



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

Análisis del Esquema de Acción Remedial de la Zona Frontera.

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA:

José Oscar Rodríguez Machorro

ASESORES:

Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez

M.C. Ismael Albino Padilla

PUEBLA, PUE.

Agosto 2016



BUAP

Oficio No. S.AC. 1174/16

ASUNTO: ACEPTACIÓN TEMA TESIS

C. JOSÉ OSCAR RODRÍGUEZ MACHORRO
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DE LA B.U.A.P.
PRESENTE.

En atención a la autorización del Tema de Tesis que puso Usted a consideración de esta Facultad, se turnó la misma al :

M. en C. GUILLERMO FLORES MARTÍNEZ
COORDINADOR DEL COLEGIO DE
INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

Habiendo autorizado el tema denominado:

“ANÁLISIS DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL DE LA ZONA FRONTERA”

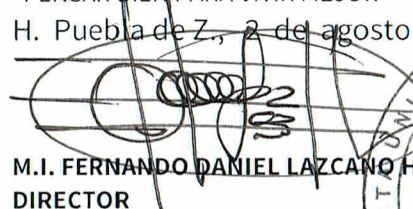
Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asignan como Asesores de esta tesis a: **DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ Y M.C. ISMAEL ALBINO PADILLA.**

Sin otro particular de momento, me es grato quedar de usted.

ATENTAMENTE

“PENSAR BIEN PARA VIVIR MEJOR”

H. Puebla de Z., 2 de agosto de 2016


M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR

C.c.p.- Mesa de Exámenes Profesionales

Asesor

Archivo

M'FDLH/M'JT*rba.



600
AÑOS DE
AUTONOMÍA
UNIVERSITARIA

Facultad
de Ingeniería

Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

M. I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA B.U.A.P.
P r e s e n t e.

Los suscritos: **DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ y M.C. ISMAEL ALBINO PADILLA, Asesores del Tema de Tesis denominado:**

“ANÁLISIS DEL ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL DE LA ZONA FRONTERA”

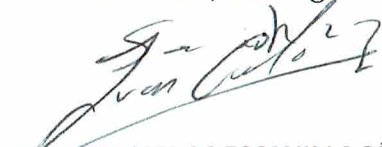
Presentado por el **C. JOSÉ OSCAR RODRÍGUEZ MACHORRO, Pasante de la Carrera de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**, y en atención al oficio No. S.AC. 1174/16 de fecha 2 de agosto del presente año, nos permitimos informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía **de la Tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.**

Lo que hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

Asimismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su Examen Profesional.

ATENTAMENTE

H. Puebla de Z., 3 de agosto de 2016



DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ
ASESOR

C.c.p.- Exámenes Profesionales
Interesado
Archivo
rba

Agradecimientos

Al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez por su asesoramiento, conocimientos, apoyo, dedicación, tiempo y consejos para la realización y mejora de este trabajo, Gracias por su amistad.

Al M.C. Ismael Albino Padilla por su amistad, consejos, asesoramiento y transmisión de conocimientos durante la carrera, estoy muy agradecido con usted.

A todos los maestros de la Facultad de Ingeniería, en especial a los maestros del Colegio de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Ing. Luis Juárez Parea, M.C. Guillermo Flores Martínez, M.C. Carlos Moran Ramírez, M.I. Victorino Turrubiates Guillen y M.I. Genaro Campos Castillo, que me transmitieron todo su conocimiento y experiencia, se que con su esfuerzo y dedicación harán de esta ingeniería una de las mejores del país.

A todos mis amigos y compañeros de la Facultad de Ingeniería, que gracias a su amistad y consejos me han ayudado a ser mejor persona y profesionista, estaré eternamente agradecido por su amistad.

Dedicatorias

A mis padres, Luis Rodríguez Atilano y Rufina Machorro Flores que con su apoyo incondicional he logrado uno de los objetivos más importantes de mi vida, gracias su esfuerzo, los amaré eternamente.

A mis hermanos Jorge Luis y Diana, así como a mi sobrinito Lalito, espero que siempre tengan éxito en sus vidas y les agradezco el tiempo que he compartido a su lado.

A mi tío el Ing. Jorge Rodríguez Atilano uno de mis mas grandes amigos y fuentes de inspiración en mi vida, gracias por tus consejos.

A mis Abuelos y Tíos, gracias por creer en mi.



Contenido

Listado de Tablas	iv
Índice de Figura.....	iv
Nomenclatura	viii
Capítulo I	1
Introducción.....	1
Planteamiento del Problema	2
Justificación.....	3
Alcance	3
Objetivos	4
Objetivo General	4
Objetivos Particulares	4
Capítulo II	5
Flujos de Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	5
2.1 Introducción a los Flujos de Potencia.....	5
2.2 Formulación del Problema de Flujos de Potencia.....	7
2.3 Tipos de Buses	7
2.4 Ecuaciones de flujo de carga	9
2.5 Método de Gauss-Seidel.....	11
2.6 Método de Newton-Raphson	14
2.7 Solución de Flujos de Potencia de Newton-Raphson	16
2.8 Método de Newton Raphson Desacoplado	22
2.9 Comparación de Métodos de Flujos de Potencia	26
2.10 Flujos 3D en el análisis de SEP	28
2.10.1 Ventajas de la aplicación F3D	29
Capítulo III	30



Análisis de Contingencias, Estabilidad Eléctrica y Colapsos Eléctricos	30
3.1 Contingencia	30
3.2 Características de las contingencias	31
3.3 Análisis de Contingencias	31
3.4 Selección de contingencia	32
3.5 Estados en Análisis de Seguridad por Contingencias	34
3.6 Estabilidad Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia	35
3.6.1 Estabilidad Angular	35
3.6.2 Estabilidad de Frecuencia	36
3.6.3 Estabilidad de Tensión	37
3.6.4 Herramientas de Análisis de Estabilidad de Voltaje	39
3.7 Colapsos Eléctricos	41
3.8 Colapso de Tensión	43
3.8.1 Causas de los colapsos de tensión	43
3.8.2 Colapsos por sobrepaso del límite de cargabilidad	44
Capítulo IV	47
Esquemas de Acción Remedial	47
4.1 Clasificación del EAR	49
4.2 Normatividad	50
4.3 Requerimientos Técnicos para implementar un EAR	51
4.4 Lógica de Operación	51
4.5 Armado	51
4.6 Variables Analógicas	51
4.7 Detector de Condiciones	52
4.8 Salidas de Disparo y alarmas	52
4.9 Canal de comunicación	52
Capítulo V	53



Estudio y Validación del DAG FRO 1 y 3 Zona Frontera (Noreste).....	53
5.1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.....	53
5.2 Descripción del “DAG FRO”	55
5.3 Contingencias o Fallas que se pueden presentar	56
5.3.1 DAG-1.....	56
5.3.2 DAG-FRO-3	57
5.4 Simulación y Obtención de Resultados.....	60
5.4.1 Funcionamiento del DAG-FRO 1 (Doble Contingencia de LT's AER-93820-RIB y AER-93830-RIB)	63
5.4.2 Funcionamiento del DAG-FRO 3 (Doble Contingencia de LT's AER- A3E00-ATP y ATP- A3E70-GRR)	65
5.4.3 Funcionamiento del DAG-FRO 3 (Doble Contingencia de LT's AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR)	71
Conclusiones.....	85
Trabajos Futuros	86
Referencias	87

Listado de Tablas

Capítulo 2

Tabla 2.1. Variables especificada y No especificadas para cada tipo de barra

Tabla 2.2 Número de Iteraciones para la solución de Flujos de Potencia

Capítulo 4

Tabla 4.1 Ejemplo de identificación de un Esquema de Acción Remedial

Capítulo 5

Tabla 5.1 Generación presente en el Área de Control Noreste

Tabla 5.2 Pasos del DAG 3 con la doble contingencia AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR y su resultado.

Tabla 5.3 Pasos del DAG 3 con la doble contingencia AER-A3E00-ATP y ATP-A3I00-GRR y su resultado

Índice de Figura

Capítulo 2

Figura 2.1 Distribución de Flujos de Potencia en el SEP

Figura 2.2 Número de iteraciones y tiempo en método de Newton-Raphson y Gauss Seidel

Capítulo 3

Figura 3.1 Diferentes estados del SEP al presentarse una contingencia

Figura 3.2 Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos

Figura 3.3 Curva P-V a distintos factores de potencia (atraso y adelanto), para un sistema radial simple

Figura 3.4 Curva Q-V para el sistema Radial simple (Pr se mantuvo a 350 MW)

Figura 3.5 Principales Problemas en un SEP y sus Consecuencias

Figura 3.6 Diagrama Unifilar de LT con Voltaje planos

Figura 3.7 Curva característica potencia real-potencias reactiva para varias longitudes de una línea de 230 Kv, un circuito, cable ACSR, Bluejay 1113 KCM con un conductor por fase

Capítulo 4

Figura 4.1 Identificación de Problemáticas en la Red y Acciones de control correspondiente

Figura 4.2 Diagrama de Flujo de Eventos durante la operación de un EAR

Capítulo 5

Figura 5.1 Regiones de Control en el SEN

Figura 5.2 Principales obras programadas en la zona Noreste para el periodo 2015-2019.

Figura 5.3 Representación esquemática de la generación en la SACF

Figura 5.4 Módulos del DAG FRO

Figura 5.5 Lógica de operación del DAG-FRO 1.

Figura 5.6 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 1

Figura 5.7 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 3 (**AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR**).

Figura 5.8 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 3 (**AER-A3E00-ATP y ATP A3E70-GRR**)

Figura 5.9 Lógica de operación del DAG-FRO 3.

Figura 5.10 Red Troncal de 400 KV se la SACF

Figura 5.11 Sobrecarga presentada en el AT-6 por la doble contingencia de AER-93820-RIB y AER-93830-RIB

Figura 5.12 Disparo de la U-3 de RIB eliminando la sobrecarga en AER AT-6 DAG 1

Figura 5.13 Sobrecargas en ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB por doble contingencia de AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR

Figura 5.14 Disparo de la PTA RBC Disminuyendo sobrecarga en ATP AT-1 y LT ATP- 93840-RIB DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)

Figura 5.15 Disparo de la PTA RBC Disminuyendo sobrecarga en AER AT-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)

Figura 5.16 Disparo de la U-1 y U-3 (50%) Disminuyendo sobrecarga en ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)

Figura 5.17 Disparo de la U-1 y U-3 (50%) Disminuyendo sobrecarga en AER AT-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)

Figura 5.18 Red Troncal de 400 KV con sobrecargas debido al disparo doble de AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

Figura 5.19 Subestación Aeropuerto con sobrecarga en el AER AT-3 y LT AER-93820-RIB y AER-93830-RIB por contingencia AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

Figura 5.20 Subestación Anáhuac Tamaulipas Potencia con sobrecarga en el ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB por contingencia AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

Figura 5.21 Subestación Guerraño con sobrecarga en el GRR AT-1 por contingencia AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

Figura 5.22 Disparo de RBT U-1 y U-3 (50%) del paso 1 y PFT U-1 del Paso 2 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga en AER AT-3 y LT 93830 y 93820

Figura 5.23 Disparo de RBT U-1 y U-3 (50%) del paso 1 y PFT U-1 del Paso 2 del DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga en LT 93840 y ATP AT-1

Figura 5.24 Disparo de RBT U-1 y U-3 (50%) del paso 1 y PFT U-1 del Paso 2 del DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga GRR AT-1

Figura 5.25 Disparo de RIB U-3 del paso 3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga AER AT-3 y LT 93820 y 93830

Figura 5.26 Disparo de RIB U-3 del paso 3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga ATP AT-1 y LT 93840.

Figura 5.27 Disparo de RIB U-3 del paso 3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga GRR AT-1.

Figura 5.28 Reducción de generación de RBC U-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga AER AT-3 y LT 93830 y 93820.

Figura 5.29 Reducción de generación de RBC U-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga ATP AT-1 y LT 93840.

Figura 5.30 Reducción de generación de RBC U-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga GRR AT-1

Nomenclatura

Z. REY	Zona Reynosa
SACF	Sub-área de Control Frontera
S.E. VTK	Subestación Ventika
S.E. EPR	Subestación Porvenir
PFT	Planta Frontera
S.E. CUF	Subestación Cumbre Frontera
RAI	Rail Road
S.E. GRR	Subestación Guarreño
SIN	Sistema Interconectado Nacional
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
EAR	Esquema de Acción Remedial
DAG	Disparo Automático de Generación
ACNE	Área de Control Noreste
FRO	Frontera
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
<i>kW</i>	KiloWatt
<i>kVAR</i>	KiloVolt-Ampere
<i>I</i>	Corriente
<i>R</i>	Resistencia
<i>V</i>	Voltaje



δ	Ángulo de fase del voltaje
P	Potencia Real
Q	Potencia Reactiva
Y_{Barra}	Matriz de Admitancia
Z_{Barra}	Matriz de Impedancias
P_{gi}	Potencia Generada
P_{di}	Potencia Demandada
$P_{i,prog}$	Potencia Programada
MW	MegaWatt
MVAR	MegaVolt-Ampere
EPS	Esquemas de Protección de Sistema
DAC	Disparo Automático de Carga
AER	Subestación Aeropuerto
ATP	Subestación ATP
RIB	Subestación Rio Bravo
CAH	Central de Generación Anáhuac
RBC	Planta de Generación Rio Bravo Cuatro
RBT	Planta de Generación Rio Bravo Tres

Capítulo I

Introducción

En los últimos años el Sistema Eléctrico Nacional Mexicano ha ido sufriendo cambios en su estructura, esto con la finalidad de satisfacer la gran demanda de energía eléctrica de los grandes usuarios entrantes que llegan a instalarse en el territorio nacional, principalmente en la zona Noreste del País, por mencionar algunas empresas como Ternium con una demanda promedio de 200 MW en 400 kV, De Acero con una demanda promedio de 200 MW en 400 kV, AHMSA con una demanda promedio de 387 MW en 400 kV y SIGOSA con una demanda promedio de 120 MW en 230 kV [1].

Teniendo en cuenta que el aumento de estos usuarios ocasionará una gran demanda de energía, se han planeado y programando incrementar la Generación, Transmisión, Distribución y Transformación en la Zona Reynosa (Z. REY) de la Subárea de Control Frontera (SACF), entrando en 2014 en operación las S.E.'s Ventika (VTK) con 250 MW, Porvenir (EPR) con 54 MW, Planta Frontera (PFT) con 150 MW; se reforzaron los enlaces entre la S.E.'s Cumbre Frontera (CUF) y Rail Road (RAI) con capacidad de transferencia de 300 MW, así mismo se tiene planeados mas proyectos no solo en la Zona Noreste sino en todo el territorio Nacional los cuales pueden ser consultados en [2], lo cual implica el poder desarrollar y hacer un mejor uso de la tecnología para la Protección, Medición y Control.

Dentro del crecimiento de la red eléctrica también se encuentran las interconexiones del país, las cuales forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuyo objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de las demandas y por medio de estos enlaces permitir a CENACE realizar exportaciones e importaciones de energía eléctrica y recibir apoyo en situaciones de emergencia. Se destacan las interconexiones con el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas- ERCOT) las cuales son Falcon (138 kV), con una capacidad de 96 MW y la de Matamoros, con Military Highway (69 kV) y Brownsville (138 kV) con capacidad de 25 MW y 176 MW, respectivamente. [3]

El generar energía eléctrica mayor a la demandada siempre es importante, sin embargo, puede ser el parte aguas para el surgimiento de problemas en la Red eléctrica, tales como sobrecargas severas tanto en Transformadores como en Líneas de Transmisión por contingencias de disparo o fallo de enlaces, así como problemas de estabilidad (Voltaje y Frecuencia) principalmente en la Red Troncal de 400 kV debido a la poca robustez de mallado comparado con la de la Red de 230 o 138 kV.

Para poder tener un mejor Control, Medición y Protección del SEN, se creó hace aproximadamente 50 años el CENACE, que preocupado por el constante crecimiento de la red se dio a la tarea de implementar tecnología de punta que permita resolver los problemas de sobrecargas por contingencias que se presentan en la Zona Noreste del País mediante la implementación de Esquema de Acción Remedial (EAR), en específico el denominado Disparo Automático de Generación (DAG) con la finalidad de mantener los flujos en las líneas de transmisión y transformadores, evitando con ello daños severos en los equipos primarios de las subestaciones, disparando la menor cantidad de unidades de generación cercana a la zona donde se presenten sobrecargas.

Planteamiento del Problema

Dentro de este proyecto de Investigación, se hará énfasis en el uso y validación del Esquema de Acción Remedial (EAR) denominado Desconexión Automática de Generación (DAG) en el Área de Control Noreste (ACNE) que comprende los estados de Nuevo León, Tamaulipas, gran parte de Coahuila y una pequeña porción de San Luis Potosí [3]. El problema surge del crecimiento anual de la demanda de energía principalmente en la Zona Reynosa, la cual cuenta con subestaciones y líneas de transmisión en 230 y 400 kV, que la mantiene enlazada con las zonas de Monterrey y Matamoros, y que en un corto plazo se prevé la saturación de algunos bancos de transformación de 230/138 kV debido al crecimiento de la demanda y a las contingencias que podrían presentarse.

Este Esquema de Acción Remedial tiene por objetivo el deshabilitar algunas unidades de generación de las diferentes plantas que se presentan en la Zona

Reynosa evitando la sobrecarga y pérdida de los autotransformadores y líneas de transmisión.

Justificación

El presente trabajo es realizado con la finalidad de validar el correcto funcionamiento del DAG FRO 1 y 3 perteneciente al ACNE, donde el constante aumento de generación y demanda de energía eléctrica, así como de las contingencias que pudiesen presentarse por falla y/o disparo de algunos enlaces de la red de 230 y 400 kV, pueden originar sobrecargas en Líneas de Transmisión y Autotransformadores. Es por ello que mediante simulaciones de contingencias y aplicación de métodos de solución de flujos de potencia, se planean y ejecutan acciones correctivas destinadas a eliminar dichas sobrecargas y mantener los flujos en las líneas de transmisión y bancos de transformación dentro de parámetros de seguridad. Estas simulaciones servirán como un registro histórico, mediante el cual los supervisores de CENACE podrán implementar para aliviar las líneas y transformadores, teniendo en cuenta que estas pueden cambiar dado que con el paso del tiempo puede haber cambios en la generación y demanda en la red eléctrica.

Alcance

Dentro de este trabajo se realizarán análisis de los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión y transformadores en estado estable, analizando las contingencias que se pudieran presentar en la zona de estudio simulando la operación del DAG de la Zona Noreste del País con Generación máxima, con la finalidad de mantener la red dentro de los parámetros estables, garantizando la confiabilidad de la red eléctrica.

Es de vital importancia el análisis de flujo de potencia, así como de contingencias para poder establecer acciones correctivas, evitando el colapso total del sistema y pérdida del suministro eléctrico, así como también el daño en equipos primarios de subestaciones eléctrica y líneas de transmisión por sobrecargas.

Objetivos

Objetivo General

Mantener el mayor número de Unidades de generación en servicio y preservar los flujos en las líneas de transmisión y bancos de transformación dentro de los márgenes de seguridad establecidos después de ocurrida una contingencia en el sistema.

Objetivos Particulares

- Realizar Simulaciones de la Red eléctrica al presentarse una contingencia, esto con la finalidad de conocer el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema, tomando en cuenta aquellas zonas donde hay mayor ocurrencia de fallas.
- Evaluar la lógica de operación para el funcionamiento correcto del esquema de acción remedial DAG-FRO
- Mantener la estabilidad del sistema eléctrico (Angular, Frecuencia y Voltaje) posterior a una contingencia.
- Habilitar Desconexiones Automáticos de Generadores de Respaldo en caso de que la sobrecarga en las líneas o transformadores prevalezcan.

Capítulo II

Flujos de Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1 Introducción a los Flujos de Potencia

El estudio de flujos de carga o potencia, nos permite determinar las condiciones de operación en estado permanente de un sistema eléctrico de potencia esto con la finalidad de detectar condiciones críticas por salidas imprevistas y/o programadas de elementos, tales como líneas de transmisión, transformadores, generadores, elementos en derivación, etc.

Los primeros programas de flujos de carga asistidos por computadora surgieron a principios de 1956, todos estos en base a algoritmos los cuales proporcionan una solución rápida y precisa. [4]. En los sistemas de potencia de nueva creación donde se planea su operación y control así como su expansión requiere no sólo estudios de corto circuito y estabilidad, sino también de flujos de potencia, [4, 5]. Además, los flujos de potencia consideran los efectos de las interconexiones, incorporaciones de nuevas cargas o banco de transformación al sistema; incorporando nuevas centrales generadoras o nuevas líneas de transmisión, antes de ser instaladas.

Para que el operador del SEP pueda tomar decisiones en tiempo real, es necesario tener una solución del problema de Flujos de Potencia “Rápidamente”. En situaciones de emergencia por ejemplo, cuando se pierde una línea, se necesita conocer velozmente una respuesta del sistema en tiempo real para poder tomar decisiones correctivas a tiempo, manteniendo la estabilidad del sistema y evitando la sobrecarga de Líneas de Transmisión y Transformadores. Cuando se realizan estudios de flujos de potencia se obtiene la magnitud del voltaje y el ángulo de fase en cada bus de la red, los flujos de potencia activa y reactiva en cada línea, y también se pueden determinar el tamaño y localización más conveniente del banco de capacitores, tanto para control de potencia reactiva, como de transmisión de potencia (capacitor serie). Así mismo, nos permite ubicar de mejor forma las centrales generadoras, subestaciones, y líneas de transmisión. [4, 6]

El análisis nodal común, o de mallas, no es adecuado para estudios de flujos de potencia porque los datos de entrada para las cargas por lo general se dan en

términos de potencia, no de impedancia. Asimismo, se considera a los generadores como fuentes de potencia, no fuentes de voltaje o corriente. Es por ello que los flujos de potencia se formulan como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales. [6]

En general con un estudio de flujos de potencia se puede investigar:

1. Flujo de Potencia Activa y Potencia Reactiva en las ramas de una red
2. Tensión en los buses o barras del sistema
3. Pérdidas en las líneas de transmisión
4. Efecto del re-arreglo de circuitos e incorporación de nuevos circuitos de carga
5. Condiciones óptimas de operación del sistema y de la distribución de cargas
6. Influencia del cambio de tamaño en los conductores
7. Posición óptima de los taps o cambiadores de derivaciones de los transformadores. [7]
8. Diferencia angular entre buses.

Actualmente, se puede obtener información relacionada con flujos de potencia gracias a sistemas o programas computacionales que usan las compañías eléctricas de generación como el CENACE en México. Las componentes de mayor interés para estudios en estado permanente en el estudio de flujos de potencia son:

1. Generadores
2. Transformadores
3. Líneas de transmisión
4. Capacitores y reactores en derivación
5. Compensador estático de Var's
6. Cargas

Para el estudio de flujos de potencia, se supondrá una operación balanceada de los sistemas trifásicos donde estos pueden tener una representación a base de un diagrama unifilar.

2.2 Formulación del Problema de Flujos de Potencia

El problema de flujos de potencia, consiste en calcular las magnitudes del voltaje y sus ángulos de fase en los buses de un sistema; así como los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas, asociadas con cada bus de la red, dichos parámetros son: [4]

- Magnitud del voltaje (V)
- El ángulo de fase del voltaje (δ)
- La potencia Real (P)
- La potencia Reactiva (Q)

Existen varios métodos numéricos para resolver las ecuaciones de flujos de potencia, destacando los métodos de GAUSS-SEIDEL y NEWTON-RAPHSON (normal, desacoplado y desacoplado rápido) siendo este último el más utilizado. Estos métodos pueden ser resueltos mediante el uso de la matriz de admitancias de bus (Y_{Barra}) o por medio de las impedancias de punto de operación y transferencia de una matriz (Z_{Barra}), generalmente se hace uso del primer método.

2.3 Tipos de Buses

Existen 3 tipos de buses en un Sistema Eléctrico de Potencia, los cuales contienen 2 de los cuatro parámetros mencionados.

1. Bus de Generación (P-V)

En este bus se encuentran generalmente conectados los generadores, donde se mantiene constante la generación de Potencia P_{gi} y Voltaje V_{gi} ajustando la fuente de energía mecánica y la excitación del generador respectivamente.

Existen ciertas barras de generación llamadas de voltaje controlado o barra PV sin generadores que tienen la capacidad de controlar el voltaje pero su potencia real es cero.

Su valor de potencia reactiva y ángulo de voltaje se obtienen hasta obtener la solución final de flujos de potencia [5].

2. Bus de carga (P-Q)

Este tipo de bus no hay generación, sino demanda de potencia real P_{di} y reactiva Q_{di} por la carga. Los parámetros desconocidos en este bus son el ángulo de fase y el voltaje, los cuales se obtendrán hasta obtener la solución final de flujos de potencia. [5].

3. Barra de compensación

Este bus tiene un ángulo de voltaje que servirá como referencia para los demás voltajes de barra, el ángulo que se le asigne no tiene gran importancia porque las diferencias voltaje-ángulo determinan los valores calculados.

