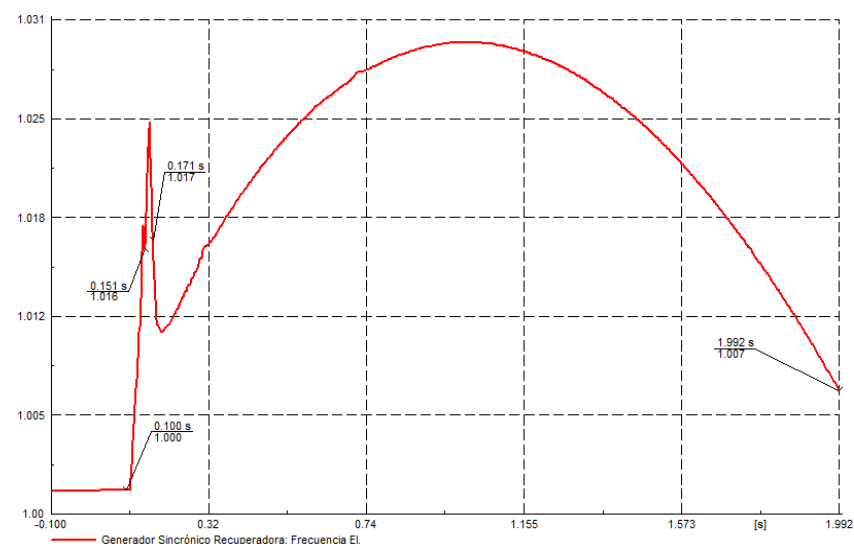


(d)

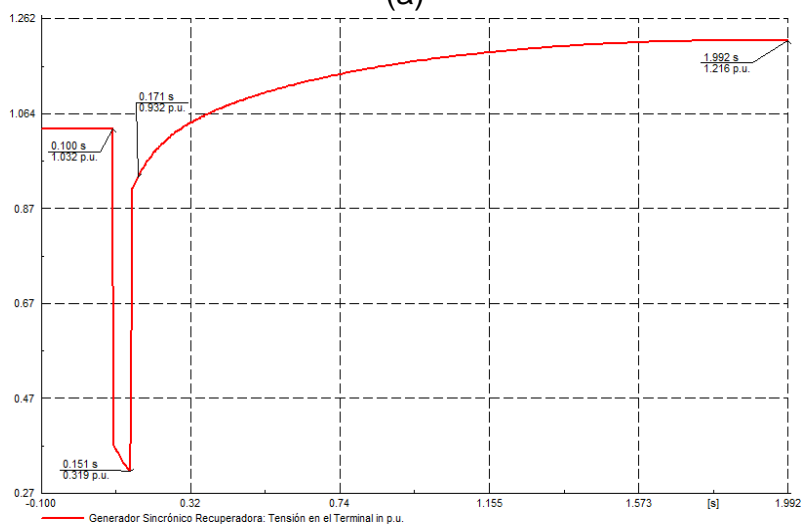
**Fig. A2. 1** Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al voltaje de la barra de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



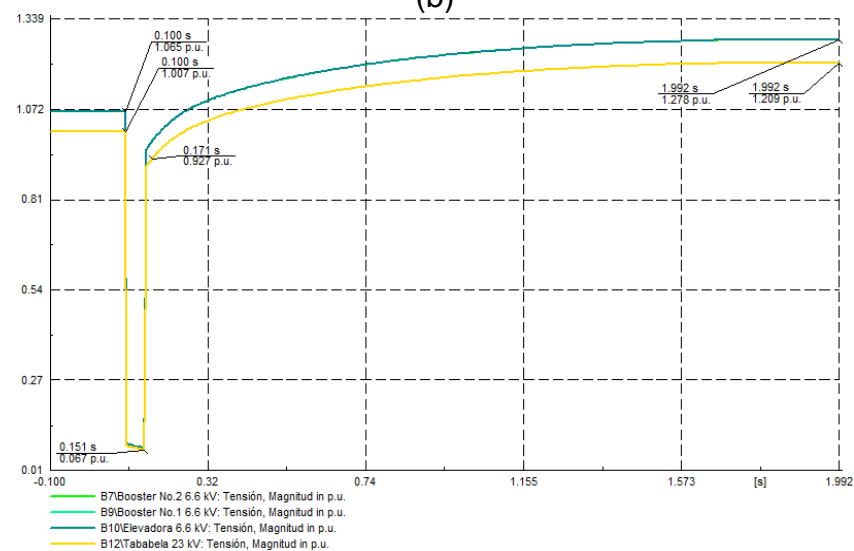
(a)



(b)



(c)



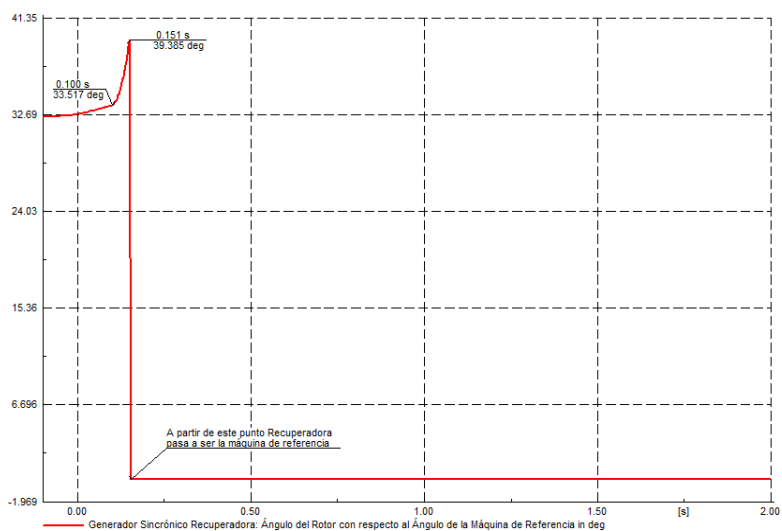
(d)

Fig. A2. 2 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al voltaje de la barra de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

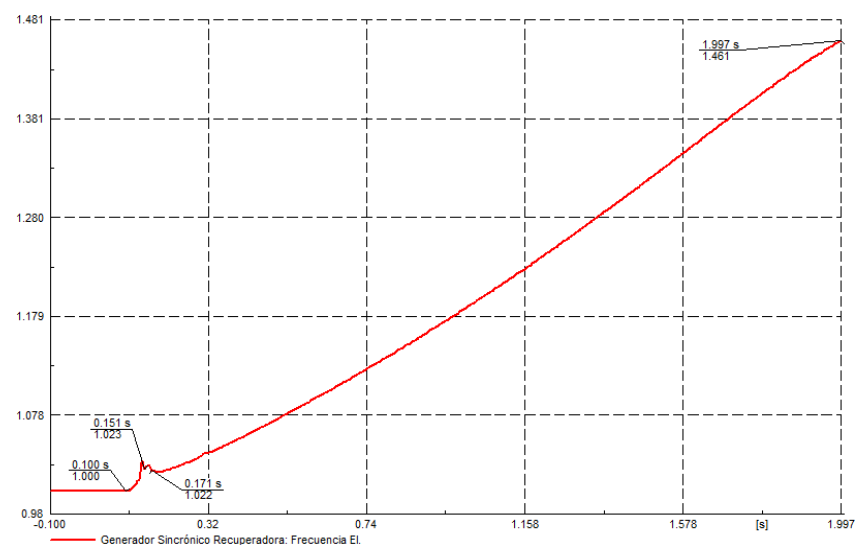


**Tabla A2. 1** Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen en el escenario 2

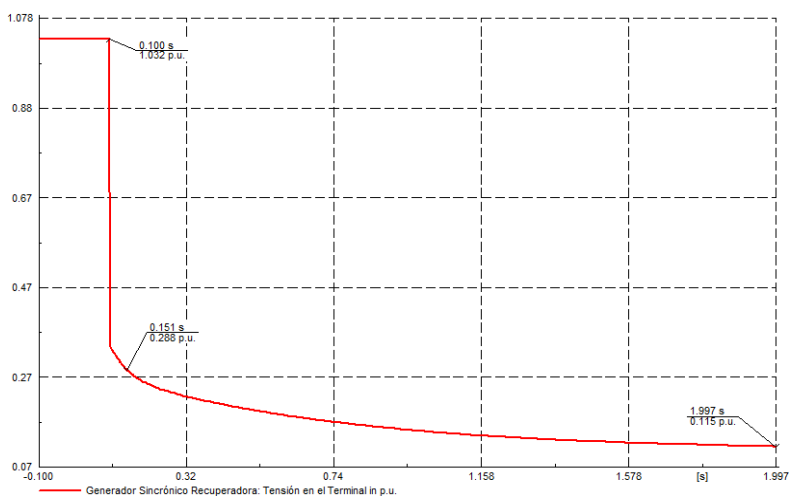
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	-1,99	-5,79	0	0	0	0
El Carmen	138	Santa Rosa	138	1,99	3,89	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	-1,99	-3,89	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	2	1,91	0	-2,87	0	-2,87
		Tababela	138	10	2,40	14,42	3,46	14,42	3,46
		Recuperadora	138	-12	-4,31	-	-0,59	-	-0,59
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	-	-6	-	-6
		Tababela	23	10	4,16	14,41	6	14,41	6
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	-	-5,23	-	-5,23
Recuperadora	138	Torre 83	138	12	4,25	14,42	0,51	14,42	0,51
		Recuperadora	6,9	-12	-2,79	-	1,60	-	1,60
		Booster No. 2	138	0	-1,46	0	-2,11	0	-2,11
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	12	3,50	14,42	-0,96	14,42	-0,96
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	0	0,27	0	0,39	0	0,39
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	0-,27	0	-0,39	0	-0,39
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0,02	0	0,02
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	-0,02	0	-0,02
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0,02	0	0,02
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	-0,02	0	-0,02
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0



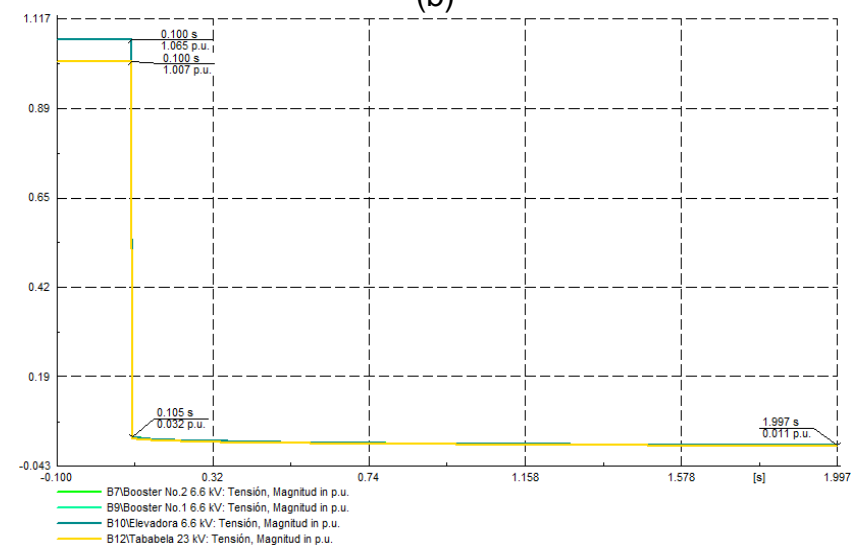
(a)



(b)

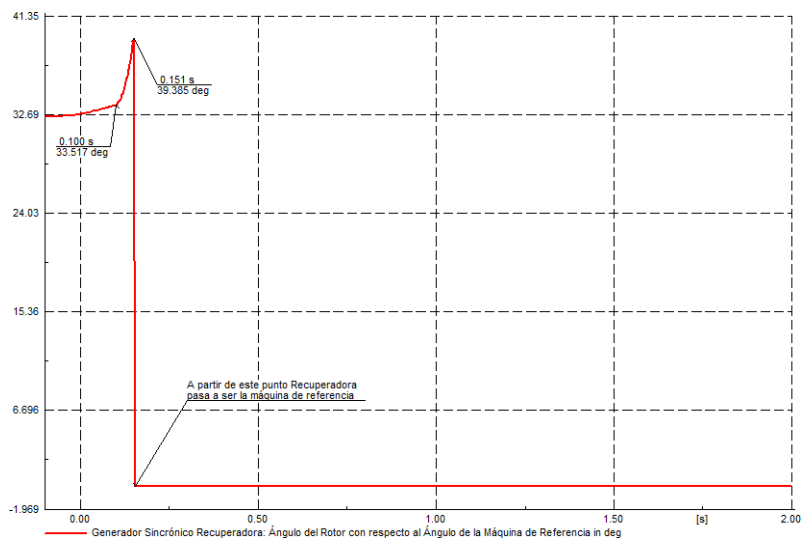


(c)

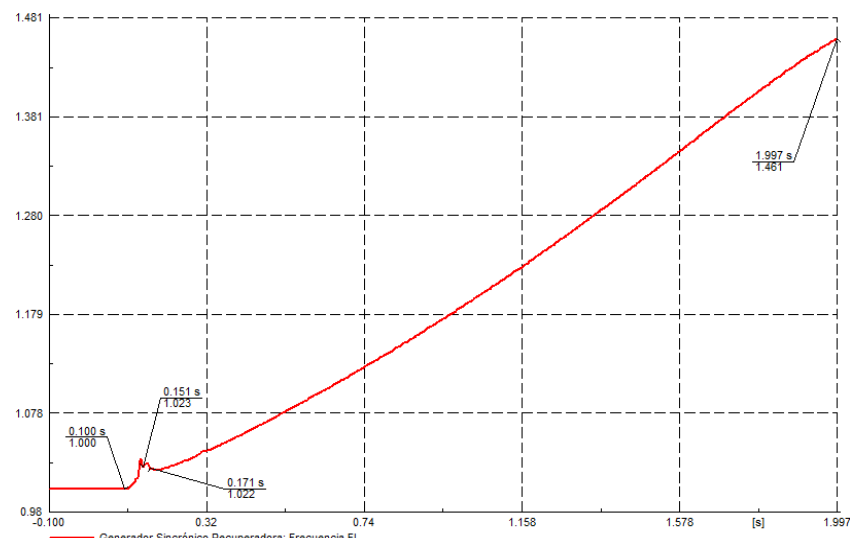


(d)

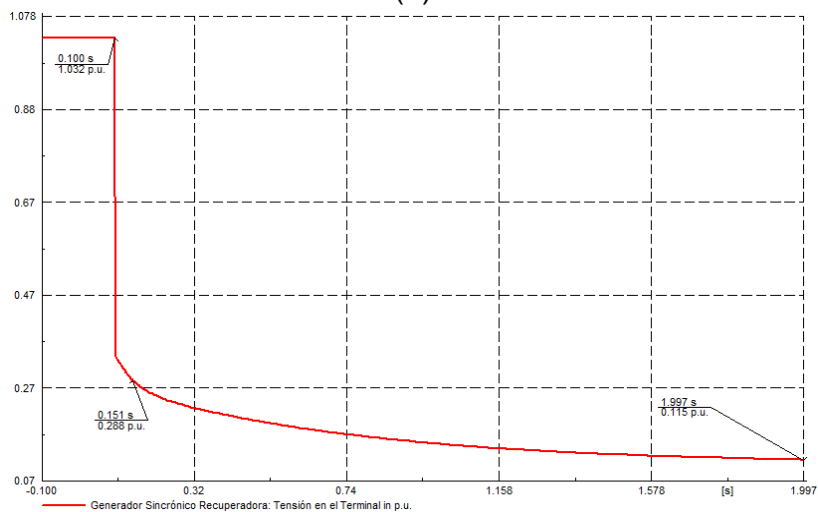
Fig. A2. 3 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



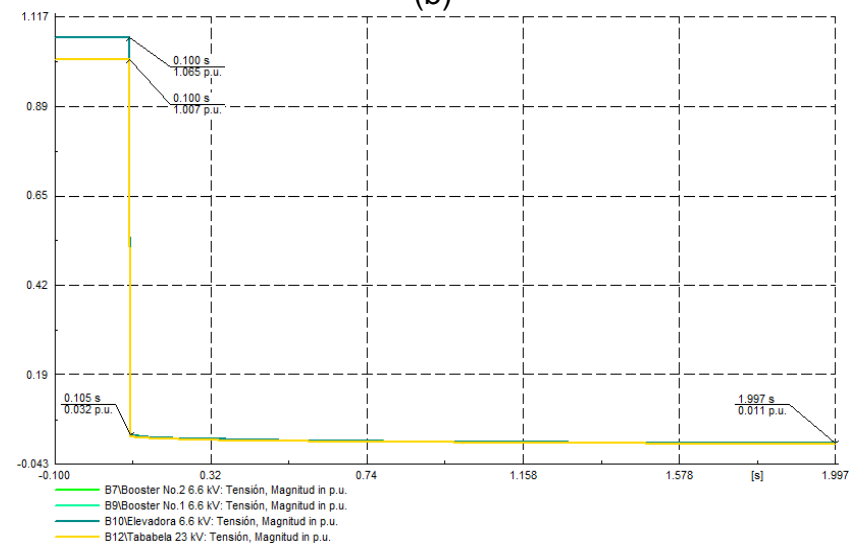
(a)



(b)



(c)

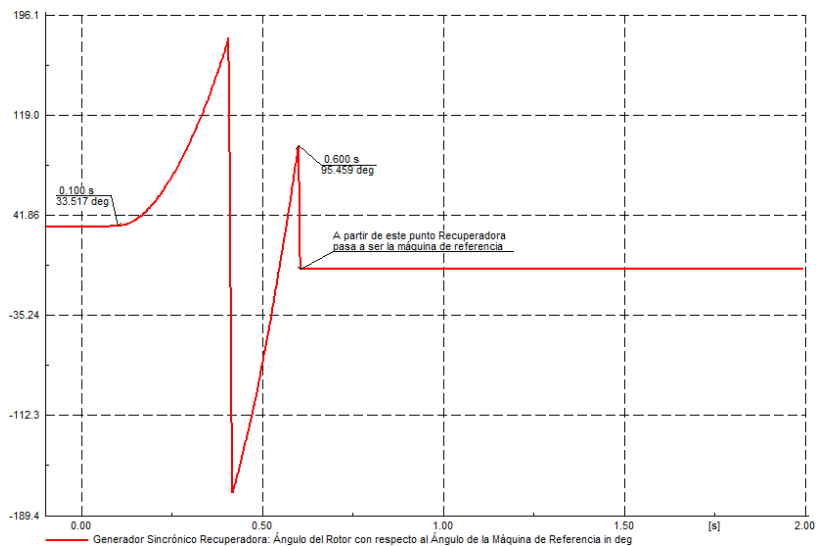


(d)

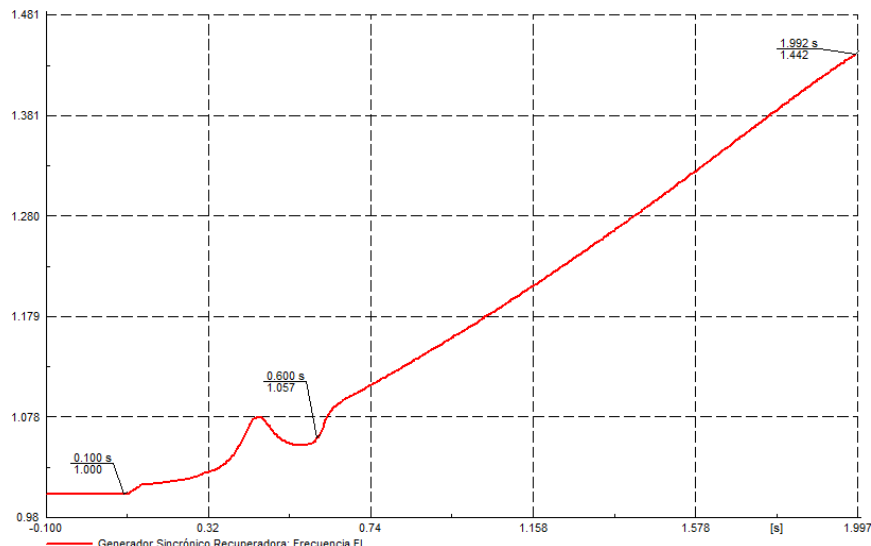
Fig. A2. 4 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A2. 2 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 en el escenario 2

