

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

MODELADO DE ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL APLICADO A LA INDUSTRIA

Que para obtener el Grado de  
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta  
Ing. Oscar Ricardo Turrubiates Altmann  
G11070228

Director de Tesis  
M.C. José de Jesús Duran Mendoza

Cd. Madero, Tamaulipas

Diciembre 2018



**SEP**  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Ciudad Madero

Cd. Madero, Tams., a **06 de Diciembre de 2018**

OFICIO No.: U2.147/18  
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN  
DE TESIS.

**ING. OSCAR RICARDO TURRUBIATES ALTMANN**  
**NO. DE CONTROL G11070228**  
**PRESENTE**

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C.	JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO :	M.C.	RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
VOCAL :	DR.	GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SUPLENTE :	M.C.	HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
 DIRECTOR DE TESIS :	 M.C.	 JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

**“MODELADO DE ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL APLICADO A LA INDUSTRIA”**

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

**ATENTAMENTE**

*Excelencia en Educación Tecnológica*  
*“Por mi patria y por mi bien”*

**DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA**  
**JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS**  
**DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA  
TECNOLÓGICO NACIONAL  
DE MÉXICO  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
E INVESTIGACIÓN

c.c.p.- Archivo  
Minuta

JAMB / RCG / mdcoa\*



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Los Mangos, Cd. Madero, Tam.

Tel. 01 (833) 357 48 20, e-mail: dir01\_cdmadero@tecnm.mx

www.tecnm.mx | www.cdmadero.tecnm.mx

# Contenido

*Página*

Contenido .....	i
Lista de figuras .....	iii
Lista de tablas .....	vii
Antecedentes .....	viii
Agradecimientos .....	ix
<b>Capítulo 1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1.- Planteamiento del problema .....	2
1.2.- Justificación .....	2
1.3.- Objetivos .....	3
1.3.1.- Objetivos generales.....	3
1.3.2.- Objetivos específicos.....	3
1.4.- Hipótesis .....	4
1.5.- Alcances y limitaciones .....	4
1.6.- Cronograma de actividades .....	6
<b>CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
2.1.- Definición de esquema de acción remedial.....	8
2.2 Clasificación de los EAR .....	10
2.2.1.- Disparo automático de generación .....	10
2.2.2.- Disparo automático de carga .....	10
2.2.3.- Cambio automático de topología .....	11
2.2.4.- Conmutación automática de elementos en derivación .....	12

2.2.5.- Esquema de protección de área amplia .....	13
2.3.- Requerimientos técnicos para implementar los EAR .....	14
2.4.- Simulink de Matlab .....	16
<b>CAPÍTULO 3.- DESARROLLO .....</b>	<b>18</b>
3.1.- Modelado del sistema de potencia .....	19
3.2.- Primer principio de operación: comparación carga y generación .....	33
3.2.1.-Modelado de subsistema: Medición de potencias .....	33
3.2.2.-Modelado de subsistema: Sumatoria de potencias .....	35
3.2.3.-Modelado de subsistema: Comparador .....	38
3.2.4.-Modelado de subsistema: Matriz de eventos y tirado de carga .....	39
3.3.- Puesta en marcha de la simulación y adquisición de datos .....	44
3.4.- Segundo principio de operación: por nivel de frecuencia .....	59
3.4.1.- Modelado de subsistema: Medición de frecuencia .....	60
3.4.2.- Modelado de subsistema: tirado de carga por nivel de frecuencia .....	71
3.5.- Tercer principio de operación: por derivada de la frecuencia .....	78
3.5.1.- Modelado de subsistema: tirado de carga por derivada de la frecuencia .....	81
<b>CAPITULO 4.- CONCLUSIONES .....</b>	<b>86</b>
<b>CAPITULO 5.- REFERENCIAS .....</b>	<b>88</b>

## Lista de figuras:

	Pagina
<b>Figura 2.1.-</b> Diagrama de flujo de la operación de un EAR .....	9
<b>Figura 2.2.-</b> Condición de emergencia y acciones de EAR para controlar la contingencia .....	13
<b>Figura 2.3.-</b> Logo del programa Matlab .....	16
<b>Figura 3.1.-</b> Modelado de la red industrial en Simulink de Matlab .....	19
<b>Figura 3.2.-</b> Elementos “interruptor trifásico” y “bloque de medición de voltaje y corriente” .....	29
<b>Figura 3.3.-</b> Conexión del “interruptor trifásico” y “Bloque de medición V-I” .....	30
<b>Figura 3.4.-</b> Parámetros del bloque de medición V-I .....	30
<b>Figura 3.5.-</b> Parámetros del interruptor trifásico .....	31
<b>Figura 3.6.-</b> Bloques From y Goto .....	32
<b>Figura 3.7.-</b> Proceso para obtener el fasor de la potencia aparente trifásica del generador G1 .....	33
<b>Figura 3.8.-</b> Especificaciones para el bloque filtro pasa bajo .....	34
<b>Figura 3.9.-</b> Comparación con el bloque “Switch” y sumatoria con el bloque “Add” .....	37
<b>Figura 3.10.-</b> Proceso del subsistema 2 “Comparador” .....	38
<b>Figura 3.11.-</b> Lógica para percibir el evento 1 de la Tabla 3.2 .....	40
<b>Figura 3.12.-</b> Condiciones que debe cumplir el evento para que actúe el esquema .....	41
<b>Figura 3.13.-</b> Lógica con bloque “OR” para abrir el interruptor de la carga 1 .....	42
<b>Figura 3.14.-</b> Boque “Powergui” y parámetros .....	43
<b>Figura 3.15.-</b> Herramienta “Inicialización de máquinas” del bloque “Powergui” .....	45

<b>Figura 3.16.-</b> Herramienta “Flujos de carga” del bloque “Powergui” .....	46
<b>Figura 3.17.-</b> Botón play (cuadro azul) y barra para definir el tiempo de simulación (cuadro rojo) .....	47
<b>Figura 3.18.-</b> Interruptor del generador (cuadro rojo) .....	47
<b>Figura 3.19.-</b> Parámetros de interruptor del generador que se desea aislar del sistema .....	48
<b>Figura 3.20.-</b> Bloque “Scope” necesario para ver las gráficas y fasores de las señales .....	49
<b>Figura 3.21.-</b> Fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 2 .....	49
<b>Figura 3.22.-</b> Acercamiento de los fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 2 .....	50
<b>Figura 3.23.-</b> Fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 2 .....	51
<b>Figura 3.24.-</b> Acercamiento de los fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 2 .....	51
<b>Figura 3.25.-</b> Fazor de la señal de potencia del generador 2 en el momento del evento 2 .....	52
<b>Figura 3.26.-</b> Apertura de los interruptores para el evento 2 .....	53
<b>Figura 3.27.-</b> Fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 4 .....	54
<b>Figura 3.28.-</b> Acercamiento de los fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 4 .....	55
<b>Figura 3.29.-</b> Fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 4 .....	56

<b>Figura 3.30.-</b> Acercamiento de los fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 4 .....	56
<b>Figura 3.31.-</b> Apertura de los interruptores de carga para el evento 4 .....	56
<b>Figura 3.32.-</b> Conexión de los generadores al bus común de medición .....	61
<b>Figura 3.33.-</b> a) Bloque “Sign”, b) Boque “Counter” .....	62
<b>Figura 3.34.-</b> Bloque “Clock” y su parámetro de tiempo .....	63
<b>Figura 3.35.-</b> Arreglo de pulso de tiempo para el bloque “Counter” .....	63
<b>Figura 3.36.-</b> Bloque “Counter” .....	64
<b>Figura 3.37.-</b> Arreglo del bloque “Counter” .....	65
<b>Figura 3.38.-</b> Bloque “Unit Delay” .....	66
<b>Figura 3.39.-</b> a) Señal sin retraso para percibir el reinicio, b) Señal con atraso para usarla para la medición .....	67
<b>Figura 3.40.-</b> Modelo bucle de valores para la medición de frecuencia .....	68
<b>Figura 3.41.-</b> Proceso con bloques del filtrado y obtención de valores en Hertz .....	71
<b>Figura 3.42.-</b> Respuesta de frecuencia del sistema ante el evento 8 (sin acción remedial) .....	72
<b>Figura 3.43.-</b> Respuesta de frecuencia del sistema ante el evento 9 (sin acción remedial) .....	72
<b>Figura 3.44.-</b> Sistema de operación de interruptores para el esquema de acción remedial operado por nivel de frecuencia .....	73
<b>Figura 3.45.-</b> Respuesta de la frecuencia ante el evento 8 (generador 1 y generador 4 desconectados) con la aplicación de la acción remedial .....	76
<b>Figura 3.46.-</b> Respuesta de la frecuencia ante el evento 9 (generador 2 y generador 3 desconectados) con la aplicación de la acción remedial .....	76
<b>Figura 3.47.-</b> Modelado para la apertura de los interruptores 1 y 2 por el principio de operación de derivada de la frecuencia .....	81

<b>Figura 3.48.-</b> Respuesta de la señal de frecuencia ante el evento 5 aplicando la debida acción remedial .....	82
<b>Figura 3.49.-</b> Momento de apertura del interruptor 3 para el evento 5 .....	83
<b>Figura 3.50.-</b> Respuesta de la señal de frecuencia ante el evento 10 aplicando la debida acción remedial .....	84
<b>Figura 3.51.-</b> Momento de apertura del interruptor 5 para el evento 10 .....	85



## Lista de tablas:

	Pagina
<b>Tabla 3.1.-</b> Bloques y parámetros usados para modelar el SEP en Simulink .....	20
<b>Tabla 3.2.-</b> Tabla de eventos que operarán el esquema .....	39
<b>Tabla 3.3.-</b> Comparación de 2 eventos, antes y después del disturbio .....	57

## **Antecedentes:**

Día a día, el consumo de la energía ya sea en el ámbito residencial, comercial o industrial va en aumento y por ende la demanda a los sistemas eléctricos de potencia (SEP) también, por lo que estos deben ser capaces de soportar este aumento constante de energía demandada. Específicamente en el ámbito industrial, el crecimiento de la industria es inminente; ampliaciones, aumento de cargas por proceso, edificios administrativos, iluminación, entre otros, se reflejan a la red como cargas las cuales deben ser alimentadas simultáneamente.

Todas estas cargas requieren una corriente, la cual el SEP debe ser capaz de soportar, así como también, debe ser capaz de soportar una corriente superior en caso de que exista un disturbio. Los disturbios o fallas eléctricas deben ser clareadas o aisladas del sistema con elementos de “defensa” los cuales deben estar ajustados y coordinados para trabajar de acuerdo con especificaciones previamente calculadas y analizadas. Estos elementos de “defensa” o relevadores de protección, son ajustados solo para realizar su función cuando el disturbio ha ocurrido, aislarlo del SEP y no permitir que el disturbio crezca, ya que si lo hace podría ocasionar daños o afectaciones en otras áreas del mismo SEP o incluso en otras áreas del sistema eléctrico nacional (SEN).

Por otro lado, existen otros elementos de “defensa” los cuales son capaces de proteger al SEP de un disturbio, los cuales tienen como propósito mantener la integridad del SEP, optimizar la red de transmisión, reducir los costos de producción y minimizar la afectación de usuarios en condiciones de emergencia mediante la conexión/desconexión automática de algunos elementos previamente seleccionados.

A estos elementos de defensa se les conoce como “Esquemas de acción remedial” (EAR) y tienen el propósito de controlar cargas y otros elementos del SEP bajo ciertas condiciones de operación (principalmente en estado de emergencia) para mantener cierto margen de seguridad en el SEP.

## *Agradecimientos:*

Primeramente, le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencia y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres por apoyarme en todo momento, por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida y por luchar de manera constante para que yo pudiera seguir adelante.

A mis abuelos por ser parte importante de mi vida, inculcarme valores y ser mi ejemplo de vida. Y aunque, ya no está más con nosotros, siguen siendo parte de mis pensamientos y parte de la razón de mis acciones, para enorgullecerlos desde donde sé que me está observando.

Le agradezco a mis amigos y compañeros, que me ayudaron en momentos de desesperación e infortunio, por ser el soporte que necesitaba cuando no tenía a quien recurrir y por mostrarme que la palabra “hermano” no se limita solamente a lazos de sangre.

Agradezco rotundamente a los ingenieros quienes me brindaron su apoyo y conocimientos, los cuales día a día se esmeran para hacer de nosotros, sus estudiantes, personas más capacitadas para resolver los problemas que enfrentaremos en un futuro; por ser profesores inigualables, hacer de las materias no sean solo un montón de teorías y métodos, sino maneras diferentes de ver las cosas, para analizarlas y encontrar satisfactoriamente una solución rápida y correcta. Y personalmente, gracias, por hacer de esta bella profesión, una de mis metas a lograr.

Y, por último, pero no menos importante, le doy gracias y mención honorífica, a la institución CONACYT, por brindarme el apoyo tanto económico como moral y brindarme la oportunidad de superarme, para obtener primeramente dios, mi posgrado en ingeniería eléctrica.

*“Nunca olvides lo que eres. El resto del mundo no lo hará. Llévalo como una armadura y nunca podrá ser utilizado para hacerte daño”*

- *Thyrion Lannister*

# *Capítulo*

# 1

---

## **Introducción**

Los estudios realizados a un sistema eléctrico industrial se analizan referente a la topología establecida y a los disturbios que puedan ocasionarse en distintos elementos del mismo sistema. Pero el inminente crecimiento diario de la industria implica expansión, como aumento de cargas, ampliación de procesos, adición de motores, generadores y transformadores, teniendo como consecuencia que la topología cambie y se enfrente a nuevos escenarios, nuevas líneas de flujos y nuevas condiciones de fallas.

Por tal motivo, el establecimiento de un sistema el cual pueda tomar decisiones en el momento justo de un disturbio, para proteger el sistema de un colapso parcial o total, es vital. Este sistema el cual puede tomar decisiones, a base de condiciones específicas, las cuales deben ser calculadas y analizada con diferentes estudios, se les denomina esquemas de acción remedial.

En este capítulo se verá la importancia de la implementación de un esquema de acción remedial en la industria, realizando estudios y análisis, como estudio de corto circuito, estudio de estabilidad transitoria, entre otros, para conocer el estado en el cual se encontrará el sistema frente a distintos tipos de disturbios.

También se establecerán los pros y los contras de implementar el esquema de acción remedial, los objetivos que se deben conseguir para realizar la logística y que el proceso de acción/reacción sea el adecuado, así como también cuales son los alcances y limitaciones que se presentaran en el transcurso.

## **1.1.- Planteamiento del problema**

El esquema de acción remedial (EAR) tiene como propósito detectar una condición particular del sistema eléctrico de potencia (SEP) que afecta la estabilidad del sistema, tales como sobrecarga, inestabilidad angular, variación de frecuencia o condiciones de bajo voltaje o sobre voltaje.

Se realizan diversos estudios para conocer los parámetros que tendrá el SEP bajo estas condiciones de disturbio, para después, con base a estos parámetros, tomar una decisión o medida de protección predeterminada, como corte intencional de carga, disparo de generadores o modificaciones de la topología del SEP, para contrarrestar la afectación del sistema por dicho disturbio.

## **1.2.- Justificación**

Tanto en el sistema eléctrico nacional (SEN) como en un SEP industrial, lo primordial es proteger a sus trabajadores de eventos desafortunados que podrían causarles daños de salud serios o incluso la muerte. Protección de equipo y líneas de transmisión, continuidad del flujo de energía y calidad de la misma, son otros aspectos a considerar, por lo que se deben implementar equipos que protejan tanto a los elementos del sistema como a los operadores que los manejan.

El esquema de acción remedial no solo protege a los elementos del sistema y sus operadores, sino que también tiene el potencial para tomar decisiones y mejorar la estabilidad del sistema, aliviando la sobrecarga del sistema desconectando o aislando parte de la carga del sistema.

Además de servir como medida de protección de elementos fallados, también tiene la cualidad de clasificar de manera selectiva las cargas, priorizando la continuidad de una y otra, para que, en caso de pérdida de suministro de energía o generación, la energía se distribuya de manera eficiente ante las cargas de mayor prioridad o del proceso principal de la industria.

Para finalizar, el esquema de acción remedial al estar supervisando en tiempo real los parámetros del SEP, es capaz de tomar las decisiones casi de manera inmediata al ocurrir un evento o disturbio, y en base de los parámetros medidos, tomar la mejor decisión de manera rápida y segura, gracias a los estudios previamente realizados y su lógica, que comparará los parámetros medidos con los medidos en tiempo real.

### **1.3.- Objetivos**

#### 1.3.1.- General

Modelar, simular e implementar un esquema de acción remedial (EAR) en un sistema eléctrico de potencia dado (simulación), y que opere de manera adecuada para cada evento o disturbio específico.

#### 1.3.2.- Específicos

- ➔ Conocimiento básico y avanzado de la herramienta Simulink del programa Matlab
  
- ➔ Conocimiento de los modelos y tipos de esquemas de acción remedial

- ➔ Modelado de lógica de esquema de acción remedial en Simulink
- ➔ Simulación de las acciones del esquema de acción remedial ante cada disturbio o evento en el programa Simulink
- ➔ Obtención de graficas del sistema ante cada evento y su reacción ante la respuesta de cada accione remedial

#### **1.4.- Hipótesis**

Con el esquema de acción remedial modelado en Simulink, implementado a un sistema eléctrico industrial dado, se comprobará que se requiere un elemento de protección tal que pueda tomar decisiones en el momento para clarear fallas, aliviar el sistema de sobrecargas, bajo voltaje, y diversos disturbios, para mejorar la estabilidad y funcionamiento del SEP

#### **1.5.- Alcances y limitaciones**

- ➔ Se realizará el modelo de la lógica necesaria para el esquema de acción remedial en la herramienta Simulink del programa Matlab
- ➔ Con el programa Simulink se simularán los disturbios del SEP y las respuestas del esquema de acción remedial.

- ➔ Se realizarán estudios y análisis para eventos como lo son problemas en la frecuencia, sobrecarga, inestabilidad de voltaje y pérdida repentina de generación, y sus debidas acciones para controlar la contingencia.
  
- ➔ Los estudios que se realizarán serán en base al sistema eléctrico de potencia industrial dado.
  
- ➔ De no contar con los parámetros necesarios para el modelado del SEP, se tomarán datos por default.