El bus de compensación provee potencia real para suplir las pérdidas de transmisión, su valor es obtenido una vez solucionado el problema de flujos de potencia.

Si no se especifica un bus compensador, entonces se toma el bus de mayor generación como tal, por tanto, para un sistema dado puede haber más de un bus compensado. [5].

La siguiente tabla muestra el tipo de bus y las variables involucradas

Tipo de Barra	Variables específicas	Variables desconocidas
Barra de compensación	$ V , \delta$	P, Q
Barra de Carga	P, Q	$ V , \delta$
Barra de Voltaje Controlado	$P, V $	Q, δ

Tabla 2.1 Variables especificada y No especificadas para cada tipo de barra [8]

2.4 Ecuaciones de flujo de carga

Para dar solución a los flujos de potencia se necesita

1. La matriz Y_{Barra}
2. El diagrama unifilar del SEP
3. Las líneas de transmisión, representadas a través de su equivalente monofásico nominal PI
4. Conocer los valores nominales de los transformadores
5. Los Valores nominales de los capacitores (Banco de capacitores en derivación) [5]

Los elementos típicos de una matriz de admitancias se pueden expresar tanto en su forma polar como rectangular.

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} \quad (1)$$

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (2)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3)$$

El voltaje en una barra i está dado por

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i \quad (4)$$

$$V_i = |V_i| \cos \delta_i + j |V_i| \sin \delta_i \quad (5)$$

Y el voltaje en otra barra j se escribe de manera similar cambiando el subíndice i por j .

La corriente que se inyecta a la red a través de una barra está dada por i en términos de Y_{in} de Y_{Barra} .

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n = Y_{i1} V_1 + Y_{i2} V_2 + \dots + Y_{iN} V_N \quad (6)$$

Donde N es el número de barras

Las potencias que entran a la red a través del bus i es

$$S_i = V_i I_i = P_i + jQ_i \quad (7)$$

$$S_i^* = V_i^* I_i = P_i - jQ_i \quad (8)$$

En términos de los elementos de Y_{Barra}

$$S_i^* = V_i \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n = P_i - jQ_i \quad (9)$$

En forma polar

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \angle \delta_n - \delta_i + \theta_{in} \quad (10)$$

En forma rectangular

$$P_i = |V_i V_n Y_{in}| \cos(\delta_n - \delta_i + \theta_{in}) \quad (11)$$

$$Q_i = |V_i V_n Y_{in}| \sin(\delta_n - \delta_i + \theta_{in}) \quad (12)$$

Para resolver el problema de flujos de potencia, se satisface la potencia que se demanda en las barras, así como la potencia que se genera en las barra.

Donde P_i y Q_i dan los valores calculados que entran a la barra i como se muestra en la figura 2.1.

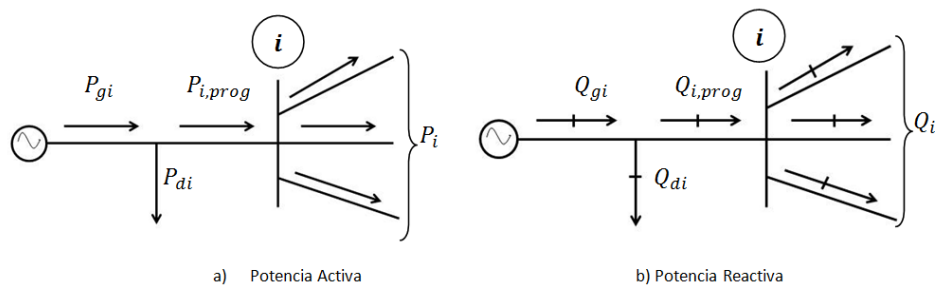


Figura 2.1 Distribución de Flujos de Potencia en el SEP

Sea P_{gi} la potencia programada que se está generando en la barra i y P_{di} la potencia programada que demanda la carga en esa barra. Entonces, la expresión $P_{i,prog} = P_{gi} - P_{di}$ da la potencia programada total inyectada dentro de la red en la barra i .

Se nombra $P_i = P_{i,cal}$ y se define el error ΔP_i como

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,cal} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,cal} \quad (13)$$

De la misma forma el error de la potencia reactiva es

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,cal} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,cal} \quad (14)$$

El problema de flujos de potencia se satisface cuando

$$P_{i,cal} = P_{i,prog} \quad (15)$$

$$Q_{i,cal} = Q_{i,prog} \quad (16)$$

Así se obtienen las ecuaciones de balance de potencia

$$g_i' = P_i - P_{i,prog} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad (17)$$

$$g_i'' = Q_i - Q_{i,prog} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad (18)$$

2.5 Método de Gauss-Seidel

Este método permite obtener la solución de problemas de flujos de potencia mediante un proceso iterativo, asignando valores estimados a los voltajes de barra desconocidos y calculando nuevos valores para cada voltaje de barra, a partir de los estimados en las otras barras y de potencias real y reactiva especificadas; el proceso iterativo se repite hasta que los cambios en cada barra son menores que un valor mínimo especificado. [5]

Se tomó como referencia un sistema de 4 barras que contiene buses de carga, generación y compensación, se puede resolver el problema de Flujos de Potencia mediante el siguiente procedimiento.

Se considera que la barra de compensación es la número 1 y la barra 4 es una barra de generación, se inicia el cálculo a partir de la barra 2.

Partiendo de la fórmula

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (19)$$

Para la barra de carga dos se obtiene que $N=4$ e $i=2$

Expandiendo (19)

$$P_2 - jQ_2 = V_2^* [Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4] \quad (19a)$$

Despejando V_2

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_{2,prog} - jQ_{2,prog}}{V_2^*} - [Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4] \right] \quad (20)$$

Acelerando el proceso de solución

$$V_{i,ac}^{(k)} = (1-\alpha)V_{i,ac}^{(k-1)} + \alpha V_{i,ac}^{(k)} \quad (21)$$

O también

$$V_{i,ac}^{(k)} = V_{i,ac}^{(k-1)} + \alpha(V_{i,ac}^{(k)} - V_{i,ac}^{(k-1)}) \quad (21a)$$

Para la barra 2 se tiene $k=1$ e $i=2$ y $\alpha=1.6$

$$V_{2,ac}^{(1)} = V_2^{(0)} + 1.6(V_2^{(1)} - V_2^{(0)}) \quad (22)$$

Considerando la barra 3 como una de carga se tiene $i=3$

$$V_3 = \frac{1}{Y_{33}} \left[\frac{P_{3,prog} - jQ_{3,prog}}{V_3^*} - [Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{34}V_4] \right] \quad (23)$$

Acelerando el proceso de solución para la barra 3 usando la ecuación 21a se tiene $k=1$ e $i=3$ y $\alpha=1.6$

$$V_{3,ac}^{(1)} = V_3^{(0)} + 1.6(V_3^{(1)} - V_3^{(0)}) \quad (24)$$

Si la barra 4 es considerada como una barra de voltaje controlado se tiene que calcular la potencia reactiva usando la ecuación 19. [5]

Calculando únicamente la potencia reactiva se tiene

$$Q_i = -I_m \left(V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \right) \quad (25)$$

Adaptando la formula anterior al método Gauss Seidel se obtiene

$$Q_i^{(k)} = -I_m \left\{ V_i^{(k-1)*} \left[\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} + \sum_{j=i}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \right\} \quad (26)$$

Expandiendo la ecuación anterior para la barra de generación se tiene:

$$Q_4^{(1)} = -I_m \left\{ V_4^{(0)*} \left[\sum_{j=1}^3 Y_{4j} V_j^{(1)} + \sum_{j=4}^4 Y_{4j} V_j^{(0)} \right] \right\} \quad (27)$$

Expandiendo (27)

$$Q_4^{(1)} = -I_m \left\{ V_4^{(0)*} \left[Y_{41}V_1^{(1)} + Y_{42}V_2^{(1)} + Y_{43}V_3^{(1)} + Y_{44}V_4^{(0)} \right] \right\} \quad (28)$$

Una vez calculada la estimación de la potencia reactiva en la barra 4, $Q_4^{(1)}$ se procede a calcular la primera iteración del voltaje 4.

$$V_4^{(1)} = \frac{1}{Y_{44}} \left\{ \frac{P_{4,prog} - jQ_4^{(1)}}{V_4^{(0)*}} - [Y_{41}V_1^{(0)} + Y_{42}V_2^{(1)} + Y_{43}V_3^{(1)}] \right\} \quad (29)$$

Corrigiendo el voltaje $V_4^{(1)}$

$$V_{4,corre}^{(1)} = |V_4| \left| \frac{V_4^{(1)}}{V_4^{(1)}} \right| \quad (30)$$

Al finalizar cada iteración con los nuevos valores de voltaje en forma polar, estos se tomarán como referencia para las siguientes iteraciones, las cuales finalizarán cuando el error mínimo entre voltajes establecido se cumpla. [5]

2.6 Método de Newton-Raphson

Este método al igual que Gauss Seidel es iterativo y permite aproximar las soluciones de ecuaciones no lineales usando series de Taylor. [8]

Teniendo una serie de ecuaciones como las siguientes.

$$y_1 = f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (31)$$

$$y_2 = f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (31a)$$

.....

$$y_n = f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (31b)$$

Se realizan las estimaciones iniciales

$$x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)} \quad (32)$$

Asumiendo $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ son correcciones requeridas por $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ respectivamente, de tal manera que:

$$y_1 = f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) \quad (33)$$

$$y_2 = f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) \quad (33a)$$

.....

$$y_n = f_n(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) \quad (33b)$$

Cada una de las ecuaciones anteriores puede ser representada mediante series de Taylor para una función de dos o más variables. Por ejemplo, la siguiente ecuación es obtenida como se muestra.

$$y_1 = f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) \quad (34)$$

$$y_1 = f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \frac{\partial f_1}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_1}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_1}{\partial x_n} + \psi_1 \quad (34a)$$

Donde ψ_1 es una función de mayor potencia de $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ y segunda, tercera..., derivadas de la función f_1 . Omitiendo ψ_1 , las ecuaciones resultantes son.

$$y_1 = f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \frac{\partial f_1}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_1}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \quad (35)$$

$$y_2 = f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \frac{\partial f_2}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_2}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \quad (36)$$

.....

$$y_n = f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \frac{\partial f_n}{\partial x_1} + \Delta x_2 \frac{\partial f_n}{\partial x_2} + \dots + \Delta x_n \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \quad (37)$$

Representando matricialmente el sistema de ecuaciones anterior se tiene

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \dots \\ y_n - f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (38)$$

$$\vec{0} = J R \quad (39)$$

Donde J es la Jacobiana de funciones f_i y R es el vector de cambios o errores Δx_i .

Por tanto esta ecuación puede ser escrita como sigue.

$$D^{(p)} = J^{(p)} R^{(p)} \quad (40)$$

$$R^{(p)} = [J^{(p)}]^{-1} D^{(p)} \quad (41)$$

Los nuevos valores de x_i son calculados como

$$x_i^{(p+1)} = x_i^{(p)} + \Delta x_i^{(p)} \quad (42)$$

El proceso es repetitivo hasta que dos valores sucesivos para cada x_i difieren muy poco especificado mediante una tolerancia.

2.7 Solución de Flujos de Potencia de Newton-Raphson

En este método se expresan los voltajes de barra y admitancias en forma polar. Cuando en la ecuación se hace igual i e n , se tienen las siguientes ecuaciones. [5]

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (43)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (44)$$

Los términos que incluyen G_{ij} y B_{ij} surgen de la definición de Y_{ij} y del hecho de que el ángulo $(\delta_n - \delta_i)$ sea cero cuando $n = i$.

Barras de Carga

Para obtener las ecuaciones de las barras de carga no se toma en cuenta las barras de voltaje controlado. Las barras de carga tendrán demandas conocidas P_{di} y Q_{di} . La barra de compensación tiene valores especificados para δ_1 y $|V_1|$, y para cada una de las otras barras de la red se tienen que calcular las dos variables de estado δ_i y $|V_i|$ en la solución de flujos de potencia. [5]

$$\Delta P_i = P_{i,prog} - P_{i,calc} \quad (45)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,prog} - Q_{i,calc} \quad (46)$$

Se escriben las ecuaciones de error para un sistema de cuatro barras el cual ayudará a entender un sistema de más barras.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \Delta |V_2| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \Delta |V_3| + \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \Delta |V_4| \quad (47)$$

Los últimos tres términos se pueden multiplicar y dividir por sus respectivas magnitudes y voltaje sin alterar sus valores, y de esta manera se obtiene.

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial P_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial P_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial P_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial P_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (48)$$

Las ecuaciones para los errores de la potencia reactiva son Q_i

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2} \Delta \delta_2 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_3} \Delta \delta_3 + \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_4} \Delta \delta_4 + |V_2| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_2|} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} + |V_3| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_3|} \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} + |V_4| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_4|} \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \quad (49)$$

Cada barra del sistema que no es de compensación tiene dos ecuaciones parecidas a ΔP_i y ΔQ_i . Al juntar todas las ecuaciones de error en forma de matriz- vector se llega a.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \cdots & |V_4| \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \cdots & |V_4| \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\ \hline \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \cdots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \cdots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \frac{\Delta \delta_4}{\frac{\Delta |V_2|}{|V_2|}} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_4 \\ \vdots \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (50)$$

No se pueden incluir los errores para la barra de compensación por qué ΔP_1 y ΔQ_1 están indefinidos cuando P_1 y Q_1 no se programan. También se omiten de las ecuaciones todos los términos en que intervienen $\Delta \delta_1$ y $\Delta |V_1|$ porque ambas correcciones son cero en la barra de compensación. [5]

Los elementos J_{12} y J_{22} de la matriz, tienen multiplicadores de magnitud de voltaje porque hace más simple y simétrica la Jacobiana. Se usa la siguiente identidad.

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \times \frac{\Delta |V_j|}{|V_j|} = \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} \times \Delta |V_j| \quad (51)$$

La solución del sistema de ecuaciones se encuentra por iteración de la siguiente forma

1. Estimar los valores $\delta_i^{(0)}$ y $|V_i|^{(0)}$ para las variables de estado.

2. Usar los estimadores para calcular:

$P_{i,calc}^{(0)}$ Y $Q_{i,calc}^{(0)}$ de las ecuaciones 43 y 44 los errores $\Delta P_i^{(0)}$ y $\Delta Q_i^{(0)}$ de las ecuaciones 45 y 46 y los elementos de las derivadas parciales de la Jacobiana J.

3. Resolver la ecuación 50 para las correcciones iniciales $\Delta \delta_i^{(0)}$ y $\frac{\Delta |V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}}$

4. Sumar las correcciones encontradas a los estimados iniciales para obtener

$$\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta\delta_i^{(0)} \quad (52)$$

$$|V_i|^{(1)} = |V_i|^{(0)} + \Delta|V_i|^{(0)} = |V_i|^{(0)} \left(1 + \frac{\Delta|V_i|^{(0)}}{|V_i|^{(0)}}\right) \quad (53)$$

5. Usar los nuevos valores $\delta_i^{(1)}$ y $|V_i|^{(1)}$ como los valores iniciales de la iteración 2 y continuamos el proceso.

Generalizando las ecuaciones para valores iniciales de las variables de estado, se tiene.

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (54)$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^{(k)} + \Delta|V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k)} \left(1 + \frac{\Delta|V_i|^{(k)}}{|V_i|^{(k)}}\right) \quad (55)$$

Para un sistema de 4 barras, la submatriz J_{11} tiene la forma

$$J_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{bmatrix} \quad (56)$$

Los términos de la matriz se obtienen al derivar los términos de la ecuación (43) cuando la variable n es igual al valor j , solo uno de los términos coseno en la sumatoria (44) contiene δ_j , y al derivar parcialmente ese término con respecto a δ_j se obtiene el típico elemento fuera de la diagonal en la matriz J_{11} .

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \text{Sen}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (57)$$

Por otro lado, cada término de la sumatoria en la ecuación 43 contiene δ_i así, el típico elemento en la diagonal de J_{11} es

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N \frac{\partial P_i}{\partial \delta_n} \quad (58)$$

Al comparar estas ecuaciones con la ecuación (44) dada Q_i , se obtiene la expresión para obtener los elementos de la diagonal principal.

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (59)$$

Para los elementos inferior y superior de la submatriz J_{21} se pueden obtener de forma similar.

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (60)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n V_{in}| \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n} \quad (61)$$

Comparando la ecuación para $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$ con la ecuación 43 para P_i , se obtienen las expresiones para la diagonal principal de J_{21}

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (62)$$

Los elementos de la submatriz J_{12} se encuentran fácilmente al calcular en primer lugar la expresión para la derivada $\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|}$ y entonces, multiplicar por $|V_j|$ para obtener los elementos fuera de la diagonal principal. [5]

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_j| |V_i Y_{ij}| \text{Cos}(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (63)$$

La comparación con la ecuación 60 proporciona

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = -\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \quad (64)$$

Para los elementos de la diagonal principal de J_{12} se obtiene

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = |V_i| \left[2|V_i| G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \right] \quad (65)$$

Comparando esta ecuación con las ecuaciones 61 y 62 se obtiene la expresión.

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} + 2|V_i|^2 G_{ii} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (66)$$

Para los elementos fuera de la diagonal y en la diagonal de la submatriz J_{22} de la jacobiana se obtiene

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_j| |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) = \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \quad (67)$$

$$|V_j| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} - 2|V_i|^2 B_{ii} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (68)$$

Reuniendo todos los elementos de la matriz jacobina da el siguiente resultado.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial P_3}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial P_4}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_3}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial Q_3}{\partial |V_4|} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & |V_3| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_3|} & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (69)$$

Barras de voltaje controlado.

Las barras de voltaje controlado se pueden tomar en cuenta fácilmente si se tiene la forma polar de las ecuaciones de flujos de potencia. Tomando la barra 4 como una de voltaje controlado, entonces $|V_4|$ tiene un valor constante especificado y la corrección del voltaje es $\frac{\Delta|V_4|}{|V_4|}$, siempre debe ser cero. Por ello la sexta columna de la Jacobiana de la ecuación 69 siempre se multiplica por cero y así, puede ser eliminada. Además, como no se especifica a Q_4 , no se puede definir el error ΔQ_4 y así, se debe omitir la sexta fila de la ecuación 69 que corresponde a Q_4 . Por supuesto Q_4 se puede calcular después de que se tiene disponible la solución del flujo de potencia. [5]

2.8 Método de Newton Raphson Desacoplado

Este método es utilizado para el análisis de sistemas de transmisión de gran escala, mejora la eficiencia computacional y reduce la memoria a usar. Este método además, hace uso de una versión aproximada del procedimiento de Newton-Raphson y se basa en las siguientes características:

1. Se necesita un cambio en el ángulo de voltaje δ en una barra afecta principalmente al flujo de potencia real P en las líneas y deja sin cambio, relativamente, a la potencia reactiva Q .
2. Un cambio en la magnitud de voltaje $|V|$ en una barra afecta principalmente al flujo de potencia reactiva Q en las líneas de transmisión y deja al flujo de potencia real P , sin cambiar, relativamente. [5]

Se establece que $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}$ es mucho mayor que $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$, que por ahora se considerará como cero. Así mismo se establece que $\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|}$ es mucho mayor que $\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|}$, que también se considerará como cero.

Las aproximaciones anteriores hacen que la Jacobiana (50) en especial los elementos J_{12} y J_{21} sean cero. Por tanto la matriz Jacobiana se separa en dos sistemas de ecuaciones.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} \\ \vdots & J_{11} & \vdots \\ \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (70)$$

Y

$$\begin{bmatrix} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\ \vdots & J_{22} & \vdots \\ |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta V_2}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_4}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (71)$$

Se dice que las ecuaciones están desacopladas en el sentido de que las correcciones del ángulo del voltaje $\Delta \delta$ se calculan usando solo los errores de la potencia real ΔP , mientras las correcciones de la magnitud del voltaje se calculan usando los errores de ΔQ .

Las características de un sistema de transmisión de potencia bien diseñado y correctamente operado son:

- Las diferencias angulares $(\delta_i - \delta_j)$ entre dos barras típicas del sistema son, por lo general, tan pequeñas que

$$\cos(\delta_i - \delta_j) = 1 ; \quad \sin(\delta_i - \delta_j) \approx (\delta_i - \delta_j) \quad (72)$$

- Las susceptancias de las líneas B_{ij} son muchas veces más grandes que las conductancias G_{ij} , así que

$$G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \ll B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (73)$$

- La potencia reactiva Q_i que se inyecta a cualquier barra i del sistema durante la operación normal es mucho menor que la potencia reactiva que fluiría si todas las líneas de la barra estuvieran en cortocircuito con la referencia. Esto es,

$$Q_i \ll |V_i|^2 B_{ii} \quad (74)$$

Las anteriores aproximaciones permiten obtener y simplificar los elementos de la Jacobiana.

Los elementos fuera de la diagonal J_{11} y J_{22} en la ecuación 67 están dados por

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} \cong -|V_i V_j| B_{ij} \quad (75)$$

Los elementos de la diagonal de J_{11} y J_{22} se calculan con la siguiente ecuación

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \cong |V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} \cong -|V_i|^2 B_{ii} \quad (76)$$

Sustituyendo las aproximaciones hechas en la matriz Jacobiana se obtiene

$$\begin{bmatrix} -|V_2 V_2| B_{22} & -|V_2 V_3| B_{23} & -|V_2 V_4| B_{24} \\ -|V_2 V_3| B_{32} & -|V_3 V_3| B_{33} & -|V_3 V_4| B_{34} \\ -|V_2 V_4| B_{42} & -|V_3 V_4| B_{43} & -|V_4 V_4| B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \end{bmatrix} \quad (77)$$

$$\begin{bmatrix} -|V_2 V_2| B_{22} & -|V_2 V_3| B_{23} & -|V_2 V_4| B_{24} \\ -|V_2 V_3| B_{32} & -|V_3 V_3| B_{33} & -|V_3 V_4| B_{34} \\ -|V_2 V_4| B_{42} & -|V_3 V_4| B_{43} & -|V_4 V_4| B_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (78)$$

Para reducir las ecuaciones anteriores se multiplicaran cada renglón de las ecuaciones por el vector de errores y posteriormente dividir por $|V_i|$ donde i es el número de barra.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix}}_{\bar{B}} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta \delta_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta P_2}{|V_2|} \\ \frac{\Delta P_3}{|V_3|} \\ \frac{\Delta P_4}{|V_4|} \end{bmatrix} \quad (79)$$

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -B_{22} & -B_{23} & -B_{24} \\ -B_{32} & -B_{33} & -B_{34} \\ -B_{42} & -B_{43} & -B_{44} \end{bmatrix}}_{\bar{B}} \begin{bmatrix} \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \frac{\Delta |V_3|}{|V_3|} \\ \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} \quad (80)$$

Generalmente, la matriz $\bar{B}$ es simétrica y partida con elementos diferentes de cero que son constantes y números reales, exactamente iguales al negativo de las susceptancias de Y_{Barra} . En las barras de voltaje controlado, la Q no se especifica y $\Delta |V|$ es cero. [5]

Logaritmo de solución.