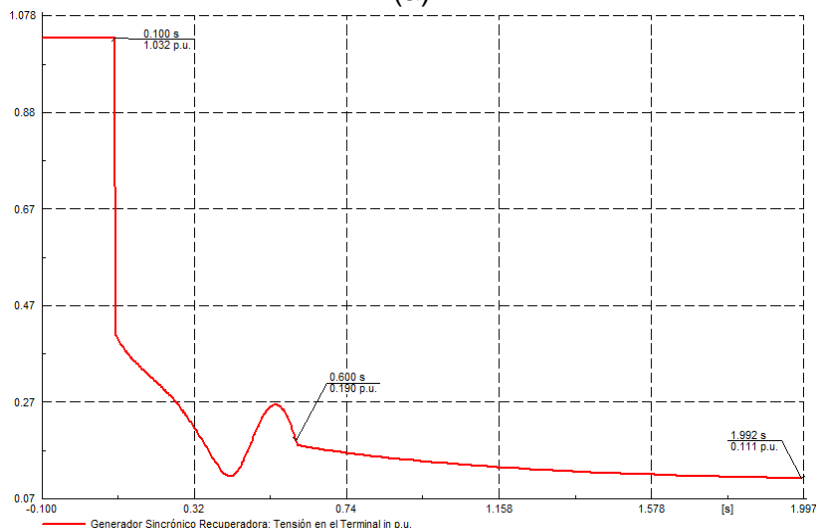
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	-1,99	-5,79	0	-1,91	0	-1,91
El Carmen	138	Santa Rosa	138	1,99	3,89	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	-1,99	-3,89	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	2	1,91	0,06	0,20	0,06	0,20
		Tababela	138	10	2,40	0	0	0	0
		Recuperador a	138	-12	-4,31	-0,06	-0,20	-0,06	-0,20
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperador a	138	Torre 83	138	12	4,25	0,06	0,22	0,06	0,22
		Recuperador a	6,9	-12	-2,79	-0,06	-0,22	-0,06	-0,22
		Booster No. 2	138	0	-1,46	0	0	0	0
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	12	3,50	0,06	2,49	0,06	2,49
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	0	0,27	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	0,27	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0



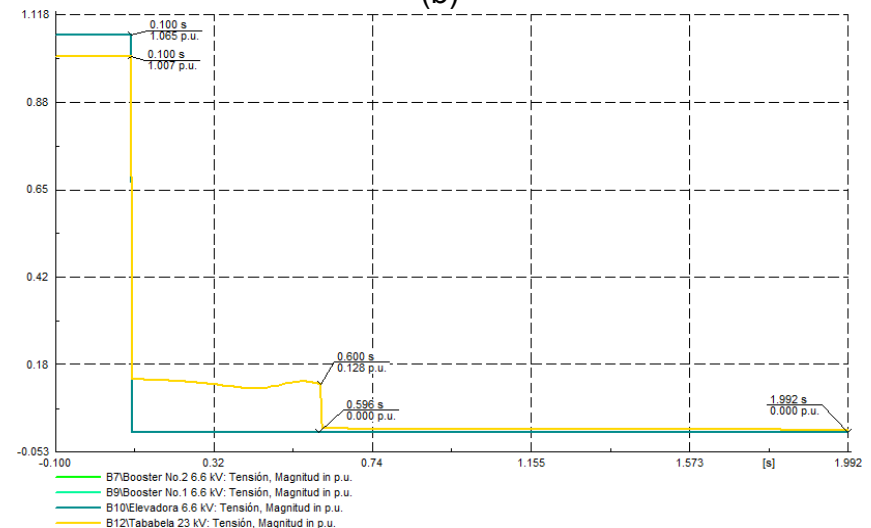
(a)



(b)

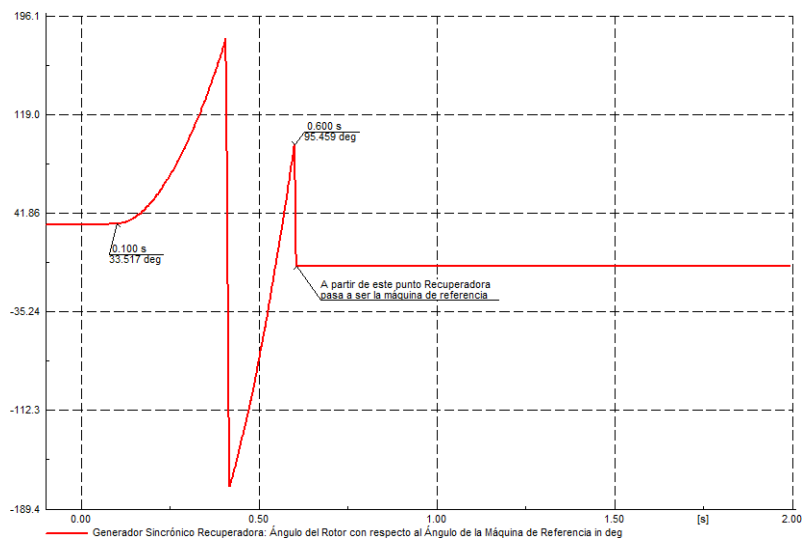


(c)

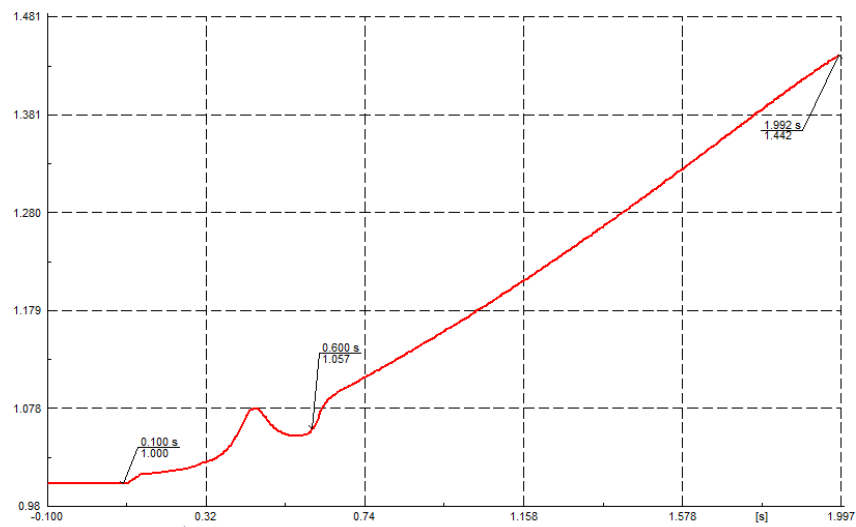


(d)

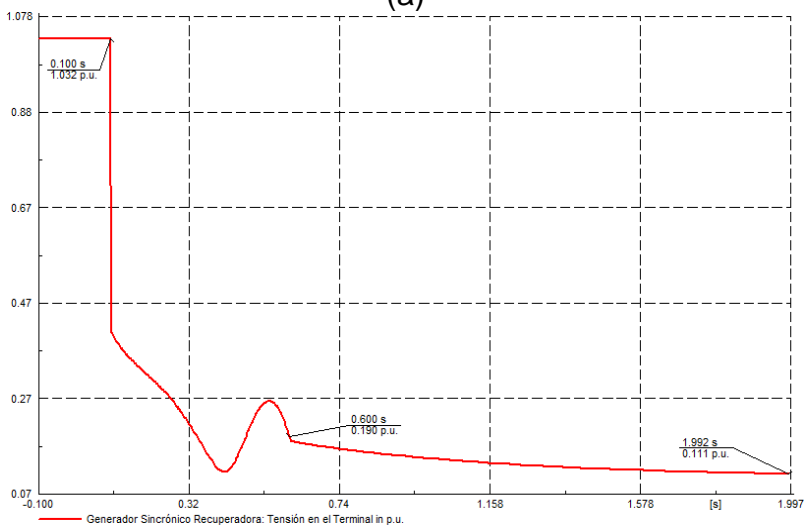
Fig. A2. 5 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



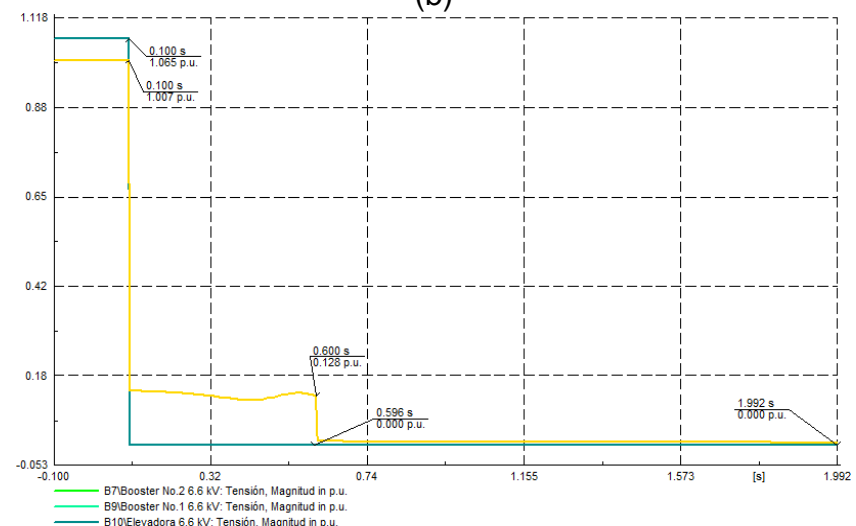
(a)



(b)



(c)

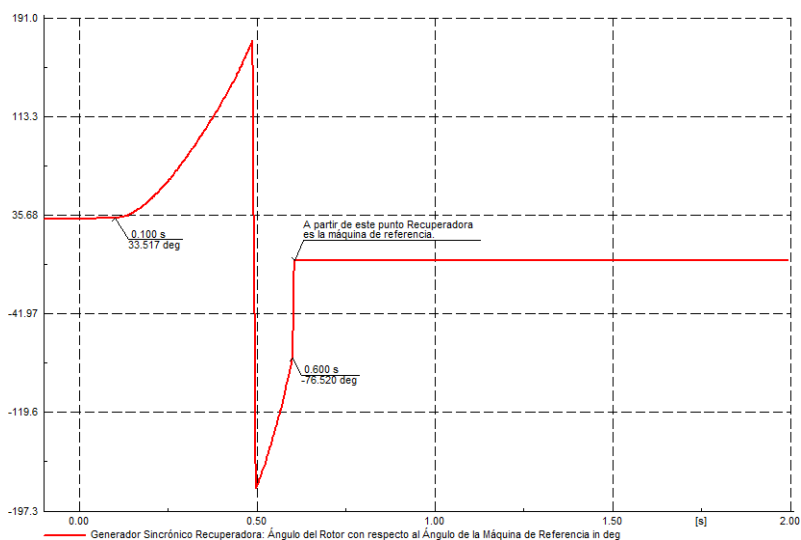


(d)

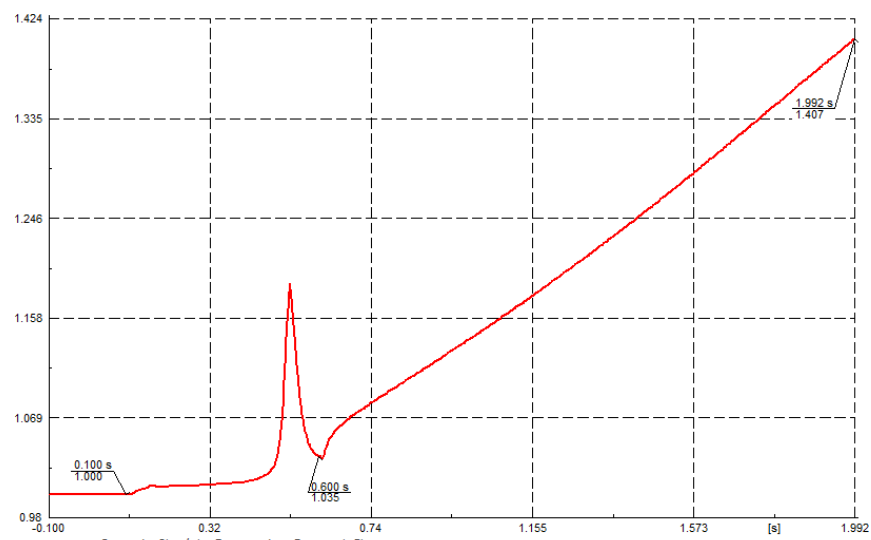
Fig. A2. 6 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No.2 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A2. 3 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 en el escenario 2

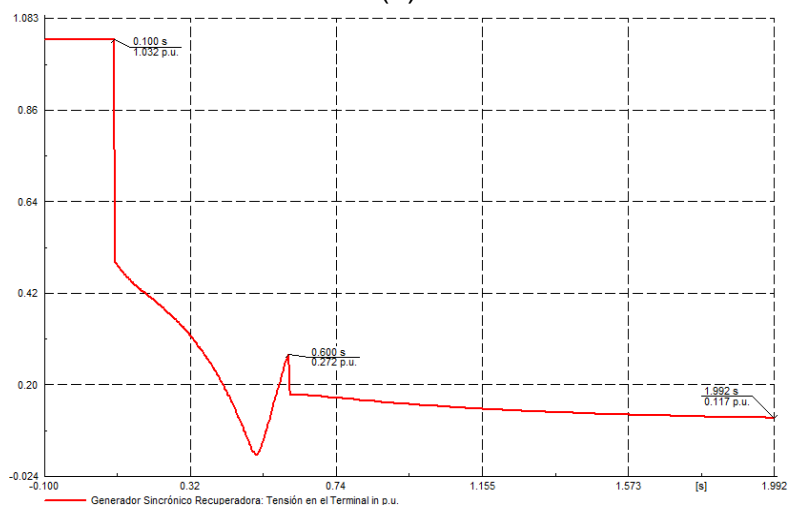
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	-1,99	-5,79	0	-1,90	0	-1,90
El Carmen	138	Santa Rosa	138	1,99	3,89	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	-1,99	-3,89	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	2	1,91	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,40	0	0	0	0
		Recuperadora	138	-12	-4,31	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	12	4,25	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	-12	-2,79	-0,04	-0,13	-0,04	-0,13
		Booster No. 2	138	0	-1,46	0,04	0,13	0,04	0,13
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	12	3,50	0,04	2,41	0,04	2,41
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	0	0,27	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	0-,27	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0



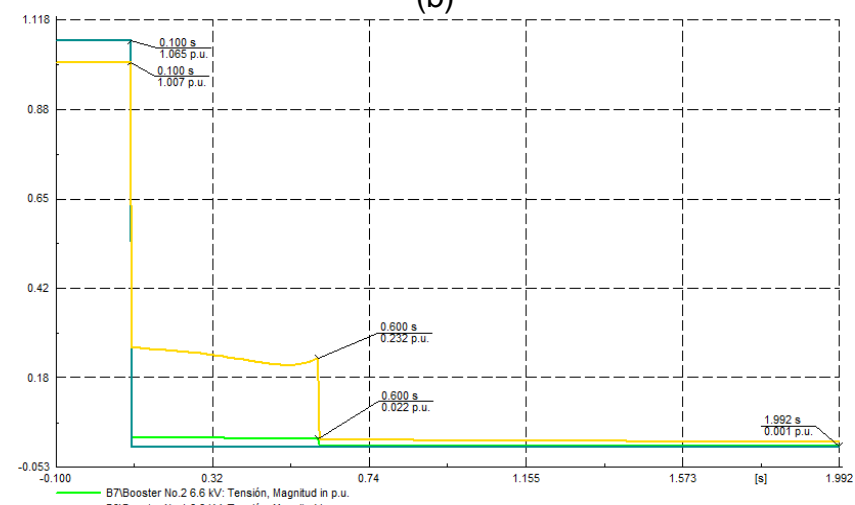
(a)



(b)



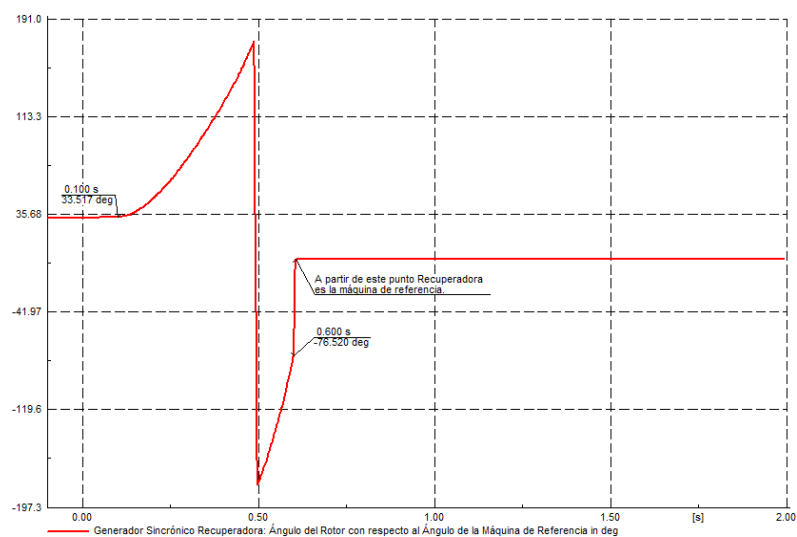
(c)



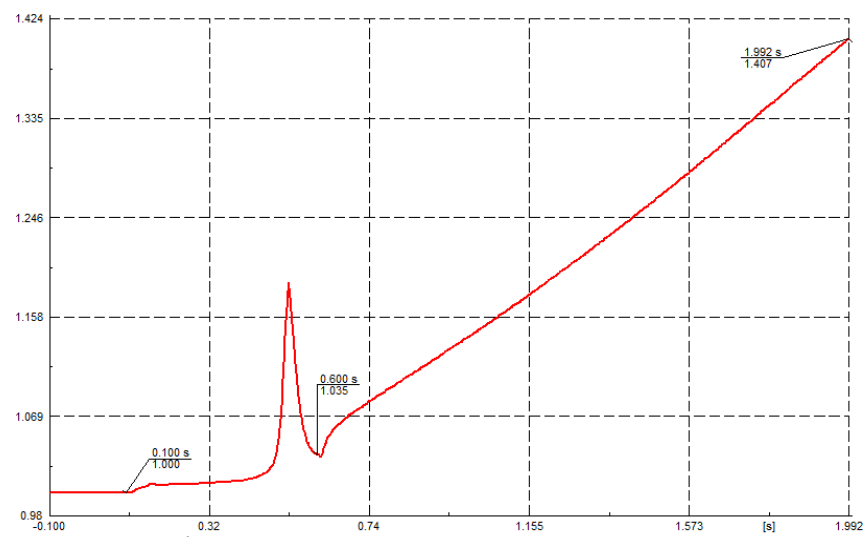
(d)