## 1.6 CRONOGRAMA:

	2016					2017												2018						
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Junio	Julio	
Revisión Bibliográfica																								
Elaboración de protocolo de investigación																								
Estudio y conocimiento de las clases de EAR y reconocimiento de los óptimos para el sistema																								
Análisis para la obtención de datos y parámetros del sistema																								
Conocimiento básico y avanzado de Simulink para la simulación del EAR																								
Participación en evento académico (congreso)																								
Implementación del EAR y prueba de cada tipo de falla en el sistema																								
Revisión de cualquier error o defecto de los análisis y/o simulaciones																								
Redacción de tesis																								
Estancias																								

# *Capítulo*

# 2

---

---

## **Marco teórico**

Como se pudo observar en el capítulo 1, la importancia de implementar un esquema de acción remedial para el control de algunos disturbios específicos y tomar acciones para corregir dichos eventos, es realmente conveniente y necesario para la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia industrial.

En próximo capítulo se verá una breve explicación de que son los esquemas de acción remedial, como se clasifican y que causarían que estos dispararan. Se verá también una breve explicación de cada uno y que es lo que hacen para proteger el SEP.

Se podrá observar como es el proceso de un EAR, desde que ocurre el disturbio hasta la selección de la acción remedial correspondiente.

También se explicarán los pasos que se deben seguir para realizar un esquema de acción remedial, así como también los programas que se utilizaran, su descripción y algunos métodos de análisis y estudios necesarios para la obtención de diversos datos necesarios para la lógica del esquema y algunos criterios que deben de seguir para que el esquema de acción remedial pueda realizar su función.

## 2.1.- Definición de esquema de acción remedial

Un esquema de acción remedial es un esquema de protección cuyo propósito es detectar una condición en particular del SEP, con parámetros conocidos previamente con estudios y análisis; condición la cual provoca estrés o efectos negativos al sistema, tales como sobrecarga, inestabilidad, variaciones fuera de rango de voltaje y/o frecuencia [1].

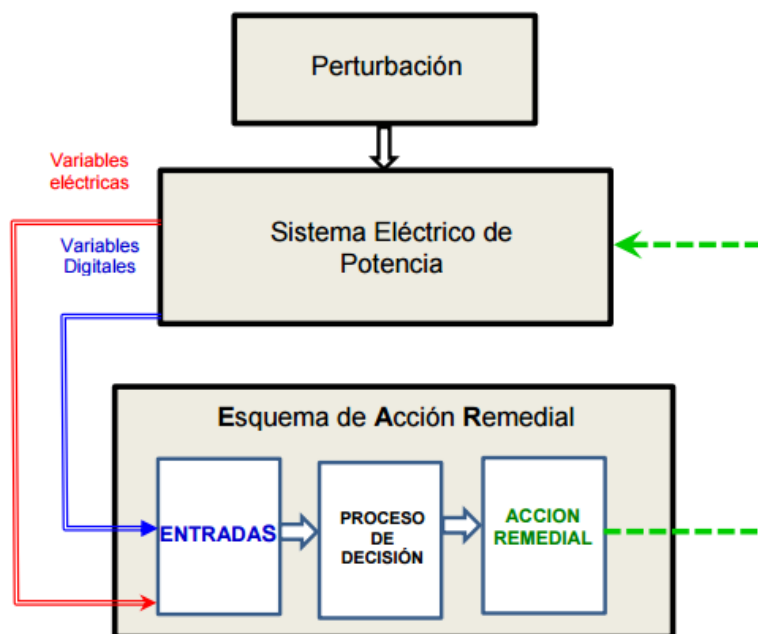
El esquema al detectar dicha condición toma una decisión y realiza una acción predeterminada para esa condición, esos parámetros establecidos y conocidos previamente; las acciones se realizan para estabilizar el sistema contrarrestando la causa de manera adecuada y pueden variar dependiendo la condición del sistema, desde “tirar” o aislar carga intencionalmente, disparo de generador o cambio de topología para el control de flujos.

Las normas ISO definen actualmente un EAR como un esquema de protección diseñado para realizar medidas correctivas pre planificadas después de una perturbación para proporcionar un rendimiento aceptable o protección del equipo. En términos generales, los EAR, también conocidos como sistemas especiales de protección, son sistemas de control que hacen ajustes automáticos a elementos del sistema eléctrico (es decir, líneas de generación, carga y transmisión) para cumplir los criterios de rendimiento del sistema sin intervención del operador. Están diseñados para eventos específicos previstos y pueden incluir pérdida de carga o generación activada automáticamente en respuesta a los límites del sistema diseñados para preservar la integridad del sistema [2].

La definición NERC de EAR es "un sistema de protección automático diseñado para detectar condiciones anormales o predeterminadas del sistema, toma acciones correctivas distintas y / o además aísla componentes fallados para mantener la confiabilidad del sistema.

Dicha acción puede incluir cambios en la demanda, generación (MW y MVar) o configuración del sistema para mantener la estabilidad del sistema, voltaje aceptable o flujos de energía”.

Como se muestra en la Figura 2.1, al llegar o producirse una perturbación, evento o disturbio en un SEP, crea una condición de falla o anormal, la cual conlleva a que los parámetros o variables del mismo SEP cambien. Estas variables son monitoreadas o medidas en tiempo real por el esquema de acción remedial, enseguida se realiza un proceso de decisión, comparando los datos o parámetros del SEP antes y después de la perturbación, y con esto se toma o realiza una acción remedial que regrese al SEP a un estado normal o nominal.



**Figura 2.1.-** Diagrama de flujo de la operación de un EAR

## 2.2.- Clasificación de los EAR [3]

Los EAR se clasifican en grupos, según la operación que realicen y la causa que la origina, como se ve a continuación:

### 2.2.1 Disparo automático de generación [DAG]:

- Límite por sobrecarga de líneas de transmisión y/o transformadores
- Límite por sobrefrecuencia
- Límite de estabilidad angular

DAG: Este esquema de acción remedial se emplea para disparar unidades de generación, al perder líneas de transmisión primarias ocasionando sobrecarga o sobrefrecuencia en el sistema o la pérdida de estabilidad. Se deben realizar diferentes estudios para determinar cuántas unidades se deben disparar para mantener el sistema en los rangos de estabilidad y que las líneas de transmisión en servicio estén dentro de sus límites de operación.

### 2.2.2 Disparo automático de carga [DAC]:

- Sobrecarga de transformadores o líneas de transmisión
- Límite de estabilidad de voltaje
- Límite de estabilidad angular

DAC: Se utiliza para disparar carga de manera controlada y se aplica bajo ciertas condiciones:

- Por sobrecarga de transformadores o líneas de transmisión principales y/o pérdida de estos, en la misma subestación o en otra instalación
- Por pérdida de estabilidad angular
- Por pérdida de estabilidad de voltaje

### 2.2.3 Cambio automático de topología [CTL, CTT y CTI]:

- Sobrecarga de elementos de la red
- Sobrevoltaje
- Separación de sistemas eléctricos

CTL: Se implementa para el disparo de una línea de transmisión o subtransmisión de manera controlada y se aplica bajo ciertas condiciones:

- Evitar que las líneas de transmisión y transformadores principales se sobrecarguen ante la pérdida o desconexión de elementos de la subestación o en otra instalación
- Evitar sobretensiones en equipos principales ante la pérdida de elementos en la misma subestación o en otras instalaciones
- Evitar la fluctuación de frecuencia fuera de los límites operativos permitidos.
- No afectar el suministro de energía a la carga

CTT: Se implementa para el disparo de un transformador de manera controlada y se aplica bajo estas condiciones:

- Evitar la sobrecarga de elementos principales ante la pérdida de elementos de la misma subestación o en otras instalaciones
- Evitar condiciones de bajo voltaje en una región

→ No afectar el suministro de energía a la carga

CTI: Se implementa para el disparo de un interruptor de manera controlada y se aplica bajo ciertas circunstancias:

→ Evitar la sobrecarga de equipos principales ante la pérdida de elementos en la misma subestación o en otra instalación, para redistribuir los flujos y sin afectar la energía suministrada a la carga

#### 2.2.4 Conmutación automática de elementos en derivación [ECR y ECC]:

ECR: La conmutación (desconexión-conexión) del esquema de conmutación automática de reactores tiene como finalidad, controlar el voltaje a través de la conexión o desconexión de uno o varios reactores, sin afectar la energía suministrada a la carga, para esto se siguen lo siguiente:

- Aumentar la transferencia de energía
- Proteger los equipos principales de sobretensión
- Mantener el voltaje en límites seguros y/o valores aceptables de operación
- Mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como generadores y controles estáticos de VAR's (CEV's)

ECC: El esquema de conmutación automática de capacitores tiene como finalidad controlar el voltaje a través de la conexión o desconexión de uno o varios bancos de capacitores y es necesario seguir lo siguiente:

- Aumentar la transferencia de energía
- Mantener el voltaje en límites seguros o valores aceptables de operación
- Mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como generadores y CEV's

2.2.5 Esquema de protección de área amplia [PAA]:

→Una o más de las acciones ya definidas en las cuatro categorías anteriores, esta interconectado y coordinado con otros para lograr un efecto más selectivo.

Recapitulando, cada clase de EAR es armado para operar de manera automática al detectar una condición específica para la cual fue programado. Como se muestra en la Figura 2.2, cada contingencia o condición de emergencia, tiene por lo menos una manera de corregir la causa de operación del esquema; por lo que, las condiciones en las que se tengan más de una solución, se deberán realizar los estudios pertinentes para evaluar cada situación de falla y elegir la opción más factible, según la topología del SEP.

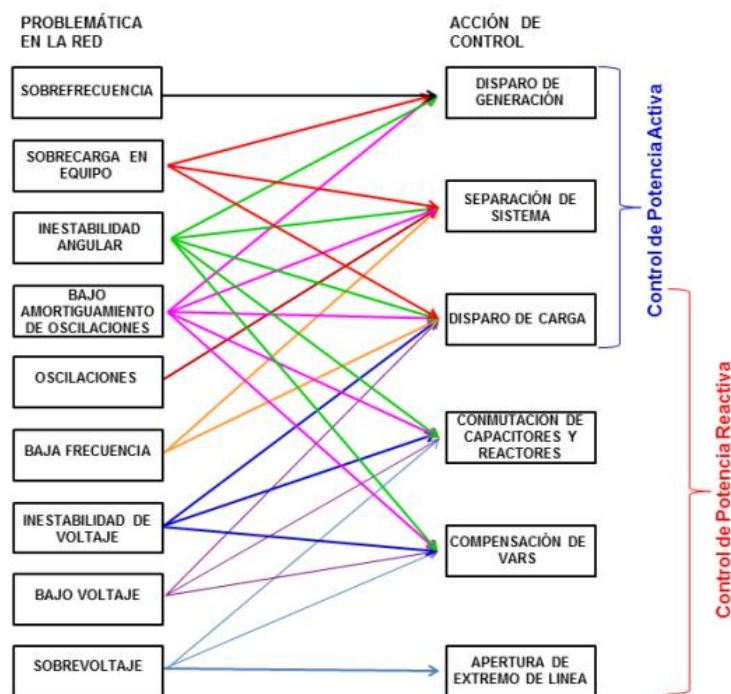


Figura 2.2.- Condición de emergencia y acciones de EAR para controlar la contingencia



### 2.3.- Requerimientos técnicos para implementar los EAR [3]

Para diseñar un EAR, la logística que debe tener para realizar las acciones correspondientes para cada contingencia, características de operación y parámetros de estado de emergencia, se deben determinar y comprobar a través de estudios los cuales deben considerar los siguientes aspectos:

- Criterios de armado: Son las condiciones iniciales de la contingencia, los parámetros en estado emergencia del SEP los cuales dan la apertura para que el esquema se prepare para una posible operación.
- Condiciones de arranque: Parámetros de la contingencia en estado crítico que da inicio a la acción del esquema, una vez que este se encuentre armado.
- Acciones a tomar: Respuesta del esquema a la contingencia, también llamada acción remedial, establecida para cada contingencia específica.
- Tiempos requeridos o permitidos: Tiempo máximo permitido para que el esquema realice la acción remedial y se complete su función.

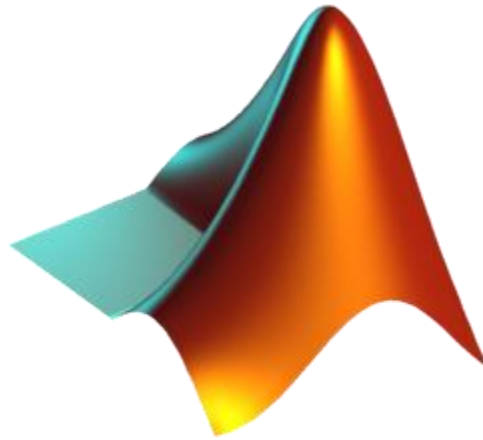
La lógica de operación de un EAR se programa e instala en uno o varios dispositivos en una subestación o en instalaciones remotas, para supervisar las condiciones del SEP, determina el armado óptimo del esquema, ejecutar la comparación de parámetros para realizar una acción remedial y corregir la contingencia en el área local o en sitios remotos utilizando enlaces de comunicación apropiados.

Los EAR necesitan comunicarse con el SEP de manera constante para medir variables, por lo que el armado, procesamiento lógico y los equipos asociados dependen críticamente del equipo y canal de comunicación.

Hoy en día, los EAR se enlazan con un sistema de comunicación llamado FOX, el cual se encarga de codificar los parámetros del sistema y rutearlos por los canales de comunicación de fibra óptica, hacia otras instalaciones las cuales forman parte del esquema de acción remedial [4].

Ya que hemos conocido la información para comprender un poco lo que son y como funcionan los esquemas de acción remedial, entraremos un poco en materia sobre el programa el cual manejaremos para simular los procedimientos que debe de seguir el EAR para lograr su función satisfactoriamente.

## 2.4.- Simulink de Matlab



**Figura 2.3.-** Logo del programa Matlab

Matlab es un programa de gran aceptación en ingeniería, destinado a realizar cálculos técnicos científicos y de propósito general. En él se integran operaciones de cálculo, visualización y programación, donde la interacción con el usuario emplea una notación matemática clásica. Los usos y aplicaciones típicos de Matlab son:

- Matemáticas y cálculo.
- Desarrollo de algoritmos.
- Adquisición de datos.
- Modelado, simulación y prototipado.
- Análisis y procesamiento de datos.
- Gráficos científicos y de ingeniería.
- Desarrollo de aplicaciones.

Para desarrollar este proyecto, nos enfocaremos directamente en la parte del modelado, simulación y prototipado; específicamente en la herramienta inmersa entre todas las partes que conforman Matlab; el simulador Simulink.

Simulink cuenta con una serie de librerías precargadas según la versión de Matlab, que ayudaran al desarrollo de cualquier trabajo o proyecto que se planea realizar, no obstante, no todo está precargado, ya que este simulador cuenta con una función la cual puedes crear tus propios bloques ya sea con lenguaje de código o creada a base de otros bloques ya preestablecidos.

Para este proyecto trabajaremos muy concretamente con la librería “Simscape”, la sección “SimPowerSystem”, la cual contiene los elementos necesarios para modelar y simular todos los elementos de un sistema eléctrico de potencia, desde la alimentación hasta la más pequeña de las cargas.

También necesitaremos dar uso a bloques matemáticos básicos, para crear lógicas complejas y métodos para corregir señales, los cuales nos ayudaran para el propósito de este proyecto. Estas herramientas las podremos encontrar en la librería “Math Operations”, sin embargo, siempre podemos contar con la barra de ayuda y la barra “buscar” para localizar un bloque en específico.

# *Capítulo*

# 3

---

---

## Desarrollo

Como se pudo observar en el capítulo 1, la importancia de implementar un esquema de acción remedial para el control de algunos disturbios específicos y tomar acciones para corregir dichos eventos, es realmente conveniente y necesario para la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia industrial.

En próximo capítulo se verá detalladamente cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia industrial a tratar, así como también el funcionamiento y los bloques funcionales que conforman las lógicas de cada uno de los esquemas de acción remedial solicitados.

Se podrá observar el proceso de un EAR, que ocurre durante el disturbio, la selección de la acción remedial correspondiente, el tiempo de respuesta ante cualquier evento.

También se explicará paso a paso, como realizar la lógica de un esquema de acción remedial, así como también los programas que se utilizaran, su descripción, métodos de análisis y estudios necesarios para la obtención de diversos datos necesarios para la lógica del esquema y algunos criterios que deben de seguir para que el esquema de acción remedial pueda realizar su función correctamente ante un falso evento, es decir que pueda percibir una condición de evento errónea.

### 3.1- MODELADO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

En este tema se verán cada bloque que conforma el sistema eléctrico de potencia a tratar, así como también los parámetros necesarios para que la simulación trabaje correctamente.

En la figura 3.1 se muestra el sistema eléctrico de potencia de una red industrial con alimentación eléctrica, tanto de CFE como de sus 4 máquinas síncronas para su propia generación. Este modelo realizado en Simulink del programa Matlab, se utilizará para comprobar el funcionamiento del esquema de acción remedial y tendrá los valores mostrados por la Tabla 3.1.