1. Calcular los errores iniciales $\frac{\Delta P}{|V|}$
2. Resolver la ecuación 79 para $\Delta \delta$
3. Actualizar los ángulos δ y usarlos para calcular los errores $\frac{\Delta Q}{|V|}$
4. Resolver la ecuación 80 para $\Delta |V|$ y actualizar las magnitudes $|V|$
5. Regresar a la ecuación 79 para repetir la iteración hasta que todos los errores estén dentro de las tolerancias especificadas. [5]

2.9 Comparación de Métodos de Flujos de Potencia

Los anteriores métodos de Solución de Flujos de Potencia presentados tienen distintas características que son tomadas en cuenta, uno de ellos, el tiempo requerido para el desarrollo de la solución en cada uno de los métodos, el cual depende de:

1. La lógica y operaciones aritméticas para cada iteración
2. Rango de convergencia
3. Tamaño y características del sistema de potencia [9]

Los métodos presentan las siguientes características:

- El método Gauss-Seidel es el más antiguo de los métodos, simple y confiable. Tiene requerimientos lentos de memoria computarizada incrementando el tiempo de solución respecto al tamaño del sistema. Este método tiene una convergencia lenta, con problemas cuando el sistema es estresado debido al incremento de potencia activa transferida. [10]
- El método Newton-Raphson tiene buena convergencia, pero puede presentar problemas cuando los voltajes iniciales son significativamente diferentes de valores verdaderos. Este método es adecuado para aplicaciones que involucran sistemas grandes que requieren soluciones precisas y rápidas. [10]

- El método de Newton-Raphson Desacoplado es una aproximación del método de Newton-Raphson. En este último la Jacobiana es usada para obtener $\Delta\theta$ y ΔV . Por tanto, la Jacobiana tiene un impacto en la convergencia de las iteraciones pero no directamente afecta la solución final. Las aproximaciones hechas en Newton-Raphson Desacoplado generalmente resultan en un pequeño incremento en el número de iteraciones. Sin embargo, el esfuerzo de cálculo es reducido debido a que la Jacobiana no necesita ser recalculada o refactorizada en cada iteración. La convergencia de este método es lineal no cuadrática como Newton-Raphson, pero no es adecuado para sistemas con alta proporción R/X. [10]

Las propiedades de las convergencias del método de Newton-Raphson se complementan con el método de Gauss-Seidel. Por lo tanto, muchos programas de flujos de potencia usan ambos métodos. La solución puede comenzar con Gauss-Seidel y después cambiar a Newton-Raphson para obtener una rápida convergencia. La convergencia de Gauss-Seidel usando la matriz de admitancias es lenta, requiere un gran número de iteraciones que Newton-Raphson, debido a que se incrementan directamente con el número de buses de la red como se muestra en la figura 2.9.1, mientras que el número de iteraciones para otros métodos es relativamente constante independientemente del tamaño. La única forma de reducir las convergencias es mediante factores de aceleración. [9,10]

Numero de Barras	Y_{Barra} Gauss-Seidel	Y_{Barra} Newton Raphson
14	24	4
30	33	4
57	59	4
92	80	4
113	92	4

Tabla 2.2 Número de Iteraciones para la solución de Flujos de Potencia [9]

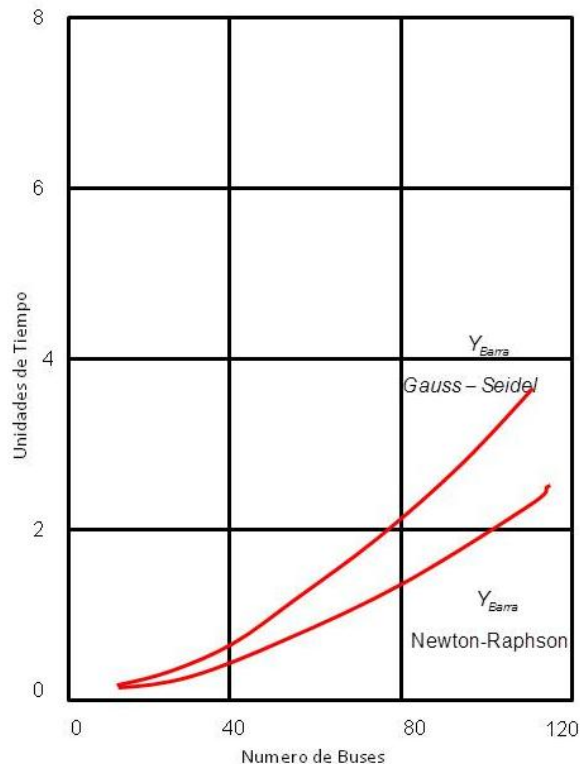


Figura 2.2 Número de iteraciones y tiempo en método de Newton-Raphson y Gauss-Seidel [9]

2.10 Flujos 3D en el análisis de SEP

En el ACNE los estudios se realizan en diagramas unifilares que presentan los flujos de potencia (MW y MVar) de líneas, transformadores y unidades generadoras así como los ángulos y voltajes de los nodos correspondientes a un estado fijo del sistema (estado operativo o “Fotografía del Sistema”)

Las condiciones del SEP cambian cada segundo; para realizar el análisis se toma una muestra “congelada” de dichas condiciones, formando así, una base del cual se realiza un estudio en el que se simulan libranzas, contingencias, entrada de nuevos equipos, etc. [11]

Se desarrollo una nueva técnica que con base a los Flujos de Potencia en los SEP's permite obtener información y criterios para la toma de decisiones. Esta nueva técnica se denomina Flujos 3D (F3D), ya que permite el análisis de estudios de flujos de potencia no solamente en una condición de operación sino que puede observarse los cambios que se presenten al variar la condición de operación durante un intervalo de tiempo definido.

Mediante el análisis de SEP con Flujos 3D se presentan los diagramas unifilares con flujos de potencia de forma que estos varían de acuerdo a las condiciones que se desean analizar. Estas condiciones pueden ser cambios de la generación de una unidad generadora, de una planta completa o varias, así como cambios de la demanda de un nodo, una zona o un área completa. Esta manera de analizar el SEP, da una perspectiva y visión amplia de lo sucedido en el SEP al presentarse cambios. [11]

El F3D funciona de manera similar al análisis de curvas PV y QV en el aspecto de realizar incrementos en los valores de generación y/o demanda de una zona o varias graficando los flujos en MW de un enlace o enlaces contra el voltaje o voltajes en los nodos de interés de estudio. La diferencia de F3D con respecto a la curvas PV y QV radica en que F3D tiene valores de flujos y voltajes en un diagrama unifilar y se puede observar la variación de sus valores simultáneamente conforme se realiza el cambio en la generación y/o demanda. [11]

La técnica de F3D consiste en realizar corridas en serie en WS500 de ABB donde de manera automática y partiendo de un caso base se puede ir variando la demanda y/o generación de una zona en específico e ir guardando los resultados

2.10.1 Ventajas de la aplicación F3D

Existen varias ventajas mediante el estudio de flujos de potencia F3D ya que se obtienen reportes de estudios menos voluminosos mostrados en un solo diagrama con la variación dinámica de los flujos en líneas y voltajes de nodos para diferentes niveles de demanda y/o generación, se visualizan las pérdidas y la potencia reactiva generada o absorbida en líneas de transmisión para diferentes niveles de demanda y/o generación. También se puede observar la variación de los flujos de una zona conforme aumenta o disminuye la generación de una planta generadora ayudando al análisis de nuevas unidades de generación a incorporarse a la red del SEN. [11]

La ventaja de esta técnica es que al presentarse diferentes contingencias se puede visualizar la variación de: flujos de líneas y transformadores, voltajes de nodos de interés y ángulos de voltajes, haciendo variar la demanda y/o generación en una zona o área durante un día, una semana o el periodo que se desee. [11]

Capítulo III

Análisis de Contingencias, Estabilidad Eléctrica y Colapsos Eléctricos

3.1 Contingencia

Una contingencia es un evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. [12], además es una poderosa herramienta que sirve para predecir los nuevos valores de tensión en los buses y los diferentes flujos de potencia que existirán en las líneas de transmisión, de forma posterior a la salida de algún elemento del sistema.

Los modelos de redes de gran escala que se usan para la evaluación de contingencias no tienen que ser exactos porque los operadores y diseñadores del sistema que tienen que revisar bastantes estudios en un periodo de tiempo corto, están más interesados en saber si existen niveles de sobrecarga de corriente y tensión fuera de límite, que en los valores exactos de estas cantidades. [5]

Cuando se presenta una salida de algunos elementos del SEP, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y las tensiones de las barras cambian. Como consecuencia, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: Líneas de Transmisión, Transformadores, Generadores, Buses, Elementos de Compensación y Cargas. Las salidas de estos elementos pueden ser programadas (mantenimiento preventivo) o forzadas por condiciones ambientales o fallas. [13]

Los tipos de contingencia son:

1. Falla simple o pérdida de un elemento del sistema (Criterio N-1):
2. Falla doble o pérdida simultánea de dos elementos del sistema (criterio N-2)

Los tipos de fallas afectan o producen cambios en:

- La Tipología de la Red, tales como salidas o entradas de líneas y/o Transformadores
- Cambios de generación y/o carga en las barras del sistema. [14]

Si después de la salida de un elemento en el sistema, la distribución de corrientes en los elementos que continúan en operación, no da origen a sobrecargas o sobretensiones, la contingencia no es “severa”. Ahora si excede los límites de operación de los elementos o las tensiones quedan fuera de los rangos establecidos, entonces estamos hablando de una contingencia severa. [15]

3.2 Características de las contingencias

Las contingencias en un sistema eléctrico son un aspecto muy importante a estudiar para mantener la estabilidad del sistema o red eléctrica, es por ello que se tienen que tener en cuenta las siguientes características.

1. Son parte del análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia
2. Estudian las redistribuciones de corrientes y cambios en las tensiones originados por la salida de elementos.
3. Pueden considerar salidas de líneas de transmisión, transformadores, generadores y de cargas.
4. Son importantes dado que la salida de un elemento puede producir la salida de otros elementos (efecto cascada) y pueden llevar el sistema al colapso total.
5. Estudia efectos locales y globales sobre el sistema y la respuesta de este cuando ocurre la salida de uno o varios elementos. [13]

3.3 Análisis de Contingencias

El análisis de contingencias permite evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico, conociendo las consecuencias sobre el sistema ante la pérdida de diferentes elementos, tiene por objetivo determinar cuáles contingencias causan violaciones de los límites operativos de los componentes, determinar el grado de severidad de las violaciones y el nivel de desviaciones de voltaje, sobrecargas en

equipos, etc. Así mismo definir el nivel y el tipo de contingencia que el sistema acepta.

Realizar el análisis de contingencia implica efectuar un estudio de flujos de potencia completo para cada una de las contingencias seleccionadas, evaluando el estado del sistema después de cada contingencia. Con esto, se permite identificar los casos severos y los no severos, en función del grado de violación que produzcan a los límites operativos que establecen la operación normal del sistema [16]

La mejor forma de realizar un análisis de contingencias es separando los diferentes análisis dependiendo de las variables de interés. Por ello se surge realizar por separado un análisis de contingencias de potencia reactiva, de corriente y de tensión, entre otros.

3.4 Selección de contingencia

El proceso de análisis de contingencia involucra la predicción de los efectos de cada contingencia, llega a ser muy tedioso y lleva mucho tiempo cuando el sistema de potencia es muy grande. El proceso de identificar la contingencia que actualmente conduce a la violación de los límites operacionales es conocido como selección de contingencia. Las contingencias son seleccionadas calculando un tipo de índices de severidad llamados Índices de desarrollo (PI). [17]

Estos índices son calculados usando algoritmos de flujos de potencia para contingencias individuales cuando una línea esta fuera de servicio. Basado en valores obtenidos las contingencias son clasificadas de manera que el valor más alto de PI sea clasificado primero.

Hay dos tipos de índices de desarrollo los cuales son de gran uso, estos activan los índices de desarrollo de potencia (PI_p) y el índice de desarrollo de potencia reactiva (PI_v). El PI_p refleja la violación de la línea de flujo de potencia activa y está dada por

$$PI_p = \sum_{i=1}^L \left(\frac{P_i}{P_{i,max}} \right)^{2n} \quad (81)$$

Donde

P_i = Potencia activa en la línea i

$P_{i,max}$ = máxima potencia activa en la línea i

n es un exponente específico

L es el número total de líneas en el sistema.

Si n es un número largo el P_i será un número pequeño si todos los flujos están dentro del límite y este será grande si uno o más líneas están sobrecargadas, aquí el valor de n será unitario. El valor máximo de flujos de potencia en cada línea es calculado usando la formula

$$P_{i,max} = \frac{V_i * V_j}{X} \quad (82)$$

V_i = Voltaje en el bus i obtenido de la solución de flujos de potencia

V_j = Voltaje en el bus j obtenido de la solución de flujos de potencia

X = Reactancia de la línea conectada al bus " i " y bus " j "

Otra forma de obtener el índice de desarrollo es usando el índice de desarrollo de potencia reactiva de la magnitud del voltaje fuera de parámetro. Matemáticamente se tiene

$$PI_V = \sum_{i=1}^{N_{pq}} \left[\frac{2(V_i - V_{i,nom})}{V_{i,max} - V_{i,min}} \right]^2 \quad (83)$$

Donde

V_i = voltaje del bus i

$V_{i,max}$ y $V_{i,min}$ = son los límites máximos y mínimos de voltaje

$V_{i,nom}$ = es el voltaje promedio de $V_{i,max}$ y $V_{i,min}$

N_{pq} = es el número total de buses en el sistema [17]

3.5 Estados en Análisis de Seguridad por Contingencias

El análisis de seguridad implica que el sistema de potencia opere dentro de 4 estados:

1. **Despacho óptimo:** Este estado es antes de cualquier contingencia que se presente, es óptimo en relación al costo económico, pero no podría ser seguro. Figura 3.1 (a)
2. **Posterior a la contingencia:** Una vez que la contingencia ha ocurrido, por tanto los límites de operación de una línea o transformador están por encima de los límites de carga permitidos, o en su caso el voltaje en una barra esta fuera del límite. Figura 3.1 (b)
3. **Despacho seguro:** En este estado el sistema no presenta contingencia, pero tiene correcciones en los parámetros de operación a considerar para violaciones de seguridad. Figura 3.1 (c)
4. **Seguridad después de la contingencia:** Este es el estado donde la contingencia es aplicada al sistema operando con las correcciones de parámetros. Figura 3.1 (d) [17]

En la figura 3.1 se ilustran cada uno de los estados.

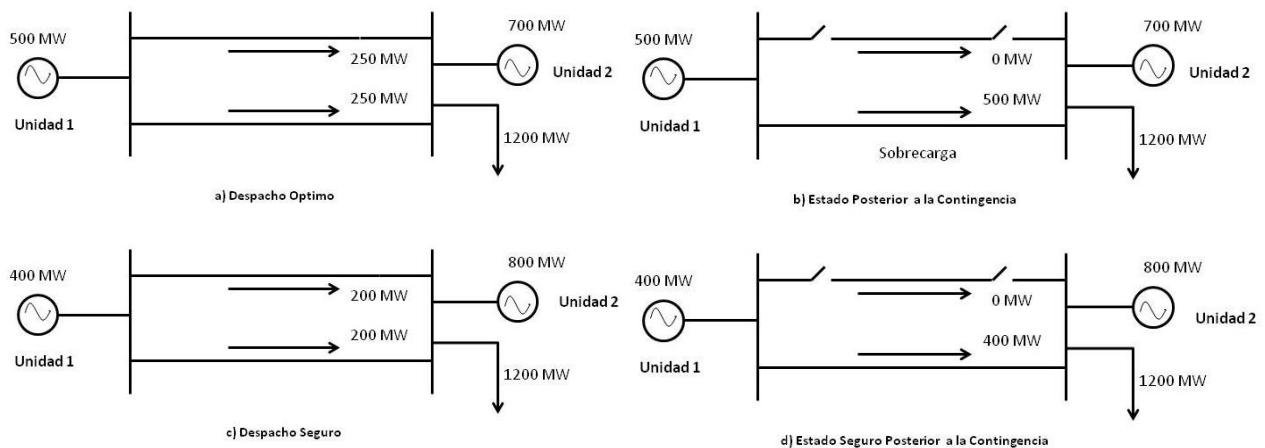


Figura 3.1 Diferentes estados del SEP al presentarse una contingencia [17]

3.6 Estabilidad Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los Sistemas Eléctricos se han ido desarrollando gracias a las interconexiones, la utilización de nuevas tecnologías, sistemas de control y al aumento de la operación en condiciones de mucho estrés, surgiendo diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo, la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y las oscilaciones entre áreas se han convertido en una mayor preocupación que en el pasado. [18]

La IEEE/CIGRE define la estabilidad de un sistema de potencia como: “La capacidad de un sistema eléctrico, para una condición inicial de operación, de recuperar el estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con variables del sistema limitadas de manera que, prácticamente, todo el sistema permanece intacto”

Dentro de los parámetros más importantes a considerar para mantener un Sistema Eléctrico de Potencia en Estabilidad se tiene:

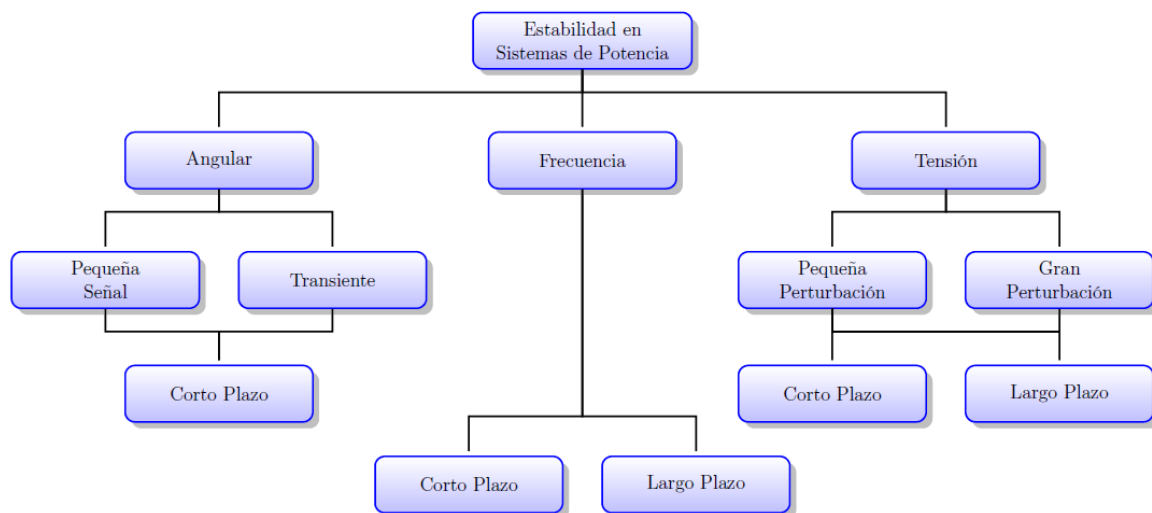


Figura 3.2 Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos [18]

3.6.1 Estabilidad Angular

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de una máquina síncrona, de un sistema interconectado, de mantener el sincronismo después de ocurrida una perturbación. [19] Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona del

sistema. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de aumento de las oscilaciones angulares de algunos generadores que conducen la pérdida de sincronismo con otros generadores.

Bajo condiciones de estado estacionario, existe un equilibrio entre el torque mecánico de entrada y el torque electromagnético de salida de cada generador. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se rompe, generando aceleraciones o desaceleraciones de los rotores de las maquinas de acuerdo a las leyes de movimientos de cuerpos rotatorios. Si un generador gira temporalmente más rápido que otro, la posición angular relativa del rotor se acrecentará y, dependiendo de la relación potencia-ángulo, podrá existir transferencia de carga desde la maquina lenta hacia la rápida, reduciendo así la separación angular. [18]

3.6.2 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener la frecuencia en equilibrio (balance de MW de generación y MW de carga) después de ocurrida una perturbación grave del sistema que resulta en un desbalance significativo entre la generación y la carga (balance entre MW de generación y MW de carga no es 60 HZ) Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una mínima pérdida accidental de la carga. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de oscilaciones sostenidas de frecuencia, que conlleva a un disparo de las unidades generadoras y/o cargas. [18,19,20].

Muchas de las perturbaciones que afectan a un sistema eléctrico resultan en cambios de la frecuencia, flujos de potencia, voltaje y otras variables del sistema, esto lleva a tomar acciones de control y de protección que no están siempre modelados en estudios convencionales de estabilidad transitoria o de voltaje. [18]

3.6.2.1 Estabilidad de Frecuencia a Corto Plazo

Conocida también como inestabilidad transitoria, ocurre debido al lento despeje de fallas en el sistema de transmisión cercanas de la planta de generación, que al no ser superada rápidamente puede producir un desbalance entre la salida mecánica y

eléctrica del generador; de esta forma es necesario proteger los generadores contra daños que resulten de la lenta protección de los sistemas de transmisión. [20]

3.6.2.2 Estabilidad de Frecuencia a Largo Plazo

Conocida también como inestabilidad de estado-estable, ocurre cuando hay muy pocas líneas de transmisión para transportar energía desde la fuente de generación hasta el centro de carga local. La pérdida de líneas de transmisión dentro del centro de carga puede resultar en un colapso de voltaje, pero esto puede también resultar en una estabilidad de ángulo de fase de estado-estable. Cuando el ángulo de fase de voltaje entre generación local y remota se incrementa mas allá de 90° , la potencia que puede ser transmitida se reduce y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas. Si hay mas carga que generación dentro de una isla, la frecuencia y el voltaje disminuyen; mientras que si existe un exceso de generación en una isla, la frecuencia y el voltaje generalmente aumentan. Comúnmente, la disminución del voltaje en el centro de carga es el indicador principal de que el sistema está en problemas de baja frecuencia, esto ocurre solamente después de que el sistema se divide en islas. [20]

3.6.3 Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de potencia de mantener la tensión estable en todas las barras, después de ocurrida una perturbación para una condición de operación inicial dada. Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la demanda y la alimentación de esta. La inestabilidad que puede resultar se aprecia en forma de una disminución (o aumento) progresiva de las tensiones de algunas barras. [19]

Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área o el disparo de las líneas de transmisión y de otros elementos de sus sistemas de protección, que lleva a interrupciones en cascadas. De estos resultados o de la operación fuera de rango de las corrientes de campo de los generadores, hace que estos puedan perder el sincronismo también. [19]

Al proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan la inestabilidad de tensión conduce a un *blackout* o tensiones anormales bajas en una parte importante del sistema de potencia, se le conoce también como COLAPSO DE TENSION.

La caída de tensión que se produce por los flujos de potencia activa y reactiva a través de reactancia inductivas de las líneas de transmisión, también es un factor importante que contribuye a la inestabilidad, el cual limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y el mantenimiento de la tensión en un rango determinado. Estos valores son aun más limitados cuando algunos generadores alcanzan sus límites de sobrecorriente de campo o de armadura.

La estabilidad de tensión se divide en las siguientes categorías:

a) Estabilidad de tensión ante pequeña perturbación

Este tipo de estabilidad trata de mantener la tensión frente a pequeñas perturbaciones, como el cambio incremental en la carga. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, controles continuos y discretos en un instante de tiempo dado. [18,20]

b) Estabilidad de tensión ante gran perturbación

Este tipo de estabilidad trata de mantener la tensión frente a perturbaciones grandes, como la de un cortocircuito, pérdidas de generación o contingencias, aumentos en la carga, exceso de límite de transporte de energía, generación alejada e insuficiencia de compensación de potencia reactiva. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características del sistema y de las cargas, las interacciones entre controles continuos y discretos, y las protecciones. [18]

c) Estabilidad de Voltaje de Corto Plazo. Involucra la dinámica en el tiempo de los elementos de la carga, tales como motores. El periodo de estudio de interés está en el orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de las ecuaciones diferenciales del sistema, similar al análisis de estabilidad angular. [20]

d) Estabilidad de Voltaje a Largo Plazo. Este tipo de estabilidad trata de estudiar el comportamiento de la red durante varios minutos, a fin de evaluar, por ejemplo, la respuesta del sistema ante un crecimiento sostenido de la demanda, por lo tanto resulta importante modelar adecuadamente la dinámica

de las cargas y la dinámica de los elementos de la red con respuesta más lenta como los transformadores con cambios de tomas, el control de la sobreexcitación de los generadores, la compensación shunt, etc.[20]

3.6.4 Herramientas de Análisis de Estabilidad de Voltaje

Existen 4 métodos usados para realizar el estudio de estabilidad de voltaje dentro de los más importantes se tienen:

- Curvas P-V
- Curvas Q-V

3.6.4.1 Curvas P-V

Esta curva es el resultado de resolver los flujos de potencia, a medida que se incrementa la demanda en una o todas las cargas del sistema. Las variables a graficar son los voltajes en los nodos del sistema y la demanda de la carga, expresados en por unidad o en por ciento.

Este tipo de curva es un diagrama de bifurcación-silla (o de nariz), utilizada ya que muestra el punto de colapso y la máxima demanda soportada antes de que ocurra (se considera un índice de cargabilidad del sistema). [21]

En la Figura 3.3 se muestran distintas curvas P-V a distintos factores de potencia. En la rodilla se encuentra el punto crítico o de bifurcación, ya que es la frontera entre las zonas de operación estable (rama superior) y la zona inestable (rama inferior). Este es el punto crítico que señala la máxima cargabilidad y donde el flujo de potencia deja de converger.

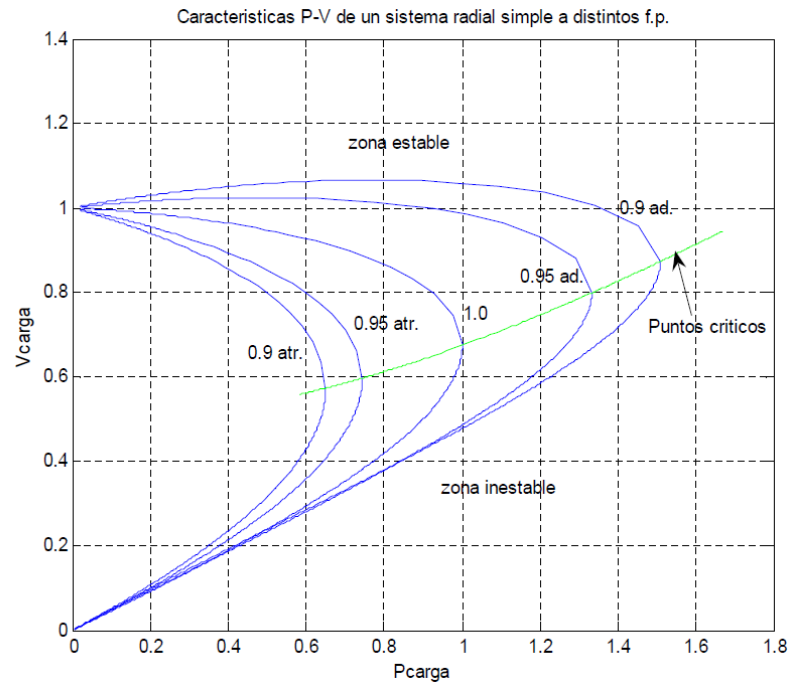


Figura 3.3 Curva P-V a distintos factores de potencia (atraso y adelanto), para un sistema radial simple [21]

Para comprender la diferencia entre estabilidad e inestabilidad, en la figura 3.3 se observa que la rama superior (estabilidad), al aumentar la potencia demandada por la carga, el voltaje del nodo al que se encuentra disminuye, mientras que en la rama inferior (inestabilidad), al aumentar la demanda de la carga, el voltaje en el nodo aumenta.