Fig. A2. 7 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

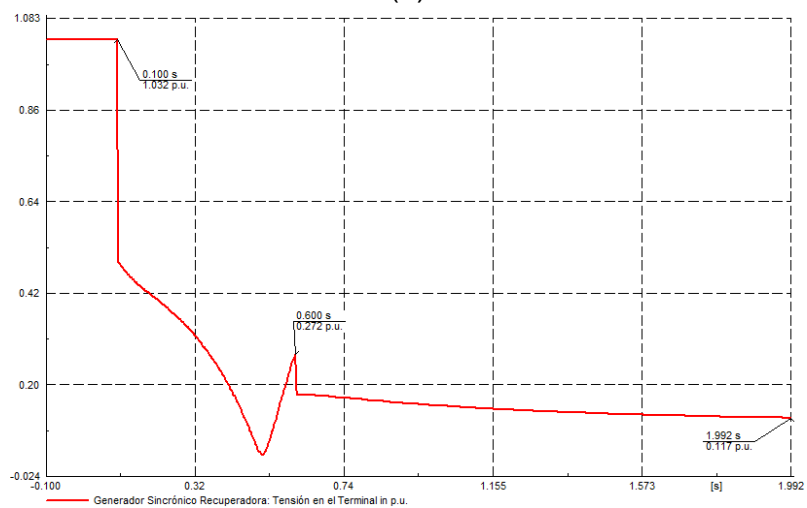




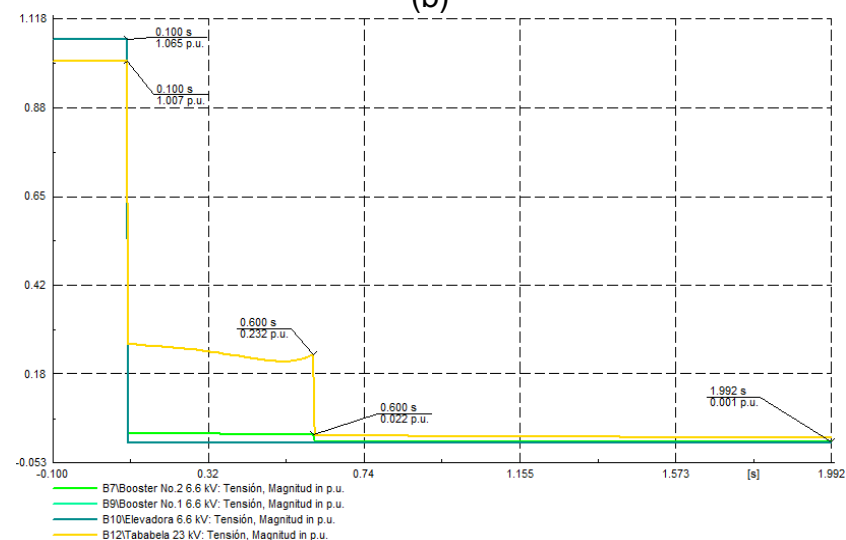
(a)



(b)



(c)



(d)

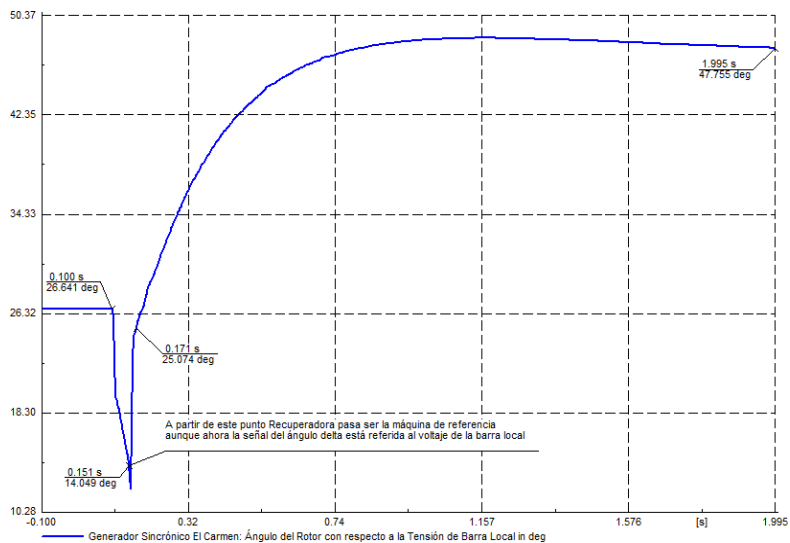
Fig. A2. 8 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 2 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A2. 4 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 en el escenario 2

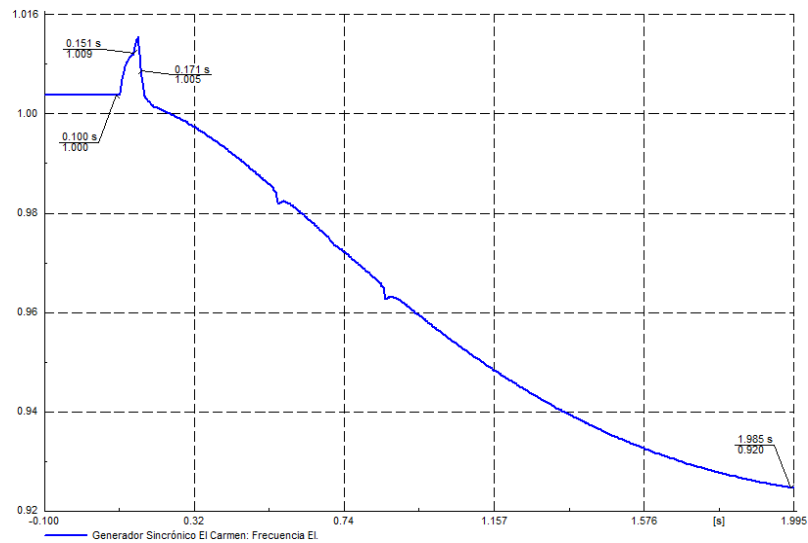
Barra Inicial	V [kV]	Barra Final	V [kV]	Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
				P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
A 2 [s] de la falla									
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	-1,99	-5,79	0	-1,90	0	-1,85
El Carmen	138	Santa Rosa	138	1,99	3,89	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	-1,99	-3,89	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	2	1,91	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,40	0	0	0	0
		Recuperador a	138	-12	-4,31	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,16	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,16	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperador a	138	Torre 83	138	12	4,25	0	0	0	0
		Recuperador a	6,9	-12	-2,79	-0,08	-0,28	-0,08	-0,28
		Booster No. 2	138	0	-1,46	0,08	0,28	0,08	0,28
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	12	3,50	0,08	2,54	0,08	2,54
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	0	0,27	-0,01	-0,03	-0,01	-0,03
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	0,27	0,01	0,03	0,01	0,03
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0

### **6.3 ANEXO NO 3.**

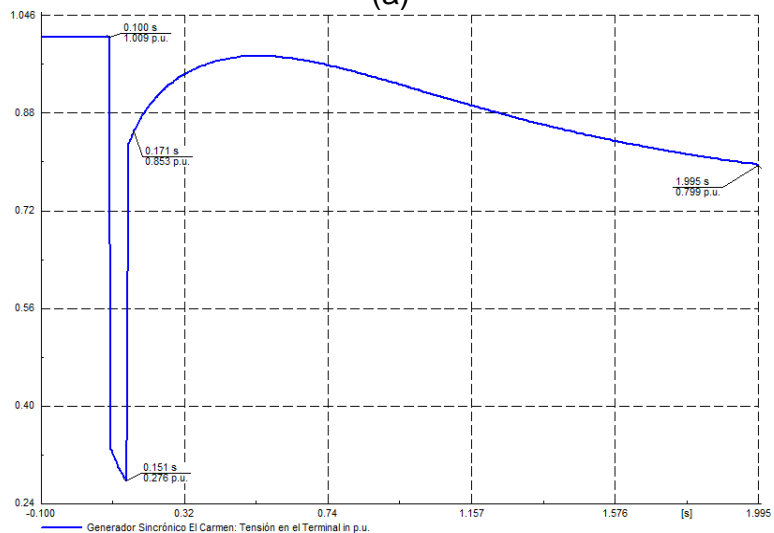
**Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 3**



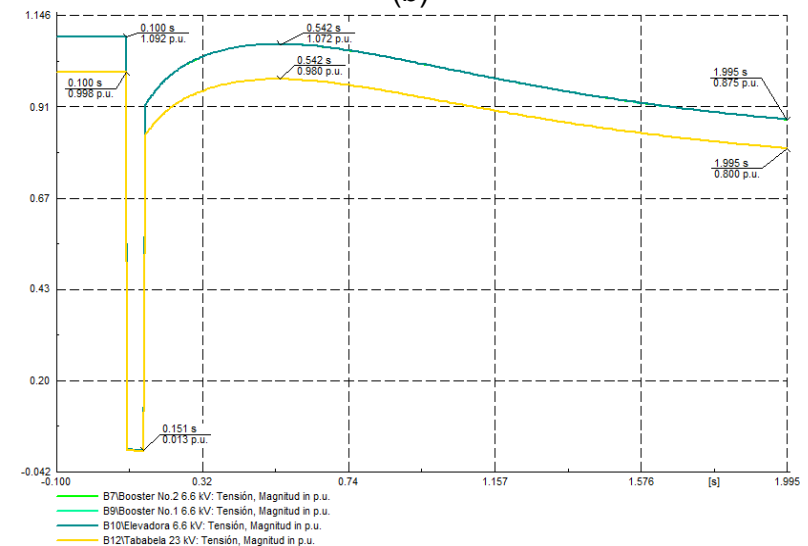
(a)



(b)

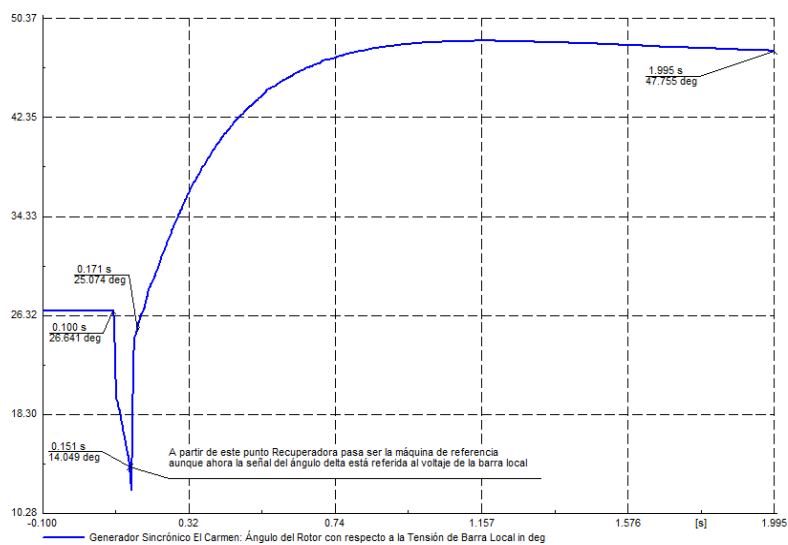


(c)

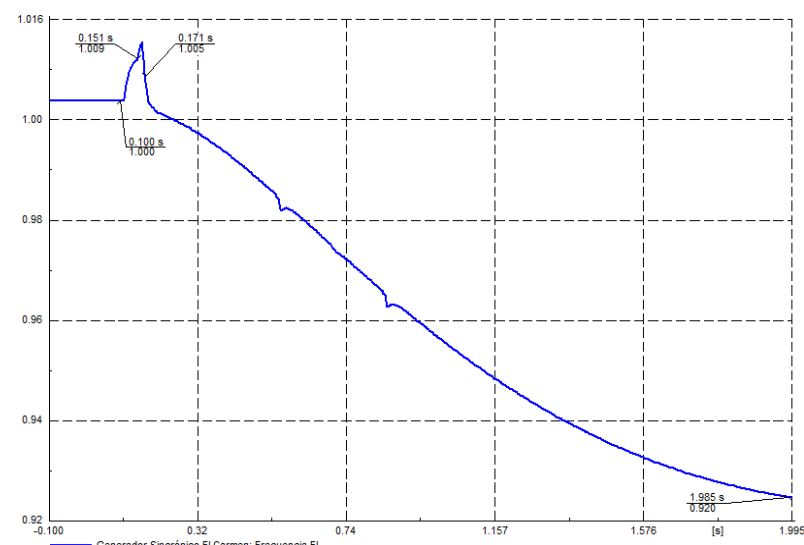


(d)

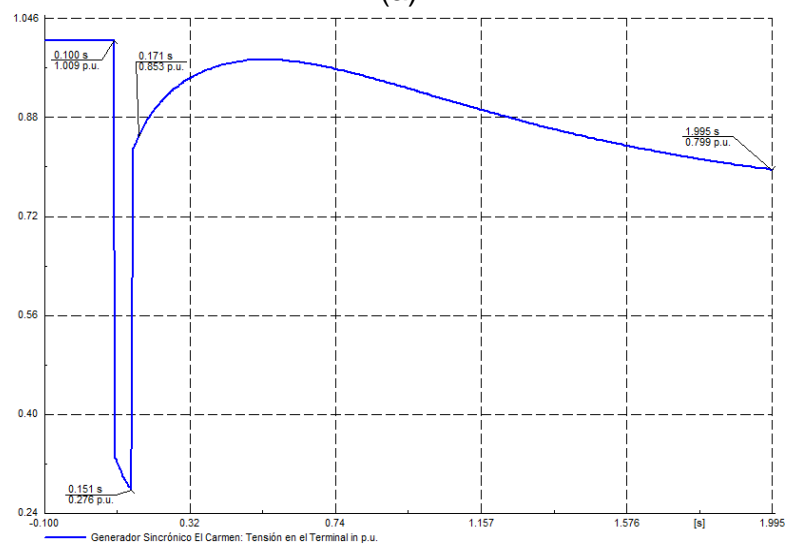
**Fig. A3. 1** Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



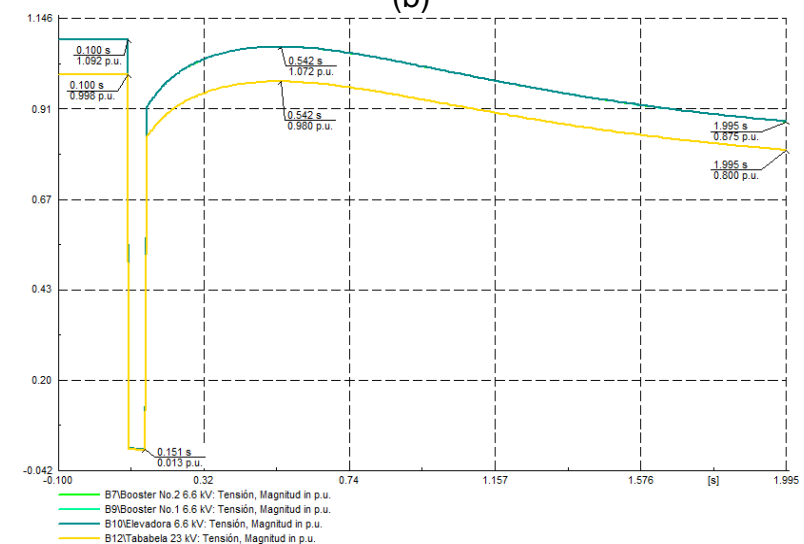
(a)



(b)



(c)



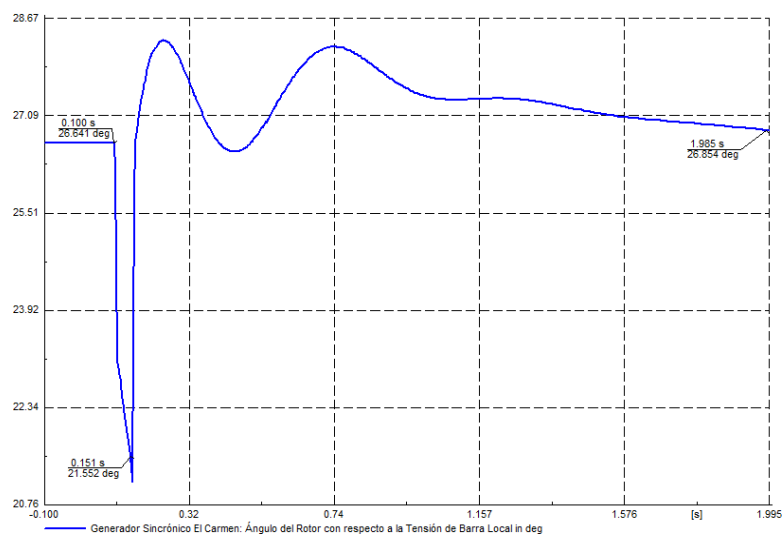
(d)

Fig. A3. 2 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa- El Carmen del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

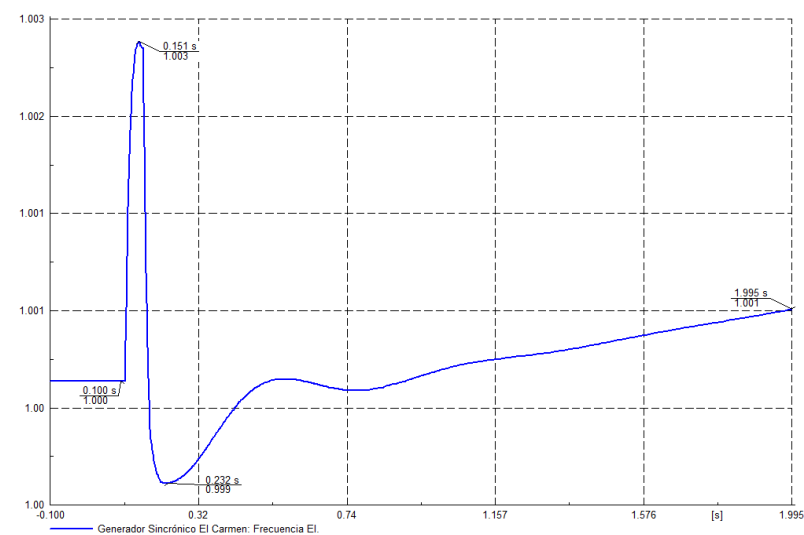
**Tabla A3. 1** Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen en el escenario

3

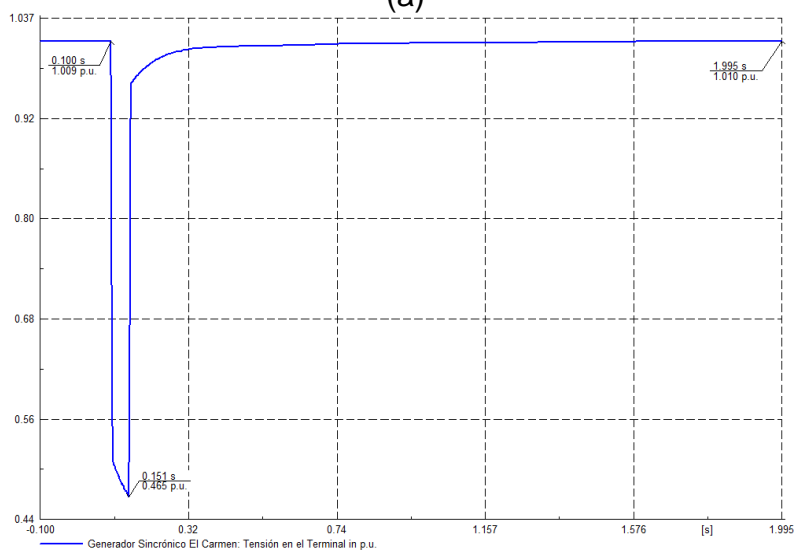
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	5,03	-3,55	0	0	0	0
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-5,03	1,73	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	-5	-0,79	-6,44	0,60	-6,44	0,60
		Torre 83	138	10,03	-0,94	6,44	-0,60	6,44	-0,60
El Carmen	6,6	El Carmen	138	5	1,02	6,44	-0,03	6,44	-0,03
Torre 83	138	El Carmen	138	-10	-0,94	-6,43	-0,61	-6,43	-0,61
		Tababela	138	10	2,44	6,43	1,57	6,43	1,57
		Recuperador a	138	0	-1,5	0	-0,96	0	-0,96
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,17	-6,43	-2,68	-6,43	-2,68
		Tababela	23	10	4,17	6,43	2,68	6,43	2,68
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	-6,43	-2,33	-6,43	-2,33
Recuperador a	138	Torre 83	138	0	1,44	0	0,92	0	0,92
		Recuperador a	6,9	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 2	138	0	-1,44	0	-0,92	0	-0,92
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	0	0,27	0	0,17	0	0,17
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	-0,27	0	-0,17	0	-0,17
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0,01	0	0,01
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	-0,01	0	-0,01
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0,01	0	0,01
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	-0,01	0	-0,01
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0