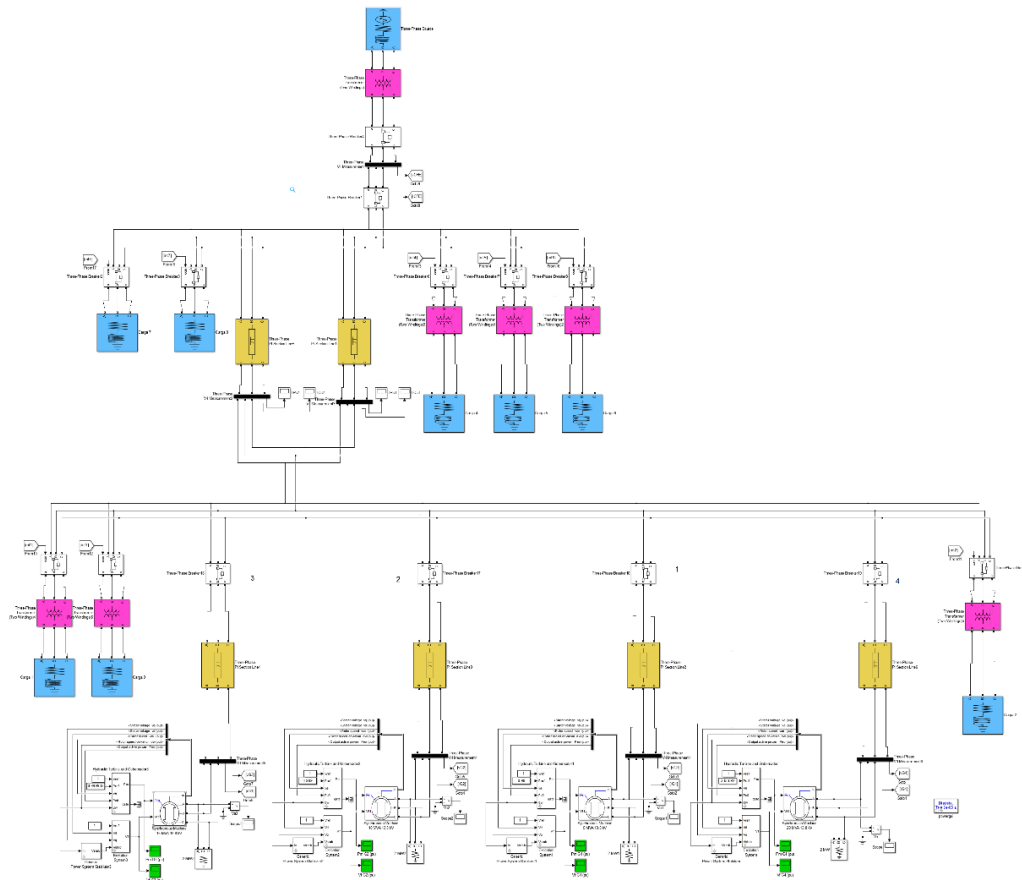
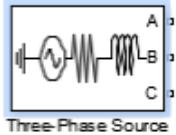
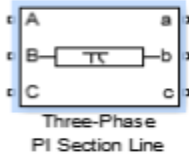
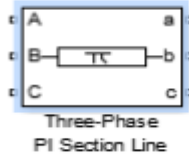
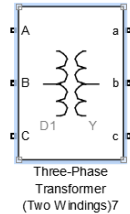


Figura 3.1.- Modelado de la red industrial en Simulink de Matlab.

**Tabla 3.1.-** Bloques y parámetros usados para modelar el SEP en Simulink.

 <p>Fuente (CFE) de 40MVA</p> <p>Frequency (Hz): <b>60</b></p> <p>Internal connection: <b>Yg</b></p> <p>3-phase short-circuit level at base voltage(VA): <b>10000e6</b></p> <p>Base voltage (Vrms ph-ph): <b>115e3</b></p> <p>X/R ratio: <b>8</b></p> <p>Generator type: <b>PQ</b></p> <p>Active power generation P (W): <b>38e6</b></p> <p>Reactive power generation Q (VAr): <b>12.4e6</b></p>	 <p>Linea 1 (500 mts)</p> <p>Frequency used for rlc specification (Hz): <b>60</b></p> <p>Line length (km): <b>500 mts</b></p> <p>Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [ r1 r0 ]: <b>0.005, 0.015</b></p> <p>Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [ l1 l0 ]: <b>0.015, 0.05</b></p>	 <p>Linea 2 (500 mts)</p> <p>Frequency used for rlc specification (Hz): <b>60</b></p> <p>Line length (km): <b>500 mts</b></p> <p>Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [ r1 r0 ]: <b>0.005, 0.015</b></p> <p>Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [ l1 l0 ]: <b>0.015, 0.05</b></p>
---	--	--



Transformador T1 (CFE)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **40e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **1.15e+05, 4.9594, 0.0000001**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **13800, 0.0238, 0.0006283**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **3306300**

Magnetization inductance Lm (H): **3306300**



Carga de Motor 500hp (C8)

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms): **13800**

Nominal frequency fn (Hz): **60**

Active power P (W): **0.4054687e6**

Inductive reactive power QL (positive var): **0.1847369974e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.91**



Carga de Motor 10,000 hp (C7)

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms): **13800**

Nominal frequency fn (Hz): **60**

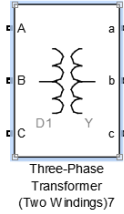
Active power P (W): **8.1086915e6**

Inductive reactive power QL (positive var): **3.694428992e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.91**





Transformador T2 (T de C4)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

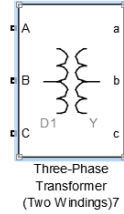
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **10e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.2857, 0.0060143**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **4160, 0.0087, 0.0001822**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **190440**

Magnetization inductance Lm (H): **190440**



Transformador T3 (T de C5)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

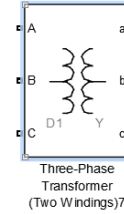
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **10e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.2857, 0.0060143**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **4160, 0.0000087, 0.0001822**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **190440**

Magnetization inductance Lm (H): **190440**



Transformador T4 (T de C6)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

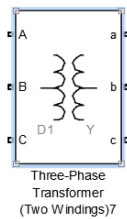
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **15e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.1904, 0.0040096**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **2400, 0.0019, 0.00000404**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **126960**

Magnetization inductance Lm (H): **126960**



Transformador T5 (T de C3)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

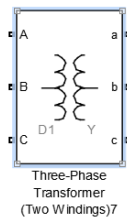
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **10e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.2857, 0.0060143**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **4160, 0.0087, 0.0001822**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **190440**

Magnetization inductance Lm (H): **190440**



Transformador T6 (T de C2)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

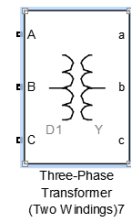
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **5e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.5713, 0.0120287**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **480, 0.0002, 0.0000049**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **380880**

Magnetization inductance Lm (H): **380880**



Transformador T7 (T de C1)

Winding 1 conection: **Delta (D1)**

Winding 2 conection: **Y**

Units: **SI**

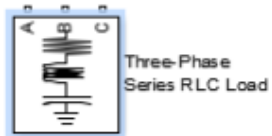
Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]: **7.5e6, 60**

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(Ohm) , L1(H) ]: **13.8e3, 0.3809, 0.0080191**

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(Ohm) , L2(H) ]: **2400, 0.0038, 0.0000808**

Magnetization resistance Rm (Ohm): **253920**

Magnetization inductance Lm (H): **253920**



Carga de 5MVA (C6)

Nominal phase-to-phase voltage  
Vn (Vrms): **2400**

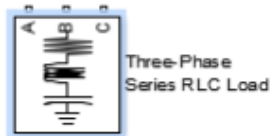
Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power P (W): **4.5e6**

Inductive reactive power QL  
(positive var): **2.17944e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.9**



Carga de 8MVA (C5)

Nominal phase-to-phase voltage  
Vn (Vrms): **4160**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power P (W): **7.6e6**

Inductive reactive power QL  
(positive var): **2.497999199e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.95**



Carga de 7MVA (C4)

Nominal phase-to-phase voltage  
Vn (Vrms): **4160**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power P (W): **6.3e6**

Inductive reactive power QL  
(positive var): **3.05122926e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.9**



Carga de 10MVA (C3)

Nominal phase-to-phase voltage  
 $V_n$  (Vrms): **4160**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power  $P$  (W): **9.5e6**

Inductive reactive power  $Q_L$   
 (positive var): **3.122498999e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.95**



Carga de 5MVA (C2)

Nominal phase-to-phase voltage  
 $V_n$  (Vrms): **480**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power  $P$  (W): **4.5e6**

Inductive reactive power  $Q_L$   
 (positive var): **2.179449472e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.9**



Carga de 5MVA (C1)

Nominal phase-to-phase voltage  
 $V_n$  (Vrms): **2400**

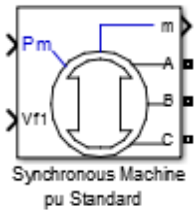
Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power  $P$  (W): **4.5e6**

Inductive reactive power  $Q_L$   
 (positive var): **2.179449472e6**

Load type: **Constant PQ**

**FP: 0.9**



Generador de 5MVA (G1)

Mechanical input: **Mechanical power Pm**

Rotor type: **Salient-pole**

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: **5000000, 13800, 60**

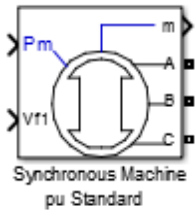
Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl ] (pu): **[2 0.2 0.15 1.02 0.13 0.08]**

Stator resistance Rs (pu): **0.037875**

Generator type: **PQ**

Active power generation P(W): **5000000**

Reactive power generation Q(var): **20000**



Generador de 10MVA (G2)

Mechanical input: **Mechanical power Pm**

Rotor type: **Salient-pole**

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: **10000000, 13800, 60**

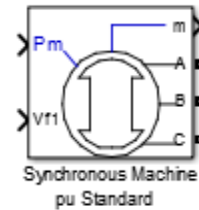
Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl ] (pu): **[2 0.2 0.15 1.02 0.13 0.08]**

Stator resistance Rs (pu): **0.037875**

Generator type: **PQ**

Active power generation P(W): **10000000**

Reactive power generation Q(var): **40000**



Generador de 15MVA (G3)

Mechanical input: **Mechanical power Pm**

Rotor type: **Salient-pole**

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: **15000000, 13800, 60**

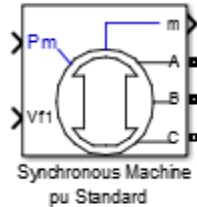
Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl ] (pu): **[2 0.2 0.15 1.02 0.13 0.08]**

Stator resistance Rs (pu): **0.037875**

Generator type: **PQ**

Active power generation P(W): **15000000**

Reactive power generation Q(var): **60000**



Generador de 20MVA (G4)

Mechanical input: **Mechanical power Pm**

Rotor type: **Salient-pole**

Nominal power, line-to-line voltage, frequency [ Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz) ]: **20000000, 13800, 60**

Reactances [ Xd Xd' Xd'' Xq Xq'' Xl ] (pu): **[2 0.2 0.15 1.02 0.13 0.08]**

Stator resistance Rs (pu): **0.037875**

Generator type: **Swing**



Carga compensadora de generador G1

Configuración: Y (grounded)

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms): **13800**

Nominal frequency fn (Hz): **60**

Active power P (W): **3.4e6**

Inductive reactive power QL (positive var): **0**

Load type: **Constant Z**



Carga compensadora de generador G2

Configuración: Y (grounded)

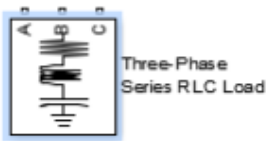
Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms): **13800**

Nominal frequency fn (Hz): **60**

Active power P (W): **4.05e6**

Inductive reactive power QL (positive var): **0**

Load type: **Constant Z**



Carga compensadora de generador G3

Configuración: Y (grounded)

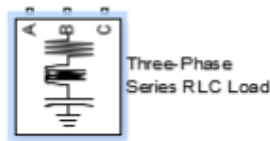
Nominal phase-to-phase voltage  $V_n$  (Vrms): **13800**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power  $P$  (W): **4e6**

Inductive reactive power  $Q_L$  (positive var): **0**

Load type: **Constant Z**



Carga compensadora de generador G4

Configuración: Y (grounded)

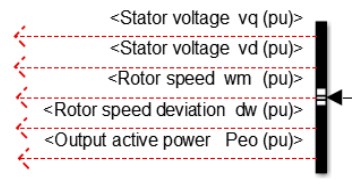
Nominal phase-to-phase voltage  $V_n$  (Vrms): **13800**

Nominal frequency  $f_n$  (Hz): **60**

Active power  $P$  (W): **3.6e6**

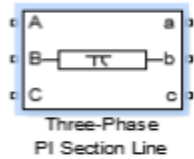
Inductive reactive power  $Q_L$  (positive var): **0**

Load type: **Constant Z**



Bus selector (1 para cada generador síncrono)

Como se muestra en la imagen se deberán elegir los parámetros a medir de las máquinas para ser utilizados en cálculos posteriores.



Líneas de generadores a bus (30 mts)  
una línea cada generador

Frequency used for rlc specification (Hz): **60**

Line length (km): 0.03

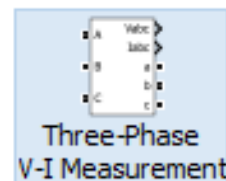
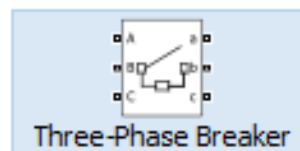
Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [ r1 r0 ]:

**0.005, 0.015**

Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [ l1 l0 ]:

**0.015, 0.05**

Después de modelar el sistema e ingresar los datos de cada elemento que conforma el SEP, procederemos a agregar los siguientes dos elementos:

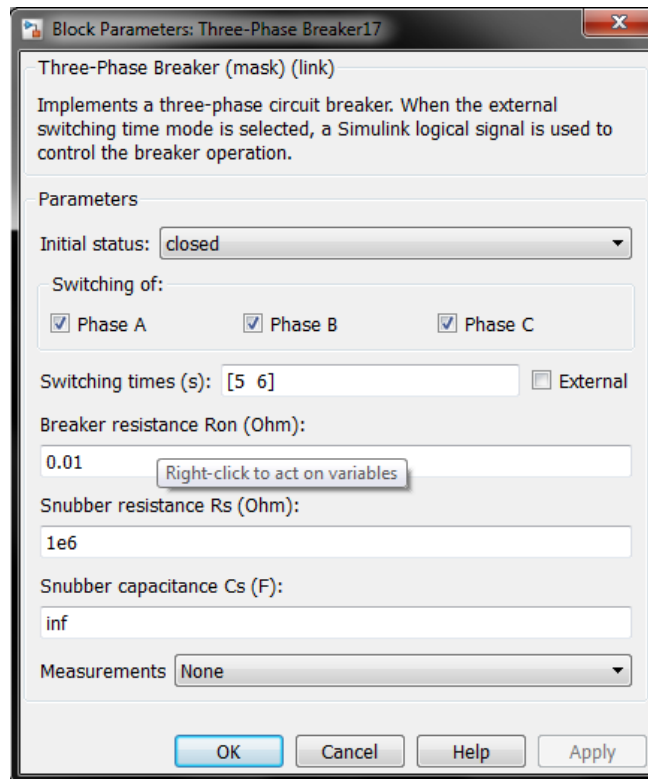


**Figura 3.2.-** Elementos “*interruptor trifásico*” y “*bloque de medición de voltaje y corriente*”





En este bloque mediremos el voltaje de línea a línea y la corriente por fase de cada generador ya que serán los datos necesarios para calcular la potencia trifásica, la cual, nos servirá para realizar la lógica del esquema de protección.

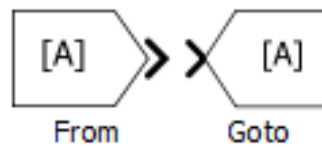


**Figura 3.5.-** Parámetros del interruptor trifásico

En los parámetros del interruptor trifásico, está la sección “Switching time” en la cual nos piden dos tiempos en los cuales conmutaran el estado del interruptor; al ser el estado inicial “close” (cerrado), al llegar el primer tiempo pasará a estado “open” (abierto) para posteriormente tras pasar el segundo tiempo regresará a su estado inicial. Ya que necesitamos que el interruptor este siempre cerrado o abierto para probar la lógica del esquema, pondremos tiempos fuera del rango de análisis (5 y 6 segundos) para cuando el interruptor siempre este cerrado o conmutación

en tiempo cero (0 y 6 segundos) cuando queramos que el interruptor este siempre abierto, hablando de un tiempo de análisis de 5 segundos.

Una vez puestos los bloques a la salida de los generadores, utilizaremos los bloques From y Goto mostrados en la Figura 3.6, para mandar las señales de voltaje y corriente, a los subsistemas que conformaran la lógica del esquema.



**Figura 3.6.-** Bloques From y Goto

Utilizaremos los bloques Goto y From, para mandar las señales de voltaje y corriente a los sistemas y subsistemas que realizaran las lógicas de los principios de funcionamiento del esquema de acción remedial.

## 3.2.-PRIMER PRINCIPIO DE OPERACIÓN: COMPARACIÓN CARGA Y GENERACIÓN

Para este principio de operación mediremos la potencia generada y pondremos limites en diferentes eventos con niveles de potencia, para los cuales, en diferentes circunstancias se abrirán interruptores compensando la potencia de generación perdida con la potencia de carga aislada, para ello realizaremos lo siguiente.

### 3.2.1.- Modelado de subsistema: Medición de potencias.

Utilizando los bloques Goto y From, llevaremos las señales de voltaje y corriente al primer subsistema en donde se procesarán a través de una serie de bloques para ser convertidas a fasores y poder calcular las debidas potencias que genera cada máquina.