Las curvas P-V muestran cuanta carga puede soportar el sistema antes de colapsar, lo que se constituye en una medida de la “seguridad de voltaje” o margen de estabilidad del sistema. [21]

3.6.4.2 Curvas Q-V

Bajo esta metodología se busca la compensación reactiva (hipotética) necesaria para mantener un nivel predeterminado de voltaje en una barra.

Al igual que las curvas P-V consta de un margen de estabilidad e inestabilidad, el punto inferior de la curva es el punto crítico y a partir de este hasta el nivel de cero potencia reactiva (no absorbe o inyecta potencia reactiva al nodo de estudio) se mide el margen de estabilidad. Si el punto crítico sobrepasa el nivel de cero potencia reactiva, el sistema es potencialmente inestable. En la figura 3.4 se muestra a la izquierda el punto inestable y a la derecha el punto estable, pero se debe tener en

cuenta que en la rama estable también se puede presentar el fenómeno de inestabilidad, cuando la variación de la potencia reactiva con respecto al voltaje sea muy alta (pendiente grande). [21]

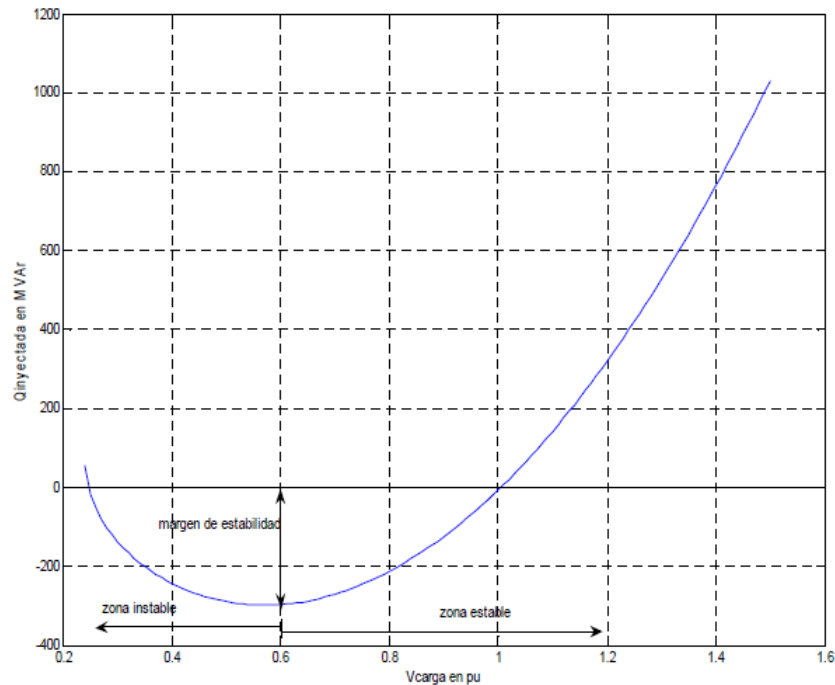


Figura 3.4 Curva Q-V para el sistema Radial simple (Pcarga se mantuvo a 350 MW) [18]

La curva Q-V usualmente muestran las zonas de inestabilidad y estabilidad al mismo tiempo, por lo que es difícil que tengan problemas de convergencia. [21]

Debido a que el método de curvas Q-V requiere que se inyecta potencia reactiva en un solo nodo a la vez y a las no linealidades esta inyección, se encuentran divergencias entre los valores calculados y los que se podrían medir en un SEP. Se deben calcular las curvas de todos los nodos del sistema para obtener una “imagen” completa de los márgenes de estabilidad de voltaje de cada nodo y el peor de ellos se convertirá en el margen de estabilidad del sistema. [21]

3.7 Colapsos Eléctricos

Se denomina así al estado que alcanza un sistema eléctrico, en el cual se deja de atender una cantidad importante o la totalidad de la carga del sistema y que es antecedido por una secuencia de eventos ligados al fallo de alguno de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Los colapsos pueden ser originados por un

defecto de la subestación eléctrica, por daños en las líneas de transmisión, daños en el sistema de distribución, cortocircuitos o sobrecargas inesperadas en sistemas con circuitos muy próximos a su límite de capacidad. Las consecuencias de este fenómeno son considerables, la principal es la pérdida de sincronismo del sistema eléctrico. La figura 3.5 muestra las contingencias y sus efectos. [22]

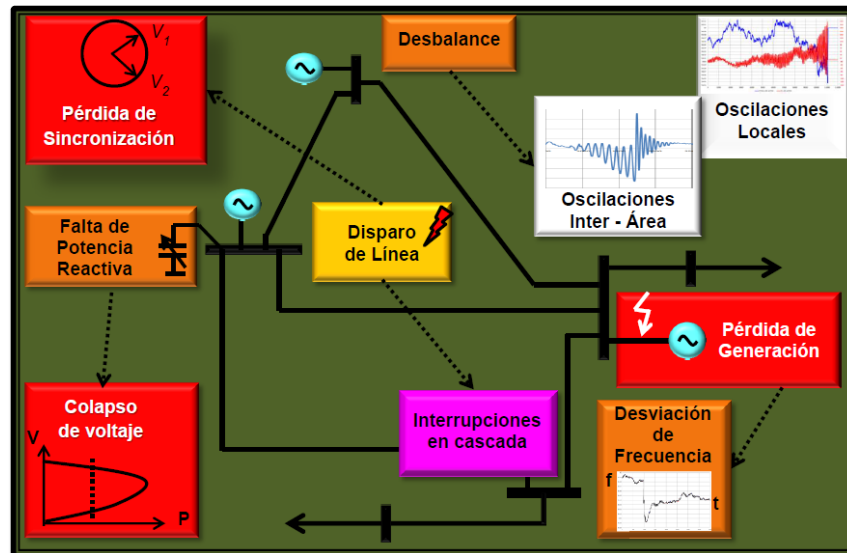


Figura 3.5 Principales Problemas en un SEP y sus Consecuencias [23]

El proceso que conduce a un colapso eléctrico (Blackout) se origina cuando un elemento del sistema sale de operación de forma imprevista. La salida de este elemento provoca el flujo de potencia (no lineal) a través del sistema se redistribuya, lo que puede llevar a otros elementos, tales como; líneas de transmisión y transformadores se sobrecarguen, si existe redundancia de capacidad en el sistema.

Las sobrecargas pueden provocar la activación de las protecciones correspondientes y de esta forma los elementos sobrecargados del sistema salen de operación, ocasionando a su vez que otros elementos se sobrecarguen y también salgan de operación. Esta secuencia puede continuar hasta que la mayoría o todo el sistema queda desconectado. [5] Dándose así un efecto “cascada” afectando uno o varios elementos del SEP.

3.8 Colapso de Tensión

El colapso de tensión está íntimamente ligado con el estudio de la estabilidad de tensiones. Pese a que este tipo de estabilidad es un fenómeno de naturaleza fundamentalmente dinámica, se puede medir el grado de inestabilidad de las tensiones de un sistema de energía eléctrica utilizando un modelo estático. [24]

3.8.1 Causas de los colapsos de tensión

1. Potencia reactiva generada/absorbida por los generadores

Un mal ajuste de las tensiones de consigna en la regulación de la potencia reactiva de los generadores pueden derivar en corrientes por las líneas demasiado elevadas, provocando grandes caídas de tensiones en las mismas.

2. Aumento de la carga y su comportamiento frente a los cambios de tensión. [25]
3. Sistemas de potencia débiles, debido a la falta de refuerzo de la transmisión y la falta de inversión en generación [25]
4. Sistemas con grandes desequilibrios generación-demanda entre áreas (grandes transferencias de energía entre las áreas)

El exceso de transporte de energía entre áreas de intercambio a través de las líneas de interconexión, provoca que en estas las corrientes sean elevadas, lo que contribuye a grandes caídas de tensión.

5. Pérdida de uno o más elementos de la red: líneas, generadores, transformadores, etc.

En el caso de líneas y/o transformadores, la pérdida de cualquiera de estos elementos conlleva por lo general a un reparto de los flujos por otras líneas, que como consecuencia van aumentadas sus pérdidas. En el caso de generadores, si una gran parte de la generación perdida la asumen generadores de otras áreas de intercambio, tiene como consecuencia un aumento del transporte de energía.

Sin embargo, desde el punto de vista matemático, el grado de inestabilidad de tensiones de un sistema de energía eléctrica depende directamente de la distancia existente entre el punto inicial de funcionamiento y el punto límite de las ecuaciones estáticas del sistema (flujo de cargas). Este punto es conocido como punto de colapso de tensiones. [24]

El punto de colapso se caracteriza matemáticamente por constituir una bifurcación silla-nodo de las ecuaciones estáticas del sistema. Las bifurcaciones¹ silla-nodo se caracterizan por presentar una matriz Jacobiana, de las ecuaciones de estado, que resulta singular, esto es, con al menos un valor propio nulo. Esta propiedad matemática de las bifurcaciones silla-nodo es la responsable de que los métodos tradicionales de resolución de flujos de cargas, tales como Gauss-Seidel o Newton-Raphson, presenten serios problemas de convergencia en las cercanías del punto de colapso de tensiones. [24]

3.8.2 Colapsos por sobrepaso del límite de cargabilidad

Este tipo de colapsos se presenta cuando la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores es sobrepasada, es decir, el flujo de potencia a través de estos elementos es mayor a la capacidad nominal. [26]

La cargabilidad de una línea de transmisión indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptable. La cargabilidad de la línea está en función del calibre y la longitud de la línea, para conocer su

¹ La bifurcación se refiere a cambios cualitativos en el sistema (cuando se pierde el equilibrio o se pasa de un estado de equilibrio a otro oscilatorio). De esta manera, en la teoría de bifurcación se establece que se puede predecir como un sistema pierde estabilidad (típicamente), variando lentamente sus datos, es decir, se quiere estudiar el sistema en el límite de estabilidad.

comportamiento se consideran condiciones optimas de voltaje en ambos extremos de la misma, es decir, un voltaje de 1 p.u. tanto en el nodo de envío como en el de recepción, como se muestra en la figura 3.6.

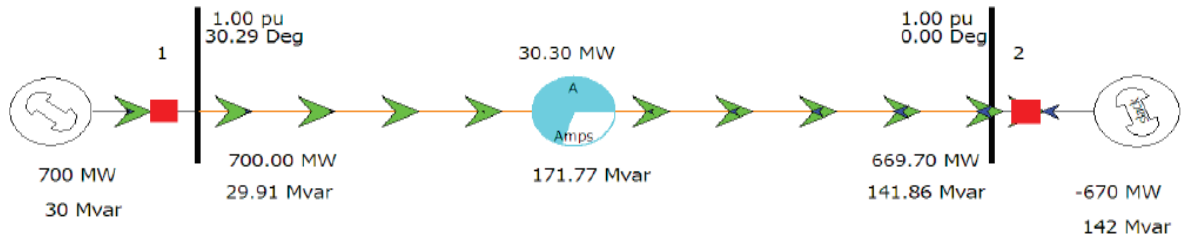


Figura 3.6. Diagrama Unifilar de LT con Voltaje planos [24]

La cargabilidad de la línea puede valorarse a partir de la relación del flujo de potencia real contra potencia reactiva (P-Q) a través de la línea eléctrica. Esta curva (P-Q) varía tanto por el flujo de potencia como por la longitud de la línea. La curva característica potencia real-potencia reactiva indica que al incrementar su flujo de potencia real, aumenta la potencia reactiva que esta consume, lo que se manifiesta como pérdida de potencia en la reactancia inductiva en serie de la línea. El valor de la potencia real donde el requerimiento de potencia reactiva es cero se conoce como SIL (Surge Impedance Loading o Potencia natural de la línea).

El valor del SIL depende tanto de la inductancia serie y la capacitancia en derivación como del nivel de tensión entre fases de la línea de transmisión, como se indica en la ecuación. Cuanto mayor es el nivel de tensión mayor es el SIL de la línea. De igual manera, el SIL aumenta al incrementar el número de conductores por fase de la línea, ya que, disminuye su impedancia característica ($Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$).

$$SIL = \frac{KV^2_{L-L}}{\sqrt{L/C}} \quad (84)$$

La curva Potencia Real-Potencia Reactiva de la línea de transmisión se puede describir como:

- Para niveles de transferencia de potencia real menores al SIL, la potencia capacitiva producida por la línea es mayor a la potencia inductiva que esta consume, bajo estas condiciones la línea aporta potencia reactiva capacitiva a la red eléctrica.

- Cuando el flujo de potencia real a través de la línea es igual al valor de su SIL la potencia capacitiva producida por la línea es igual a la potencia inductiva que esta consume. Bajo esta condición de operación, la línea no inyecta, pero tampoco absorbe potencia reactiva de la red eléctrica.
- Finalmente, al aumentar el flujo de potencia real por la línea a valores superiores al SIL la potencia reactiva consumida por la línea es mayor a la potencia reactiva generada por la línea eléctrica, en este caso la línea demanda potencia reactiva de tipo inductiva que debe ser suministrada por otras fuentes del sistema eléctrico de potencia.

En la figura 3.7 se muestran curvas características de la potencia real-potencia reactiva de una línea de 230 KV con un circuito, conductor ACSR Bluejay, calibre 1113 KCM y un conductor por fase para longitudes de 50, 100, 200 y 300 km. Se observa como al incrementar el flujo de potencia real (MW) a través de la línea, se incrementa el consumo de potencia reactiva (MVAR) en la reactancia inductiva serie de la línea eléctrica. El SIL de la línea de transmisión es de 143 MW y se observa que el SIL de la línea es independiente de su longitud. [27]

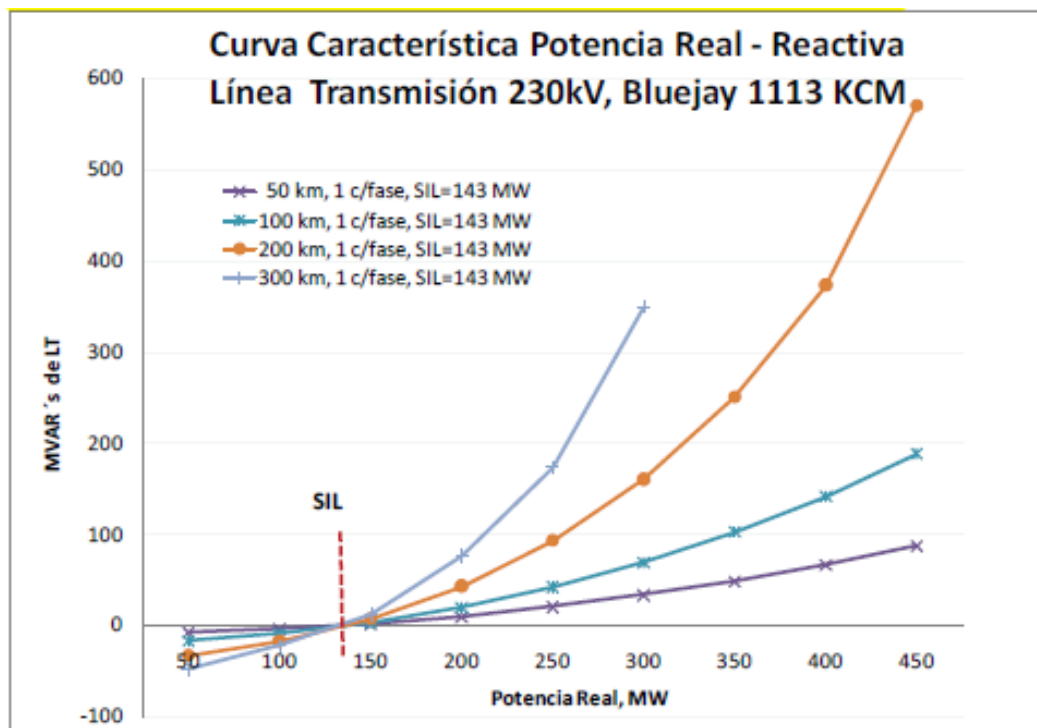


Figura 3.7 Curva característica potencia real-potencias reactiva para varias longitudes de una línea de 230 Kv, un circuito, cable ACSR, Bluejay 1113 KCM con un conductor por fase [27]

Capítulo IV

Esquemas de Acción Remedial

Es un esquema de protección con una lógica de operación programada en dispositivos, cuyo propósito es detectar una condición particular de la red que se conoce a través de estudios, una condición inusual de estrés al SEP con efectos tales como, sobrecarga, inestabilidad angular, de frecuencia o voltaje, tomando algún tipo de acción predeterminada, como disparo de generadores, corte de carga intencional, cambio automático de topología, para contrarrestar la condición de una manera controlada.

Los EAR junto con los Esquemas de Protección de Sistema (EPS) son controles automáticos y coordinados que protegen al SEP de grandes perturbaciones, las cuales implican múltiples contingencias, generalmente no causadas por fenómenos naturales, sino por las condiciones operativas que se presentan. Los AER se utilizan principalmente para aumentar la seguridad operativa del SEP. [23]

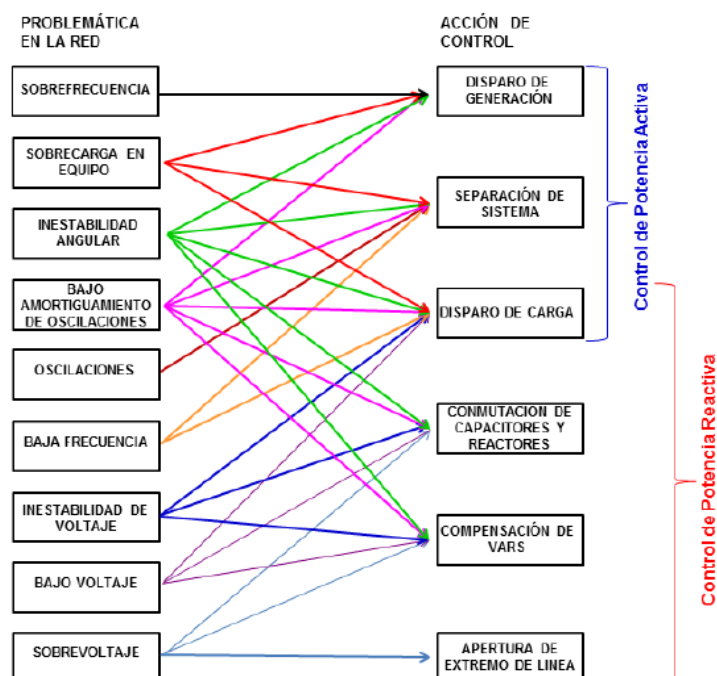


Figura 4.1. Identificación de Problemáticas en la Red y Acciones de control correspondiente [23]

En la figura 4.1 se enumeran algunas problemáticas que se presentan en los SEP y las acciones remediales implementadas generalmente para resolver o aminorar la condición de riesgo en el Sistema.

Los EAR y EPS deben considerar que a medida que el SEP evoluciona, su característica operativa es modificada gradualmente, generando la necesidad de una revisión a fin de asegurar su eficiencia en forma permanente.

La figura 4.2 muestra la secuencia de eventos que desencadena la operación de un EAR en un Sistema Eléctrico de Potencia. En primer lugar se presenta una perturbación en el SEP la cual nos originará variables eléctricas y digitales que serán procesadas en los controles automáticos (EAR), verificando si se encuentran dentro de los parámetros establecidos dando como resultado la toma de decisión acerca del EAR a implementar. [23]

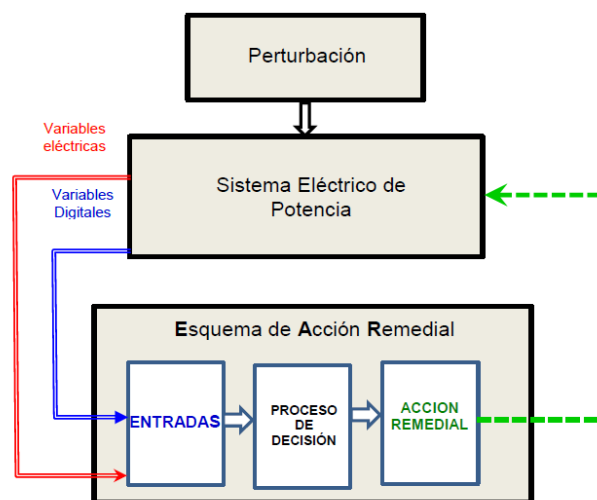


Figura 4.2 Diagrama de Flujo de Eventos durante la operación de un EAR [23]

4.1 Clasificación del EAR

Los EAR que se encuentran actualmente en operación en el SEN se clasifican en los siguientes grupos, así como las causas que originan su operación.

1. Disparo Automático de Generación (DAG)

- Límite por sobrecarga de Líneas de Transmisión y/o Transformadores
- Límite por frecuencia
- Límite de estabilidad angular

2. Disparo Automático de Carga (DAC)

Se implementa para el corte de carga de manera controlada y se aplica bajo las siguientes condiciones:

- Sobrecarga de transformadores o líneas
- Límite de estabilidad Voltaje
- Límite de estabilidad Angular

3. Cambio automático de Topología CTL, CTT y CTI

- CTL: Implementado para el disparo de una L.T. o Subtransmisión de manera controlada y se aplica bajo las siguientes condiciones:
 - a) Evitar la sobrecarga de equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, para la redistribución de flujos y sin afectaciones de carga.
 - b) Evitar sobretensiones en equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, sin afectación de carga.
- CTT: Se implementa para el disparo de un Transformador de manera controlada y se aplica bajo las siguientes condiciones:
 - a) Evitar la sobrecarga de equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, para la redistribución de los flujos, sin afectación de carga.
 - b) Evitar bajo voltaje en una Región, sin afectación de carga. [23]

4.2 Normatividad

Se dan algunos ejemplos de la codificación de un EAR para su control e identificación, así como sus diagramas y estudios.

Los esquemas se identifican de la siguiente manera.

AAA-BBB-CCC-DDD-EEE-FFF-GGG

AAA EAR o EPS

BBB Área de control NTE, OTE, OCC, etc.

CCC Gerencia de transmisión: NTE, ORI, OCC, NOR, NES, BC_, STE, PEN, CEN

16 Divisiones de Distribución: VMN, VMC, VMS, OTE, DGN STE, DNO, DGC, DTN, etc.

DDD Número consecutivo del esquema en el área de control

EEE DAG, DAC, DAL, CTL, CTT, CTI, PAA, E81, E27

FFF Número de Paso del esquema

GGG Clave de la subestación donde se encuentra el esquema [23]

Ejemplo:

EAR-NTE-NTE-002-DAG-001-LTR

Identificación	Descripción
EAR-NTE-NTE-002-DAG-001-LTR	EAR: Esquema de Acción Remedial
	NTE: Área de Control Norte
	NTE: Gerencia Regional de Trasmisión Norte
	002: Numero consecutivo del EAR en el Área de Control
	DAG: Disparo Automático de Generación
	001: Paso No.1 del EAR
	LTR: Subestación La Trinidad

Tabla 4.1. Ejemplo de identificación de un Esquema de Acción Remedial [23]

4.3 Requerimientos Técnicos para implementar un EAR

Un EAR es una lógica de operación programada en uno o varios dispositivos que supervisan las condiciones del sistema, determina el armado apropiado del esquema y ejecuta las acciones correctivas para cada contingencia e inicia acciones apropiadas locales o a través de enlaces de comunicación a sitios remotos.

Los EAR son críticamente dependientes de los canales de comunicación, variables medidas, armado, procesamiento lógico y equipos asociados. [23]

4.4 Lógica de Operación

El CENACE (Aéreas y Subáreas de Control), propondrá la lógica funcional (condiciones a detectar) y ajustes de operación (Niveles y tiempos de operación) de los EAR, considerando las señales de entrada/salida necesarias para su operación y confiabilidad que son:

- Variables analógicas: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión, Corriente, Frecuencia, Aceleración de Turbogeneradores, Ángulo, Sincrofasores, Fasores, componentes de secuencia o combinación entre ellas.
- Estados de equipo en servicio.
- Operaciones algebraicas, lógicas, comparadores, temporizadores, contadores.
- Alarmas, la operación, control y la indicación de etapas del sistema. [23]

4.5 Armado

En el Diseño del EAR se utilizan variables importantes como flujo de potencia, frecuencia y voltaje, además del estado de elementos primarios del SEP tal como una línea abierta o cerrada, de tal forma que el AER esté preparado para actuar. [23]

4.6 Variables Analógicas

Estas son Voltaje, Corriente y Potencia, Frecuencia, Ángulo, Fasor de Voltaje y Corriente, Sincrofasor.

Para la medición de estas variables se utilizan equipos incluidos en LSPA No. 68/2013 [23]

4.7 Detector de Condiciones

La detección de condiciones de estado es diseñada de tal forma que sea segura, ya que de ello depende la acción remedial a ejecutar. La principal condición a detectar es el estado de un equipo.