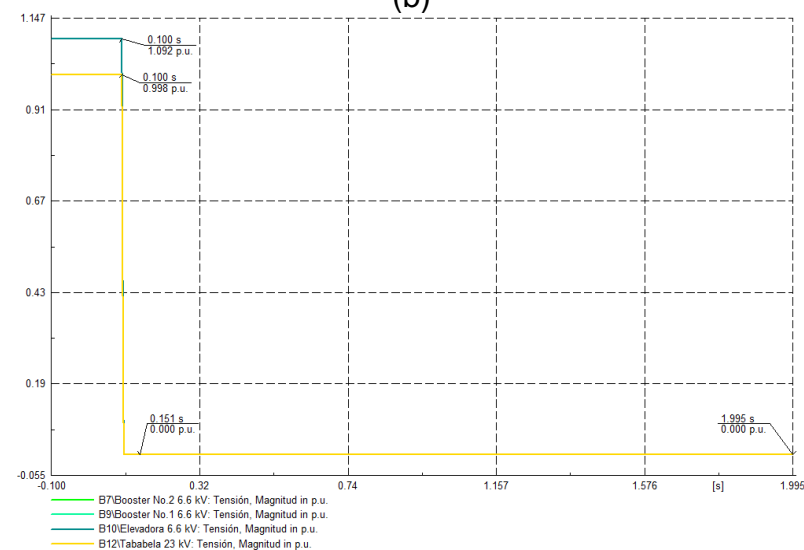
(a)



(b)

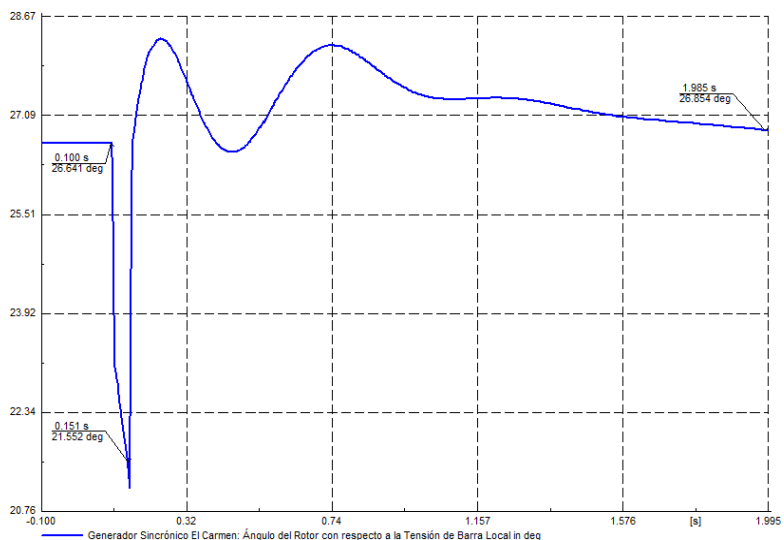


(c)

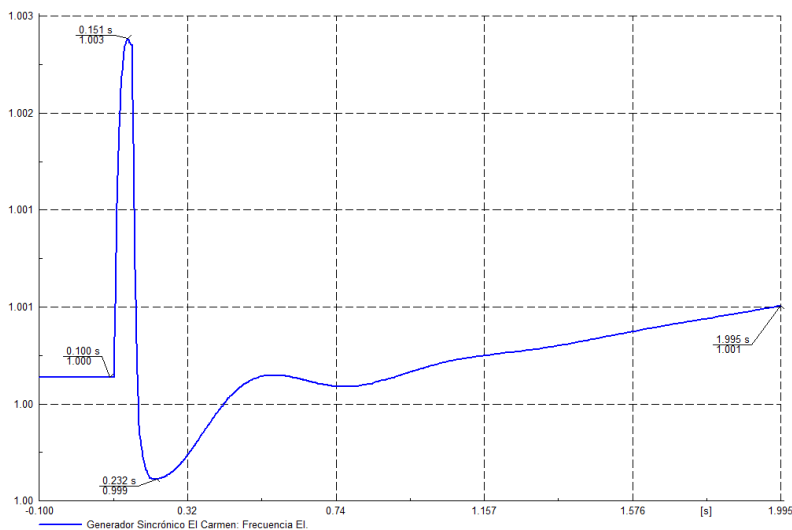


(d)

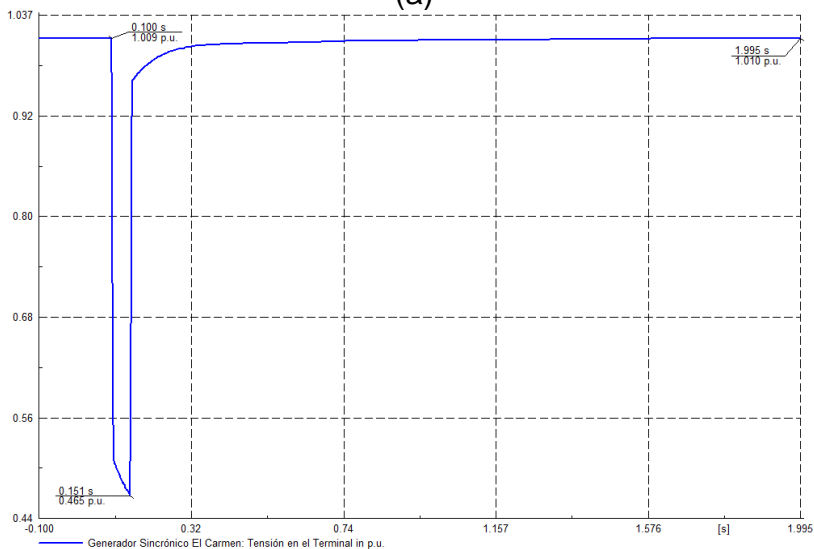
Fig. A3. 3 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



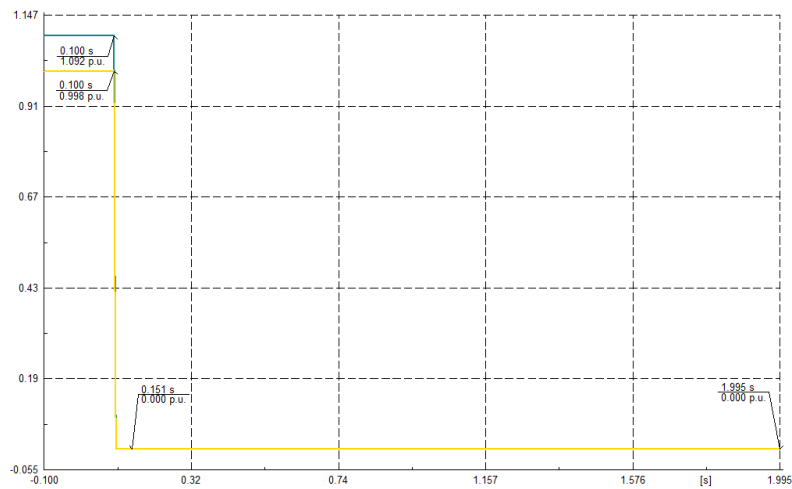
(a)



(b)



(c)



— B7/Booster No.2 6.6 kV. Tensión, Magnitud in p.u.  
 — B9/Booster No.1 6.6 kV. Tensión, Magnitud in p.u.  
 — B10/Elevadora 6.6 kV. Tensión, Magnitud in p.u.  
 — B12/Tababela 23 kV. Tensión, Magnitud in p.u.

(d)

Fig. A3. 4 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



Tabla A3. 2 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa El Carmen-Torre 83 en el escenario 3

Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	5,03	-3,55	-4,95	-2,49	-4,95	-2,49
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-5,03	1,73	4,96	0,66	4,96	0,66
		El Carmen	6,6	-5	-0,79	-4,96	-0,66	-4,96	-0,66
		Torre 83	138	10,03	-0,94	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	5	1,02	4,96	0,88	4,96	0,88
Torre 83	138	El Carmen	138	-10	-0,94	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,44	0	0	0	0
		Recuperadora	138	0	-1,5	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,17	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,17	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	0	1,44	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 2	138	0	-1,44	0	0	0	0
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	0	0,27	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	-0,27	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0

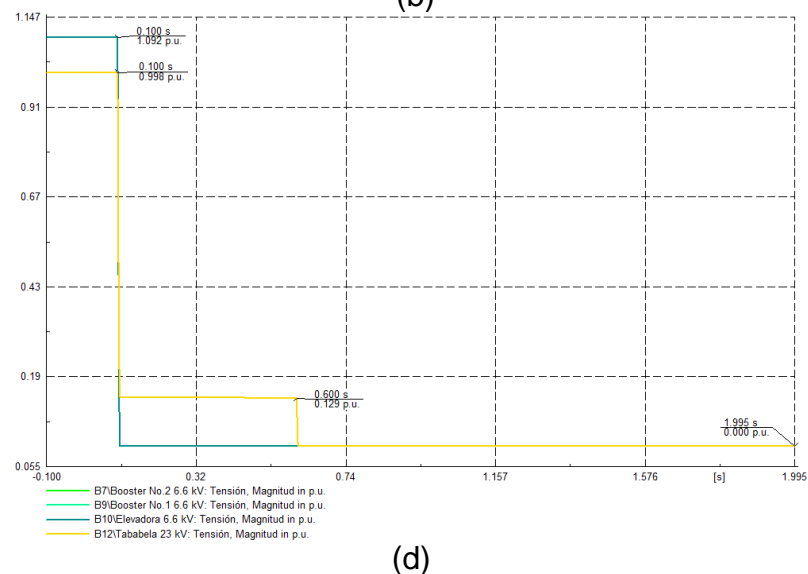
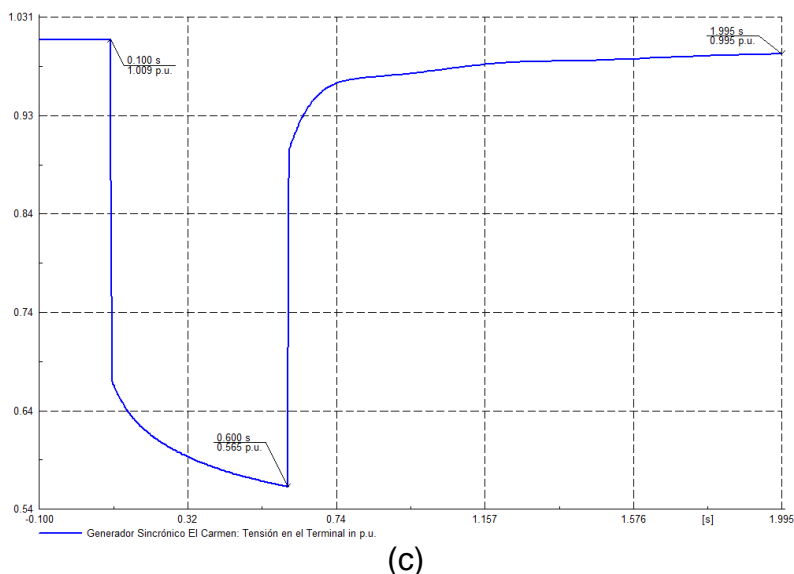
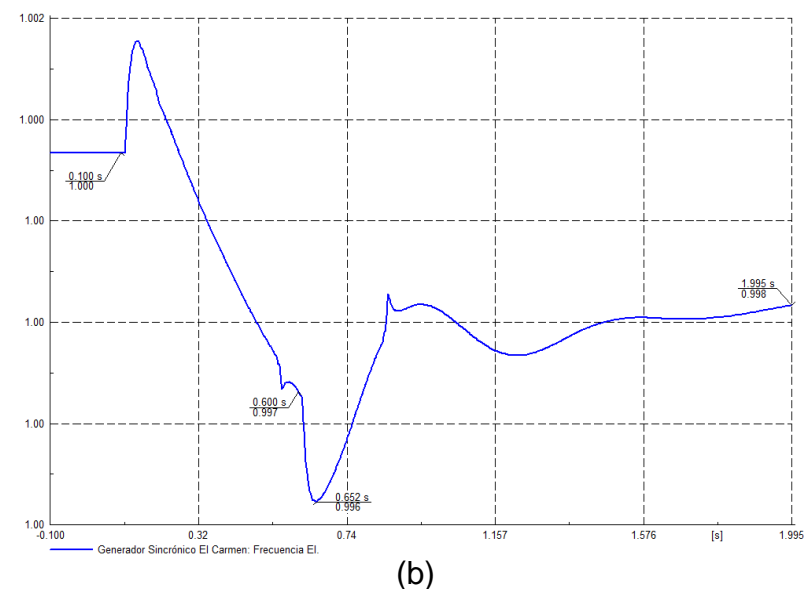
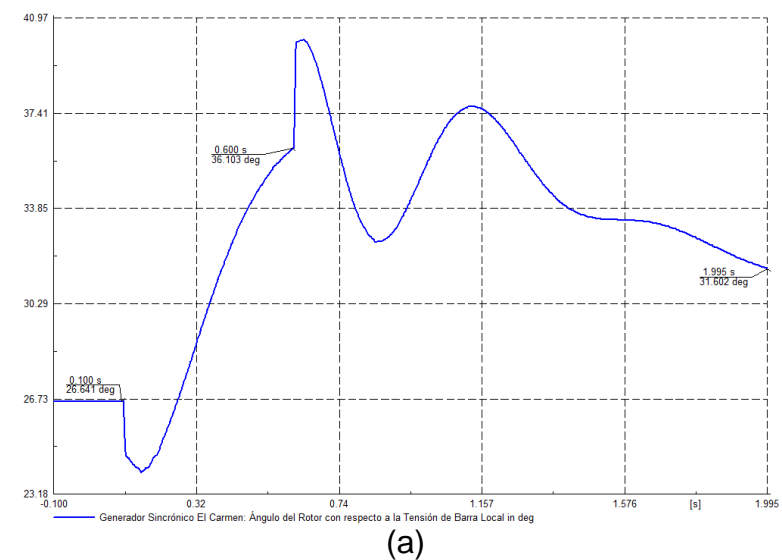
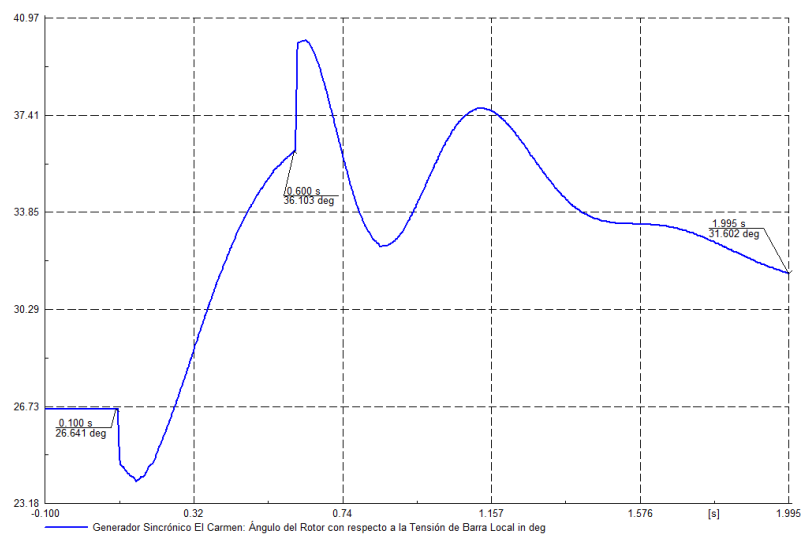
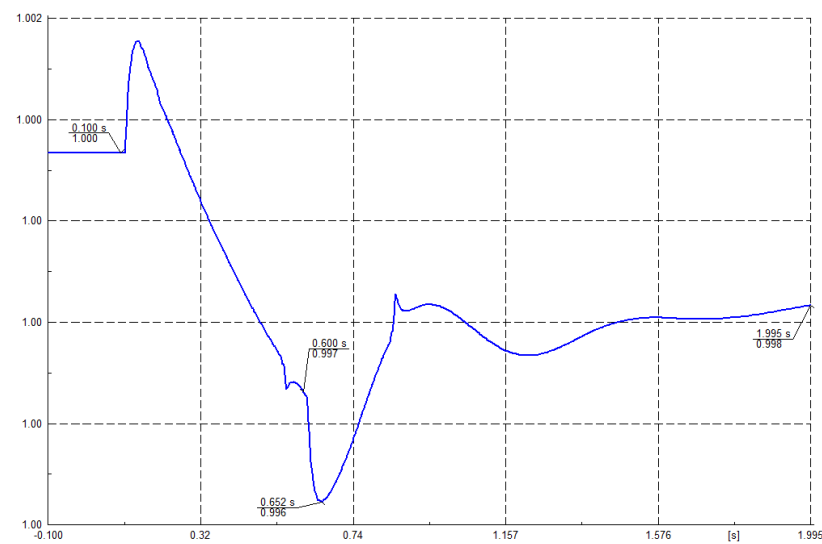


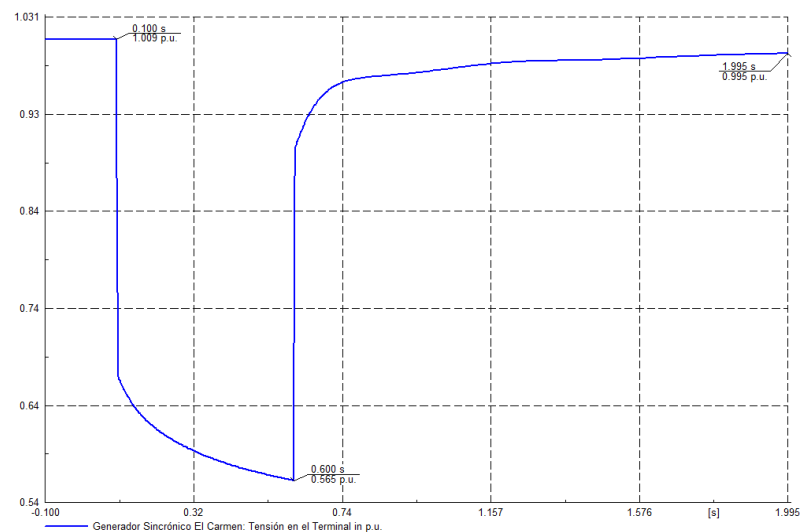
Fig. A3. 5 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