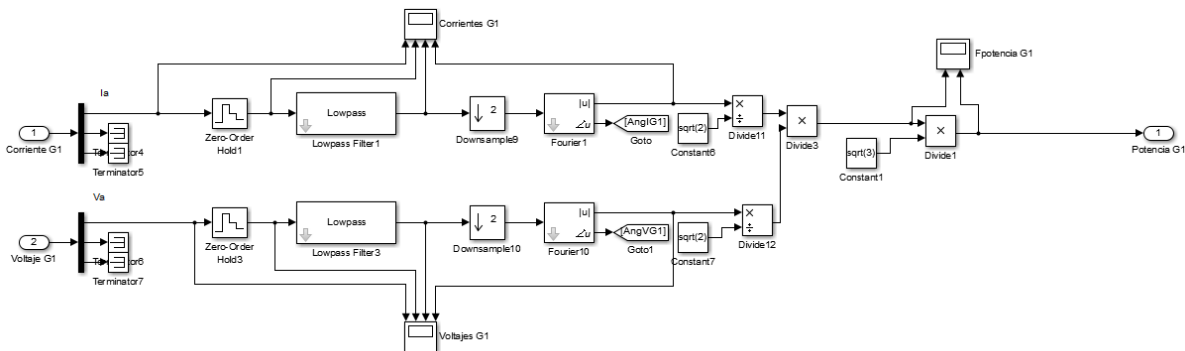
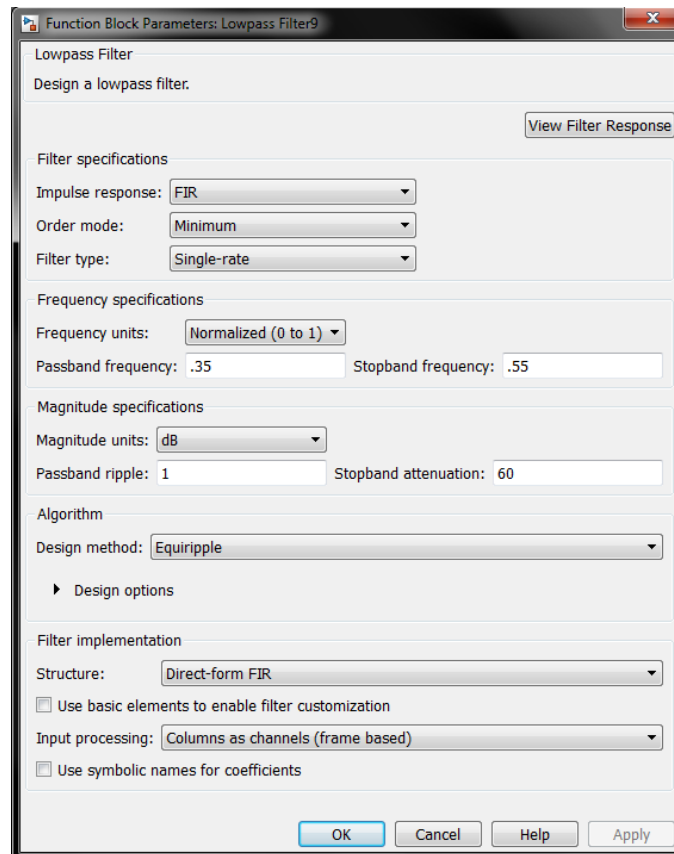


Figura 3.7.- Proceso para obtener el faser de la potencia aparente trifásica del generador G1

En la figura anterior se muestra el proceso del primer subsistema, el cual toma las señales analógica de voltaje y corriente para obtener el fasor de la potencia aparente de cada generador. Primero utilizaremos un bloque Demux el cual nos separa las 3 señales de voltaje y corriente, y tomaremos solo una para ser procesada, al ser un sistema balanceado, las magnitudes son las mismas y solo cambiara el ángulo con respecto a cada fase. Después del bloque Demux tomaremos la corriente de la fase A y el voltaje de fase a fase AB, y respectivamente los pasaremos por un bloque de muestreo “Zero-Order Hold3” el cual tendrá como parámetro un muestreo de 700 muestras por ciclo, lo cual, teniendo como frecuencia base de 60 ciclos por segundo, tendremos un muestreo de 0.0000238 segundos o  $2.38e-5$  segundos. Después del muestreo, las señales pasaran por un bloque que simula un filtro pasa bajo el cual tendrá las especificaciones mostradas en la Figura 3.8.



**Figura 3.8.-** Especificaciones para el bloque filtro pasa bajo.

Este filtro, bloqueara los armónicos de alta frecuencia que pudiera tener las señales de voltaje y corriente para obtener la señal fundamental de dichos parámetros. A continuación, la señal muestreada pasará por un bloque el cual simula un filtro antialiasing, el cual tiene como función verificar que la señal sea la correcta, es decir que no se confunda con otra señal que coincida en los mismos puntos de muestreo. Al término de este proceso las señales senoidales pasaran a ser fasores con un bloque de Fourier, el cual transformará la señal muestreada y filtrada a una magnitud y un ángulo, de los cuales solo manejaremos la magnitud por el momento, ya que es la necesaria para realizar las operaciones matemáticas requeridas como lo son dividir entre raíz de dos para pasar estas señales de valores pico a valores RMS, multiplicar entre sí los fasores resultantes de cada proceso y multiplicar por raíz de tres para volver esta resultante de potencia monofásica a potencia trifásica, satisfaciendo así la fórmula siguiente:

$$S = \sqrt{3} V_{LL} I$$

Este proceso se repetirá para todos los generadores y la fuente CFE, para así obtener los fasores de todas las potencias que alimentan al sistema.

### **3.2.2.- Modelado de subsistema: Sumatoria de potencias.**

Antes de llevar estos fasores al siguiente subsistema que compone la lógica del esquema de protección, se utilizarán para hacer una sumatoria de potencias lo cual nos ayudará en un proceso futuro, este proceso está en el subsistema “Sumatoria de potencias” encontrado dentro del sistema actual. En este subsistema, “Sumatoria de potencias”, realizaremos la tarea de percibir si el generador está conectado o no al sistema, utilizando márgenes de potencia generada con

los cuales sabremos si uno o más generadores están trabajando correctamente, para ello realizaremos lo siguiente.

Con los bloques Goto y From, enviaremos la magnitud de cada fasor de potencia y el ángulo de cada corriente y voltaje de cada generador y fuente de alimentación al subsistema, utilizaremos un bloque “Add” para sumar los ángulos de cada señal multiplicada entre sí (voltaje y corriente) ya que al multiplicar valores polares se deben sumar sus respectivos ángulos, después conectaremos estas dos señales (magnitud de fasor de potencia y sumatoria de ángulos) a un bloque llamado “Magnitude-Angle to Complex” el cual convertirá nuestras señales a un número complejo (real más imaginario), respuesta a la cual introduciremos al bloque “Complex to Real-Imag”, con esto separaremos el número real del imaginario de nuestro número complejo.

Sabiendo que:

$$S = P + jQ$$

*donde:*

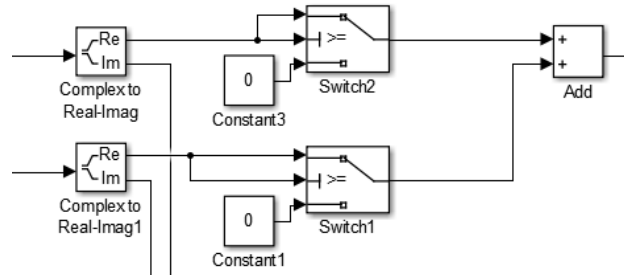
–*S: potencia aparente*

–*P: potencia activa*

–*Q: potencia reactiva*

Tomaremos las partes reales (cantidad de potencia activa) de cada una de las salidas de los bloques “Complex to Real-Imag”, y las compararemos a un valor mínimo de generación utilizando un bloque “Switch”, el cual nos pedirá un parámetro que nos servirá como margen de valor mínimo, para saber si el generador o fuente de alimentación está contribuyendo al SEP, de no cumplir con un valor mínimo, el comparador mandara un cero para sumarlo con las señales

de los otros generadores y fuente. Una vez comparados los valores, serán sumados con bloques “Add”, para obtener la potencia activa total, que alimenta el SEP (Figura 3.9).



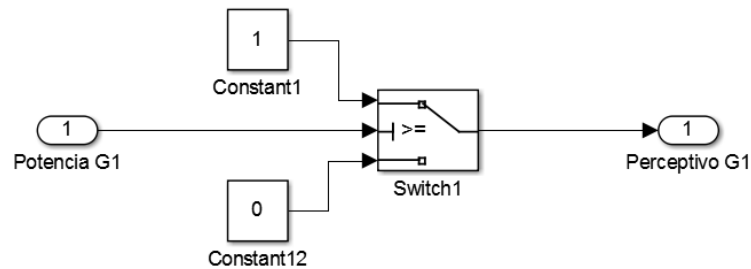
**Figura 3.9.-** Comparación con el bloque “Switch” y sumatoria con el bloque “Add”

El mismo proceso será utilizado para el caso de la potencia reactiva. Al final de los dos procedimientos, tendremos la sumatoria total de la potencia activa y reactiva generada, dichas señales las utilizaremos en el bloque “Real-Imag to Complex” para convertir estas dos señales a un número complejo, el cual podamos manipular con el bloque “Complex to Magnitude-Angle” y obtener la magnitud de la potencia aparente que necesitamos para la comparación en la matriz crosspoint.



### 3.2.3.- Modelo de subsistema: Comparador.

Una vez realizada la sumatoria de potencias que alimentan el SEP, finalizaremos con el sistema 1 “Conversión de potencias” de la lógica del esquema lo cual nos permitirá pasar al sistema 2 “Comparador”, en el cual utilizaremos los fasores de las potencias para realizar un proceso parecido al que utilizamos en la sumatoria de potencias, con la diferencia de que aquí, en lugar de mandar la propia señal para ser sumada después de ser comparada, la compararemos con un valor mínimo y generaremos los unos y ceros lógicos necesarios para que la matriz de eventos pueda detectar los eventos predeterminados y pueda realizar las debidas acciones (Figura 3.10). Este proceso se repetirá para los demás generadores y fuente de alimentación.



**Figura 3.10.-** Proceso del subsistema 2 “Comparador”

### 3.2.4.- Modelo de subsistema: Matriz de eventos y tirado de carga.

Una vez generados los unos y ceros lógicos necesarios para identificar cuales generadores y fuente de alimentación se encuentran suministrando energía al SEP, pasaremos al subsistema 3 “Matriz de eventos”, el cual responderá a la siguiente tabla de eventos:

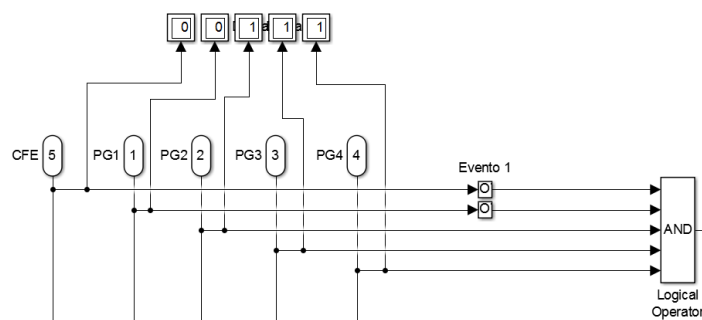
**Tabla 3.2.-** Tabla de eventos que operarán el esquema

Evento	CFE	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Potencia disponible (MVA)	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 4	Carga 5	Carga 6	Carga 7	Carga 8
1.- CFE y G1 fuera	0	0	1	1	1	45 MVA	0	1	1	1	1	1	1	1
2.- CFE y G2 fuera	0	1	0	1	1	40 MVA	0	0	1	1	1	1	1	1
3.- G1, G2, G3 y G4 fuera	1	0	0	0	0	40 MVA	0	0	1	1	1	1	1	1
4.- CFE, G1 y G2 fuera	0	0	0	1	1	35 MVA	0	0	0	1	1	1	1	1
5.- CFE y G3 fuera	0	1	1	0	1	35 MVA	0	0	0	1	1	1	1	1
6.- CFE y G4 fuera	0	1	1	1	0	30 MVA	0	0	0	1	1	1	1	1
7.- CFE, G1 y G3 fuera	0	0	1	0	1	30 MVA	0	0	0	1	1	1	1	1
8.- CFE, G1 y G4 fuera	0	0	1	1	0	25 MVA	0	0	0	0	1	1	1	1
9.- CFE, G2 y G3 fuera	0	1	0	0	1	25 MVA	0	0	0	0	1	1	1	1
10.- CFE, G2 y G4 fuera	0	1	0	1	0	20 MVA	0	0	0	0	0	1	1	1
11.- CFE, G1, G2 y G3 fuera	0	0	0	0	1	20 MVA	0	0	0	0	0	1	1	1
12.- CFE, G1, G2 y G4 fuera	0	0	0	1	0	15 MVA	0	0	0	0	0	1	1	1
13.- CFE, G3 y G4 fuera	0	1	1	0	0	15 MVA	0	0	0	0	0	1	1	1
14.- CFE, G1, G3 y G4 fuera	0	0	1	0	0	10 MVA	0	0	0	0	0	0	1	1
15.- CFE, G2, G3 y G4 fuera	0	1	0	0	0	5 MVA	0	0	0	0	0	0	0	1
16.- CFE, G1, G2, G3 y G4 fuera	0	0	0	0	0	0MVA	0	0	0	0	0	0	0	0

Cabe mencionar que esta tabla es solo para eventos de sobrecarga, es decir, en donde la potencia generada no satisfaga la potencia de carga o requerida, y por ende se tenga que tirar carga para controlar la estabilidad del sistema.

Utilizando los unos y ceros lógicos de esta tabla crearemos la matriz crosspoint o matriz de eventos, la cual llevaremos a cabo en la simulación con ayuda de las compuertas lógicas NOT, AND y OR, las cuales podemos encontrar en el bloque “Logical Operator”.

Utilizando el evento 1 de la Tabla 3.2 como ejemplo, podemos observar que la alimentación por parte de CFE y el generador 1 están desconectados del sistema, por lo cual se marcará con un cero lógico después del comparador y a la entrada al sistema de la matriz de eventos. Como se muestra en la Figura 3.11, utilizaremos un bloque lógico “AND” para percibir si el evento es el correcto. El bloque “AND” mandará un uno lógico cuando todas las señales de entrada sean unos. Ya que tenemos dos ceros (por la desconexión de CFE y el generador 1) utilizaremos también un bloque lógico “NOT” en cada línea donde se tenga un cero lógico. De esta manera el bloque lógico “AND” percibirá el evento en específico y mandará una señal (uno lógico) para que se tome la acción necesaria para remediar el problema.

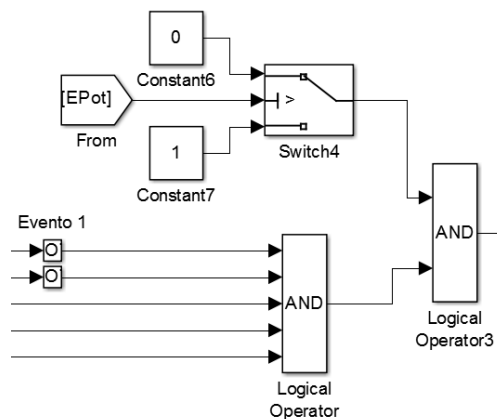


**Figura 3.11.-** Lógica para percibir el evento 1 de la Tabla 3.2

Cada evento de la tabla 3.2 tiene sus combinaciones de ceros y unos, los cuales hay que saber adecuar para que sus respectivos bloques “AND” los detecten. Una vez realizada la lógica para percibir cada evento lo siguiente es poner una condición de seguridad, para que, en caso de

haber un fallo en la medición de parámetros (voltaje y corriente de los generadores y fuente de alimentación), el esquema no opere erróneamente.

Este paso consiste en utilizar el fasor de la sumatoria de potencias, proceso el cual realizamos en el sistema 1, para verificar que la potencia suministrada al sistema es en realidad la correcta. Cada evento cuenta con parámetros específicos, uno de ellos es la cantidad de potencia generada después de ocurrido el evento, en el evento 1 por ejemplo, la potencia de generación es de 45 MVA máxima, por lo que, si la potencia total es de 45 MVA o menos, el evento es correcto y hay que remediarlo. La lógica de este paso se muestra en la Figura 3.12.



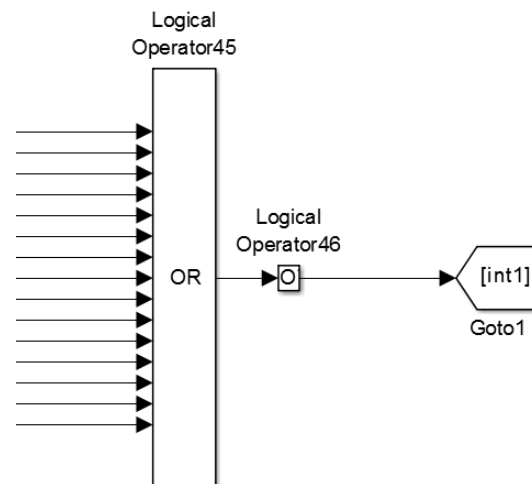
**Figura 3.12.-** Condiciones que debe cumplir el evento para que actué el esquema

Al cumplirse estas dos condiciones, que los estados de conexión y desconexión de los generadores y fuente de alimentación sea el correcto y que la sumatoria de potencias disponibles sea menor al parámetro indicado en el comparador, las dos condiciones tendrán como salida un uno lógico, las cuales serán enviadas a un bloque lógico “AND” para percibir que las dos condiciones se cumplan. De cumplir las dos condiciones mandara un uno lógico.

Este proceso se repetirá con los demás eventos, los cuales tendrán como parámetro de mínimo valor de potencia generada disponible especificada en la Tabla 3.2.

Después de la verificación de eventos y el cumplimiento de las dos condiciones, pasamos a la parte del tirado de carga, para ello utilizaremos los bloques lógicos “OR”, uno para cada interruptor, y con ayuda de la tabla 3.2 procederemos a interconectar los eventos con los bloques “OR”.

Observando la tabla 3.2 podemos apreciar que el evento 1 solo abre el primer interruptor, por lo que dicho evento solo se conectara con el primer bloque “OR”; mientras que en el evento 6 abre los primeros 3 interruptores y por ende ira conectado a los primeros 3 bloques “OR”. Procederemos a conectar todos los eventos a sus respectivos bloques. Una vez conectados pondremos a la salida de cada bloque “OR” un bloque lógico “NOT” el cual nos convertirá el cero lógico a uno lógico, para mantener cerrados los interruptores en caso de no tener un evento (Figura 3.13).



**Figura 3.13.-** Lógica con bloque “OR” para abrir el interruptor de la carga 1

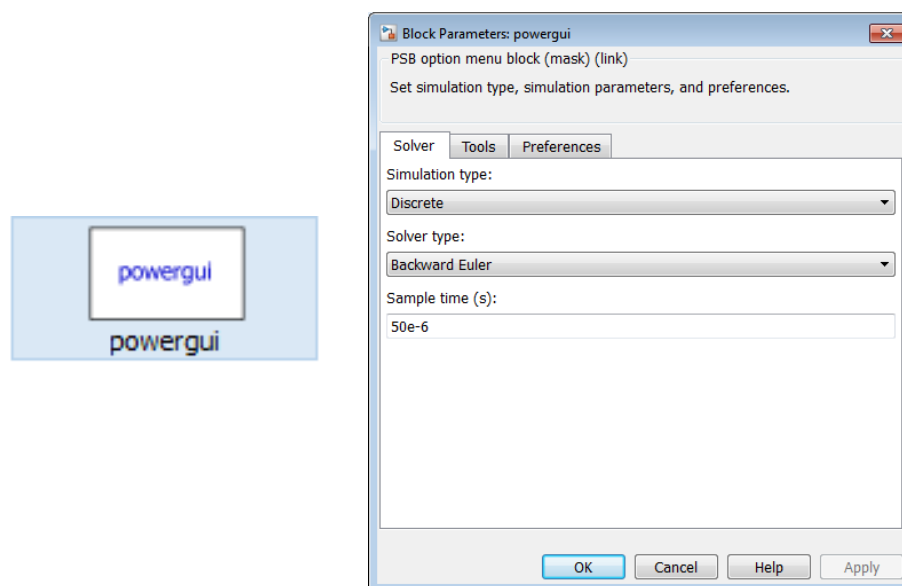
En la figura anterior podemos apreciar la lógica necesaria para abrir el interruptor de la carga 1, el cual consiste en las 15 entradas de los eventos, si cualquiera de ellos cumple las dos condiciones mandaran la señal para que el bloque “OR” genere un uno lógico, el cual con ayuda del bloque “NOT” que le precede, obtendremos un cero lógico que abrirá por lo menos el primer interruptor.