Como ejemplo se puede tomar una línea de transmisión, verificando su estado por sus contactos auxiliares desde los interruptores, detección de corriente y potencia, así como voltaje. [23]

4.8 Salidas de Disparo y alarmas

Las salidas de Disparo generadas por el EAR deben ser directas al equipo sobre el cual debe operar, ya sea cuando este se encuentre en la misma instalación o hacia el equipo de comunicación cuando deba retransmitirse a otra subestación. En las subestaciones que reciban la señal de forma remota, esta debe llegar directamente al equipo de comunicaciones que la retransmitirá al relevador que realizará la acción, dando como resultado la operación del EAR. [23]

4.9 Canal de comunicación

Los canales de comunicación deben cumplir la norma NRF-041-CFE-2005, los cuales pueden ser de fibra óptica, microondas y onda portadora. Estos deben ser monitoreados y alarmados hacia el Centro de Control y en caso de falla, el operador debe dar aviso al área operativa para su reparación.

El esquema lógico debe considerar que la pérdida de canal, ruido u otras fallas en el canal no resulten en una falsa operación del EAR.

Los diagramas esquemáticos y de comunicación deben incluir.

- El área del SEP a operar
- El equipamiento de protecciones
- Señales analógicas
- Señales digitales
- Canales de comunicaciones [23]

Capítulo V

Estudio y Validación del DAG FRO 1 y 3 Zona Frontera (Noreste)

5.1 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

El SEN se integra por 10 regiones de control, la operación de estas regiones esta bajo la responsabilidad de 8 centros de control ubicados en México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz. [2]

El análisis para la validación del Disparo Automático de Generación radica en la zona Noreste del país que comprende los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila como se muestra en la figura 5.1.



Figura 5.1 Regiones de Control en el SEN

Actualmente la zona noreste del país ha ido cambiando con forme pasa el tiempo.

En la figura 5.2, se muestra la configuración del sistema de potencia para la zona metropolitana de Monterrey y la distribución de la generación con la que cuenta la zona noreste del país.

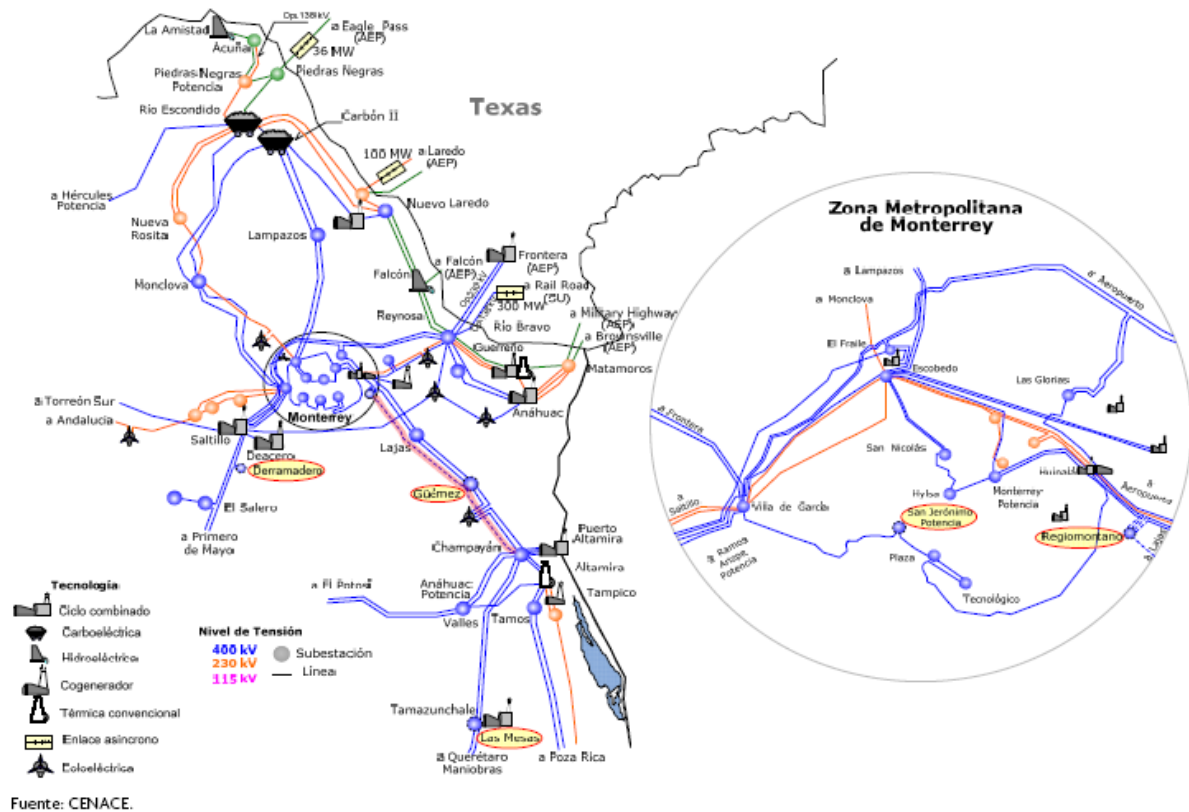


Figura 5.2 Principales obras programadas en la zona Noreste para el periodo 2015-2019. [2]

Con la finalidad de evitar que se presenten sobrecargas severas bajo condiciones de contingencia por falla y/o disparos de algunos enlaces de la red de 230 KV y 400 KV, es necesario tomar acciones preventivas de tal forma que se mantengan el mayor número de Unidades de generación en servicio y preservar los flujos en las líneas de transmisión y de los bancos de transformadores, dentro de los márgenes de seguridad establecidos (Cargabilidad), esto se logra mediante la implementación de un Esquema de Acción Remedial llamado Disparo Automático de Generación.

Dentro de las problemáticas más importantes en la SACF se encuentra la sobrecarga de los autotransformadores AER AT-03, ATP AT-01, RIB AT-06 y en el transformador GRR T-01, así como en la línea ATP-93840 originado por la condición de disparos dobles de las líneas de 400 KV (AER-A3E00-ATP, AER-A3I00-GRR y

ATP-A3E70-GRR) y 230 KV (AER-93820-RIB y AER-93830-RIB). En la figura 5.3, se muestra la configuración de la generación y la red involucrada en el DAG-FRO. [28]

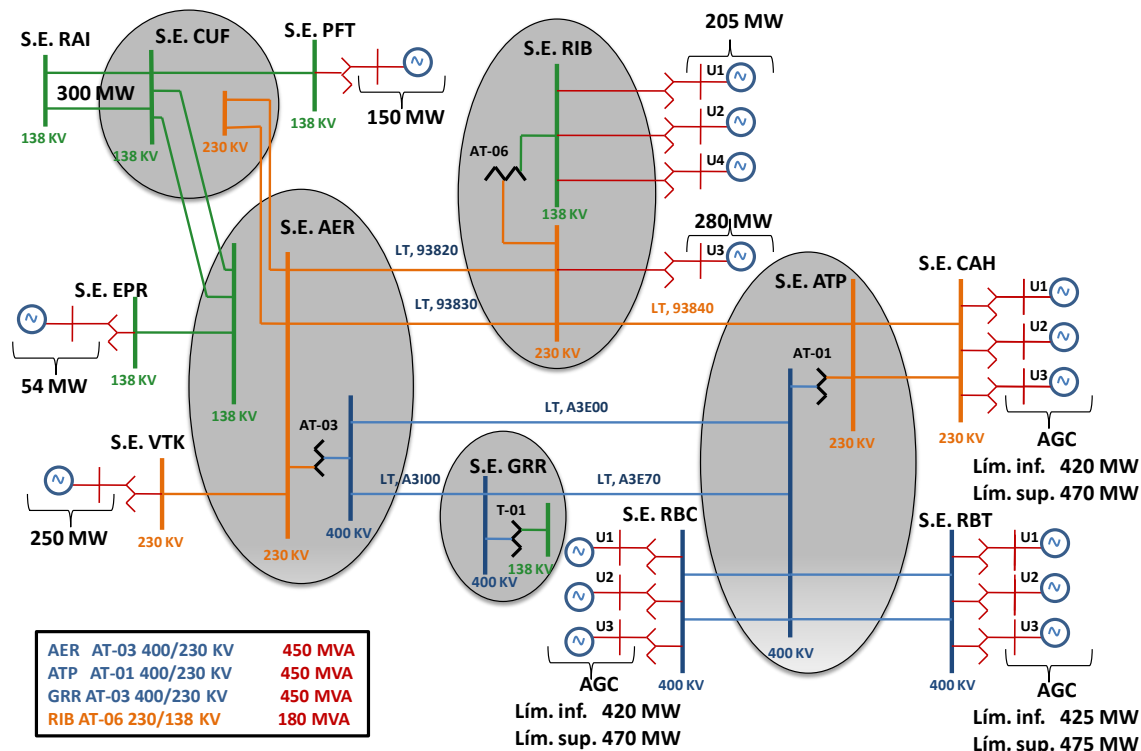


Figura 5.3. Representación esquemática de la generación en la SACF. [28]

5.2 Descripción del “DAG FRO”

Debido al incremento de la generación en modalidad de productor externo interconectado en S.E. ATP en 400 KV y 230KV se presentan las siguientes fallas al ocurrir disturbios en la red y contar con la generación máxima las centrales CAH, RBC y RBT y RIB (CFE-Planta) por lo cual se optó por implementar un Disparo de Generación Frontera “DAG-FRO” distribuido en las instalaciones de las subestaciones ATP, RIB y AER. El DAG-FRO está conformado por tres módulos de operación, cada módulo opera sobre diferentes unidades generadoras de la zona frontera de tal manera que desconecta generación en función del tipo de contingencias que se presenten en la red. La figura 4 muestra los módulos que conforman el DAG-FRO. [29]

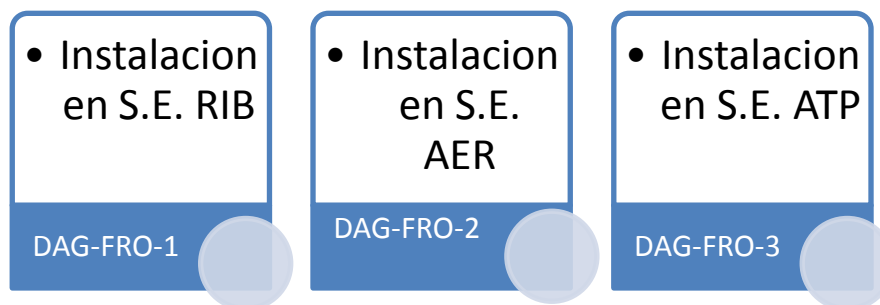


Figura 5.4 Módulos del DAG FRO

5.3 Contingencias o Fallas que se pueden presentar

5.3.1 DAG-1

El DAG-1, se requiere para cubrir la doble contingencia de disparo de las dos LT's de 230 KVs (RIB-93820-AER y RIB-93830-AER) que ocasionan un flujo mayor o igual a 180 MW a través del banco de autotransformadores RIB-AT6 en el sentido de 230 a 138 KV. Provocando la operación del DAG-FRO-1 enviando un disparo a los interruptores RIB-90030 y RIB-91030 quedando fuera la generación de la unidad 3 de la Planta RIB y a la vez se tiene un relevador de tiempo de tres segundos para enviar una transmisión de disparo de DAG a la Subestación ATP. Donde la recepción en ATP y un flujo mayor a 450 Mw a través del autotransformador ATP-AT1 en el sentido de 230 KV a 400 KV se envía un disparo a una unidad turbogas de la central CAH. En las figuras 5.5 y 5.6 se muestra la configuración del DAG 1 y las contingencias que se involucran en su operación, respectivamente. [28,29]

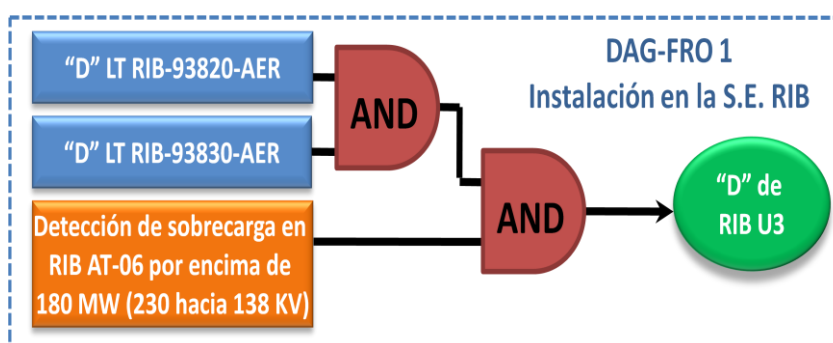


Figura 5.5. Lógica de operación del DAG-FRO 1. [27]

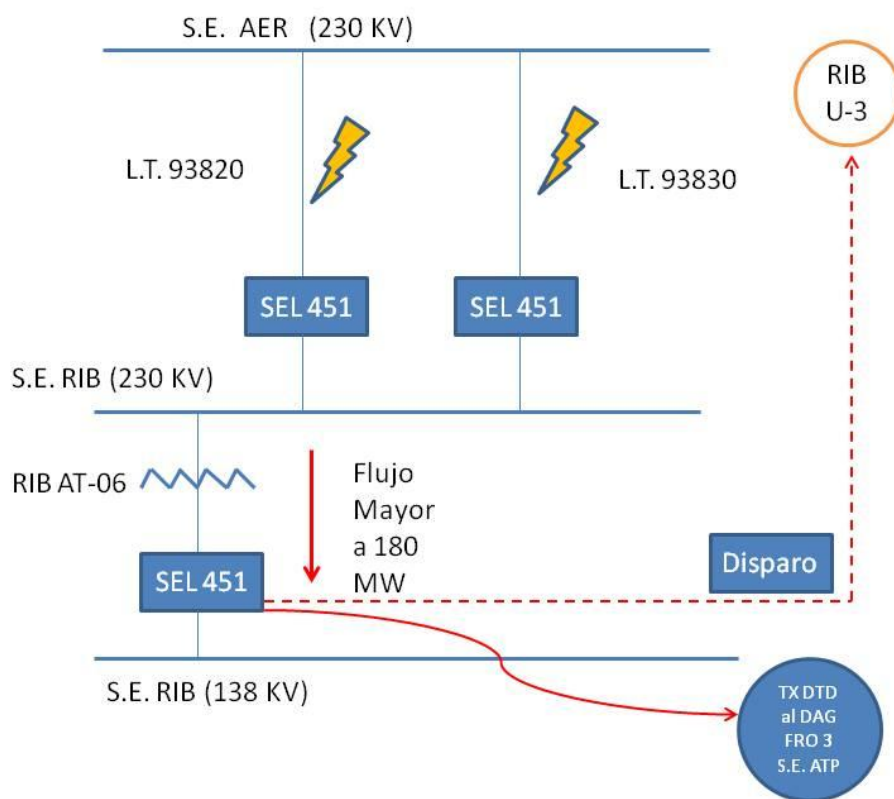


Figura 5.6 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 1. [30]

La lógica de operación del DAG debe incluir un control 43 local para usarse cuando los interruptores están abiertos por licencia. Esta debe ser considerada como maniobra por parte del operador de sistema; cuando se trabaje con un interruptor debe de ponerse el 43 (en Licencia) y cuando se deje nuevamente en servicio el Operador de sistema deberá confirmar que el 43 quede Normal antes de haber regresado la maniobra. Se envía una indicación de interruptor en licencia para corroborar que queda Normal. Esta maniobra aplica para cada interruptor y para cada una de las Subestaciones que Involucra el AER DAG-1. [28]

5.3.2 DAG-FRO-3

Se implementa el DAG-FRO 3 para cubrir las contingencias de disparo de dos líneas de transmisión de 400 KV's (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR o ATP-A3E70-GRR).

Consta de 3 pasos cuando se presenta la salida de las líneas AER-A3E00 y ATP-A3E70-GRR:

a) Contingencia doble AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

Se cuidan las sobrecargas por encima de 450 MW en **EAR AT-03** (230 a 400 KV), **ATP AT-01** (400 a 230 KV) y **GRR T-01** (400 a 138 Kv), además de la línea **ATP-93840-RIB** con flujo ≥ 380 MW.

Pasos

1. Disparar la **RBT-U1 ó U2** para reducir sobrecarga en **ATP AT-01**, y el enlace **CUF-RAI** para reducir sobrecarga en AER AT-03
2. Si continua la sobrecarga (200 ms) mayor a 430 MW en AER AT-03 se dispara el **PFT-U1**
3. Si persiste aun la sobrecarga (500 ms) en AER AT-03 disparar RIB U3. [28]

En la figura 5.7 se muestra gráficamente los sucesos ocurridos en las LT AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR

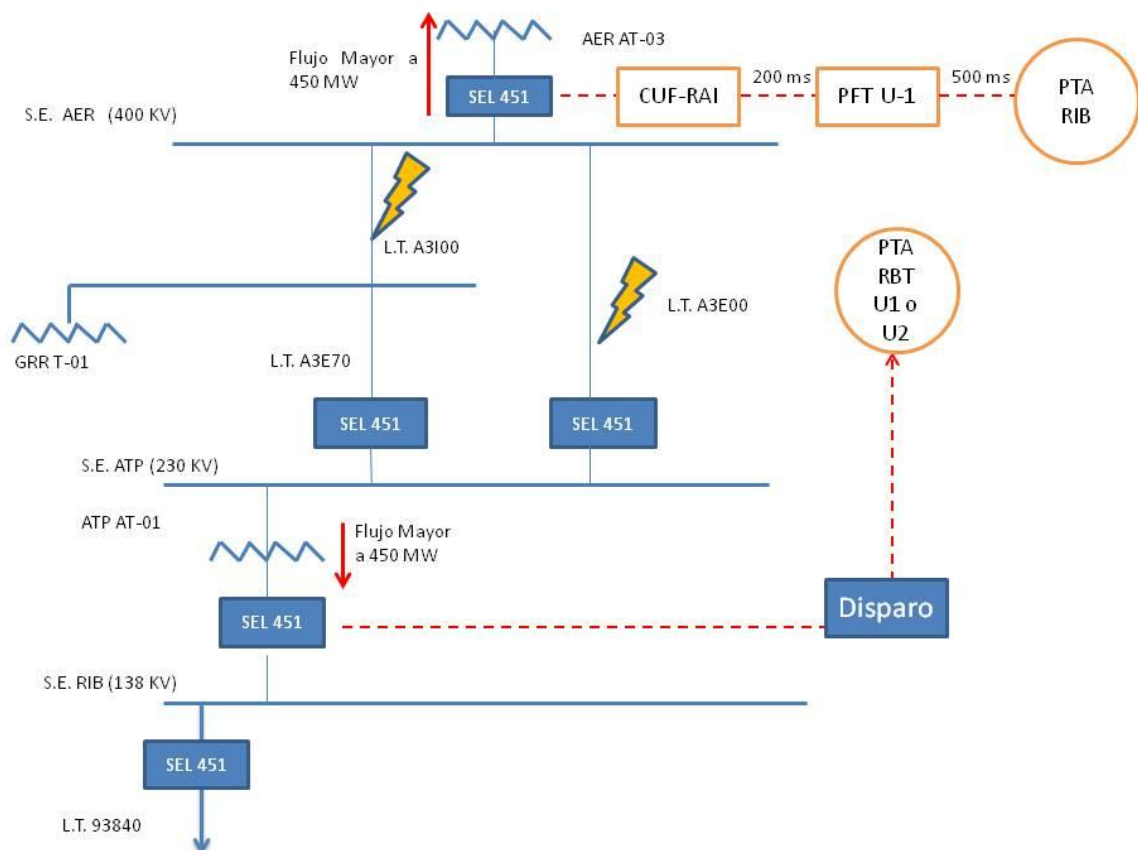


Figura 5.7 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR). [30]

b) Contingencia doble AER-A3E00-ATP y ATP A3E70-GRR

Se cuidan las sobrecargas por encima de 450 MW en bancos **AER AT03** (230 a 400 Kv) y **ATP AT-01** (400 a 230 KV) y sobrecarga en línea **ATP-93840-RIB** con flujo ≥ 380 MW.

Pasos

1. Disparar **RBC-Pta.** para reducir sobrecarga en **ATP AT-01** y el enlace **CUF-RAI** para reducir sobrecarga en **AER AT-03**
2. Si aun hay sobrecarga en **ATP AT-01**, se manda disparar la **RBT-U1** ó **U2**, con esto se eliminan las sobrecargas en la zona de influencia
3. Si se mantiene la sobrecarga (200 ms) en **AER AT-03** se dispara **PFT-U1**, y si aún persiste disparar **RIB U3**
4. Si se continúa con una sobrecarga en línea **ATP-93840-RIB** (380 MW) se envía disparo a **CAH U1** o **U2**. [28]

En la figura 5.8 se muestra gráficamente los sucesos ocurridos en las LT AER-A3E00-ATP y ATP A3E70-GRR

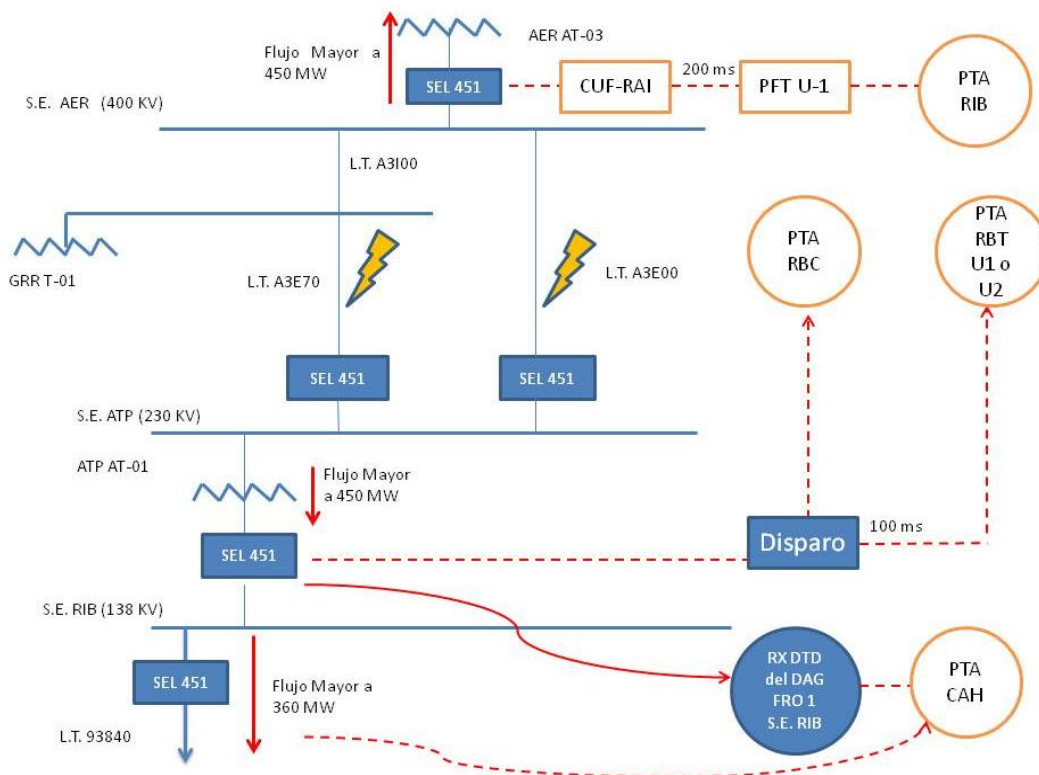


Figura 5.8 Representación Esquemática de la Ubicación de Relevadores y funcionamiento del DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP A3E70-GRR). [30]

En la figura 5.9 se muestran cada una de las contingencias y las acciones correctivas empleadas por el DAG 3 para solucionar las sobrecargas en autotransformadores y líneas de transmisión.