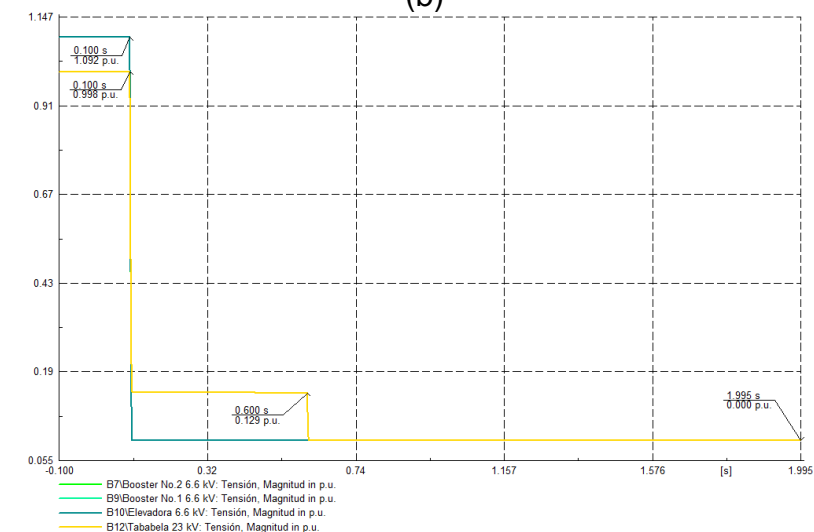
(a)



(b)



(c)

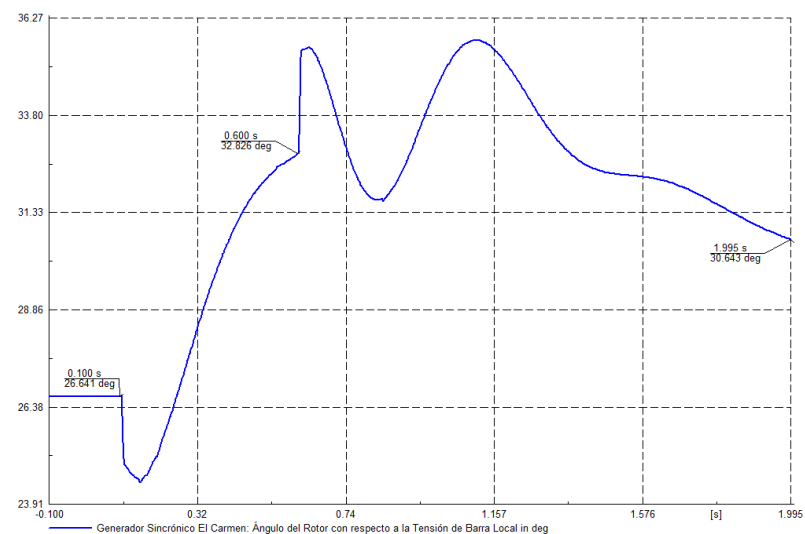


(d)

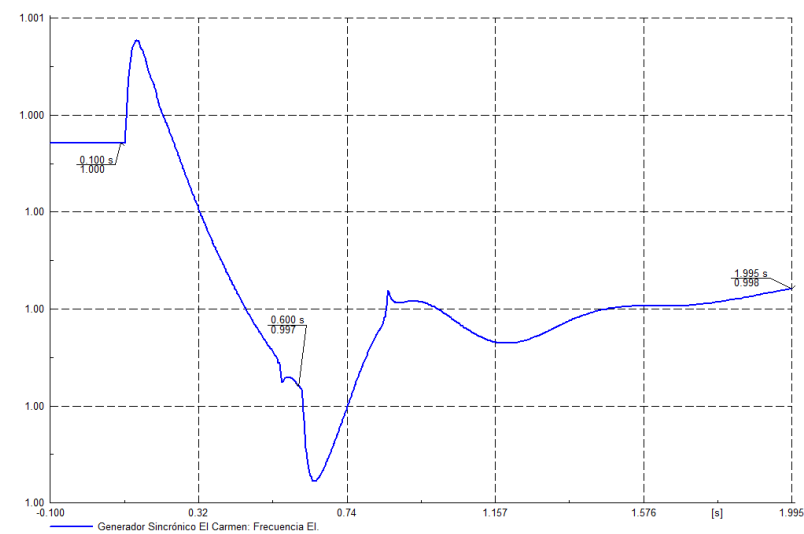
Fig. A3. 6 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A3. 3 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 en el escenario 3

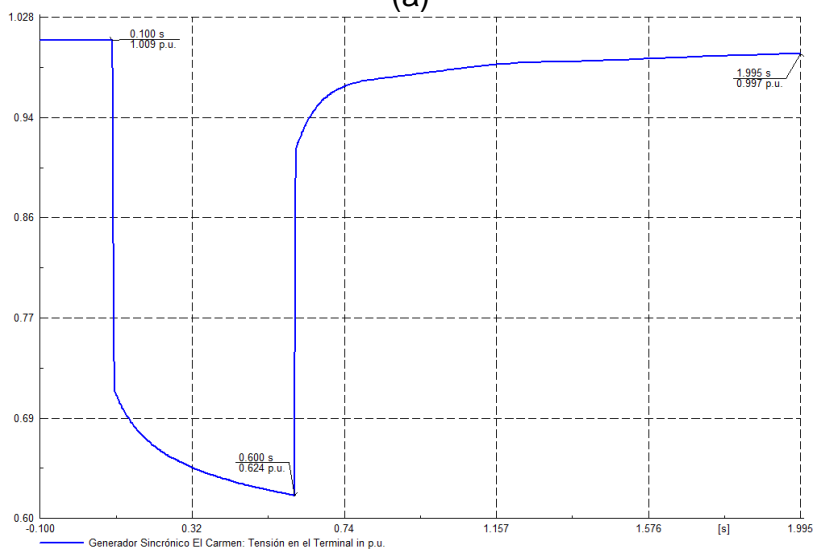
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	5,03	-3,55	-4,94	-1,23	-4,94	-1,23
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-5,03	1,73	4,95	-0,60	4,95	-0,60
		El Carmen	6,6	-5	-0,79	-4,95	0,60	-4,95	0,60
		Torre 83	138	10,03	-0,94	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	5	1,02	4,95	-0,38	4,95	-0,38
Torre 83	138	El Carmen	138	-10	-0,94	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,44	0	0	0	0
		Recuperadora	138	0	-1,5	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,17	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,17	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	0	1,44	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 2	138	0	-1,44	0	0	0	0
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	0	0,27	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	0	-0,27	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0



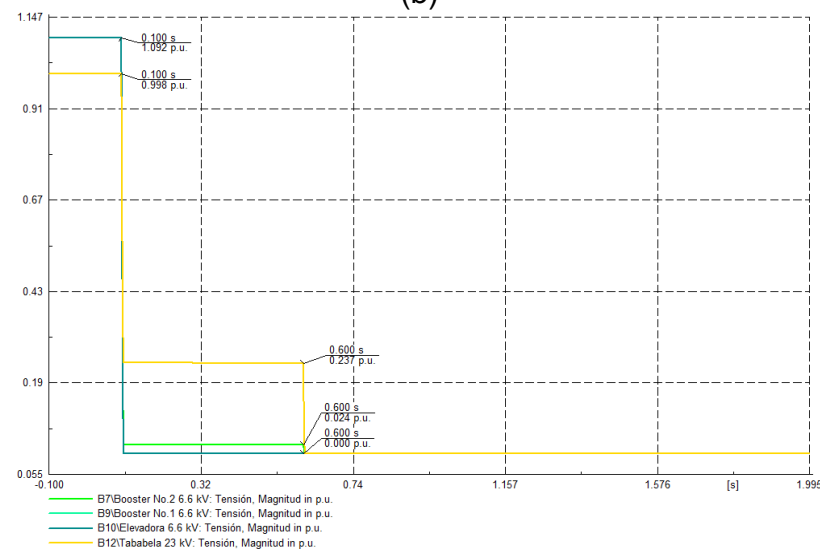
(a)



(b)

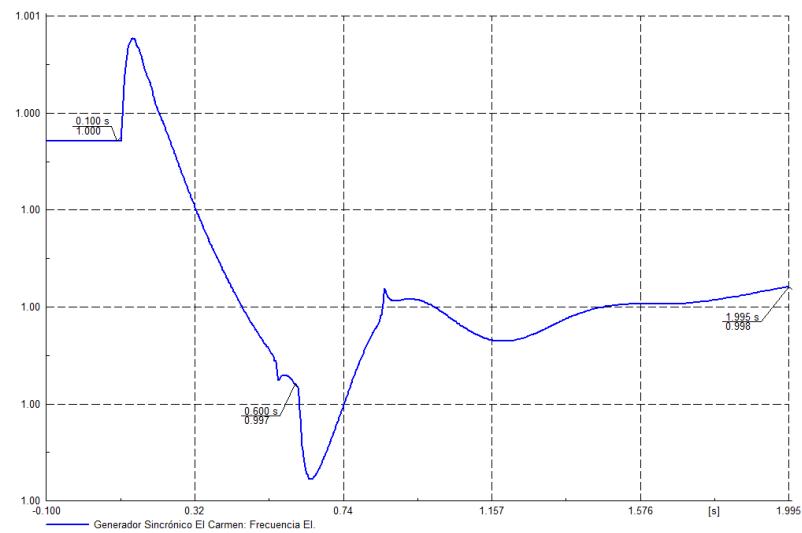
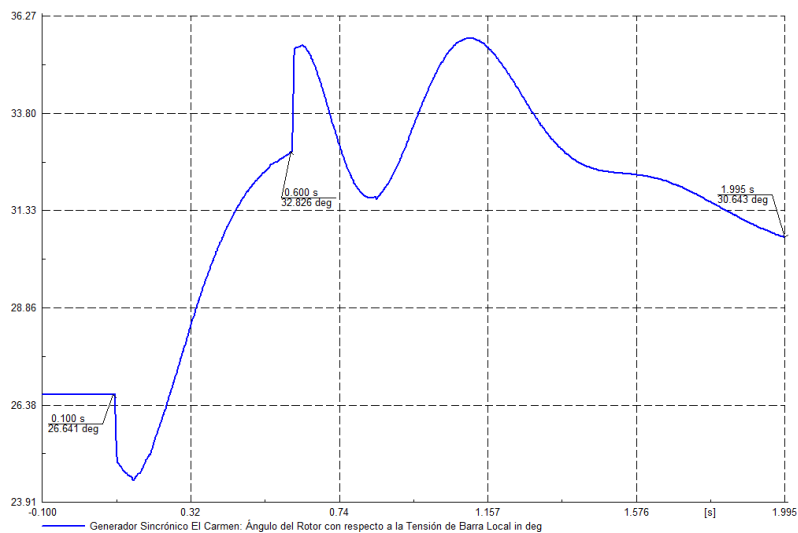


(c)



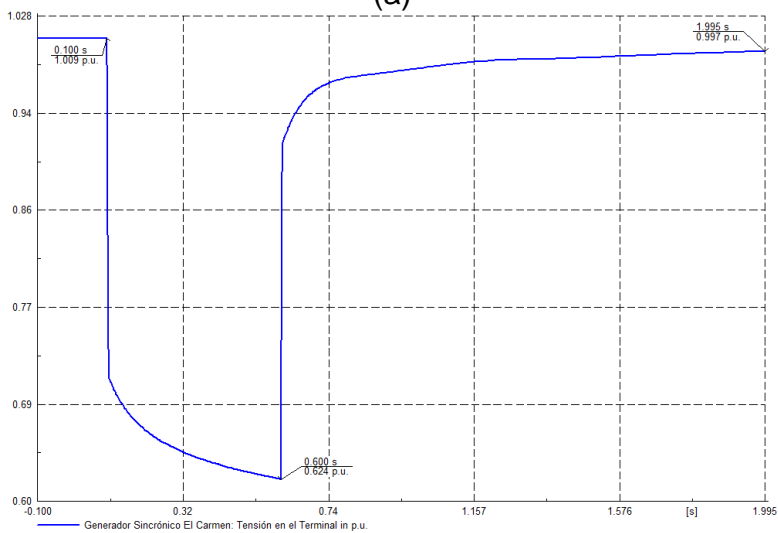
(d)

Fig. A3. 7 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

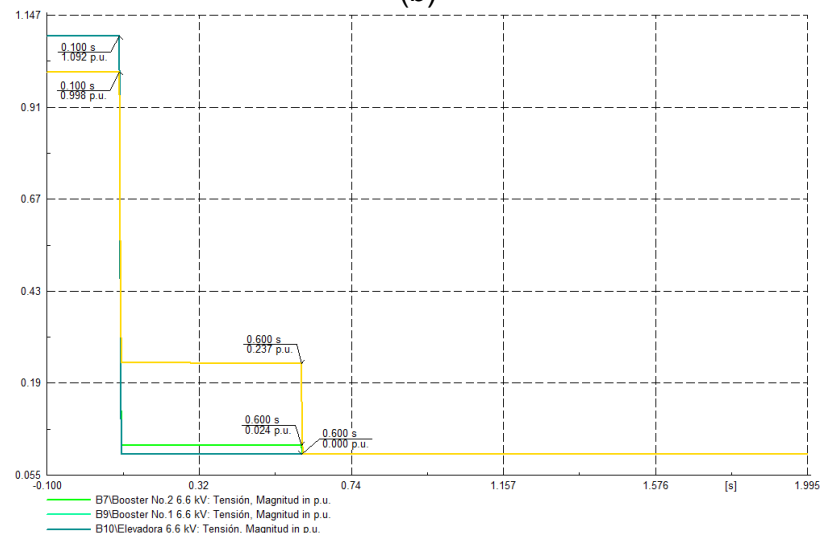


(a)

(b)



(c)



(d)

Fig. A3. 8 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 3 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

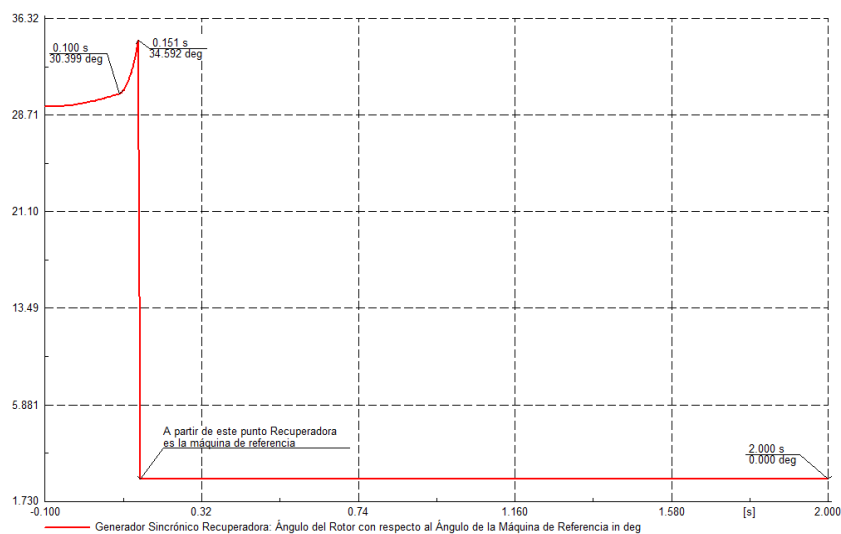
Tabla A3. 4 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 en el escenario 3

Barra Inicial	V [kV]	Barra Final	V [kV]	Pre-falla	Falla trifásica				Falla monofásica	
					A 2 [s] de la falla					
Nombre		Nombre		P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	
Santa Rosa	138	El Carmen	138	5,03	-3,55	-4,96	-1,46	-4,96	-1,46	
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-5,03	1,73	4,96	-0,36	4,96	-0,36	
		El Carmen	6,6	-5	-0,79	-4,96	0,36	-4,96	0,36	
		Torre 83	138	10,03	-0,94	0	0	0	0	
El Carmen	6,6	El Carmen	138	5	1,02	4,96	-0,14	4,96	-0,14	
Torre 83	138	El Carmen	138	-10	-0,94	0	0	0	0	
		Tababela	138	10	2,44	0	0	0	0	
		Recuperador a	138	0	-1,5	0	0	0	0	
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,17	0	0	0	0	
		Tababela	23	10	4,17	0	0	0	0	
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0	
Recuperador a	138	Torre 83	138	0	1,44	0	0	0	0	
		Recuperador a	6,9	0	0	0	0	0	0	
		Booster No. 2	138	0	-1,44	0	0	0	0	
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	0	0	0	0	0	0	
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	0	0,27	0	0	0	0	
		Booster No. 2	6,6	0	0	0	0	0	0	
		Booster No. 1	138	0	-0,27	0	0	0	0	
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	0	0	0	0	0	0	
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	0	0,02	0	0	0	0	
		Booster No. 1	6,6	0	-0,02	0	0	0	0	
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	0	0,02	0	0	0	0	
		Elevadora	6,6	0	-0,02	0	0	0	0	
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	0	0	0	0	0	0	

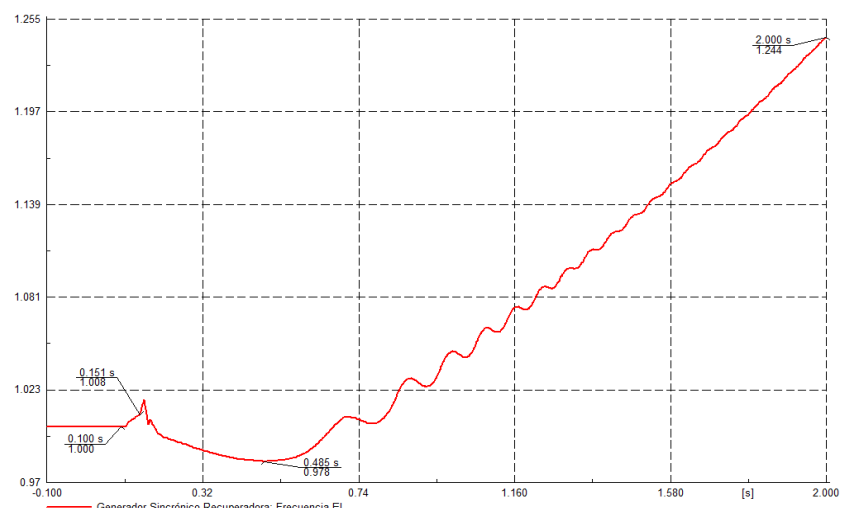
#### **6.4 ANEXO NO 4.**

**Operación ante cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada una de las líneas de transmisión del SEP de la EPMAPS – Escenario 4**