Por último, en el sistema “Matriz de eventos”, con ayuda de los bloques “Goto” y “From” mandaremos las señales de los interruptores a los bloques “Display” y a las salidas del sistema; en los bloques “Display”, le pondremos como parámetro 1 a cada uno de ellos, lo que significa que solo nos mostrará un numero el cual será el uno o cero lógico, y por ende sabremos que interruptor estará abierto o cerrado. Las salidas de este sistema las mandaremos a cada uno de los respectivos interruptores y modificaremos la opción de los tiempos, marcando la opción “External”, esto nos creara una terminal en donde conectaremos los “From” de las salidas del sistema “Matriz de eventos”, los cuales marcaran la apertura cuando sea necesario aislar la carga en situación.

### 3.3- PUESTA EN MARCHA DE LA SIMULACIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

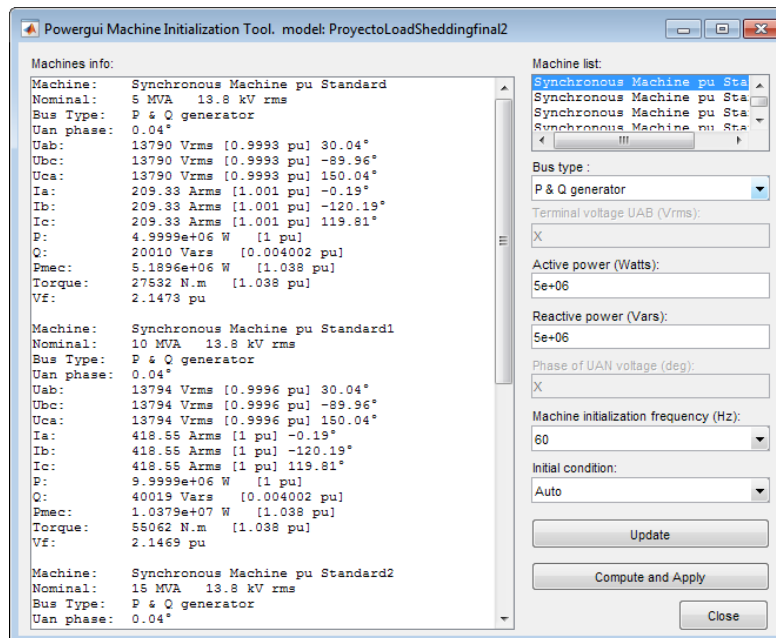
Como se mostró en el subtema anterior, el modelado del SEP y la lógica del esquema, no lo es todo. Ahora veremos cómo poner en marcha la simulación y como obtener los datos deseados y como interpretar si la lógica está realizando correctamente su trabajo.

Primero debemos de implementar el bloque “Powergui” a nuestro sistema (Figura 3.14).



**Figura 3.14.-** Boque “Powergui” y parámetros

Una vez situado el bloque “Powergui” en nuestro plano, procederemos a abrir su ventana de edición e ir a la pestaña “Tools” y daremos clic a la opción “Machine Initialization”, nos mostrara la siguiente ventana.



**Figura 3.15.-** Herramienta “Inicialización de máquinas” del bloque “Powergui”

En esta ventana seleccionaremos cada una de las máquinas de la lista que está en la parte superior derecha, y se pondrán los parámetros vistos en la Tabla 3.1, cada que se termine de poner los parámetros de cada máquina generadora, se dará clic en “Update” para guardar los datos ingresados. Al terminar de ingresar todos los parámetros, se dará clic en el botón “Compute and Apply”.

Una vez que los datos de las maquinas estén actualizados, procederemos a volver a abrir de nueva cuenta la ventana de “Powergui” y esta vez daremos click en el botón de “Load Flow”, al hacer esto nos aparecerá la siguiente ventana.



Powergui Load Flow Tool. model: ProyectoLoadSheddingfinal2

File Edit View Insert Tools Desktop Window Help

Frequency (Hz): 60.0 Base power (VA): 1e+08 Max iterations: 200 PQ tolerance (pu): 0.0001

	Block type	Bus type	Bus ID	Vbase (kV)	Vref (pu)	Vangle (deg)	P (MW)	Q (Mv...)	Qmin (Mvar)	Qmax (Mvar)	V_LF (pu)	Vangle_LF (deg)	P_LF (MW)	Q_LF (Mvar)	Block Name
1	RLC load PQ	+1*	4.77	1	0.00	6.30	3.05	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 4
2	Bus	-	+2*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc
3	RLC load PQ	+3*	2.74	1	0.00	4.50	2.18	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 6
4	RLC load PQ	+4*	4.78	1	0.00	7.60	2.50	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 5
5	Bus	-	+5*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc
6	RLC load PQ	+6*	15.71	1	0.00	8.11	3.69	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 7
7	RLC load PQ	+7*	15.71	1	0.00	0.41	0.18	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 8
8	SM	PQ	+9*	13.80	1	0.00	15.00	0.06	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Synchronous Machine
9	RLC load PQ	+9*	13.80	1	0.00	10.00	0.00	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series
10	SM	swing	+10*	13.80	1	0.00	20.00	4.00	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Synchronous Machine
11	RLC load PQ	+10*	13.80	1	0.00	10.00	0.00	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series
12	RLC load PQ	+11*	0.48	1	0.00	4.50	2.18	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 2
13	Bus	-	+12*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc
14	RLC load PQ	+13*	4.16	1	0.00	9.50	3.12	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 3
15	RLC load PQ	+14*	2.32	1	0.00	4.50	2.18	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Carga 1
16	SM	PQ	+15*	13.80	1	0.00	10.00	0.04	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Synchronous Machine
17	RLC load PQ	+15*	13.80	1	0.00	10.00	0.00	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series
18	Bus	-	+16*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc
19	SM	PQ	+8*	13.80	1	0.00	5.00	0.02	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	Synchronous Machine
20	RLC load PQ	+8*	13.80	1	0.00	10.00	0.00	-Inf	Inf	0	0.00	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Series
21	Bus	-	+17*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc
22	Bus	-	+19*	100.00	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase PI Sect
23	Bus	-	+20*	13.80	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	Three-Phase Transfc

Update Add bus blocks Compute Ready! Apply to Model Report Help Close

**Figura 3.16.-** Herramienta “Flujos de carga” del bloque “Powergui”

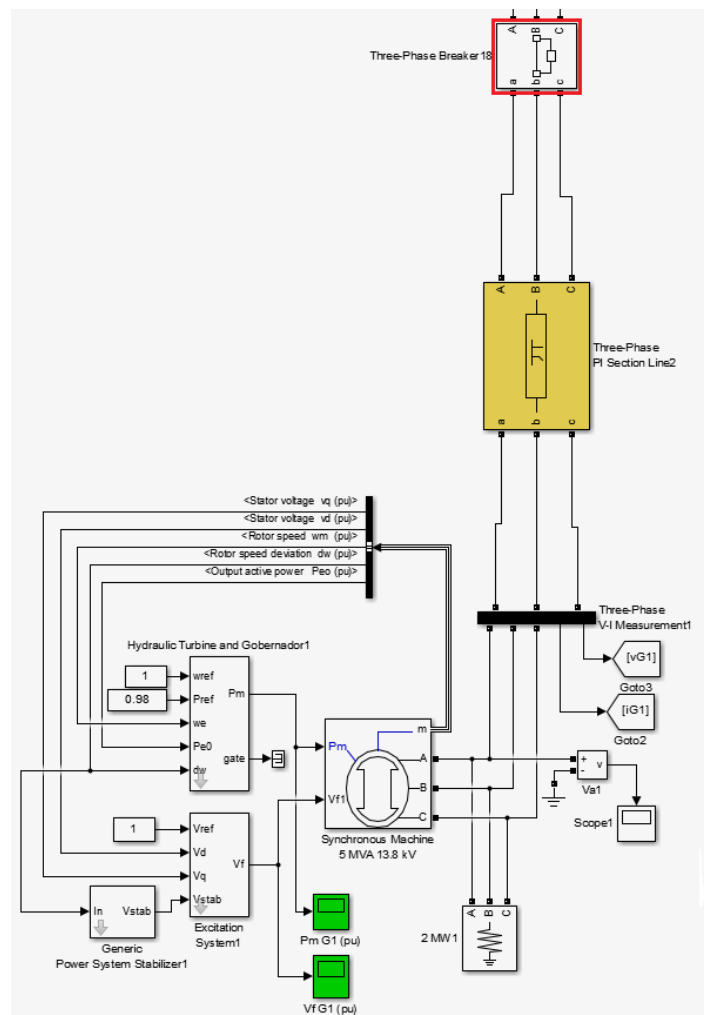
Al tener esta ventana abierta, primero daremos clic al botón “Update” y esperaremos a que compile y cargue los datos tanto del sistema eléctrico de potencia como de las maquinas generadoras; después daremos clic en el botón “Compute”, aquí nos mostrara errores o advertencias si es que las hay, de no ser así nos mostrara una leyenda diciendo “Load Flow converged”, en breve daremos clic en “Apply in Model” lo cual aplicara los resultados mostrados en la tabla para realizar los cálculos y nos mandara de regreso a nuestro plano en donde se encuentra nuestro modelo de SEP.

Una vez hecho esto, estaremos casi listos para poner en marcha la simulación, solo tenemos que definir el tiempo en el que queremos analizar nuestro sistema en la parte superior central y pulsar el botón play, mostrados en la Figura 3.17.



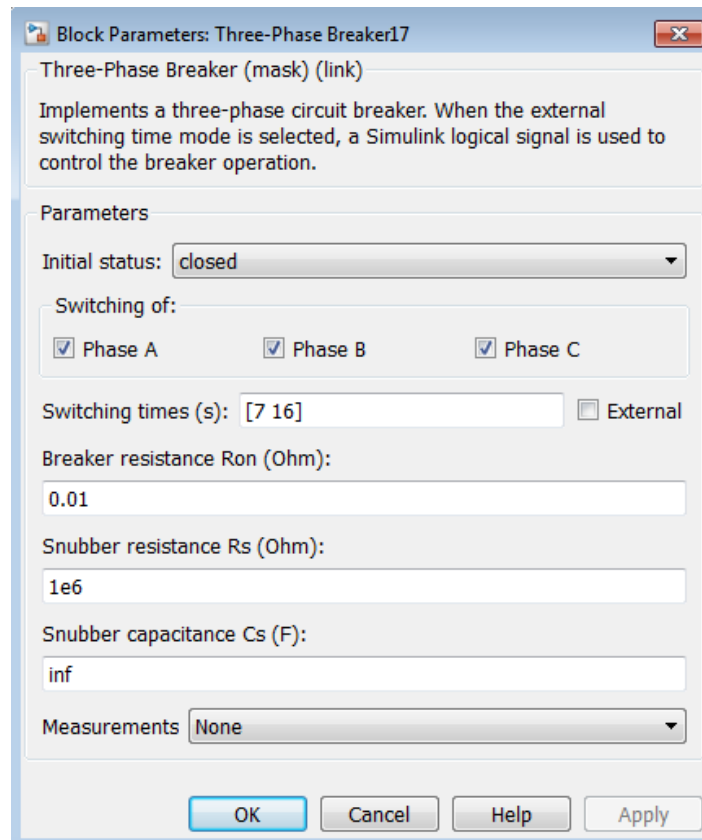
**Figura 3.17.-** Botón play (cuadro azul) y barra para definir el tiempo de simulación (cuadro rojo).

Una vez definido el tiempo de simulación debemos establecer el momento en el que sucederá el evento, para esto procederemos a entrar a la ventana de configuración de los interruptores de cada generador y establecer un momento dentro del rango de simulación (7 por ejemplo), en cada interruptor de los generadores que se deseen aislar del sistema.



**Figura 3.18.-** Interruptor del generador (cuadro rojo).

Al darle doble click izquierdo al interruptor del generador abriremos la ventana de ajustes de dicho interruptor, en la cual procederemos a colocar los siguientes datos.



**Figura 3.19.-** Parámetros de interruptor del generador que se desea aislar del sistema.

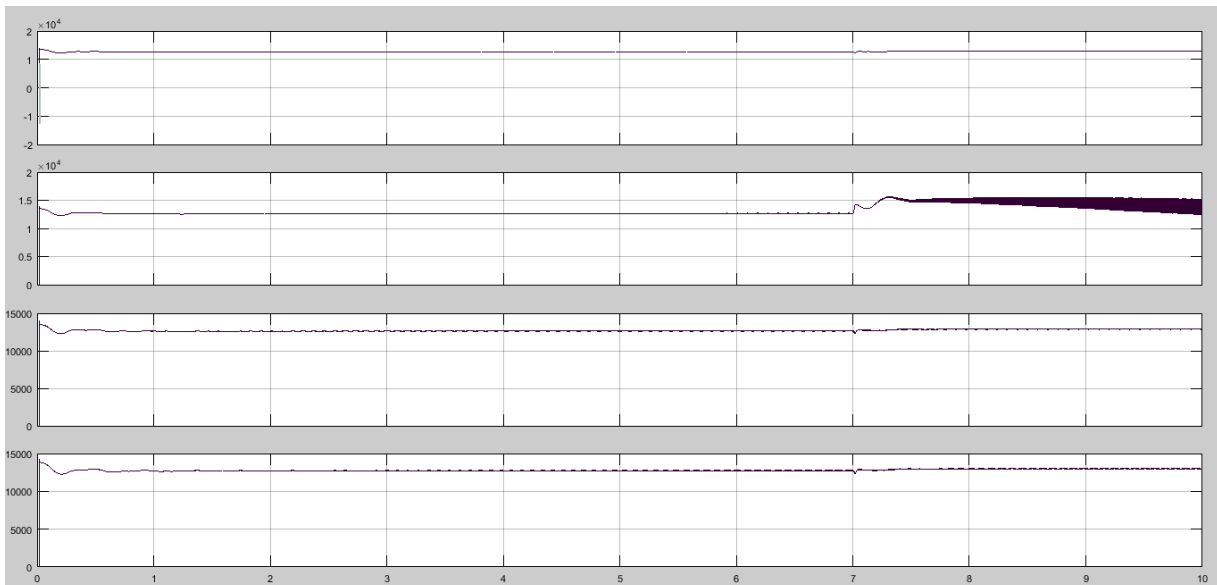
Como se muestra en la Figura 3.19, para simular la pérdida de generación deberemos modificar los tiempos marcados en los interruptores, en este caso, ya que la simulación será de 10 segundos, se deberá estimar un tiempo de evento dentro del rango, como se muestra en la figura, iniciando en 7 segundos y acabando el evento cuando la simulación acabe, así la pérdida de generación creará un disturbio y habrá tiempo suficiente para que el sistema se estabilice, lo que nos permitirá observar, con la ayuda de los elementos Scope (Figura 3.20), como se modifican los fasores de las variables, como el voltaje, la corriente y la potencia.



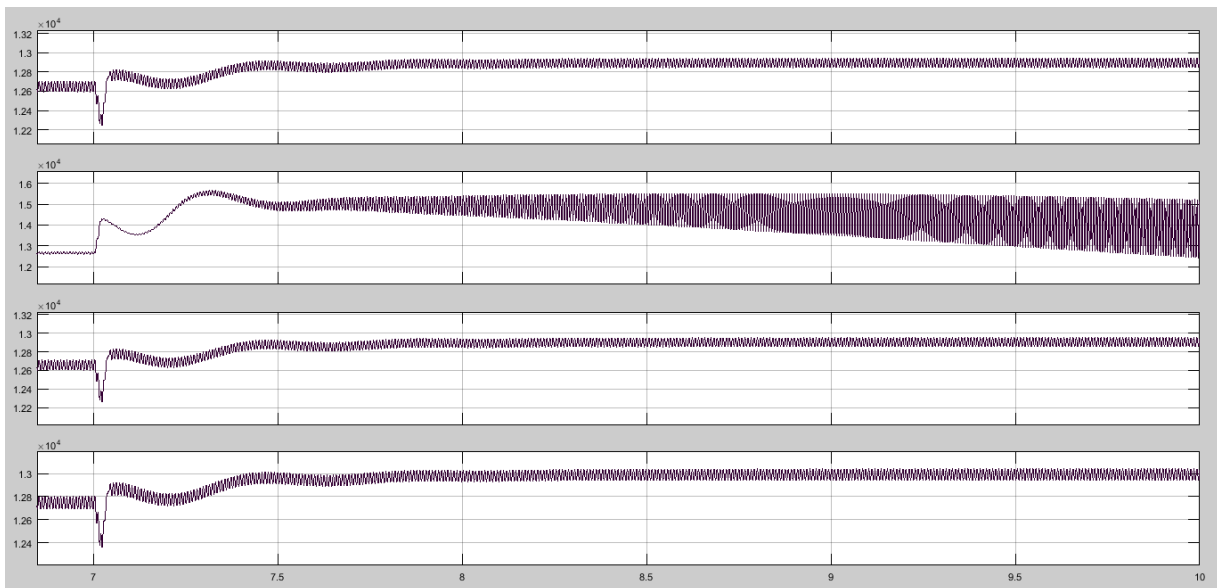
**Figura 3.20.-** Bloque “Scope” necesario para ver las gráficas y fasores de las señales.

Una vez modificados los tiempos para simular un evento específico, procederemos a presionar el botón play mostrado en la Figura 3.17, y esperaremos a que la simulación se efectúe.