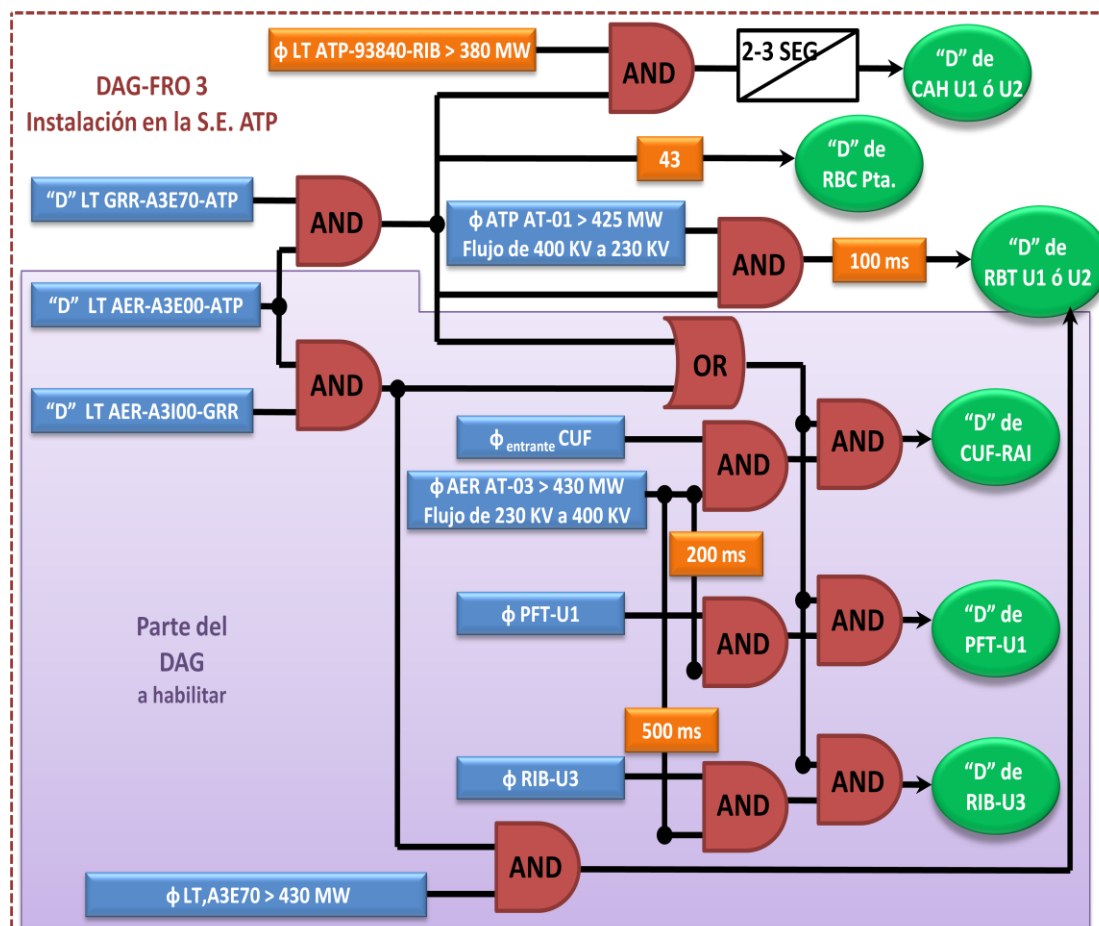


Figura 5.9. Lógica de operación del DAG-FRO 3. [28]

5.4 Simulación y Obtención de Resultados

Se realizan las simulaciones correspondientes para cada una de las contingencias N-2 de las líneas RIB-93820-AER y RIB-93830-AER donde actúa el DAG FRO 1, AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR del DAG FRO 3 y AER-A3E00-ATP y ATP A3E70-GRR del DAG FRO 3.

El comportamiento del SEN sin contingencias en la Zona Noreste se muestra en la figura 5.10.

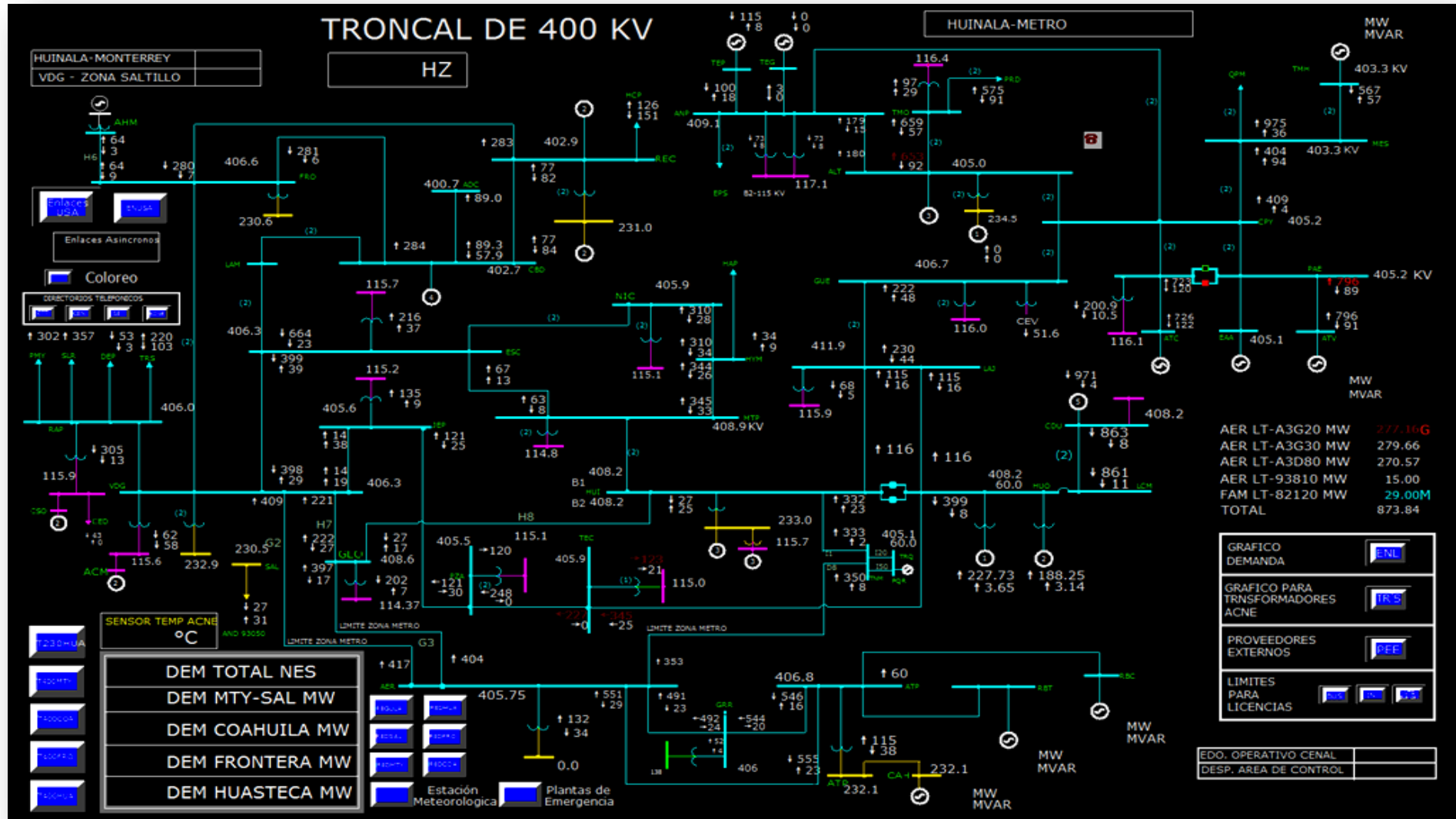


Figura 5.10. Red Troncal de 400 KV se la SACF.

Se cuenta con la siguiente generación máxima en la Zona Noreste destacando las Plantas CAH, RBT, RBC y RIB las cuales presentan una generación máxima.

Generación Bruta de la Gerencia de Control Regional Noreste (MW)									
Centrales	U-1	U-2	U-3	U-4	U-5	U-6	U-7	U8	Total
Rio Escondido	254	275	300	273					
Carbón II	329	350	332	327					
Rio Bravo	26	26	300	140					
Rio Bravo III	160	161	170						
Rio Bravo IV	161	166	168						
Central Anáhuac	165	165	162						
Huinala	64	63	60	62	113	156	228	188	
Dulce Nombre	23	232	233	233					
Álcali	150	98							
Ciclo Castillo	0	0		DPW					
Altamira	0	0	246	0					
Altamira III y IV	162	161	0	167	187	100			
Altamira V	120	121	117	120	154	154			
Elec. Águila Altamira	160	159	181						
Tamazunchale	170	169	0	0	242	0			
Termoelec. Golfo	0	TEP	115	PCA		PFT	-149		

Tabla 5.1. Generación presente en el Área de Control Noreste

5.4.1 Funcionamiento del DAG-FRO 1 (Doble Contingencia de LT's AER-93820-RIB y AER-93830-RIB)

Ante el disparo de las líneas de transmisión AER-93820-RIB y AER-93830-RIB, con operación de generación completa, se presentan sobrecargas en el RIB AT-06 de 202.84 MW siendo superior al permitido de 180 MW en el sentido de 230 KV a 138 KV. Para aliviar el banco de transformadores se procede a Disparar la U-3 de RIB. La figura 5.11 muestra la operación y los resultados.

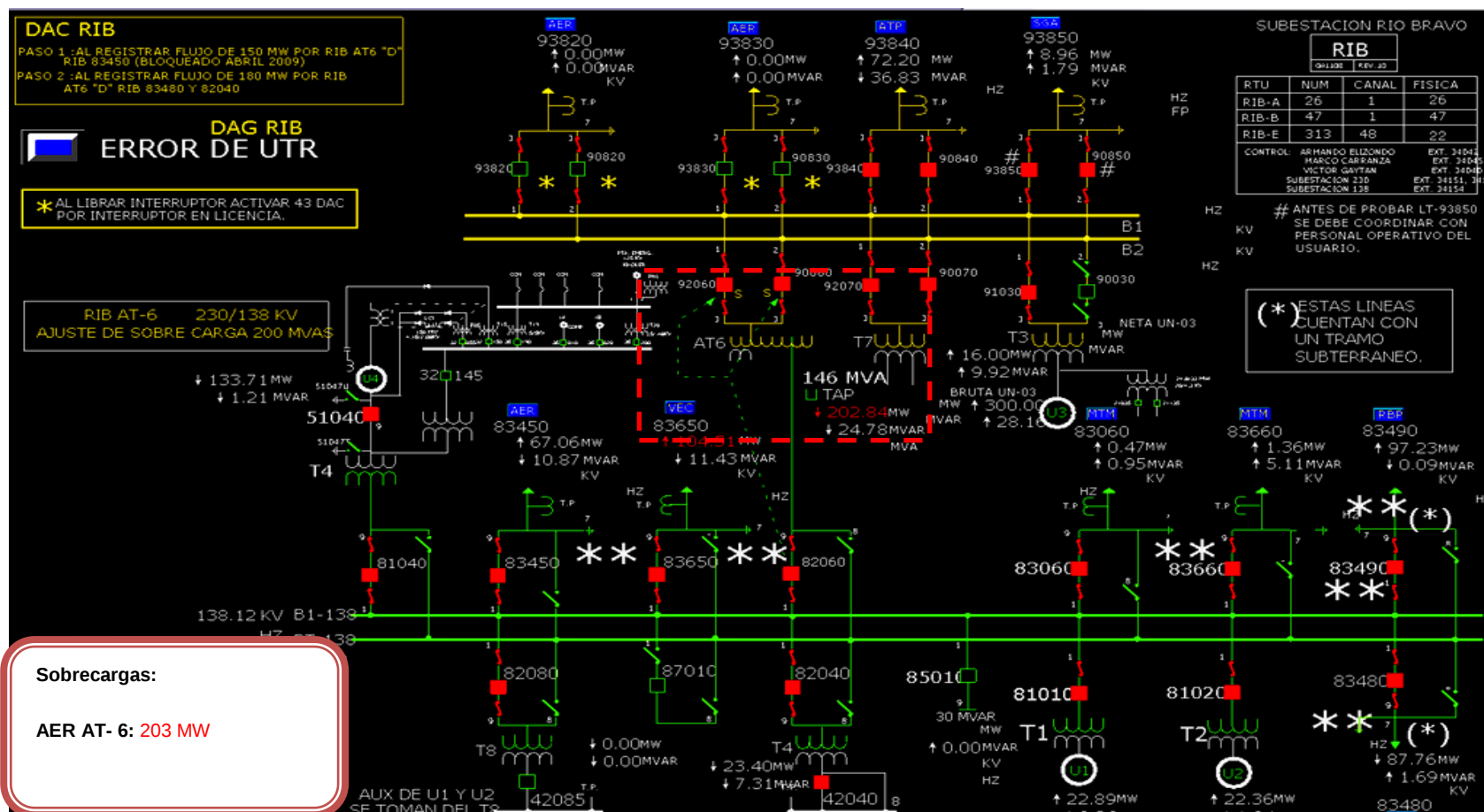


Figura 5.11 Sobrecarga presentada en el AT-6 por la doble contingencia de AER-93820-RIB y AER-93830-RIB

Al Disparar la U-3 de RIB se alivia la sobrecarga presentada en el banco de transformadores, siendo satisfactorio el EAR y por tanto siendo innecesario el disparo de alguna Unidad de Generación de CAH, como se muestra en la figura 5.12.

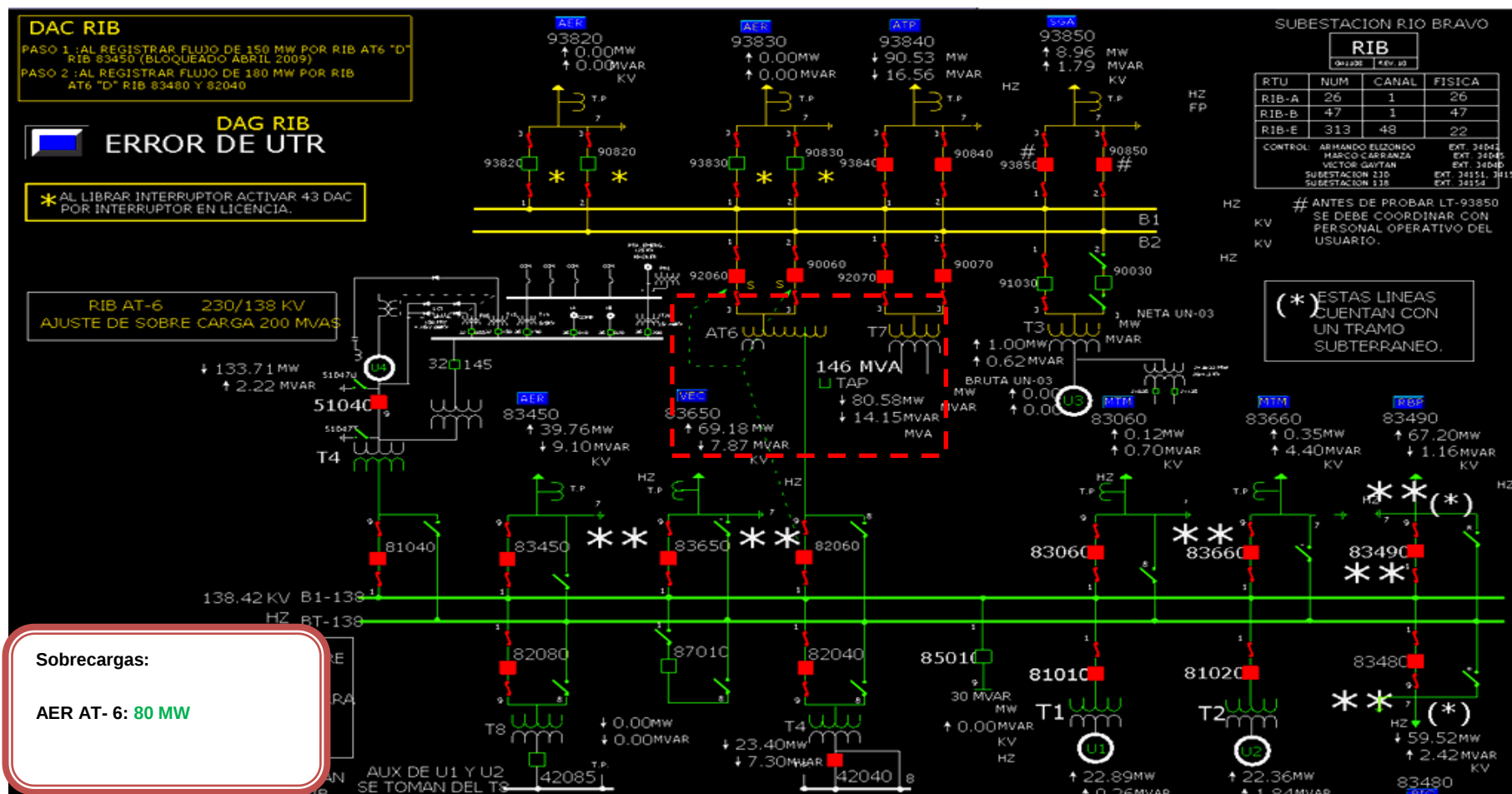


Figura 5.12 Disparo de la U-3 de RIB eliminando la sobrecarga en AER AT-6 DAG 1

5.4.2 Funcionamiento del DAG-FRO 3 (Doble Contingencia de LT's AER- A3E00-ATP y ATP- A3E70-GRR)

Ante el disparo de las líneas de transmisión AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR, se presentan sobrecargas en ATP AT-01 y AER AT-03 superiores a 450 MW's y un flujo mayor a 380 MW's en la línea de transmisión AER-93840-RIB causada por la generación en las centrales CAH y RBT. La figura 5.13 muestra las sobrecargas en la Subestación ATP.

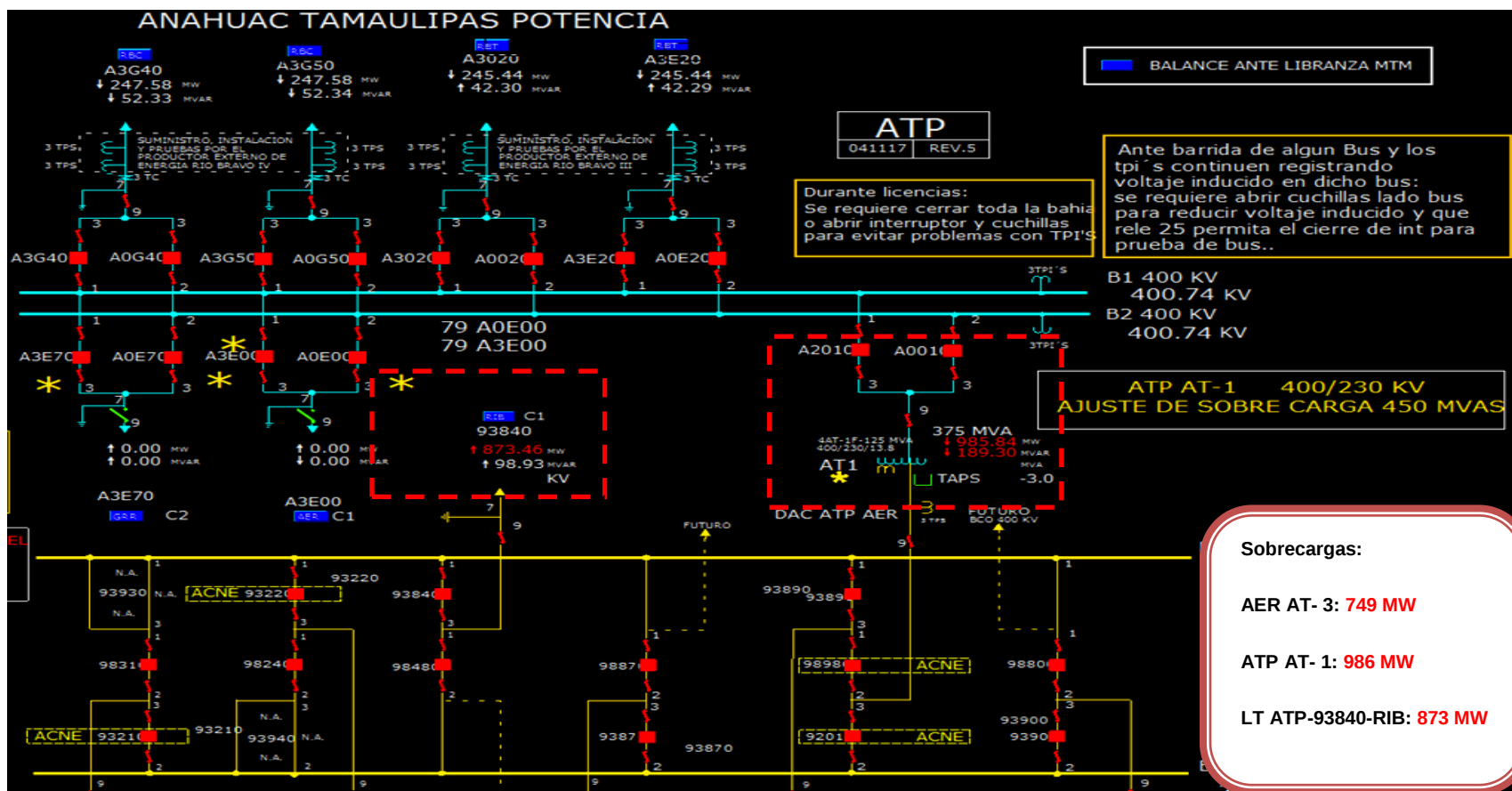


Figura 5.13. Sobrecargas en ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB por doble contingencia de AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR

DAG FRO 3

Paso 1. Disparo de PTA RBC, disminuyendo el flujo en LT 93840 (531 MW) y el ATP AT-1 (490 MW) mostrado en la figura 5.14; así mismo, se disminuyó la sobrecarga en AER AT-3 (511 MW) mostrado en la figura 5.15.

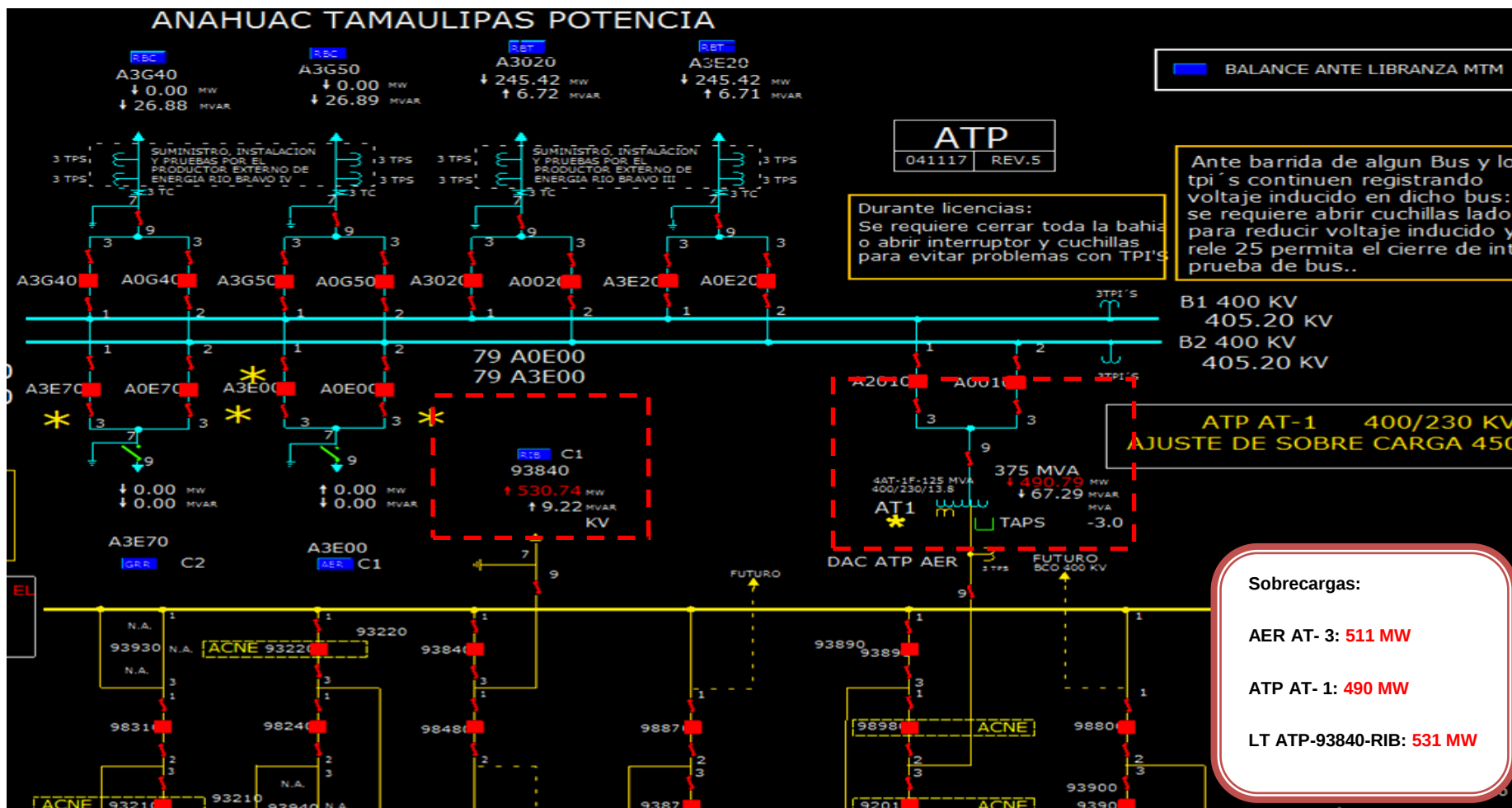
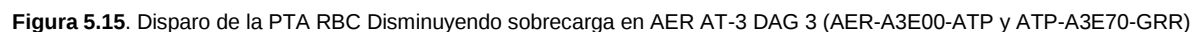


Figura 5.14. Disparo de la PTA RBC Disminuyendo sobrecarga en ATP AT-1 y LT ATP- 93840-RIB DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)



Paso 2: Disparo de RBT U1 y U3 baja al 50 % su generación por ser un ciclo combinado disminuyendo los flujos AER AT-01 (246 MW) y LT 93840 (360 MW) como se muestra en la figura 5.16, mientras que en la figura 5.17 se muestra la disminución de flujo en AER AT-3 (385 MW)