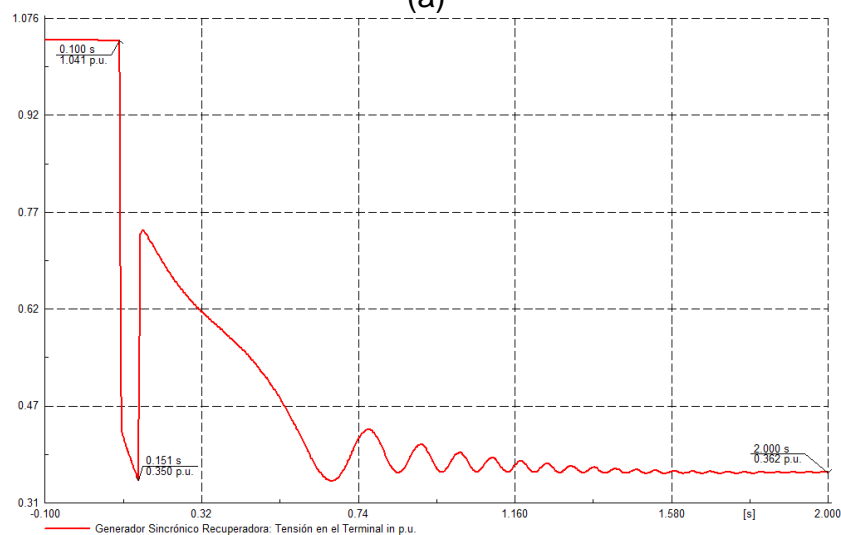




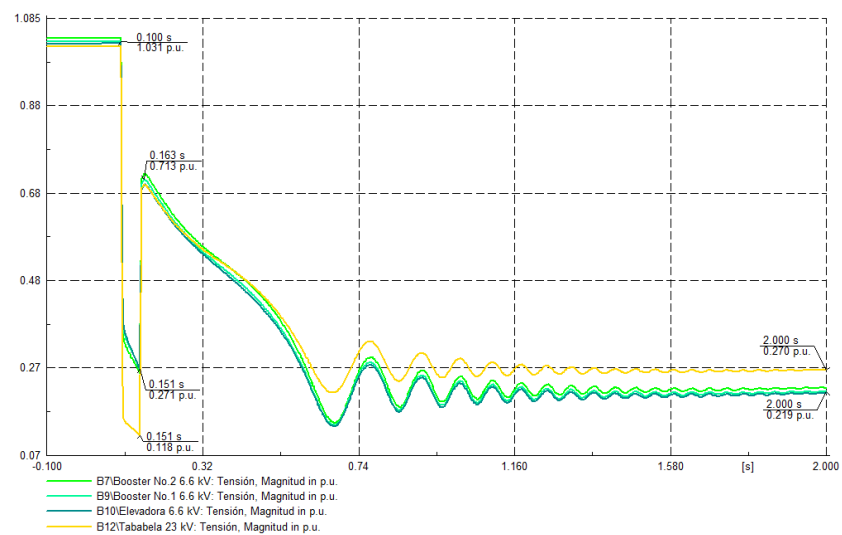
(a)



(b)

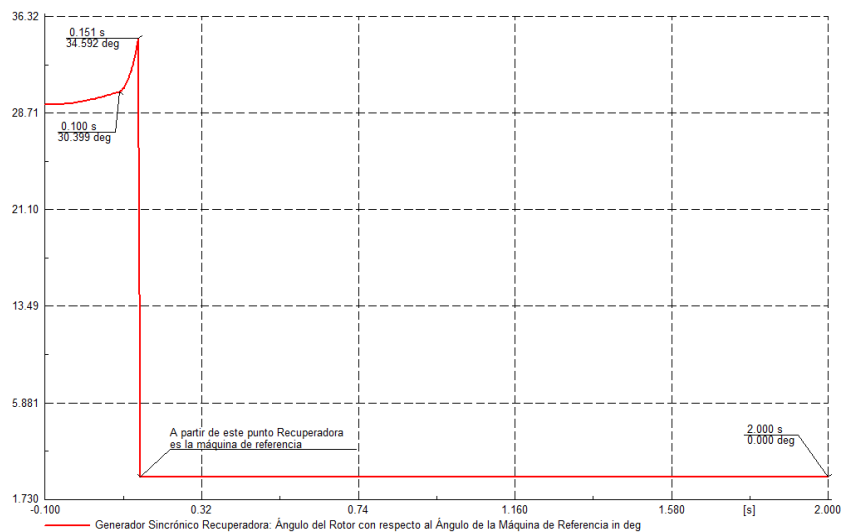


(c)

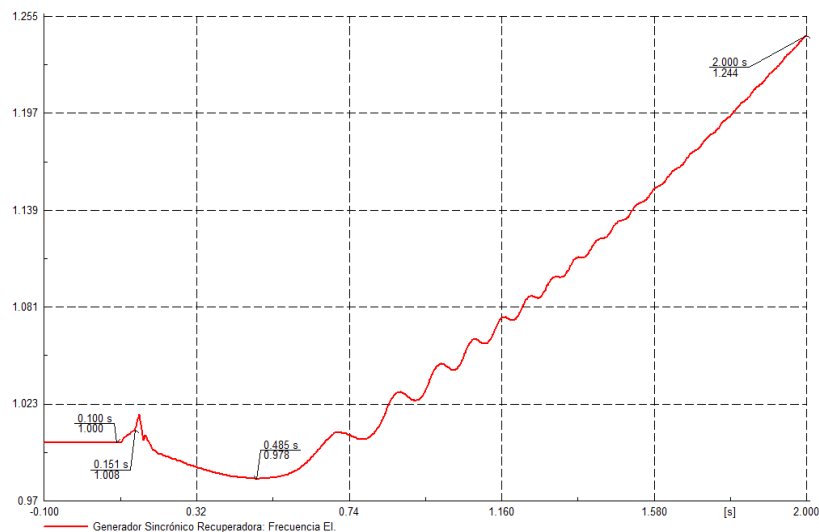


(d)

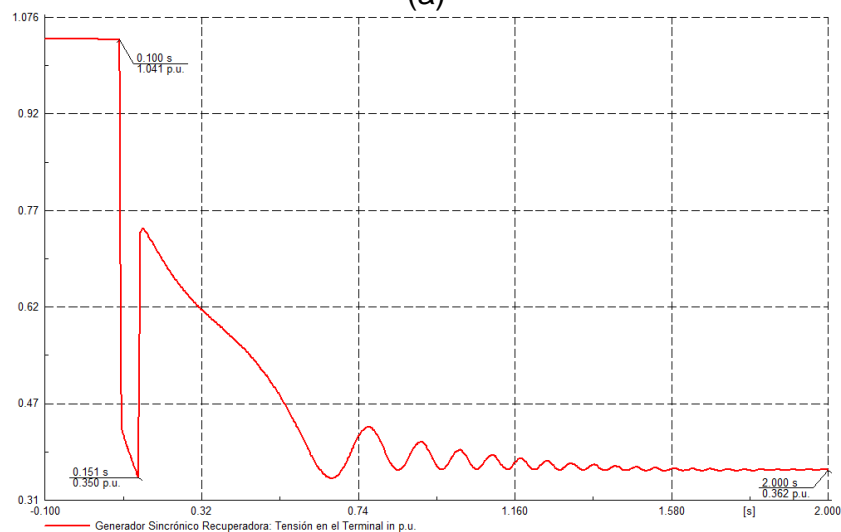
**Fig. A4. 1** Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



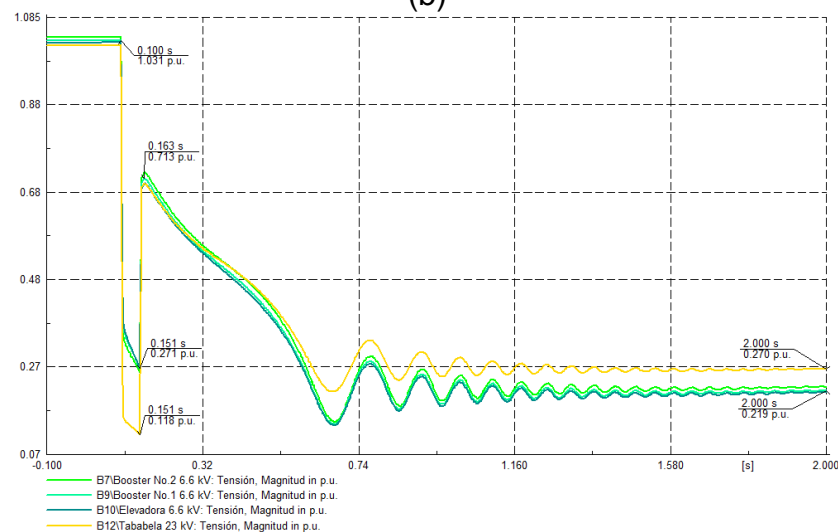
(a)



(b)



(c)



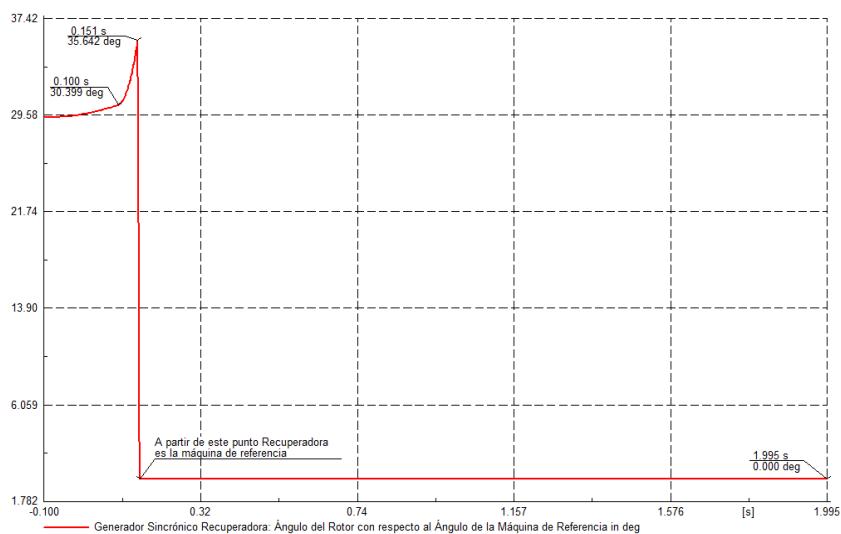
(d)

Fig. A4. 2 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

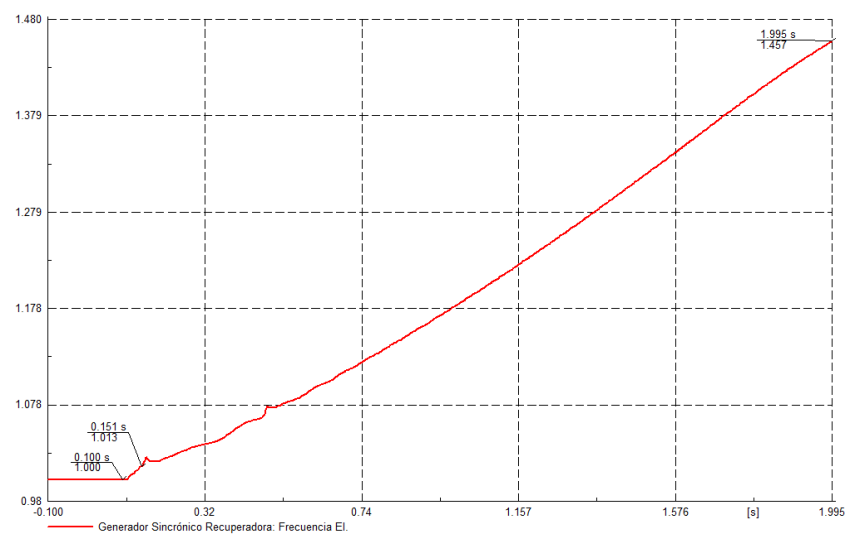
**Tabla A4. 1** Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Santa Rosa-El Carmen en el escenario

4

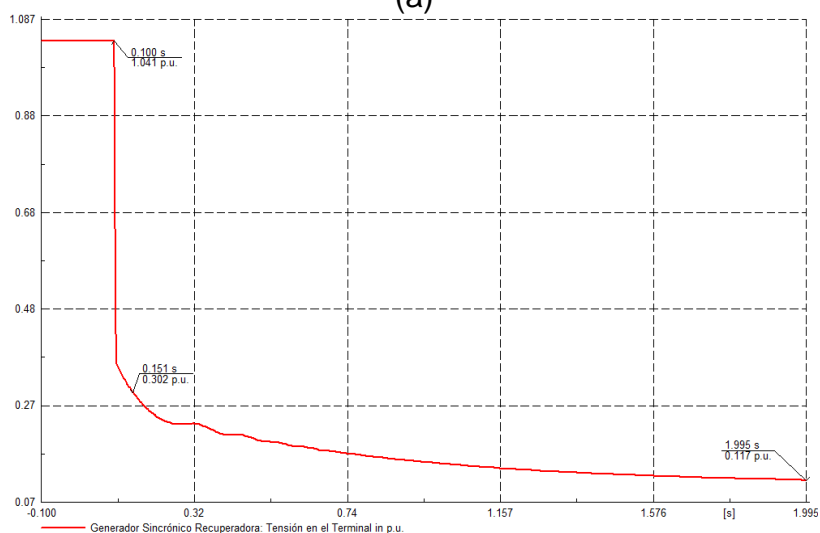
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	17,23	5,83	0	0	0	0
El Carmen	138	Santa Rosa	138	- 17,15	-7,39	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	17,15	7,39	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	- 17,07	-8,99	0	-0,13	0	-0,13
		Tababela	138	10	2,49	0,70	0,17	0,71	0,18
		Recuperadora	138	7,06	6,50	-0,70	-0,04	-0,71	-0,04
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,15	-0,70	-0,29	-0,71	-0,3
		Tababela	23	10	4,15	0,70	0,29	0,71	0,30
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	-0,70	-0,25	-0,71	-0,26
Recuperadora	138	Torre 83	138	-7,06	-6,56	0,70	0,04	0,71	0,04
		Recuperadora	6,9	-12	-3,23	-1,84	-5,05	-1,79	-5,07
		Booster No. 2	138	19,06	9,79	1,14	5,01	1,08	5,03
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	12	3,94	1,84	6,94	1,79	6,95
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	- 18,99	-10,66	-1,08	-4,88	-1,02	-4,90
		Booster No. 2	6,6	8,75	4,76	0,50	2,25	0,47	2,26
		Booster No. 1	138	10,24	5,90	0,58	2,63	0,55	2,64
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-8,75	-4,29	-0,50	-1,87	-0,47	-1,89
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	- 10,24	-6,12	-0,57	-2,63	-0,55	-2,64
		Booster No. 1	6,6	10,24	6,12	0,57	2,63	0,55	2,64
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	- 10,24	-5,45	-0,57	-2,11	-0,55	-2,12
		Elevadora	6,6	1,49	1,17	0,11	0,38	0,11	0,38
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,48	-1,18	-0,11	-0,37	-0,11	-0,37



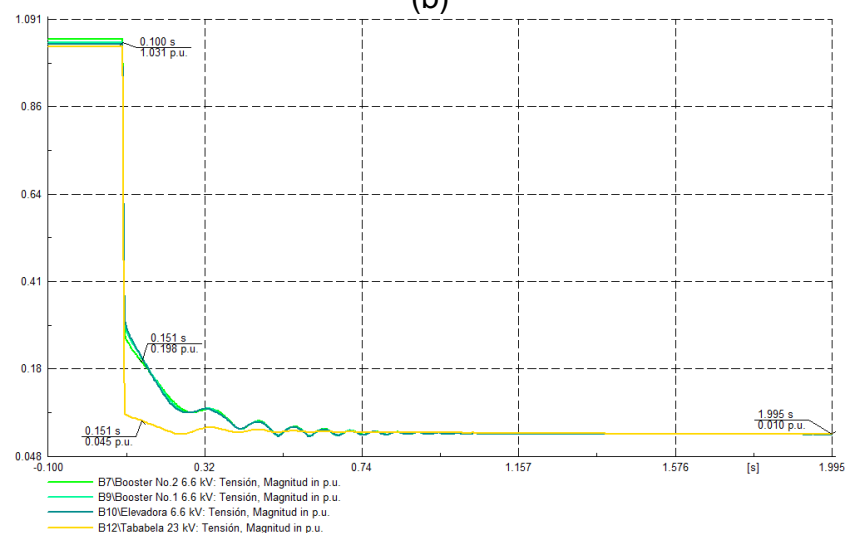
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. A4. 3 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

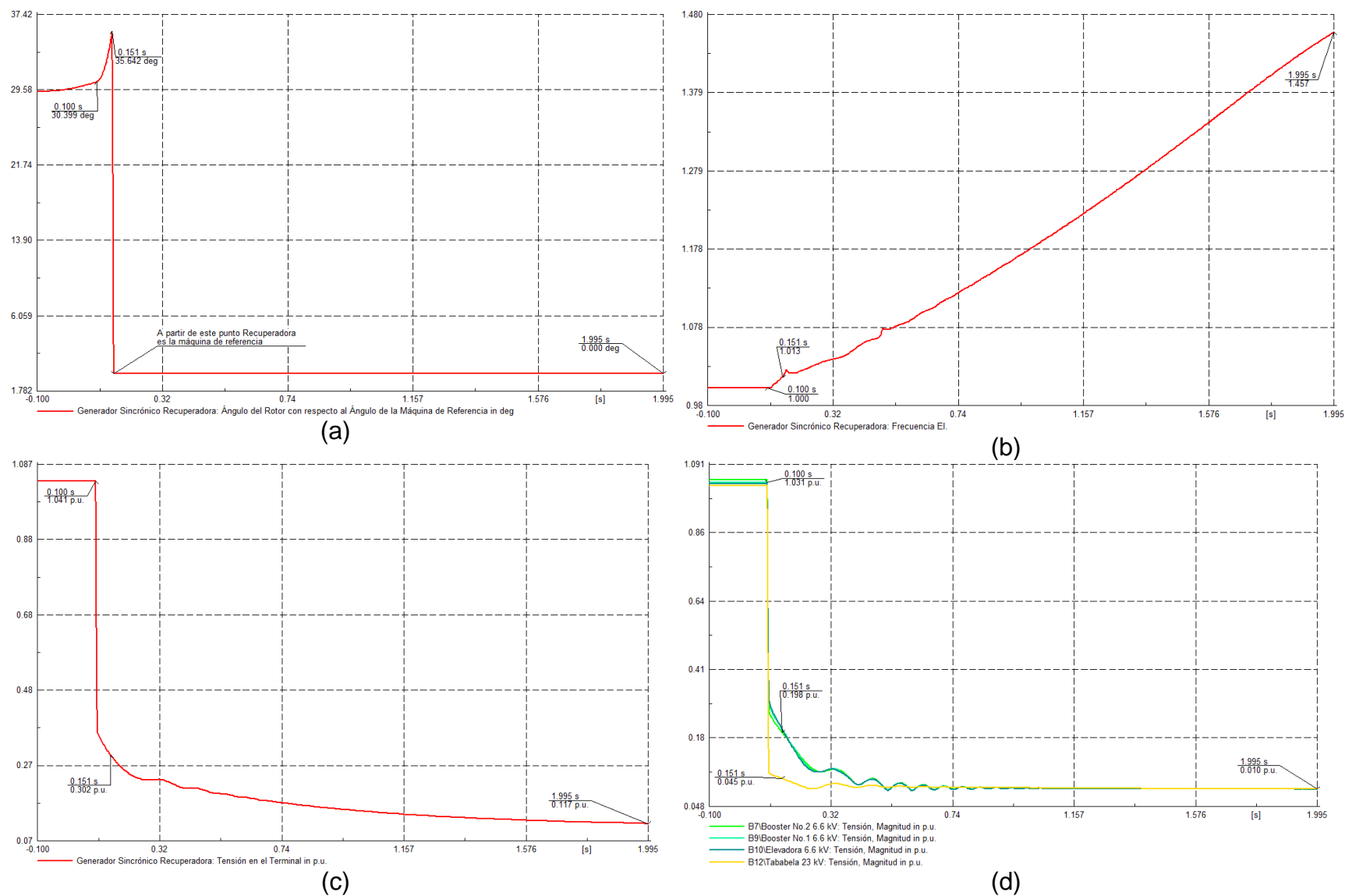
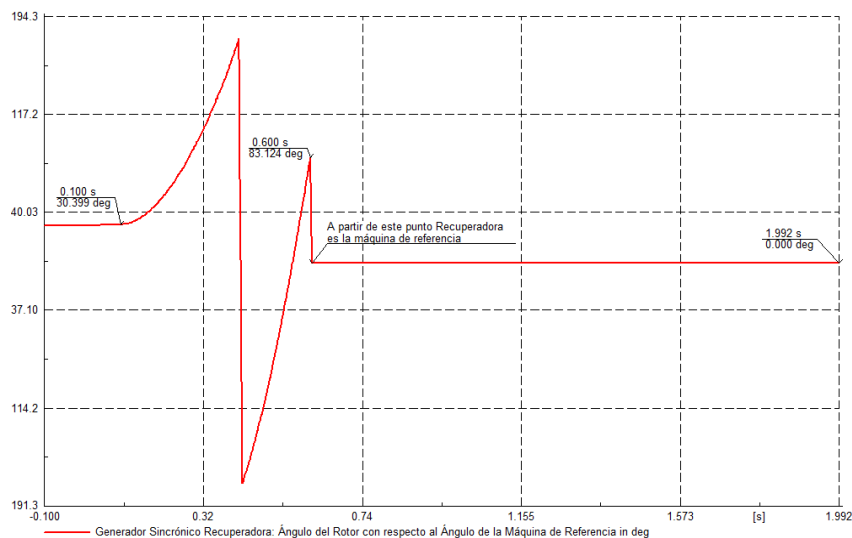