Una vez realizada la simulación nos mostrara las siguientes graficas que representan los fasores de las variables.

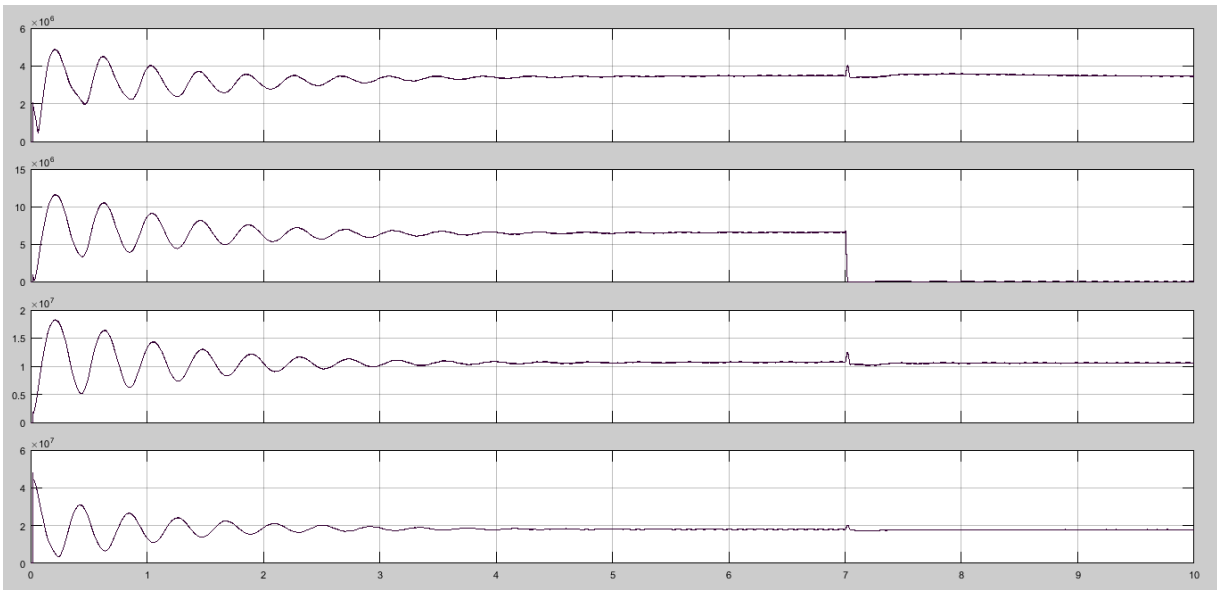


**Figura 3.21.-** Fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 2.

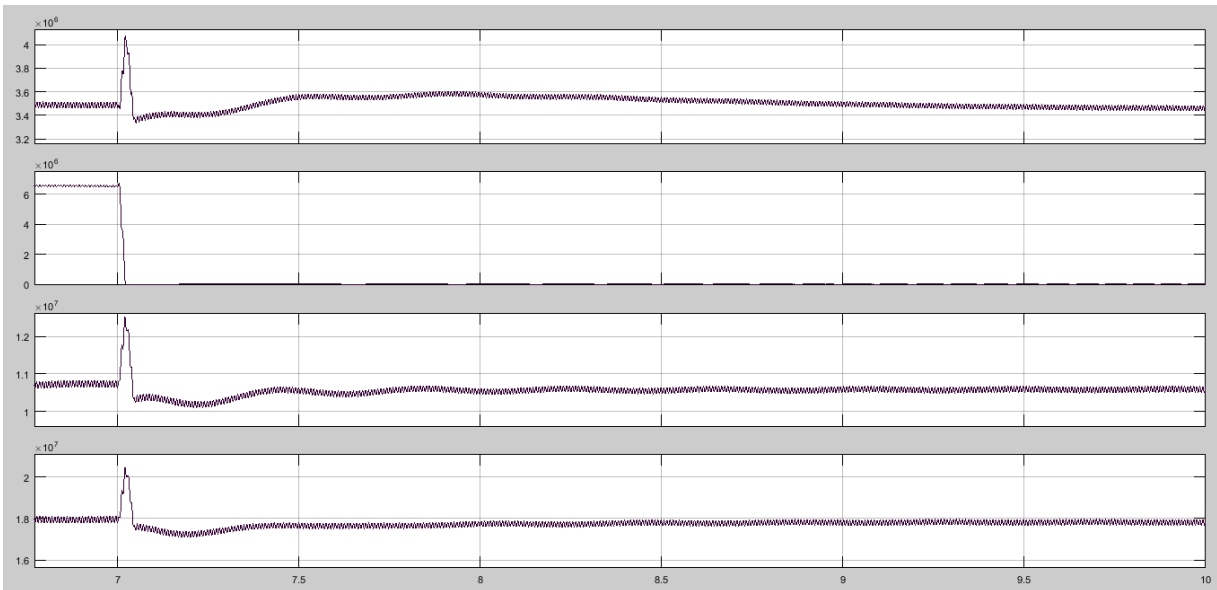


**Figura 3.22.-** Acercamiento de los fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 2.

En la figura 3.21 podemos observar que el voltaje alcanza un estado estable en determinado momento, y tiempo después, al llegar el momento programado para que el interruptor del generador actúe y simulé la pérdida de generación, se efectuará un evento el cual crea una oscilación en los fasores del voltaje. En la figura 3.21 por el rango de la gráfica no se puede apreciar el disturbio por lo que la imagen 3.22, se le realiza un acercamiento. Podemos observar que al segundo 7 (momento programado del disturbio) se crea una modificación en la gráfica de los fasores de voltaje modificando también el valor de estado estable de los generadores que aún permanecen conectados. Por otro lado, ya que la simulación solo desconecta el generador del sistema y no lo desenergiza como tal, dicho generador o generadores seguirán trabajando en vacío provocando que su fasor de la señal de su propio voltaje aumente y oscile indefinidamente.



**Figura 3.23.-** Fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 2.



**Figura 3.24.-** Acercamiento de los fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 2.

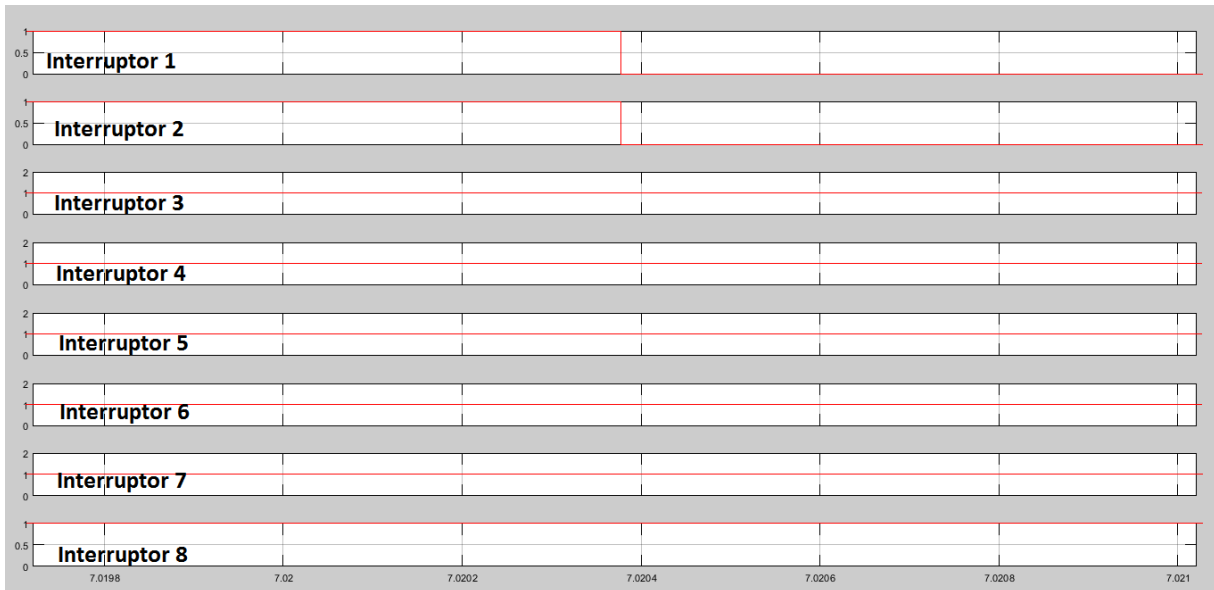
Así como se mostraron los voltajes en las figuras 3.21 y 3.22, en las figuras 3.23 y 3.24 se muestran los fasores que representan la potencia suministrada de cada generador, como se pudo observar la potencia alcanza un estado estable y en el momento del evento, al igual que en el fador del voltaje, se crea un pequeño disturbio y hace que el fador oscile y se estabilice después de un tiempo. Como podemos observar, cuando los fasores se estabilizan después del disturbio, toman un valor muy parecido al que tenían anteriormente, es decir, la variación de potencia suministrada de cada generador que permanece conectado no cambia mucho. Esto se debe a que este evento en específico pierde un generador que suministraba 10MVA y la acción remedial programada es aislar 2 cargas que consumen 5MVA cada una; por lo que, el sistema solo se descompensa el tiempo que le toma al esquema de acción remedial detectar el evento y aislar las cargas programadas. Dicho tiempo lo veremos a continuación gráficamente.



**Figura 3.25.-** Fador de la señal de potencia del generador 2 en el momento del evento 2.

Como se puede apreciar en la figura 3.25, en el momento del evento la potencia del generador empezara a decaer gradualmente. Al llegar a un límite, en este caso 1MVA, el bloque “Switch” interpretara que el generador 2 ha tenido un problema y se ha desconectado del

sistema, por lo que creara un 0 lógico que mandara al subsistema “Matriz de eventos” en donde se verificará si el evento es verdadero y en caso de serlo, se determinará la apertura de los interruptores. El momento de abrir el interruptor depende del límite que se le dé al bloque “Switch”, en este caso tardo 0.0185 segundos.



**Figura 3.26.-** Apertura de los interruptores para el evento 2.

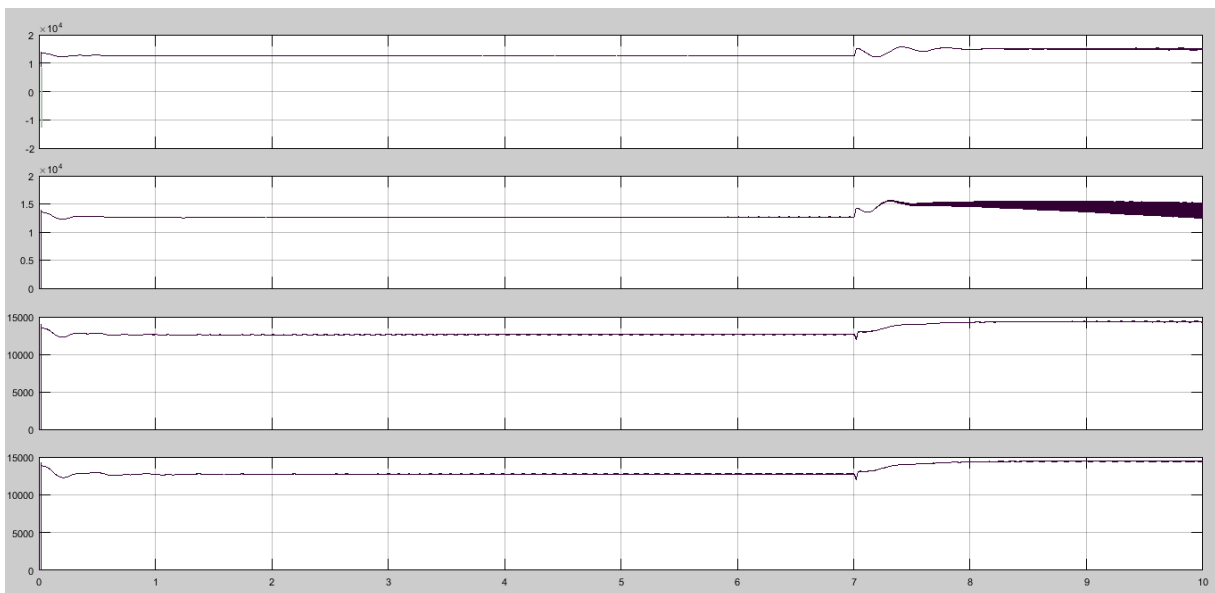
Como se muestra en la figura anterior, el tiempo aproximado de apertura es de 7.01849, por lo que el esquema de acción remedial tarda alrededor de 0.0185 segundos en aislar la carga para compensar la potencia pérdida por el generador desconectado, para este evento en particular.

Una vez hecho esto, realizaremos otra prueba para verificar el comportamiento de los fasores y el tiempo que tarda el esquema en actuar. Para ello, haremos la prueba con un evento diferente al anterior, evento 4, el cual simula una pérdida de un generador que suministra 15MVA. Procederemos a cambiar los tiempos de los interruptores de los generadores 2 y 3. El interruptor del generador 2, le modificaremos los parámetros y lo regresaremos a que este fuera

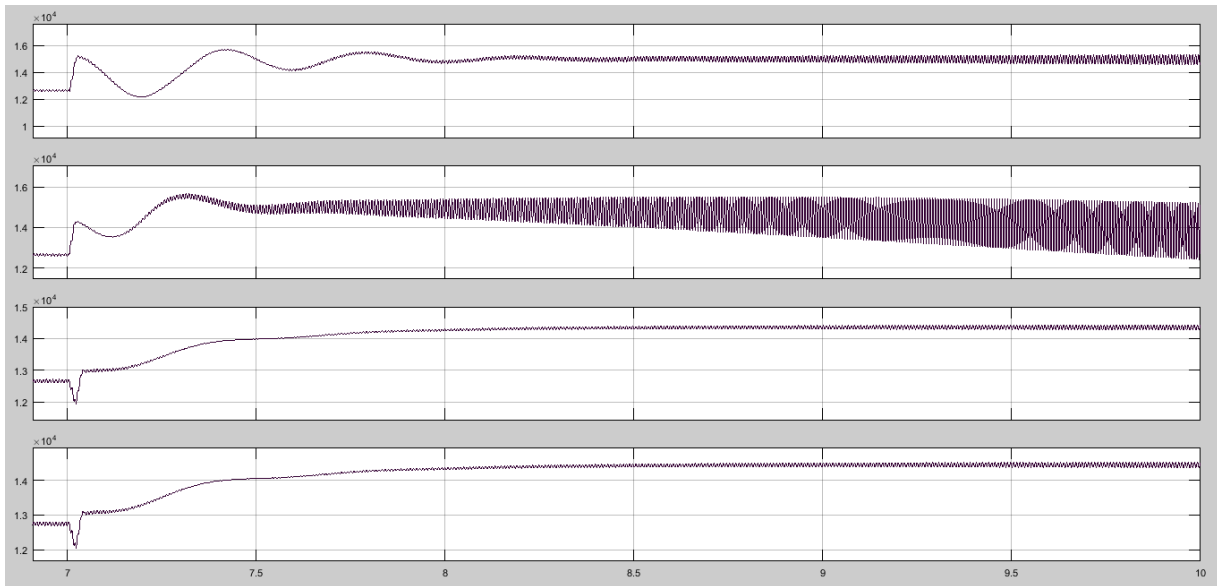


del rango de tiempo de simulación; por otro lado, el interruptor del generador 3 lo modificaremos para que simule la pérdida de generación.

Al realizar la nueva prueba, obtendremos los siguientes fasores, los cuales analizaremos detalladamente, observando las diferencias entre cada uno de ellos.



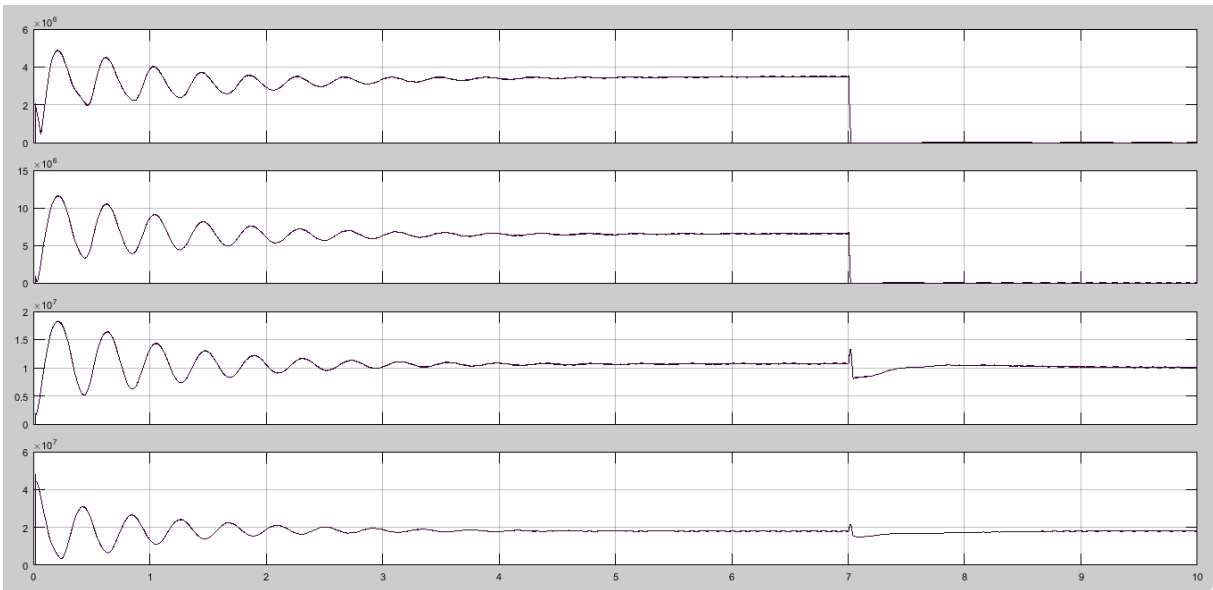
**Figura 3.27.-** Fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador para el evento 4.