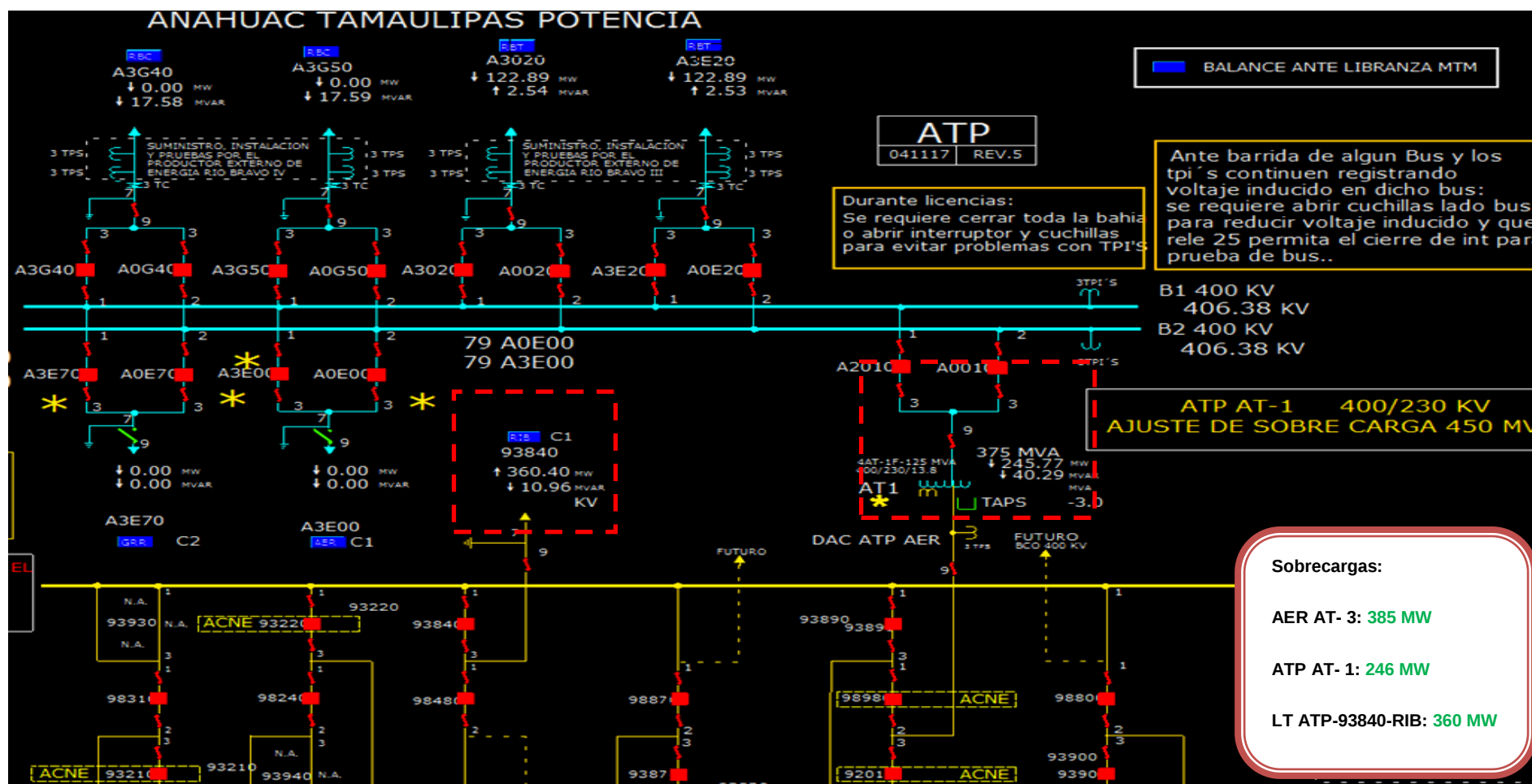


Figura 5.16. Disparo de la U-1 y U-3 (50%) Disminuyendo sobrecarga en ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)

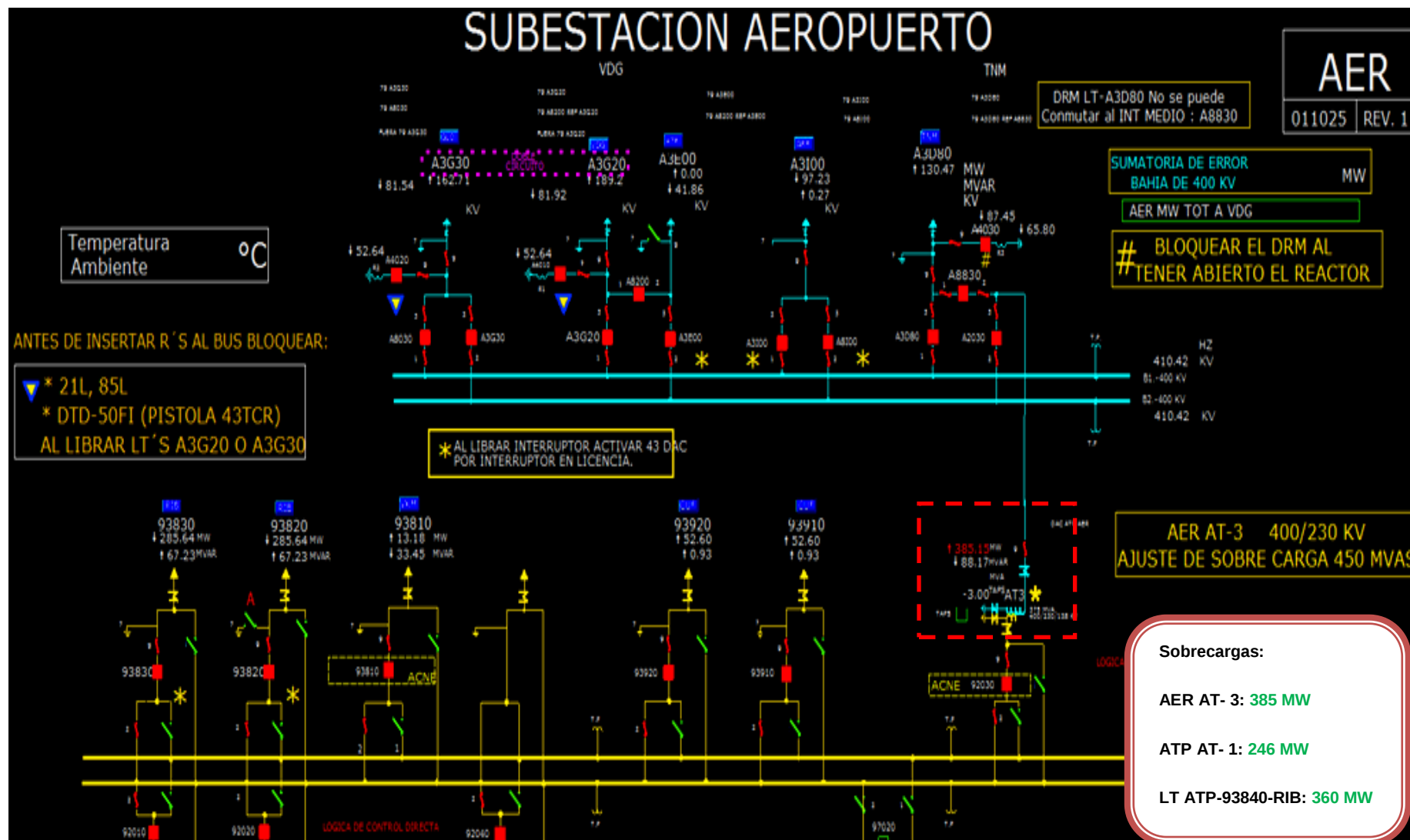


Figura 5.17. Disparo de la U-1 y U-3 (50%) Disminuyendo sobrecarga en AER AT-3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)



A continuación se muestra la Tabla 5.2 que resume los flujos de potencia de cada uno de los elementos sobrecargados y su disminución al ir implementando el esquema de acción remedial DAG FRO 3 para las contingencias presentadas en AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR.

EQUIPO CON ALTO FLUJO	PREVIO	Contingencia N-2 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR)	PASO 1 DISPARO DE RBC U1	PASO 2 DISPARO DE RBT U-1 Y U3 (50%)
AER AT-03	138 MW	749 MW	511 MW	385 MW
ATP AT-01	117 MW	986 MW	490 MW	246 MW
LT ATP-93840-RIB	111 MW	873 MW	531 MW	360 MW

Tabla 5.2. Pasos del DAG 3 con la doble contingencia AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR y su resultado.

5.4.3 Funcionamiento del DAG-FRO 3 (Doble Contingencia de LT's AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR)

Ante el disparo de las líneas de transmisión AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR, se experimentan sobrecargas por encima de 450 MW's en los bancos de AER AT-03, ATP AT-01 y GRR T-01 en el sentido de 230 KV a 400 KV, de 400 KV a 230 KV y de 400 KV a 138 kV, respectivamente. En las figuras 5.18-5.21 se muestran las sobrecargas que se presentan en la red ante la contingencia N-2.

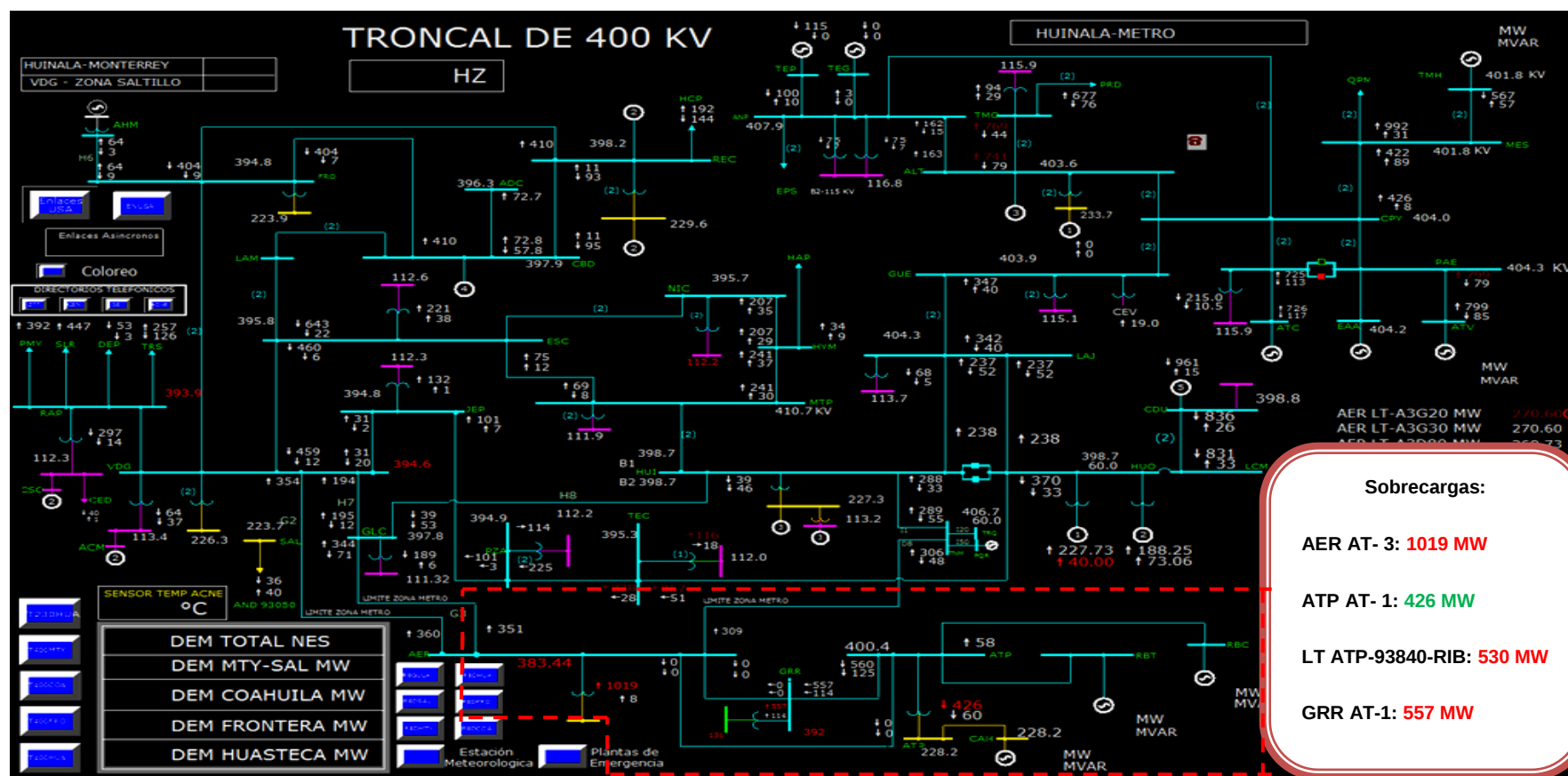


Figura 5.18. Red Troncal de 400 KV con sobrecargas debido al disparo doble de AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR



Figura 5.20. Subestación Anáhuac Tamaulipas Potencia con sobrecarga en el ATP AT-1 y LT ATP-93840-RIB por contingencia AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-



PASO 1 y 2. Disparo de RBT U-1 y U-3 (50% por ser ciclo combinado) del paso 1, mientras que en el paso 2 se envía un disparo a PFT U-1 lográndose reducir los flujos. Las figuras 5.22- 5.24 muestran las sobrecargas y su disminución al aplicar este paso.

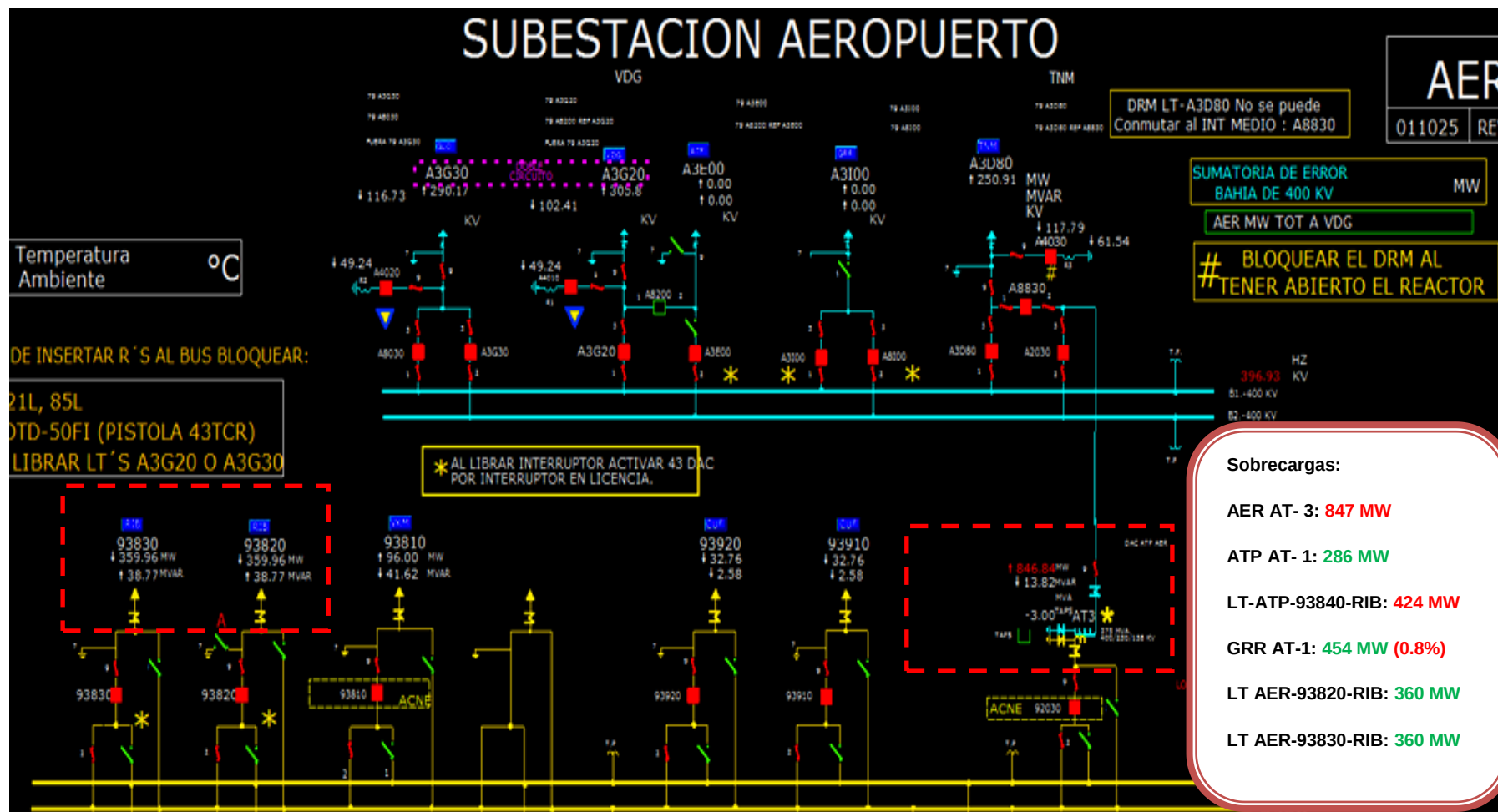
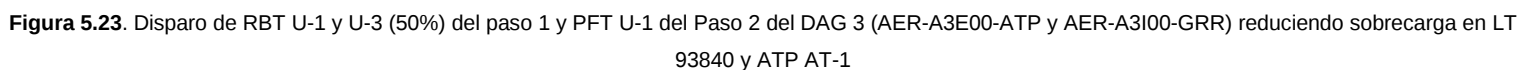


Figura 5.22. Disparo de RBT U-1 y U-3 (50%) del paso 1 y PFT U-1 del Paso 2 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga en AER AT-3 y LT 93830 y 93820



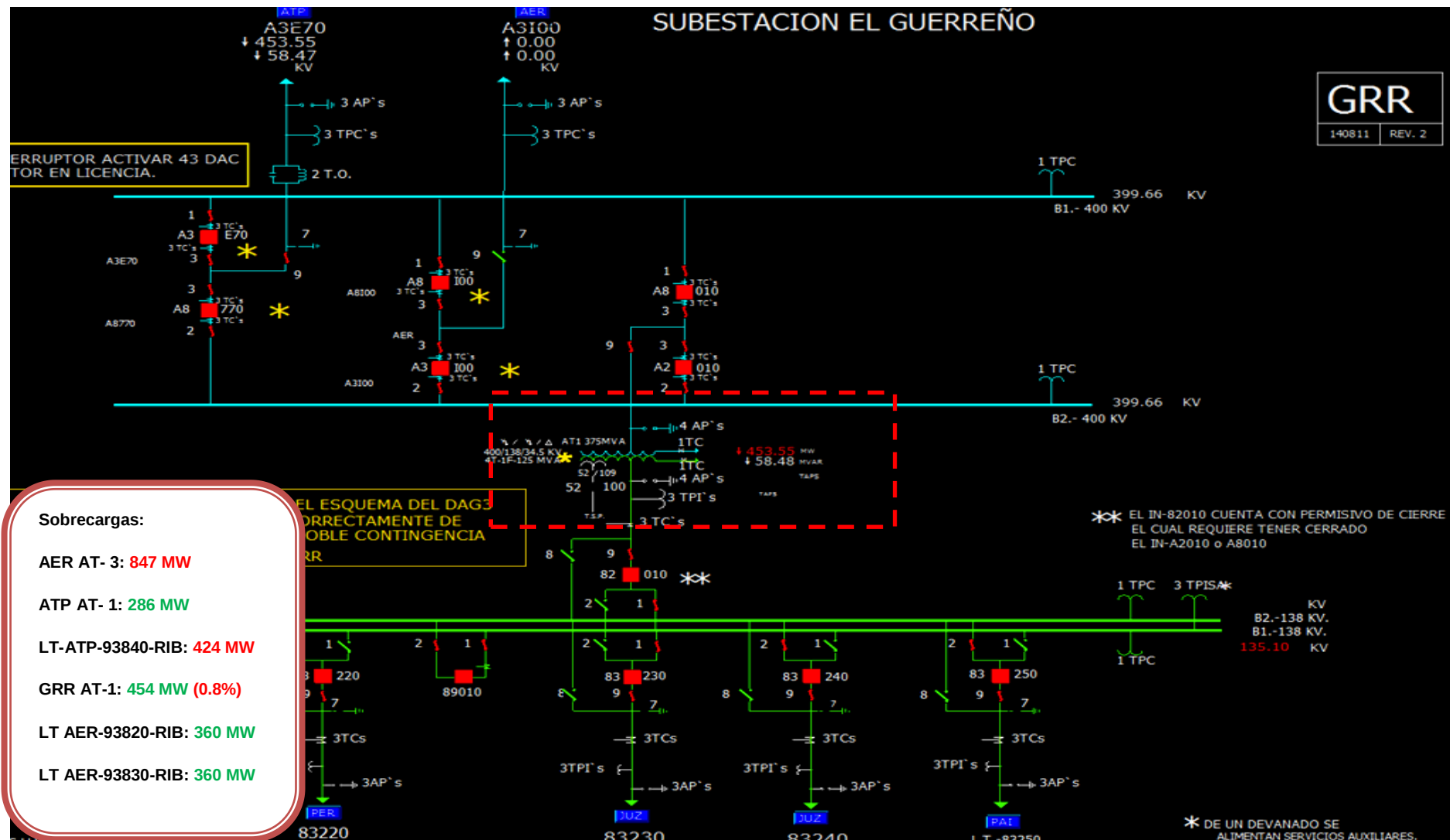


Figura 5.24. Disparo de RBT U-1 y U-3 (50%) del paso 1 y PFT U-1 del Paso 2 del DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga GRR AT-1

PASO 3. Se dispara RIB U-3 con la finalidad de eliminar la sobrecarga en AER AT-3. Las figuras 5.25-5.27 muestran las sobrecargas y su disminución al aplicar este paso.