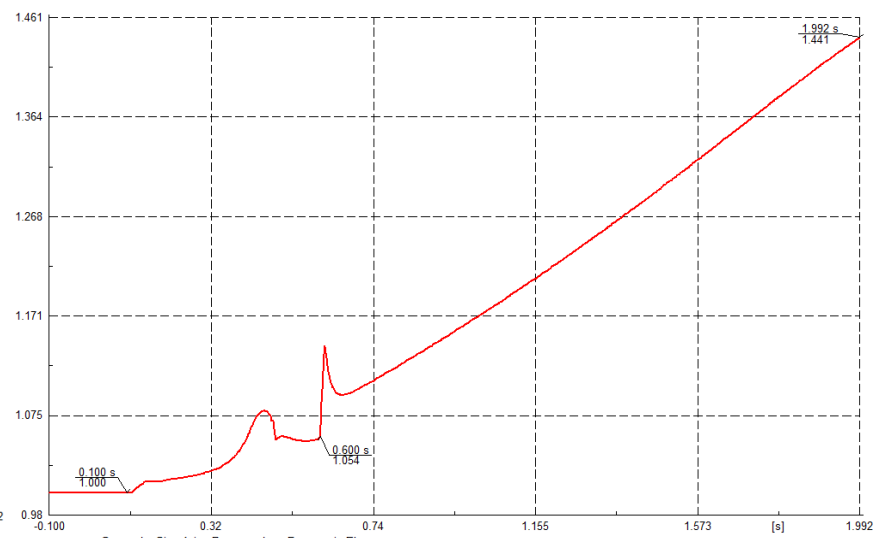
Fig. A4. 4 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A4. 2 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión El Carmen-Torre 83 en el escenario 4

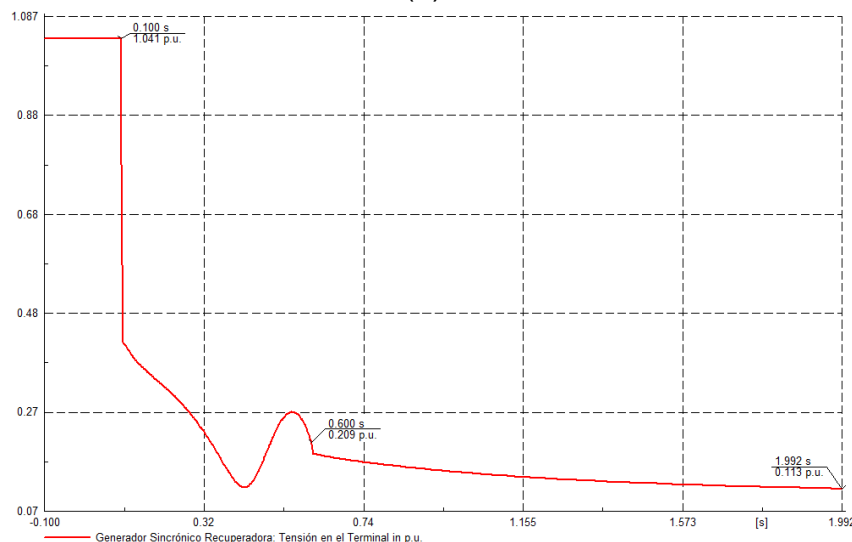
Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	17,23	5,83	0	-1,87	0	-1,87
El Carmen	138	Santa Rosa	138	- 17,15	-7,39	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	17,15	7,39	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	- 17,07	-8,99	0,06	0,21	0,06	0,21
		Tababela	138	10	2,49	0	0	0	0
		Recuperador a	138	7,06	6,50	-0,06	-0,21	-0,06	-0,21
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,15	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,15	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperador a	138	Torre 83	138	-7,06	-6,56	0,06	0,23	0,06	0,23
		Recuperador a	6,9	-12	-3,23	-0,07	-0,23	-0,07	-0,23
		Booster No. 2	138	19,06	9,79	0	0,01	0	0,01
Recuperador a	6,9	Recuperador a	138	12	3,94	0,07	2,59	0,07	2,59
Booster No. 2	138	Recuperador a	138	- 18,99	-10,66	0	-0,01	0	-0,01
		Booster No. 2	6,6	8,75	4,76	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	10,24	5,90	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-8,75	-4,29	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	- 10,24	-6,12	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	10,24	6,12	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	- 10,24	-5,45	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	1,49	1,17	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,48	-1,18	0	0	0	0



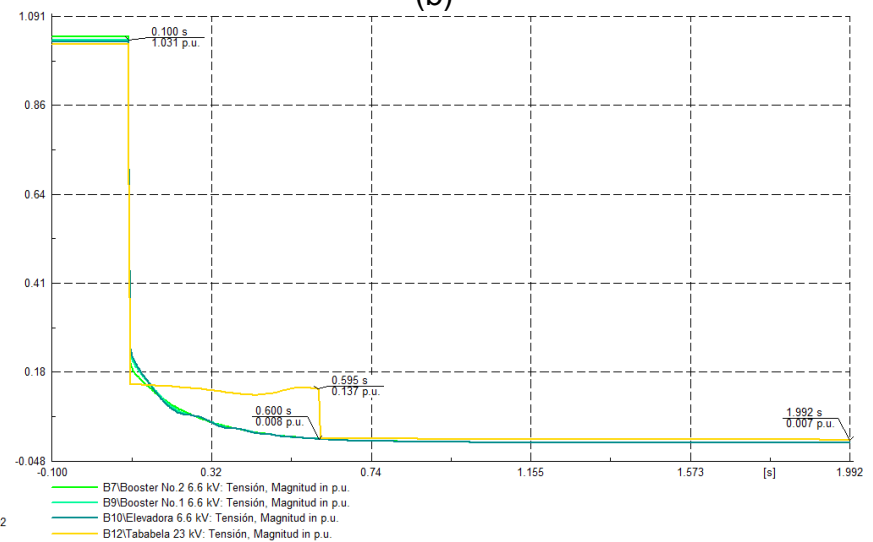
(a)



(b)

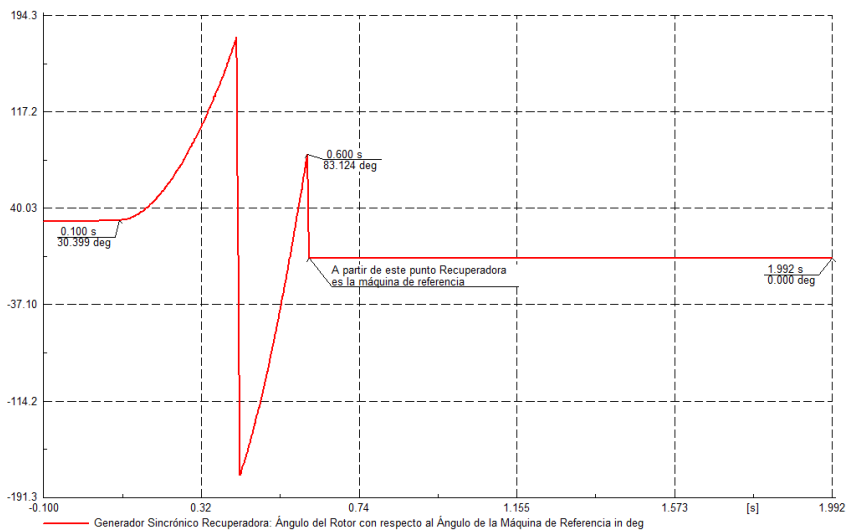


(c)

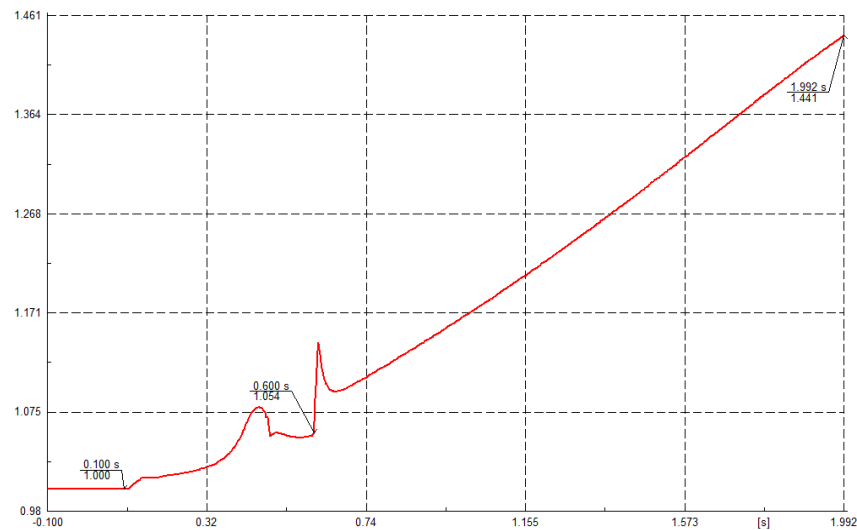


(d)

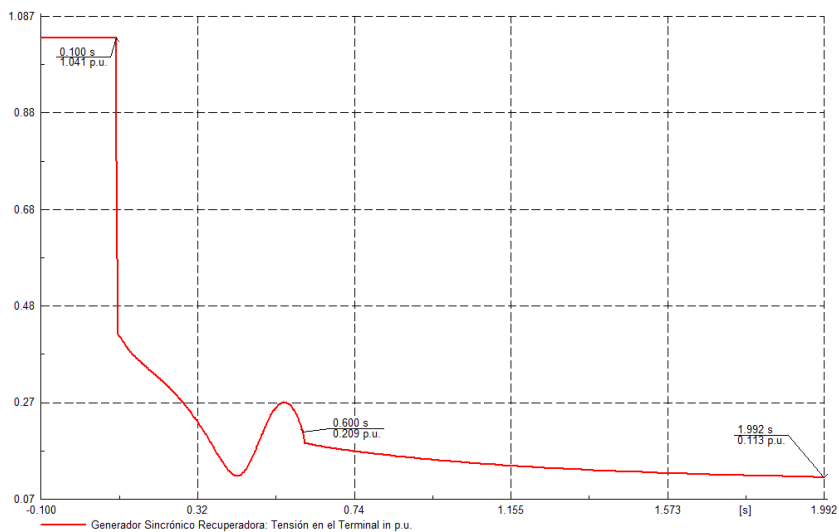
Fig. A4. 5 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



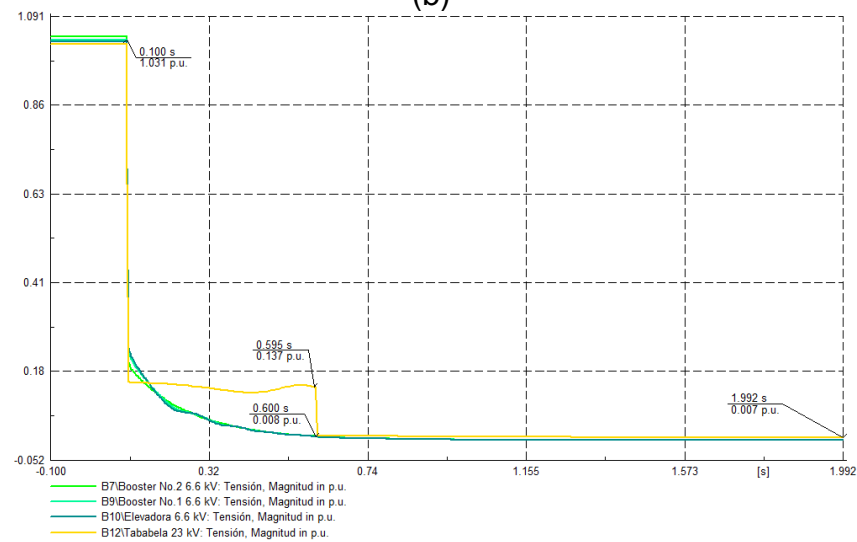
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. A4. 6 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No. 2 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



Tabla A4. 3 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Recuperadora-Booster No.2 en el escenario 4

Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	17,23	5,83	0	-1,86	0	-1,86
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-17,15	-7,39	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	17,15	7,39	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	-17,07	-8,99	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,49	0	0	0	0
		Recuperadora	138	7,06	6,50	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,15	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,15	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	-7,06	-6,56	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	-12	-3,23	-0,04	-0,14	-0,04	-0,14
		Booster No. 2	138	19,06	9,79	0,04	0,14	0,04	0,14
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	12	3,94	0,04	2,51	0,04	2,51
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	-18,99	-10,66	0	0	0	0
		Booster No. 2	6,6	8,75	4,76	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	10,24	5,90	0	0	0	0
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-8,75	-4,29	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-10,24	-6,12	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	10,24	6,12	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	-10,24	-5,45	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	1,49	1,17	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,48	-1,18	0	0	0	0

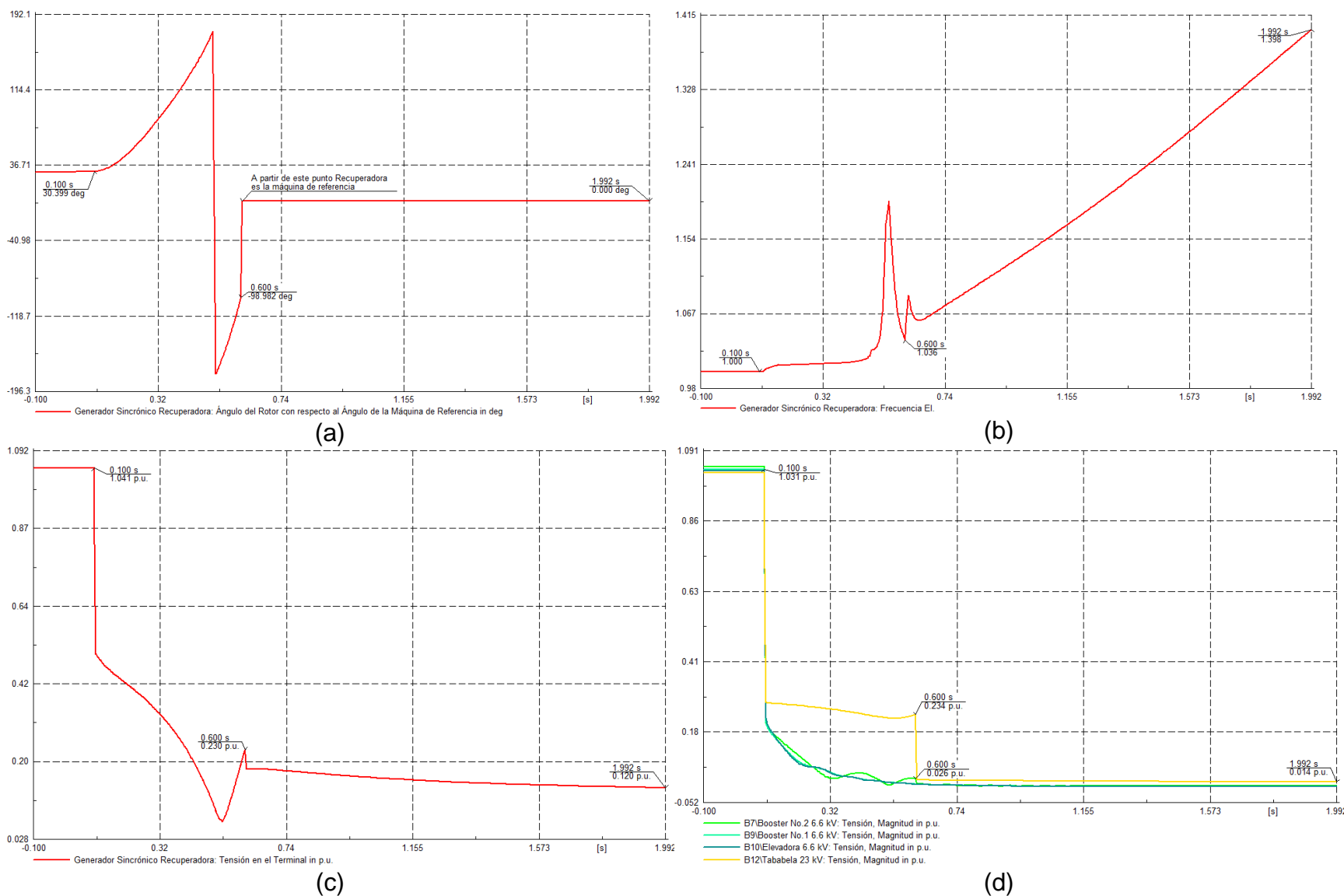
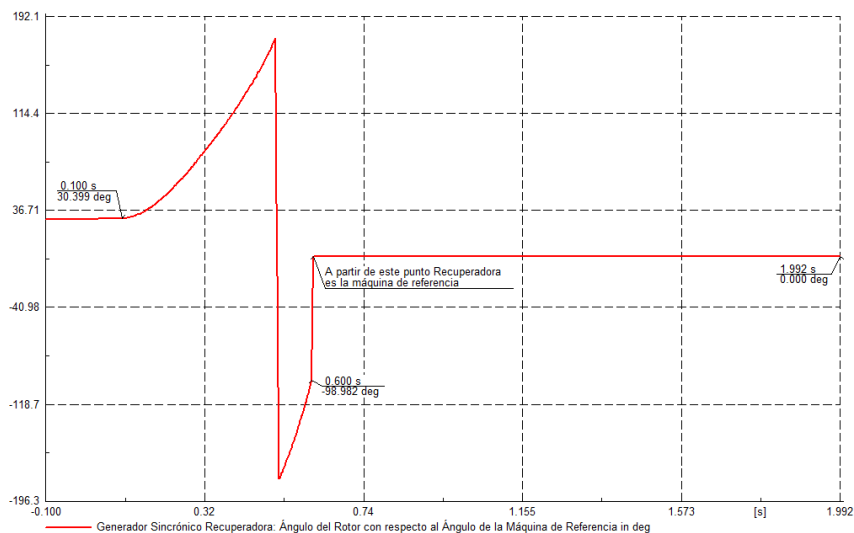
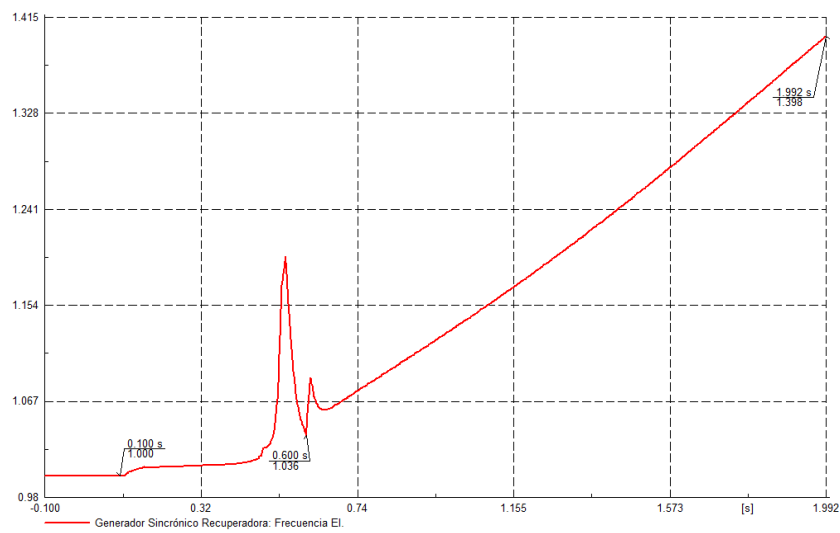