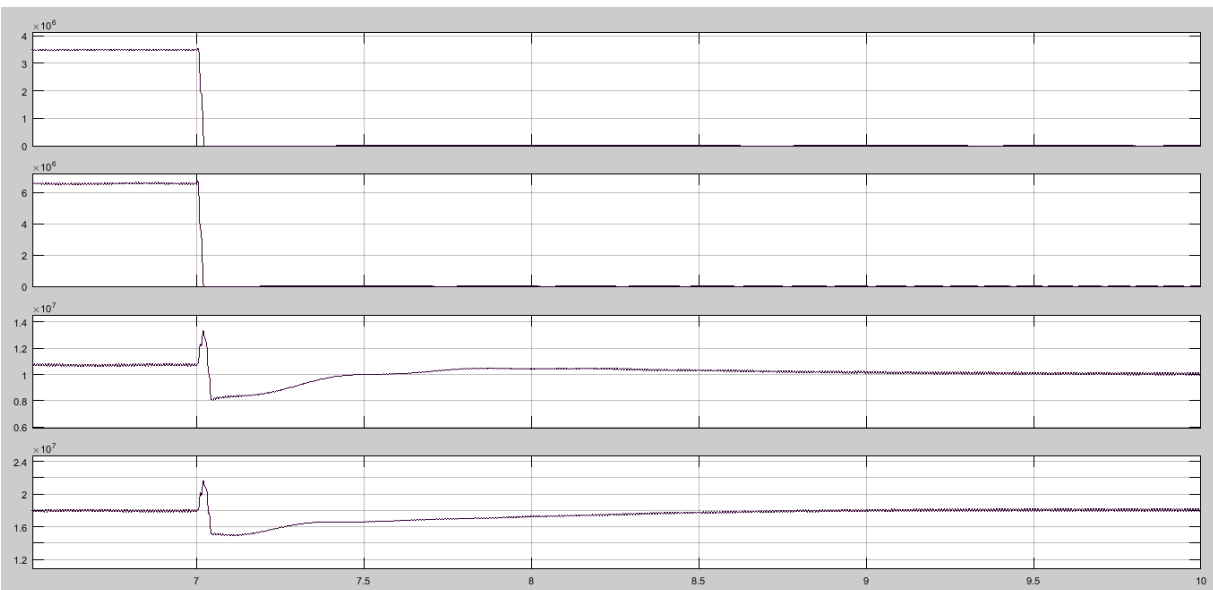
**Figura 3.28.-** Acercamiento de los fasores que representan los voltajes de línea a línea de cada generador y CFE (desconectada del sistema) para el evento 4.

Como podemos observar en las gráficas en el evento 2, primer caso, el voltaje alcanza un estado estable después del disturbio con un aumento del 1.56% mientras que, en el segundo caso, evento 4, el voltaje aumenta un 7.03% esto debido a que la pérdida de generación fue mayor.

A continuación, observaremos el comportamiento de la potencia en cada generador y veremos el porcentaje que aumenta o disminuye con respecto a la demanda antes del disturbio.



**Figura 3.29.-** Fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 4.



**Figura 3.30.-** Acercamiento de los fasores que representan la potencia suministrada de cada generador para el evento 4.

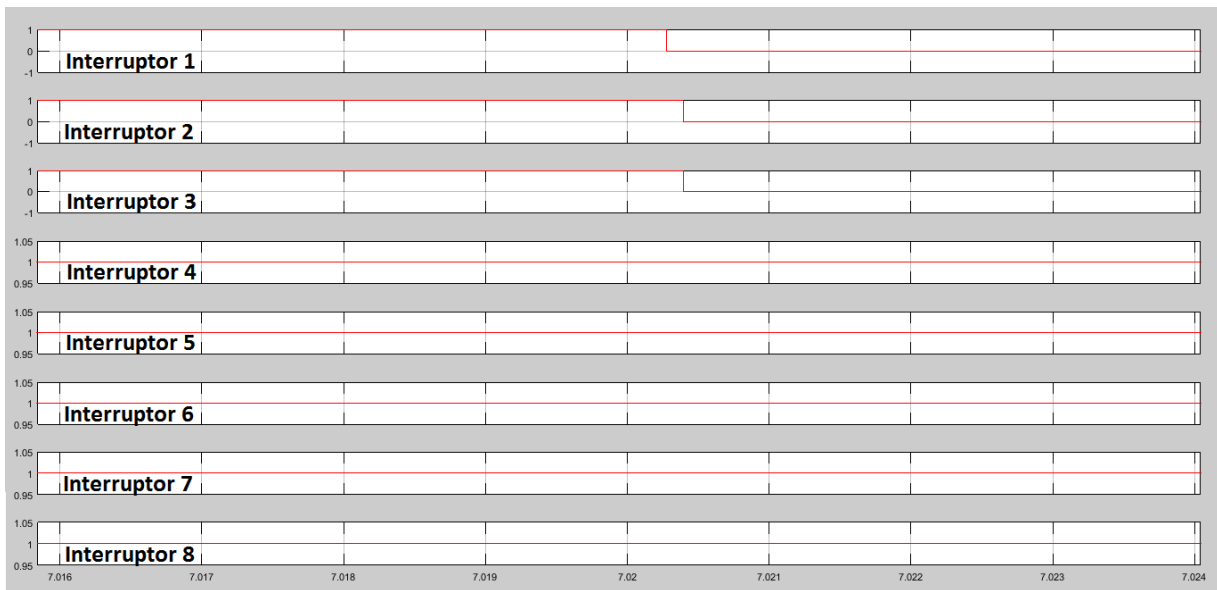
Como podemos observar en las gráficas, en lo que refiere a potencia suministrada, varía un poco cada generador, en el caso 2 el generador 1 no varía, oscila, pero al paso del tiempo se estabiliza en el mismo valor, mientras que en el caso 2, evento 4, el mismo generador 1 baja su generación en 0.8MVA. El generador 2 en el evento 4, varía su generación disminuyendo 0.8MVA al alcanzar el estado estable después del disturbio. El generador 3 en el evento 2, la disminución solo es de 0.2MVA. Y por último el generador 4 disminuye 0.9MVA en el evento 4 mientras que en el evento 2 solo disminuye 0.1MVA.

**Tabla 3.3.-** Comparación de 2 eventos, antes y después del disturbio.

	Evento 2			Evento 4		
	Antes del disturbio	Después del disturbio	Variación	Antes del disturbio	Después del disturbio	Variación
Generador 1	4.9715 MVA	4.9715 MVA	0 MVA	4.9715 MVA	0 MVA	-4.9715 MVA
Generador 2	9.9815 MVA	0 MVA	- 9.9815 MVA	9.9815 MVA	0 MVA	-9.9815 MVA
Generador 3	15.2025 MVA	15.1 MVA	-0.1 MVA	15.2025 MVA	14.502 MVA	-0.7 MVA
Generador 4	20.3 MVA	20.2 MVA	-0.1 MVA	20.3 MVA	19.4 MVA	-0.9 MVA

Como se muestra en la tabla, las variaciones que se presentan en cada evento son diferentes ya que en el evento 2 se aísla la misma cantidad de potencia de carga en comparación a la potencia de generación pérdida, lo cual ayuda a que prácticamente la potencia no cambie después del disturbio; en cambio en el evento 4 la potencia de carga aislada es mayor a la cantidad de potencia de generación pérdida, por lo que la carga extra aislada provoca que los generadores aun conectados al sistema bajen su generación y se adecuen a la nueva potencia demandada.

Además, en las siguientes imágenes podremos apreciar cómo reacciona el esquema de acción remedial ante el disturbio ocurrido a los 7 segundos empezada la simulación.



**Figura 3.31.-** Apertura de los interruptores de carga para el evento 4.

Como se puede observar en la figura 3.31, esta vez el esquema responde al evento en el segundo 7.01742 aproximadamente, lo cual nos indica que dura un poco más de 17.4 milisegundos en responder y abrir los interruptores requeridos para realizar la acción remedial, aislando la carga del sistema para aliviar el desbalance.

---

### 3.4.- SEGUNDO PRINCIPIO DE OPERACIÓN: POR NIVEL DE FRECUENCIA.

Como se pudo observar en el tema anterior, primero se requiere detectar el problema en el sistema para después realizar una respuesta a ese determinado problema, por lo que en este tema se requiere detectar el problema reflejado en la señal de frecuencia. Para esto necesitaremos conocer el estado de la señal y el valor de la frecuencia, utilizando los bloques encontrados en el programa Simulink de Matlab.

Antes que nada, necesitamos recordar el significado y los principios de la frecuencia.

La frecuencia es el fenómeno físico que se repite cíclicamente un número determinado de veces durante un segundo de tiempo y puede abarcar desde uno hasta millones de ciclos por segundo. Su unidad de medida es el ciclo por segundo o Hertz (Hz) y se representa con la letra “f”. Cada ciclo demora una cantidad de tiempo para repetirse, dicho tiempo se conoce como “periodo” y se representa con la letra “T”.

El periodo es inversamente proporcional a la frecuencia por lo cual, matemáticamente, se representan por las siguientes dos fórmulas:

$$T = \frac{1}{f} \quad \text{ó} \quad f = \frac{1}{T}$$

Referente a la frecuencia que toman las señales creadas por cada variable de medición de un sistema eléctrico de potencia existen dos magnitudes, 50 y 60 Hz nominalmente. Fue un día de 1891, que ingenieros de la empresa Westinghouse, en Pittsburgh, se pusieron de acuerdo y tomaron la decisión final de considerar a los 60 Hz como la frecuencia del futuro, y durante ese mismo año, los ingenieros de Allgemeine Elektrizitäts Gesellschaft (AEG) en Berlín seleccionaron los 50 Hz. Esto fue resultado de largos procesos de avances tecnológicos para solucionar problemas ocasionados por la expansión de la necesidad de energía eléctrica a lo largo de la historia de los respectivos continentes. [5]

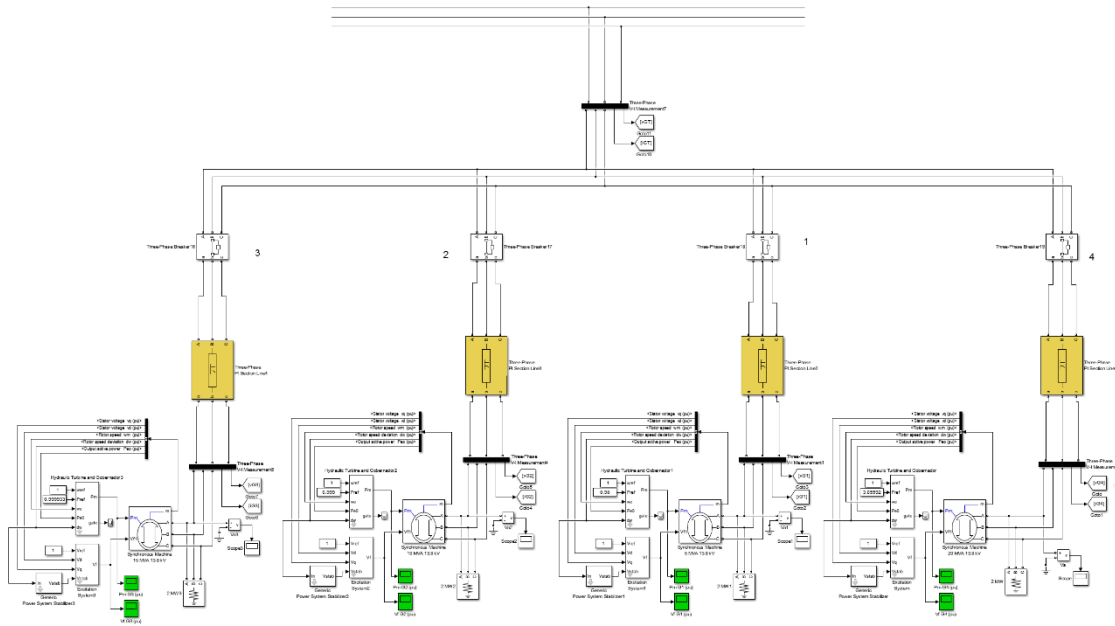
En esta parte del trabajo se pretende rondar los 60 Hz nominales y en caso de presentarse una falla en el sistema realizar acciones definidas para regresar a un nivel de frecuencia relativamente cercano al nivel nominal. Para ello realizaremos el siguiente modelo con los bloques de Simulink.

### **3.4.1.- Modelado de subsistema: Medición de frecuencia**

En este tema veremos cómo construir un modelo para la lectura de frecuencia de un sistema eléctrico de potencia industrial, utilizando bloques específicos del programa Simulink de Matlab. Primeramente, recordemos que la frecuencia está ligada estrechamente con el tiempo, por lo cual, se utilizarán bloques como temporizadores, bloques de conteo y bloques de pulsos para contar el tiempo que dura el periodo de cualquier señal cíclica que se introduzca a nuestro sistema de medición.

Para ello empezaremos por modificar un poco el circuito propuesto, justo en la zona de la salida de la potencia de generación, haciendo que todos incidan en un punto en común (barra o

bus) para después conectar este bus a todo el circuito restante, como se muestra en la figura 3.32.



**Figura 3.32.-** Conexión de los generadores al bus común de medición.

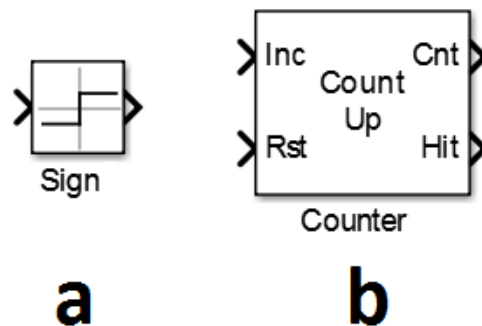
Este proceso nos permitirá tener un punto en común, en donde podemos obtener una medición de voltaje y corriente total de generación sin realizar un proceso sumatorio como se vio en el tema anterior en el subsistema “Sumatoria de potencias”. Con esta medición podremos obtener una señal de voltaje y corriente total generada con la cual trabajaremos para obtener la frecuencia utilizando algunos bloques que explicaremos en breve.

Primeramente, utilizaremos la señal de voltaje emitida por el bus común de medición situado en la salida de los generadores, la cual, como en casos anteriores, transportaremos la señal al primer subsistema con ayuda de bloques “Goto” y “From”, vistos y utilizados al inicio del capítulo 3.



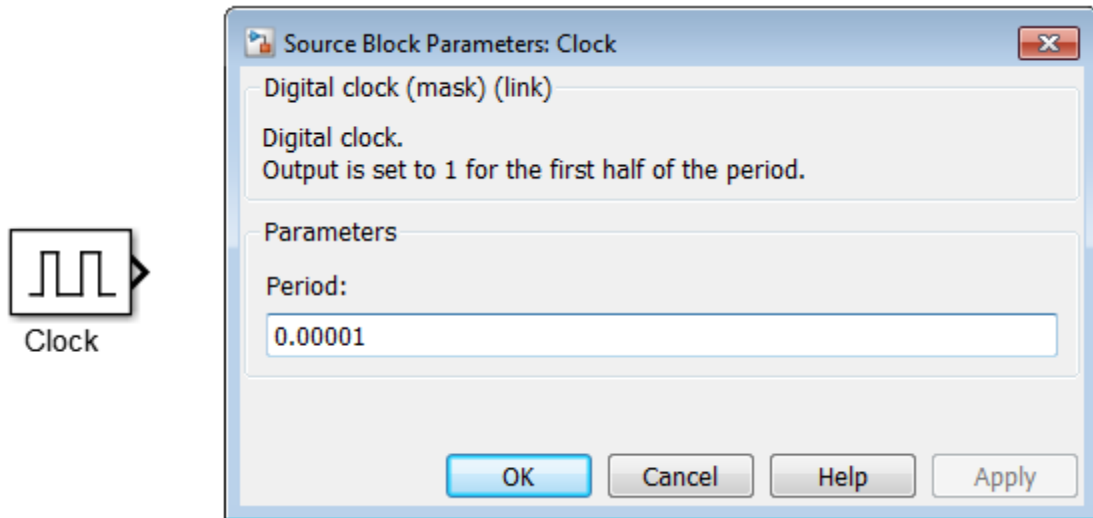
En este subsistema mediremos la frecuencia a través de la señal de voltaje, y aunque también podemos utilizar la señal de corriente, seguiremos utilizando la misma señal ya que la magnitud del voltaje es más grande y se podrá apreciar mejor los cambios aun así sean mínimos.

Utilizaremos un bloque llamado “Sign”, figura 3.33-a, el cual nos permitirá saber si la señal cíclica de voltaje está en el plano positivo, en el plano negativo o si esta justo en el eje, creando así -1, 1 y 0 (cero); estas respuestas nos ayudaran a crear una pequeña lógica para utilizar y controlar el bloque “Counter”, figura 3.33-b, el cual es fundamental para este subsistema.



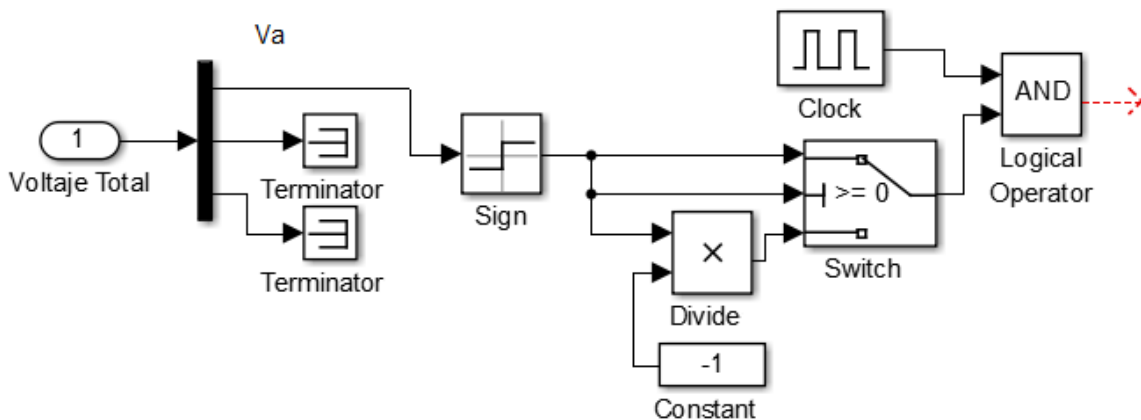
**Figura 3.33.-** a) Bloque “Sign”, b) Boque “Counter”.