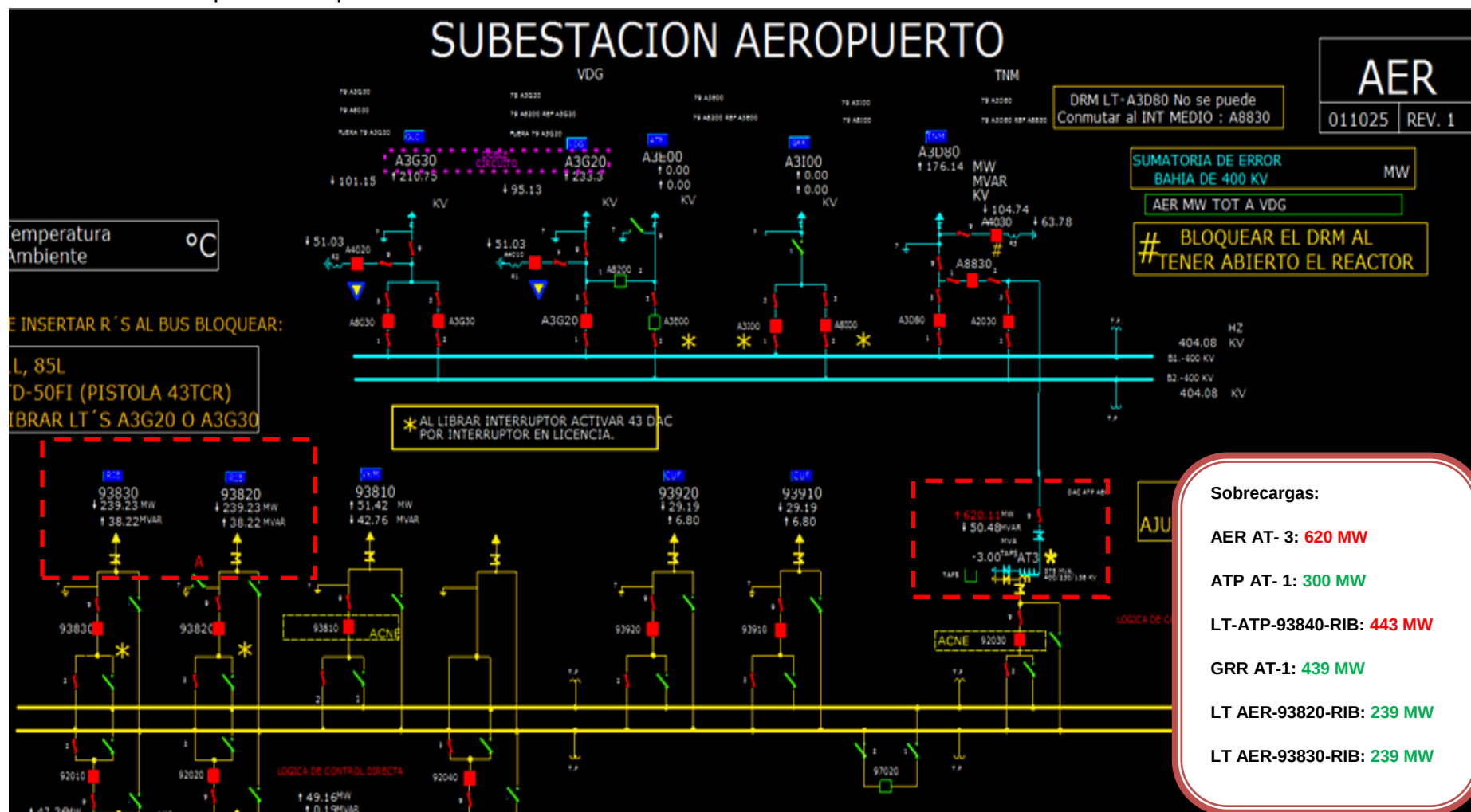
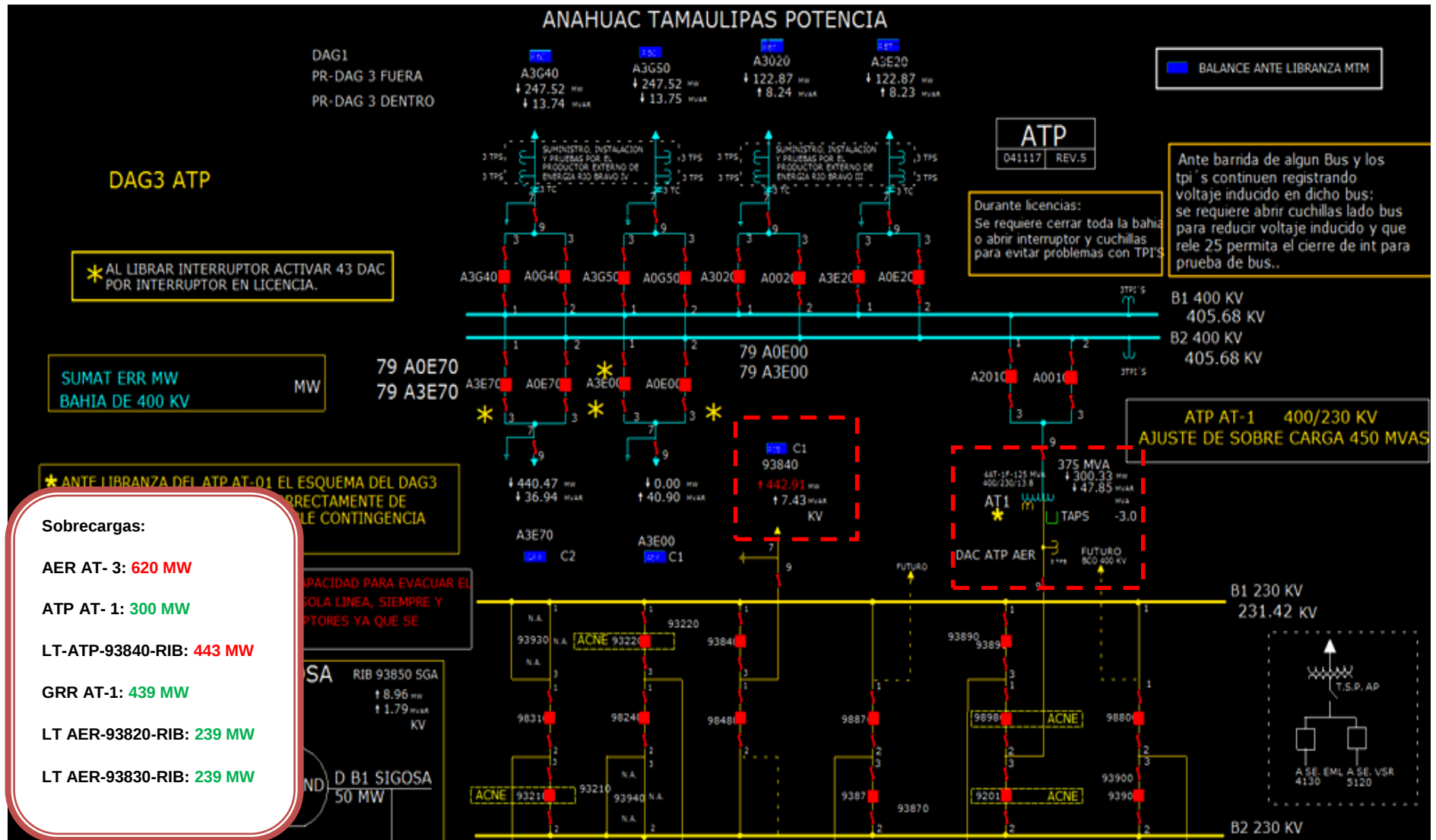


Figura 5.25. Disparo de RIB U-3 del paso 3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga AER AT-3 y LT 93820 y 93830.



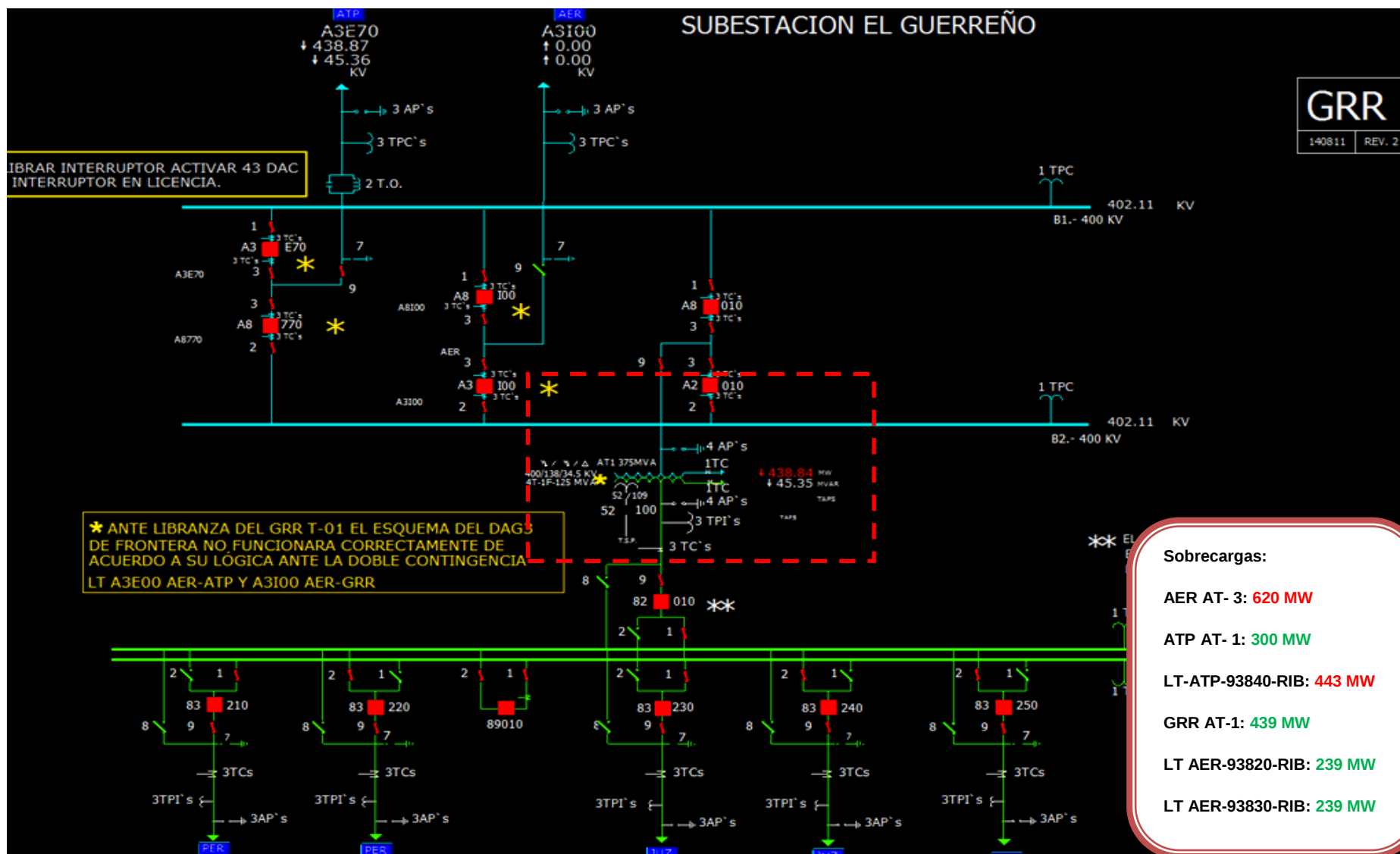


Figura 5.27. Disparo de RIB U-3 del paso 3 DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga GRR AT-1.

Paso Complementario. Al continuar con sobrecargas el AER AT-3 se baja generación de PTA RBC disminuyendo 230 MW de generación repartida en las U-1 (102 MW), U-2 (80 MW), U-3 (80 MW). Las figuras 5.28-5.30 muestran los resultados obtenidos.

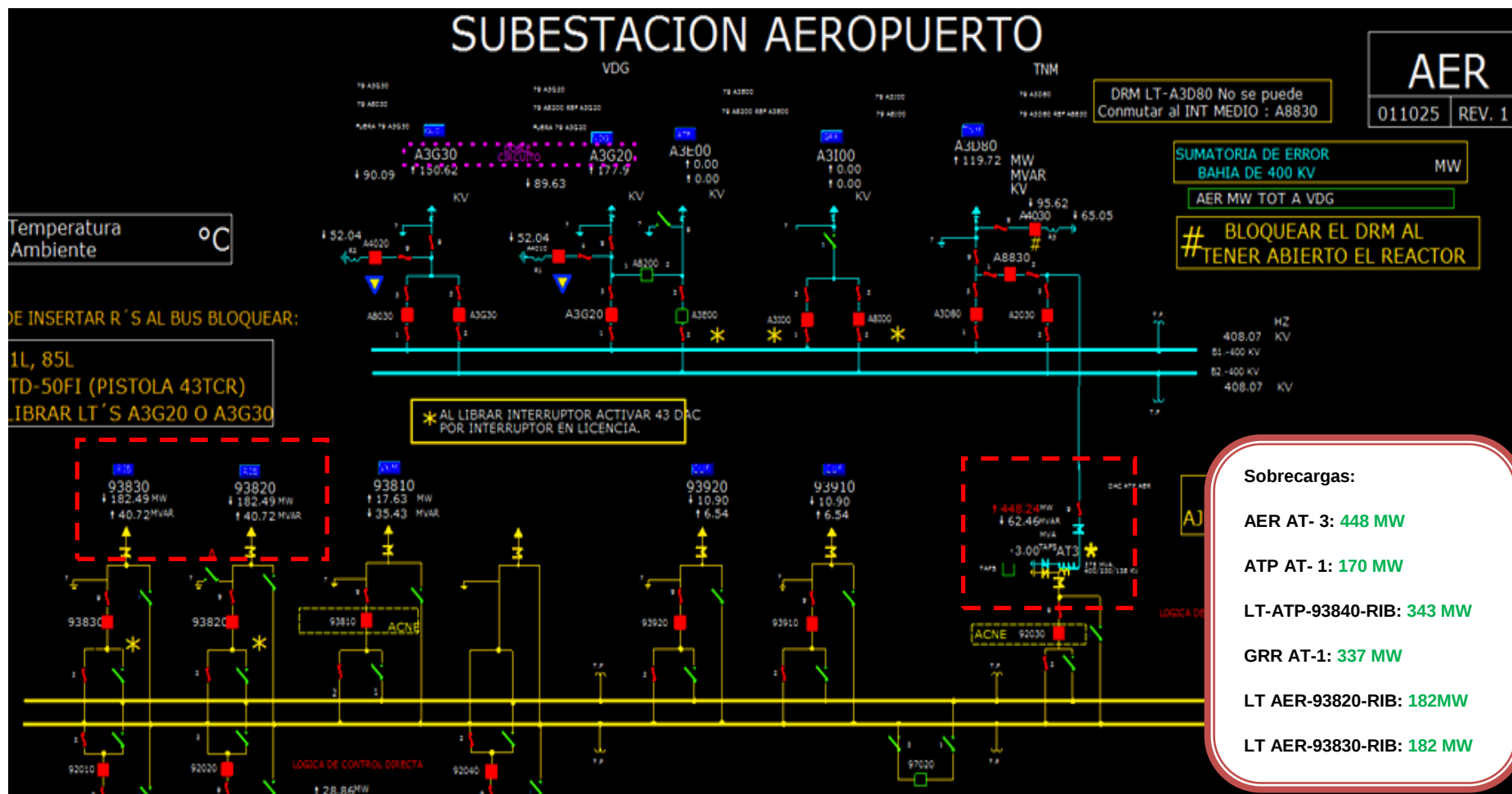
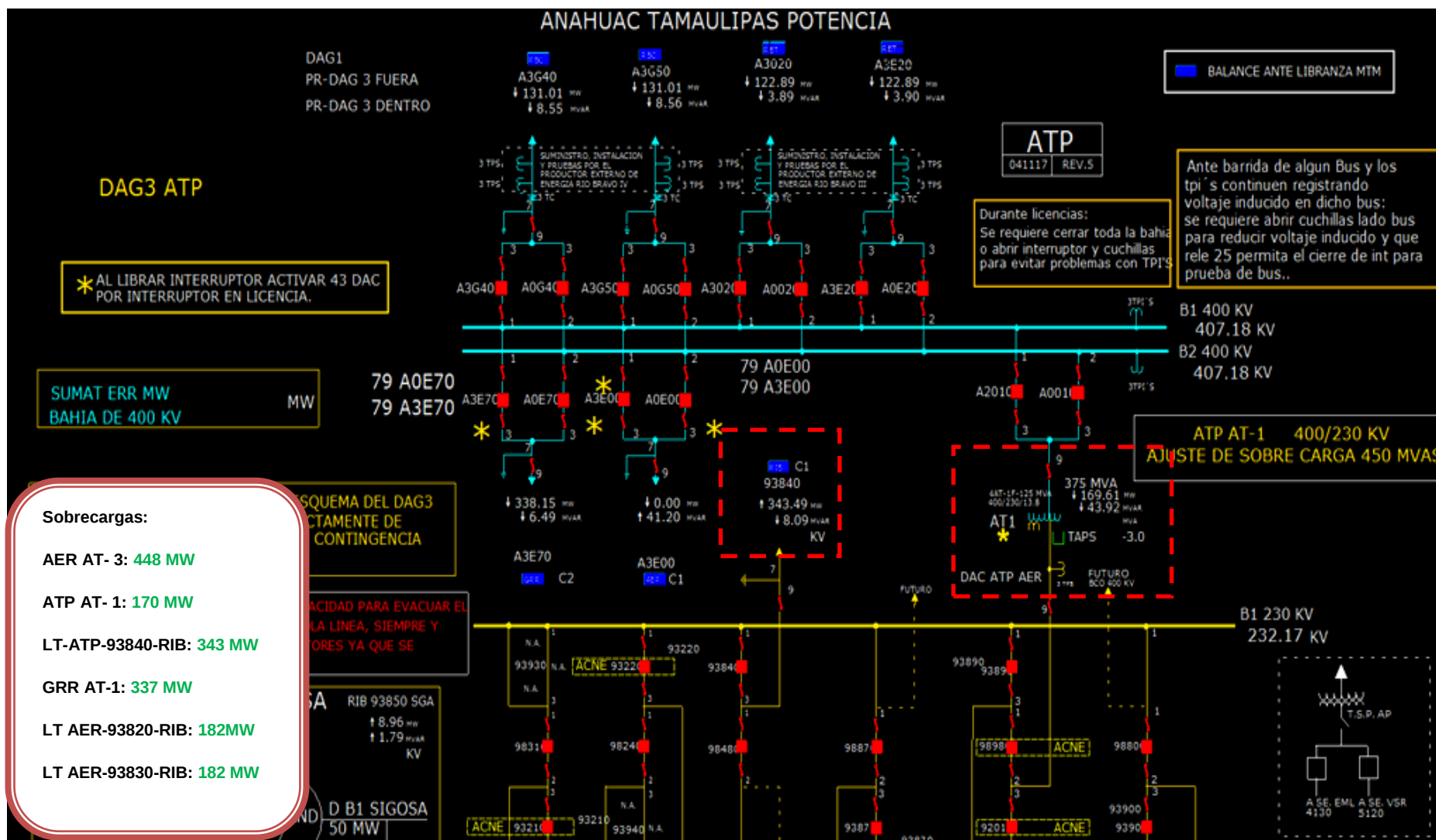


Figura 5.28. Reducción de generación de RBC PTA DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR) reduciendo sobrecarga AER AT-3 y LT 93830 y 93820.







La Tabla 5.3 que resume los flujos de potencia de cada uno de los elementos sobrecargados y su disminución al ir implementando el esquema de acción remedial DAG FRO 3 para las contingencias presentadas en AER-A3E00-ATP y ATP-A3I00-GRR.

EQUIPO CON ALTO FLUJO	PREVIO	Contingencia N-2 (AER-A3E000-ATP y ATP-A3I00-GRR)	PASO 1 DISPARO DE RBT U1 y U-3 (50%) PASO 2 Disparo de PFT U-1	PASO 3 RIB U-03	Paso Complementario Reducción de Generación en PTA RBC (230 MW)
AER AT-03	138 MW	1019 MW	847 MW	620 MW	448 MW
ATP AT-01	117 MW	426 MW	286 MW	300 MW	170 MW
LT ATP-93840-RIB	111 MW	530 MW	424 MW	443 MW	343 MW
GRR AT-01	44 MW	557 MW	454 MW	439 MW	337 MW
LT AER-93820-RIB	171 MW	417 MW	360 MW	239 MW	182 MW
LT AER-93830-RIB	171 MW	417 MW	360 MW	239 MW	182 MW

Tabla 5.3. Pasos del DAG 3 con la doble contingencia AER-A3E00-ATP y ATP-A3I00-GRR y su resultado.

Conclusiones

Con base en las principales contingencias presentadas en la SACF, se realizaron simulaciones de ellas para confirmar, validar el funcionamiento del DAG FRO 1 y 3 cuando se presenta una generación máxima en cada una de las plantas de generación, teniendo como resultados los siguientes.

- DAG 1. Este Esquema de Acción Remedial es uno de los más sencillos en cuanto a su funcionamiento debido a que no involucra demasiados pasos. Esta etapa del DAG FRO cuida que ante la doble contingencia de las líneas RIB LT 93820/93830 AER no se presente una sobre carga en el RIB AT 06 como se pudo observar en la simulación realizada, únicamente se requirió disparar una Unidad de Generación (RIB U3).
- DAG 3 (AER-A3E00-ATP y ATP-A3E70-GRR). Este Esquema de Acción Remedial funcionó de manera correcta conforme a los pasos establecidos, ante la doble contingencia de las líneas involucradas para esta DAG y el disparo de las PTA's RBC y RBT U1 o U2, en esta última reduciendo al 50 % la generación de la U-3 por ser un ciclo combinado. El disparo de las líneas de transmisión afectó únicamente el AER AT-03, ATP AT-01 pero no el GRR AT-01 debido a que se corta el enlace que provee los flujos de potencia, es por ello que no se presentan sobrecargas en este Transformador.
- DAG 3 (AER-A3E00-ATP y AER-A3I00-GRR). Al darse estas contingencias, se presentan las sobrecargas en AER AT-03, ATP AT-01 y GRR AT-01, en este último se presenta una sobrecarga debido a que en la línea de transmisión ATP A3E70-GRR circulan flujos de potencia hacia la S.E. GRR, originados por la generación cercana a la S.E. ATP. También se presentan sobrecargas en las LT's AER-93820-RIB, AER-93830-RIB y ATP-93840-RIB. Al aplicar los 3 pasos del DAG 3 correspondiente a esta contingencia no se logra reducir las sobrecargas presentadas en los AT y LT's, por tal motivo como paso complementario se reduce la generación de la PTA RBC afectando 230 MW de generación, dando como resultado una reducción en las sobrecargas de los elementos de la SACF.

Es importante mencionar que no siempre se van a poder reducir las sobrecargas en algunos AT debido a que no se puede desconectar demasiada generación o se puede provocar problemas de estabilidad de frecuencia y voltaje en la red, es por ello que es importante tener en cuenta que algunos AT tienen hasta un 20 % de sobrecarga siendo de gran ayuda ya que nos permitirá realizar la rehabilitación de las LT que sufrieron falla.

Trabajos Futuros

Como trabajos futuros se recomienda realizar las siguientes simulaciones:

- a) Realizar un estudio de estabilidad transitoria para poder conocer las oscilaciones que pudieran presentarse ante las contingencias en la zona.
- b) Hacer simulaciones en tiempo real sobre contingencias que se presentan en la zona frontera con respecto al resto del sistema.
- c) Hacer simulaciones en tiempo real evaluando la variación de frecuencia que se presentaría ante la pérdida de generación requerida para mantener la confiabilidad del sistema.
- d) Hacer simulaciones con la red troncal de 400 kV incompleta debido a contingencias previas N-1 o por libranzas de equipo primario.
- e) Realizar estudios para validar el DAG FRO con escenarios críticos de demanda máxima media y mínima.

Referencias

- [1] S. Vázquez, “Revisión del Disparo Automático de Generación (DAG) de Frontera para la condición operativa del 2014”, Subgerencia de Análisis de Redes Eléctricas, CFE México, 2014.
- [2] Secretaria de Energía, “Programa de Desarrollo el Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029”, México, 2015.
- [3] Secretaria de Energía, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029”, México, 2015.
- [4] G. E. Harper, *Técnicas Computacionales en Sistemas Eléctricos de Potencia*, México: Limusa, 1986.
- [5] W. Stevenson and J. Grainger, *Análisis de Sistemas de Potencia*, México: McGraw-Hill, 1996.
- [6] J. Glover and M. Sarma, *Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño*, 3º Edición, México: Thomson, 2004
- [7] A. Pérez, “Expansión de la Transmisión de un Sistema de Potencia de 57 nodos”, Tesis de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2008.
- [8] D. Das, *Electrical Power Systems*, U.S.A.: New Age International Publishers, 2006.
- [9] Stagg and El-Abiad, *Computer methods in Power System Analysis*, United States of America: McGraw-Hill, 1968
- [10] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, United States of America: McGraw-Hill, 1993
- [11] J. F. Robledo, “Análisis de Colapsos en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2014.
- [12] A. Escobar y L.A. Gallego, “Análisis estático de contingencias de potencia activa en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2012.

- [13] J.A. Casas, F. Aljure, L. Camargo y R. Vergara, “Análisis de Contingencias”, Universidad Nacional de Colombia, 1980.
- [14] J. M. Bustos, J. Jacobsen, R. Mellado y R. Serrano, “Informe Criterio N-1 en la Legislación Chilena”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile.
- [15] J. Bosco, G. Ruiz, G. Paredes, “Manejo de programas de aplicación de SCADA Siemens (SE, DPF y CA) en Subarea de Control Hermosillo”, Contacto CENACE, Año 3, No.7, Octubre 2014.
- [16] A. Kumar, “Contingency Analysis in Power System”, Master’s Thesis, Thapar University, Patiala, India, 2011.
- [17] J. Rodríguez y M. Venegas, “Análisis del Efecto del indicador de sensibilidad en el ordenamiento de contingencias simples en el Sistema de Potencia de Pereira”, Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2013.
- [18] P. V. Quintana, “Análisis Modal Aplicado a la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia”, Tesis de Licenciatura, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Caracas, Venezuela, 2006.
- [19] P. Kundur *et al*, “Definition and Classification of Power System Stability”, *IEEE Trans. Power Apparatu and Sytems*, vol. 19, Aug 2004.
- [20] L. López y O. Osorio, “Análisis de Estabilidad de Tensión en el Sistema de Transmisión Regional (STR)” Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2008.
- [21] M. Corrales y S.P. Gómez, “Análisis del Colapso de Tensiones en Sistemas Eléctricos”. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2002.
- [22] H. Guerrero, “Análisis de Sistemas”, Contacto CENACE, Año 1, No.3, Octubre 2012.
- [23] Subdirección de Transmisión, Subdirección de CENACE y Subdirección de Distribución, *Manual para documentar e implementar los esquemas de acción remedial (EAR) y esquemas de protección de sistemas (EPS)*, Dirección de Operación: CFE, 2013.



- [24] F.M. Echavarren, et al, “Colapsos de tensión: causas y soluciones”, España: Universidad Pontifica Comillas, Madrid, España, 2006.
- [25] J.J. Benavides y D.F. Maya, “Análisis del método de continuación para el estudio de estabilidad de tensión”, Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2008.
- [26] E. Robledo, “Contingencias Dobles y Simples en el Sistema Eléctrico de Pereira”, Tesis de Licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2012.
- [27] R. Castellanos, “Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia”, Investigación y Tecnología UNAM, Vol, XV, núm. 2 México, D.F., 2014.
- [28] “Instructivo de operación del esquema de Disparo Automático de Generación del Área Fronteriza Reynosa y Matamoros”, Departamento de Análisis de Redes Eléctricas a Corto y Mediano Plazo, Subgerencia de Análisis de Redes Eléctricas, Área de Control Noreste, CFE México, 2014
- [29] “Instructivo de operación del esquema de Disparo Automático de Generación del Área Fronteriza Reynosa y Matamoros”, Área de Transmisión y Transformación Noreste, Área de Control Noreste, CFE México, 2005.
- [30] “DAG Frontera”, Área de Transmisión y Transformación Noreste, Área de Control Noreste, CFE México, 2004