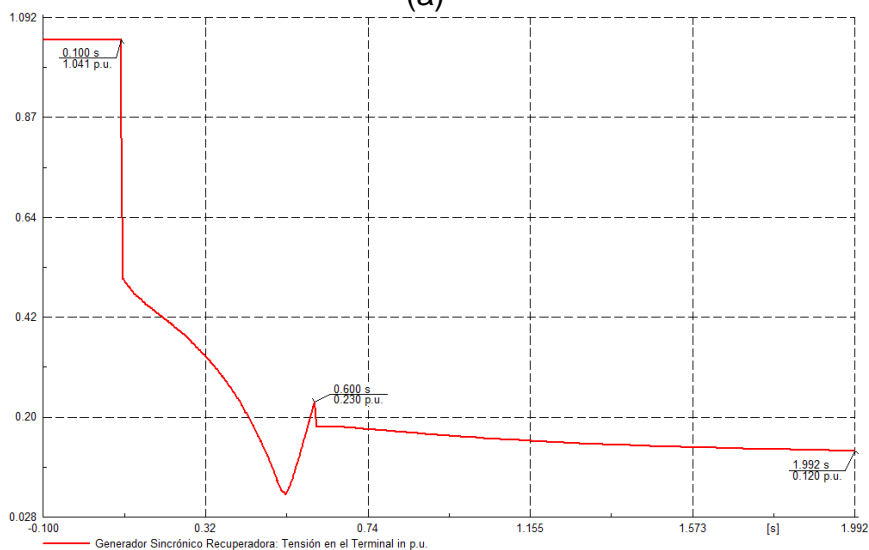
Fig. A4. 7 Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas



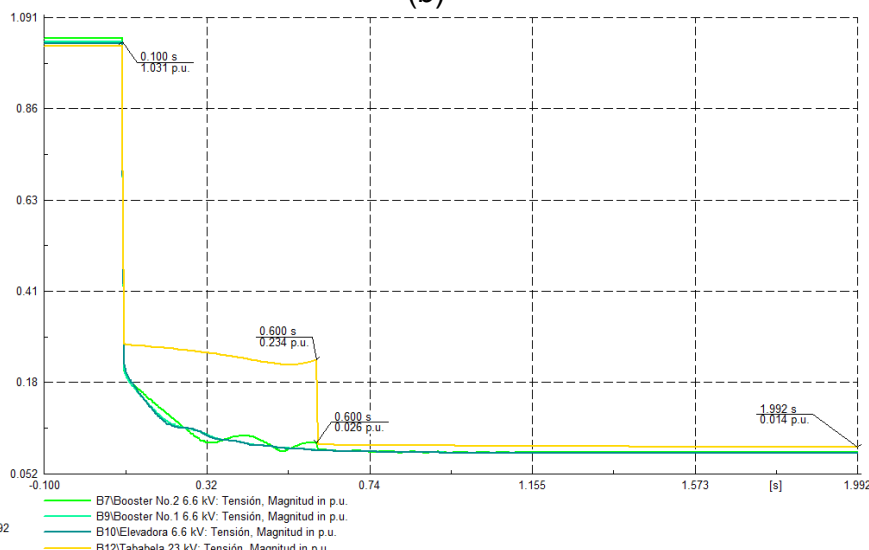
(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. A4. 8 Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 del escenario 4 (a) Ángulos  $\delta$  con respecto al ángulo de la máquina de referencia (b) Frecuencia de los generadores (c) Voltajes en los terminales de los generadores (d) Voltajes en los terminales de las cargas

Tabla A4. 4 Transferencias de potencia activa y reactiva frente a fallas trifásica y monofásica al 50% de la línea de transmisión Booster No. 2-Booster No. 1 en el escenario 4

Barra Inicial		Barra Final		Pre-falla		Falla trifásica		Falla monofásica	
						A 2 [s] de la falla			
Nombre	V [kV]	Nombre	V [kV]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
Santa Rosa	138	El Carmen	138	17,23	5,83	0	-1,86	0	-1,86
El Carmen	138	Santa Rosa	138	-	-7,39	0	0	0	0
		El Carmen	6,6	0	0	0	0	0	0
		Torre 83	138	17,15	7,39	0	0	0	0
El Carmen	6,6	El Carmen	138	0	0	0	0	0	0
Torre 83	138	El Carmen	138	-	-8,99	0	0	0	0
		Tababela	138	10	2,49	0	0	0	0
		Recuperadora	138	7,06	6,50	0	0	0	0
Tababela	138	Torre 83	138	-10	-4,15	0	0	0	0
		Tababela	23	10	4,15	0	0	0	0
Tababela	23	Tababela	138	-10	-3,63	0	0	0	0
Recuperadora	138	Torre 83	138	-7,06	-6,56	0	0	0	0
		Recuperadora	6,9	-12	-3,23	-0,09	-0,31	-0,09	-0,31
		Booster No. 2	138	19,06	9,79	0,09	0,31	0,09	0,31
Recuperadora	6,9	Recuperadora	138	12	3,94	0,09	2,65	0,09	2,65
Booster No. 2	138	Recuperadora	138	-	-10,66	-0,01	-0,03	-0,01	-0,03
		Booster No. 2	6,6	8,75	4,76	0	0	0	0
		Booster No. 1	138	10,24	5,90	0,01	0,03	0,01	0,03
Booster No. 2	6,6	Booster No. 2	138	-8,75	-4,29	0	0	0	0
Booster No. 1	138	Booster No. 2	138	-	-6,12	0	0	0	0
		Booster No. 1	6,6	10,24	6,12	0	0	0	0
Booster No. 1	6,6	Booster No. 1	138	-	-5,45	0	0	0	0
		Elevadora	6,6	1,49	1,17	0	0	0	0
Elevadora	6,6	Booster No. 1	6,6	-1,48	-1,18	0	0	0	0

## **6.5 ANEXO NO 5.**

**Criterio de igualdad de áreas para los casos en análisis**

**Condición de Pre-falla**

$$P_{e3\_prefalla} = \bar{E}_3^2 * G_{pre(2,2)} + \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * (G_{pre(2,1)} * \cos(\delta - \delta_1) + B_{pre(2,1)} * \text{sen}(\delta - \delta_1))$$

Dónde:

$$ap = \bar{E}_3^2 * G_{pre(2,2)} \quad bp = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * G_{pre(2,1)} \quad cp = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * B_{pre(2,1)}$$

$$\therefore P_{e3\_prefalla} = ap + bp * \cos(\delta - \delta_1) + cp * \text{sen}(\delta - \delta_1)$$

**Condición de Falla**

$$P_{e3\_falla} = \bar{E}_3^2 * G_{falla(2,2)} + \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * (G_{falla(2,1)} * \cos(\delta - \delta_1) + B_{falla(2,1)} * \text{sen}(\delta - \delta_1))$$

Dónde:

$$af = \bar{E}_3^2 * G_{falla(2,2)} \quad bf = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * G_{falla(2,1)} \quad cf = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * B_{falla(2,1)}$$

$$\therefore P_{e3\_falla} = af + bf * \cos(\delta - \delta_1) + cf * \text{sen}(\delta - \delta_1)$$

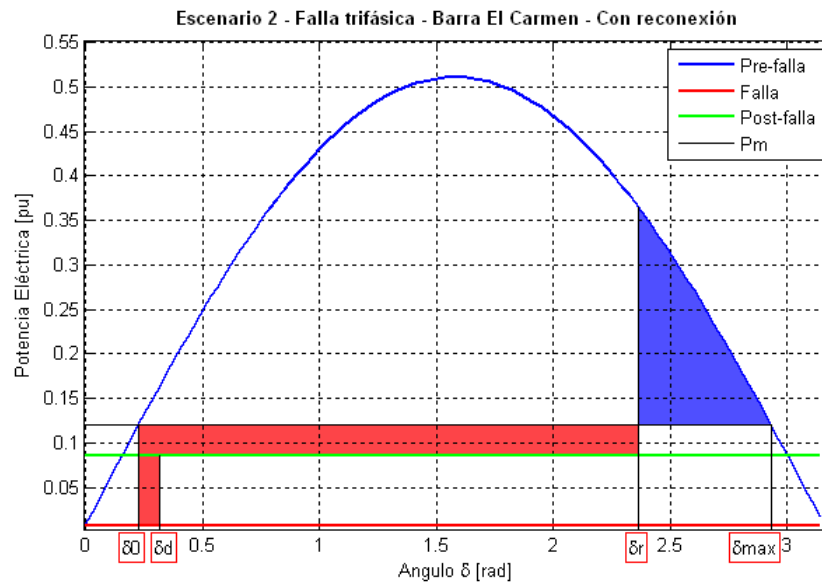
**Condición de Post-falla**

$$P_{e3\_postfalla} = \bar{E}_3^2 * G_{post(2,2)} + \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * (G_{post(2,1)} * \cos(\delta - \delta_1) + B_{post(2,1)} * \text{sen}(\delta - \delta_1))$$

Dónde:

$$apf = \bar{E}_3^2 * G_{post(2,2)} \quad bpf = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * G_{post(2,1)} \quad cpf = \bar{E}_3 * \bar{E}_1 * B_{post(2,1)}$$

$$\therefore P_{e3\_postfalla} = apf + bpf * \cos(\delta - \delta_1) + cpf * \text{sen}(\delta - \delta_1)$$

**Criterio de igualdad de áreas para el escenario 2**

Dónde:

 $P_{m3}$  = es la Potencia mecánica del generador de la barra 3 o Recuperadora $\delta_0$  = Angulo delta inicial $\delta_d$  = Angulo delta de despeje $\delta_r$  = Angulo delta de recierre $\delta_{m\acute{a}x}$  = Angulo delta máximo

Áreas:

$$A_1 = (\delta_r - \delta_0) * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} P_{e3falla} d\delta - \int_{\delta_d}^{\delta_r} P_{e3postfalla} d\delta$$

$$A_2 = \int_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} P_{e3prefalla} d\delta - (\delta_{m\acute{a}x} - \delta_r) * P_{m3}$$

Criterio de igualdad de áreas:

$$A_1 = A_2$$

$$(\delta_r - \delta_0) * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} P_{e3falla} d\delta - \int_{\delta_d}^{\delta_r} P_{e3postfalla} d\delta = \int_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} P_{e3prefalla} d\delta - (\delta_{m\acute{a}x} - \delta_r) * P_{m3}$$

$$\delta_r * P_{m3} - \delta_0 * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} (af + bf * \cos(\delta - \delta_1) + cf * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta - \int_{\delta_d}^{\delta_r} (apf + bpf * \cos(\delta - \delta_1) + cpf * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta$$

$$= \int_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} (ap + bp * \cos(\delta - \delta_1) + cp * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} + \delta_r * P_{m3}$$

$$\delta_r * P_{m3} - \delta_0 * P_{m3} = (af * \delta + bf * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cf * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_0}^{\delta_d} + (apf * \delta + bpf * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cpf * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_d}^{\delta_r}$$

$$+ (ap * \delta + bp * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cp * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} + (\delta_0 - \delta_{m\acute{a}x}) * P_{m3} + \delta_r * P_{m3}$$

$$(af * \delta_d + bf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cf * \cos(\delta_d - \delta_1)) - (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) + (apf * \delta_r + bpf * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_r - \delta_1))$$

$$- (apf * \delta_d + bpf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_d - \delta_1)) + (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1))$$

$$- (ap * \delta_r + bp * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cp * \cos(\delta_r - \delta_1)) + (\delta_0 - \delta_{m\acute{a}x}) * P_{m3} = 0$$

Dónde:

$$w = (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1)) - (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) + (\delta_0 - \delta_{m\acute{a}x}) * P_{m3}$$

$$\therefore ((af - apf) * \delta_d + (bf - bpf) * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) + (cpf - cf) * \cos(\delta_d - \delta_1)) + ((apf - ap) * \delta_r + (bpf - bp) * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) + (cp - cpf) * \cos(\delta_r - \delta_1)) + w = 0$$

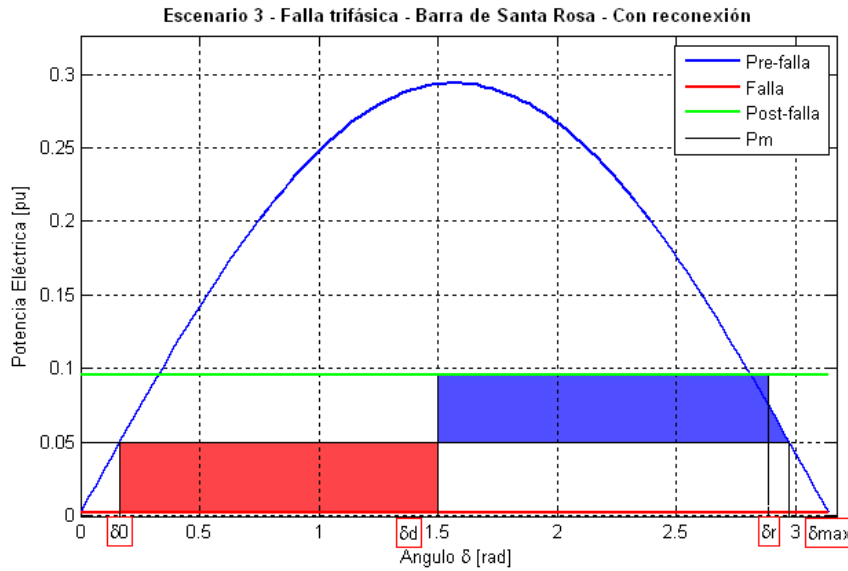
Dónde:

$$p = (af - apf); \quad q = (bf - bpf); \quad r = (cpf - cf); \quad s = (apf - ap); \quad t = (bpf - bp); \quad u = (cp - cpf)$$

$$\therefore (p * \delta_d + q * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) + r * \cos(\delta_d - \delta_1)) + (s * \delta_r + t * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) + u * \cos(\delta_r - \delta_1)) + w = 0$$

A5.1

### Criterio de igualdad de áreas para los escenarios 3 y 4



Dónde:

$P_{m3}$  = es la Potencia mecánica del generador de la barra 3 o Recuperadora

$\delta_0$  = Angulo delta inicial

$\delta_d$  = Angulo delta de despeje

$\delta_r$  = Angulo delta de recierre

$\delta_{máx}$  = Angulo delta máximo

Áreas:

$$A_1 = (\delta_d - \delta_0) * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} P_{e3falla} d\delta$$

$$A_2 = \int_{\delta_d}^{\delta_r} P_{e3postfalla} d\delta - (\delta_r - \delta_d) * P_{m3} + \int_{\delta_r}^{\delta_{máx}} P_{e3prefalla} d\delta - (\delta_{máx} - \delta_r) * P_{m3}$$



Criterio de igualdad de áreas:

$$\begin{aligned}
 A_1 &= A_2 \\
 (\delta_d - \delta_0) * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} P_{e3_{falla}} d\delta &= \int_{\delta_d}^{\delta_r} P_{e3_{postfalla}} d\delta - (\delta_r - \delta_d) * P_{m3} + \int_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} P_{e3_{prefalla}} d\delta - (\delta_{m\acute{a}x} - \delta_r) * P_{m3} \\
 \delta_d * P_{m3} - \delta_0 * P_{m3} - \int_{\delta_0}^{\delta_d} (af + bf * \cos(\delta - \delta_1) + cf * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta &= \int_{\delta_d}^{\delta_r} (apf + bpf * \cos(\delta - \delta_1) + cpf * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta - \delta_r * P_{m3} + \delta_d * P_{m3} \\
 &+ \int_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} (ap + bp * \cos(\delta - \delta_1) + cp * \text{sen}(\delta - \delta_1)) d\delta - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} + \delta_r * P_{m3} \\
 \delta_d * P_{m3} - \delta_0 * P_{m3} - (af * \delta + bf * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cf * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_0}^{\delta_d} &= (apf * \delta + bpf * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cpf * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_d}^{\delta_r} - \delta_r * P_{m3} + \delta_d * P_{m3} \\
 &+ (ap * \delta + bp * \text{sen}(\delta - \delta_1) - cp * \cos(\delta - \delta_1)) \Big|_{\delta_r}^{\delta_{m\acute{a}x}} - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} + \delta_r * P_{m3} \\
 -\delta_0 * P_{m3} - (af * \delta_d + bf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cf * \cos(\delta_d - \delta_1)) &+ (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) \\
 &= (apf * \delta_r + bpf * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_r - \delta_1)) - (apf * \delta_d + bpf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_d - \delta_1)) \\
 &+ (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1)) - (ap * \delta_r + bp * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cp * \cos(\delta_r - \delta_1)) - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} \\
 \delta_0 * P_{m3} + (af * \delta_d + bf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cf * \cos(\delta_d - \delta_1)) &- (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) \\
 &+ (apf * \delta_r + bpf * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_r - \delta_1)) - (apf * \delta_d + bpf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_d - \delta_1)) \\
 &+ (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1)) - (ap * \delta_r + bp * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cp * \cos(\delta_r - \delta_1)) - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} = 0
 \end{aligned}$$

Dónde:

$$\begin{aligned}
 w &= \delta_0 * P_{m3} - (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) + (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1)) - \delta_{m\acute{a}x} * P_{m3} \\
 w &= (\delta_0 - \delta_{m\acute{a}x}) * P_{m3} - (af * \delta_0 + bf * \text{sen}(\delta_0 - \delta_1) - cf * \cos(\delta_0 - \delta_1)) + (ap * \delta_{m\acute{a}x} + bp * \text{sen}(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1) - cp * \cos(\delta_{m\acute{a}x} - \delta_1))
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &\therefore (af * \delta_d + bf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cf * \cos(\delta_d - \delta_1)) + (apf * \delta_r + bpf * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_r - \delta_1)) \\
 &- (apf * \delta_d + bpf * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) - cpf * \cos(\delta_d - \delta_1)) - (ap * \delta_r + bp * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) - cp * \cos(\delta_r - \delta_1)) + w = 0
 \end{aligned}$$

$$((af - apf) * \delta_d + (bf - bpf) * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) + (cpf - cf) * \cos(\delta_d - \delta_1)) + ((apf - ap) * \delta_r + (bpf - bp) * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) + (cp - cpf) * \cos(\delta_r - \delta_1)) + w = 0$$

Dónde:

$$p = (af - apf); \quad q = (bf - bpf); \quad r = (cpf - cf); \quad s = (apf - ap); \quad t = (bpf - bp); \quad u = (cp - cpf)$$

$$\therefore (p * \delta_d + q * \text{sen}(\delta_d - \delta_1) + r * \cos(\delta_d - \delta_1)) + (s * \delta_r + t * \text{sen}(\delta_r - \delta_1) + u * \cos(\delta_r - \delta_1)) + w = 0$$

A5.2