Conociendo las bases de la frecuencia, la cual es la que se desea conocer o medir en este subsistema, damos por hecho que necesitamos un bloque el cual nos marque la pauta o el tiempo para poder tener una referencia; para ello utilizaremos un bloque llamado “Clock”, dicho bloque nos permitirá obtener una señal cuadrada con periodos ajustable según el tiempo que se le dé en su ventana de configuración, en este caso como se muestra en la figura 3.34, se le dará el tiempo de 0.00001 segundos es decir 1 cien milésima de segundo.



**Figura 3.34.-** Bloque “Clock” y su parámetro de tiempo.

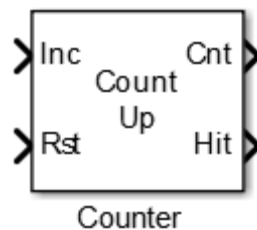
Con un periodo de tiempo más bajo se obtendrá una medición más exacta, ya que cualquier cambio en la señal de voltaje se reflejará en el conteo de este bloque en conjunto con el bloque “Counter”. Este bloque se conectará a un bloque lógico “AND” y a la señal de salida del bloque “Sign”, figura 3.35, esto nos permitirá empezar a contar el tiempo, siempre y cuando haya una señal, es decir, esto actuara como un seguro para que mida solo cuando se tenga una señal que medir.



**Figura 3.35.-** Arreglo de pulso de tiempo para el bloque “Counter”.

Como se muestra en la figura anterior, la señal del voltaje es trifásica balanceada, por lo que debemos separarla con un bloque “Demux” y utilizar solo una de las salidas (como se vio en el tema 3.2), esta señal la ingresaremos al bloque “Sign” para observar y controlar los semiciclos positivo y negativo. Como se muestra en la figura utilizaremos un bloque “Switch” con un parámetro mayor o igual que 0 (cero), el cual nos dará como resultado una señal igual para el semiciclo positivo, sin embargo, cuando el semiciclo sea negativo o menor que cero, la respuesta del bloque “Switch” será la salida del bloque “Sign” multiplicado por -1, lo que nos dará una señal idéntica a la del semiciclo positivo. Esto lo hacemos con el motivo de tener un seguro para saber si la señal ingresada a los subsistemas en realidad está llegando y así evitar que el bloque contador “Counter”, empiece su conteo antes de que la señal llegue realmente.

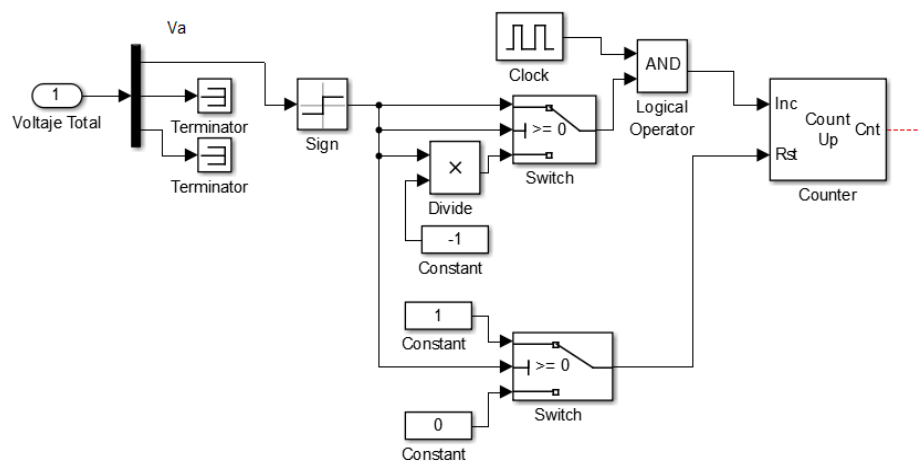
La señal resultante del bloque lógico “AND” lo ingresaremos a la entrada “Inc” del bloque “Counter”, figura 3.36, ya que esta entrada es la encargada de realizar el conteo de pulsos resultantes del bloque “Clock”.



**Figura 3.36.-** Bloque “Counter”

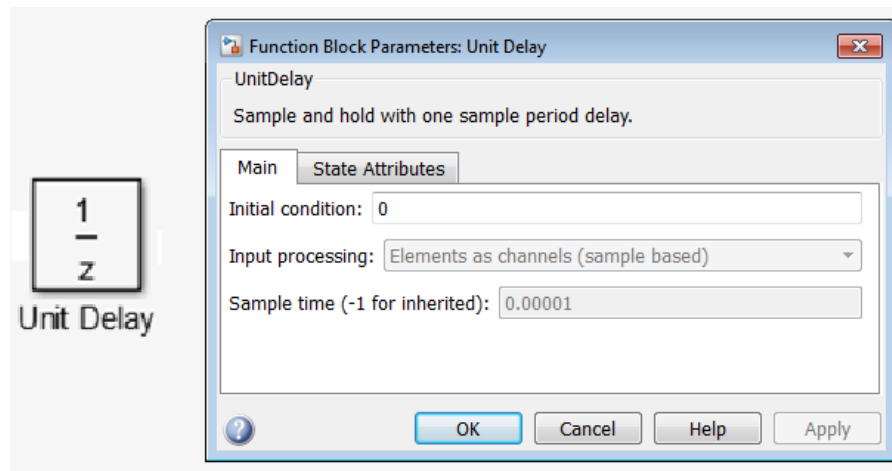
Las respuestas de este bloque, salida “Cnt”, será una señal escalonada aumentada en una unidad por cada pulso emitido en la entrada “Inc”, y este conteo solo se reiniciará cuando la señal que se conecte por la entrada “Rst” cambie de 0 (cero) a 1. Esta peculiar condición de reinicio se necesita debido a que se debe contar cuantos pulsos, los cuales duran un tiempo determinado, existen en cada ciclo y al terminar un ciclo y comenzar el siguiente, se debe

reiniciar el conteo para saber cuántos pulsos se contaran en el siguiente ciclo. Esta señal que usaremos para condición de reinicio de conteo, la obtenemos de la salida del bloque “Sign”, la cual, al terminar el semiciclo negativo pasa de -1 a 0 (cero) y enseguida pasa de 0 (cero) a 1, dando la condición adecuada para dar el reinicio de nuestro bloque contador, por lo que conectando dichas salidas a las entradas de nuestro bloque “Counter”, obtendremos lo mostrado en la figura 3.37.



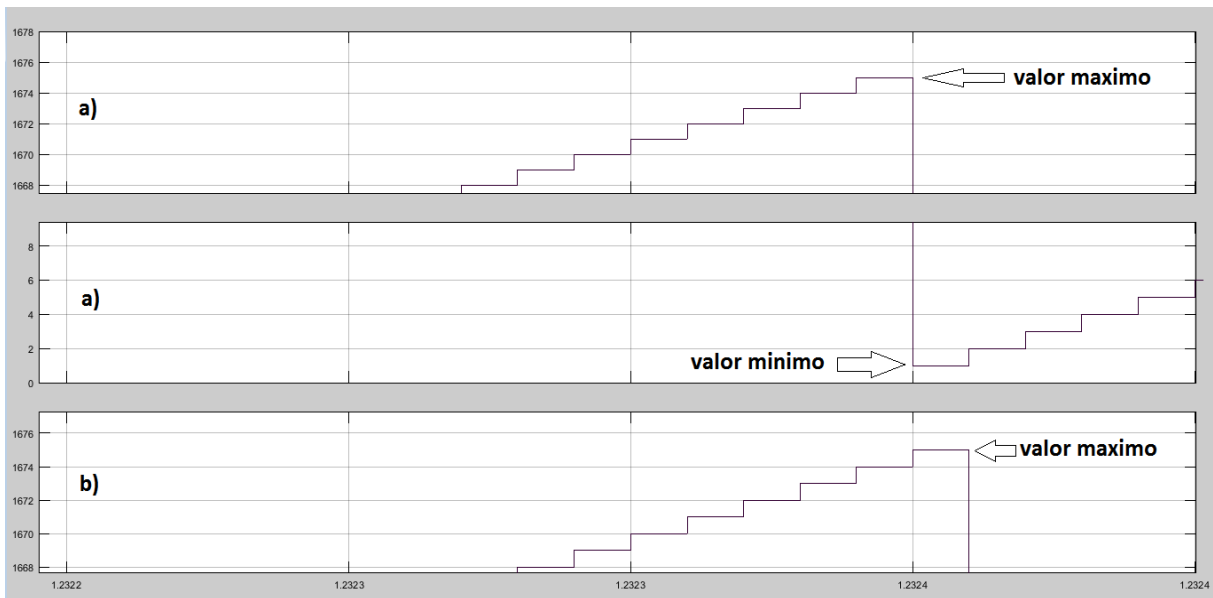
**Figura 3.37.-** Arreglo del bloque “Counter”.

Este arreglo nos dará como respuesta una señal escalonada que representa el conteo de los pulsos a lo largo del tiempo que dura el ciclo, sin embargo, solo el ultimo valor es el que nos interesa y necesitamos; es decir, solo el número total o el número máximo de pulsos registrado en el ciclo al momento de terminar. Sabiendo esto utilizaremos un nuevo bloque, el cual tiene como función, retardar un tiempo determinado, el cual es ajustable en su ventana de configuración; este bloque llamado “Unit Delay” se muestra en la figura 3.38 junto con su retardo de tiempo el cual será de 0.00001, es decir una cien milésima de segundo el cual es el mismo tiempo en el que tarda el contador en sacar una muestra de tiempo.



**Figura 3.38.-** Bloque “Unit Delay”

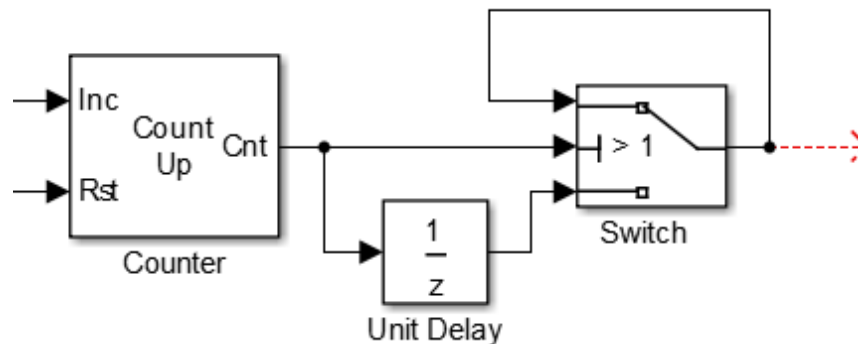
Con este bloque conectado a la salida del contador, obtendremos dos señales, una con la señal en tiempo real y otra con una cien milésima de segundo atrás, figura 3.39; por lo que, cuando la señal del contador en tiempo real sea reiniciada, pasará a contar desde 1 nuevamente y todo el tiempo en que esta señal mantenga el contador en 1, la señal atrasada tendrá el valor anterior, significando que aun tendrá el valor máximo del ciclo anterior con el cual podremos realizar los procesos para convertir este valor de tiempo en un valor de frecuencia. Este método es válido para toda señal cíclica tenga o no la misma frecuencia entre cada ciclo, ya que el valor tomado de la señal atrasada para la medición lo hace en el momento de reinicio sin depender de la duración o el tiempo de la señal.



**Figura 3.39.-** a) Señal sin retraso para percibir el reinicio, b) Señal con atraso para usarla para la medición.

En este punto tendremos dos señales, una señal servirá para percibir el reinicio y la segunda señal la utilizaremos para obtener el valor necesario para hacer la medición de frecuencia, para hacer este proceso de obtención del valor necesitaremos un bloque “Switch” y la señal de percepción de reinicio o señal sin atraso, sabiendo que solo necesitamos tomar el valor de la señal atrasada cuando la señal sin atraso es igual a 1 podemos concluir que la condición del bloque “Switch” es  $>1$ , lo que permitirá que todo valor mayor a 1 permita el paso a la señal conectada a la entrada superior y de lo contrario, si el valor de la señal que percibe es igual o menor a 1 permitirá el paso a la entrada inferior; de esta manera procederemos a conectar la salida de la señal con atraso en la entrada inferior del bloque “Switch” y así poder tomar el valor de la señal con atraso siempre y cuando la señal sin atraso sea igual o mayor que 1. Debido a que la señal es la respuesta de un contador el cual inicia en 0 (cero), no tendremos valores negativos, por otro lado al momento de hacer el reinicio el contador automáticamente cuenta la primer muestra, por lo que el valor mínimo en la señal es 1, de esta manera nos aseguramos que solo puede pasar 1 valor a la salida del bloque “Switch”, el cual es el número máximo de muestras por ciclo; sin embargo este número solo pasara al inicio de la señal sin atraso y cuando

la señal rebasa el valor unitario el propio bloque “Switch” cambiara su conexión tomando los valores conectados a la entrada superior, por lo cual debemos crear una manera de mantener el valor máximo que tomamos de la señal con atraso. Esta manera se muestra a continuación y se explica en breve.



**Figura 3.40.-** Modelo bucle de valores para la medición de frecuencia.

Con este proceso solucionaremos la manera de obtener solo el valor máximo de la señal del contador, pero para mantener ese valor se debe retroalimentar la salida con la entrada; es decir, debemos conectar la salida del bloque “Switch” con su propia entrada superior, formando una especie de bucle, esto hará que, al momento de permitir el paso de la señal con atraso, la salida del bloque sea igual al valor de dicha señal y por lo tanto la entrada superior también tomara el mismo valor. Al rebasar el límite propuesto anteriormente, el bloque “Switch” cambiara su conexión, permitiendo el paso del valor de la entrada superior y ya que el valor de esta entrada era el mismo que el de la entrada inferior, la salida permanece con este valor todo el tiempo restante del ciclo debido a la retroalimentación, aunque el límite del bloque “Switch” se halla rebasado.

Este proceso sirve para inyectar valores cualesquiera y mantenerlos, por lo que, la salida se mantendrá igual, siempre y cuando, el nuevo valor que tome la señal con atraso sea igual al

---

valor anterior muestreado por el bloque “Switch”. En caso de que los valores anterior y nuevo no sean iguales, el bloque “Switch” cambiara el valor de salida y lo mantendrá hasta que el valor inyectado en la entrada inferior sea diferente.

Ya que nuestro tiempo de muestreo es de una cien milésima de segundo, nuestra salida será en caso ideal, 1600 cien milésimas de segundo. Utilizando un bloque “Divide” en conjunto con un bloque “Constant” con un valor de 100 000, convertiremos nuestro valor con orden de una cien milésima de segundo al orden de una unidad de segundos, figura 3.41. De esta manera obtendremos la duración de cada ciclo en el orden de unidad de segundos, teniendo como resultado ideal 0.016 segundos, tiempo que dura un ciclo a 60 Hertz.

Una vez modelado este proceso, realizaremos un arreglo efectuará los pasos necesarios para la filtración de los valores de tiempo que nos arrojará el contador. Para ello, realizaremos un arreglo parecido al bucle mencionado anteriormente, el cual, si la medición de tiempo que dura el ciclo es mayor al nominal esperado, tenga la tarea de retroalimentar el valor anteriormente adquirido, es decir que solo mida o deje pasar valores por debajo de los 60 Hertz, ya que, el modo isla nos ocasionará una decaída en la frecuencia por lo que valores por arriba del valor nominal no estarán contemplados. Utilizaremos como en el caso anterior un bloque “Switch” con un límite establecido de  $1/60$ , de este modo los valores por arriba de este valor serán bloqueados, dejando pasar solo a los valores menores a este límite.

Una vez hecho esto realizaremos un segundo arreglo tipo bucle el cual nos limitara a medir solo después de haber pasado cierto tiempo de simulación, permitiendo despreciar los efectos de la fluctuación de las señales de medición a causa de la puesta en marcha. Esto nos ayudara haciendo que el relevador no vea las mediciones picos a causa del proceso de encendido, ya que estos valores y mediciones podrían hacer que nuestro sistema actúe de manera errónea. En esta ocasión también usaremos un bloque “Switch”, pero el bloque que nos permitirá saber en qué



---

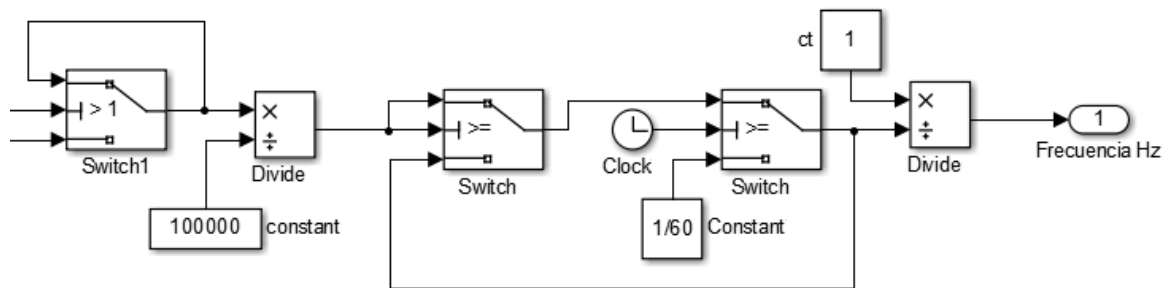
momento activar o hacer actuar el bloque “Switch”, será un bloque “Clock” el cual marcará el tiempo normalmente al inicio de la simulación, y después del límite marcado en el bloque “Switch”, el cual será de 5 ciclos (5/60), permitirá el paso de los valores medidos por nuestro modelo de medición de tiempo de los ciclos de la señal de voltaje.

Para el caso de la medición de los primeros 5 ciclos, en los cuales la medición normal será bloqueada por este segundo bloque en cadena, se utilizará una entrada especial que lleve directamente una medición constante de tiempo o como en este caso, un bloque “Constant” con el valor de la frecuencia nominal 0.016 segundos (1/60). Para finalizar el proceso de medición realizaremos una operación para satisfacer la fórmula de frecuencia:

$$Frecuencia (F) = \frac{1}{Duracion\ del\ ciclo\ en\ segundos (T)}$$

Ya que hasta el momento tenemos la duración de nuestro ciclo en segundos, lo que resta es satisfacer la fórmula anterior con los bloques “Divide” y “Constant”, dividiendo la constante 1 entre nuestro resultado del proceso de medición de tiempo del ciclo de voltaje. Con esto obtendremos el valor de nuestra frecuencia la cual conectaremos con nuestra salida de subsistema para realizar operaciones pertinentes para las aperturas de los interruptores necesarios.

Todo este proceso explicado anteriormente se muestra gráficamente en la figura 3.41.



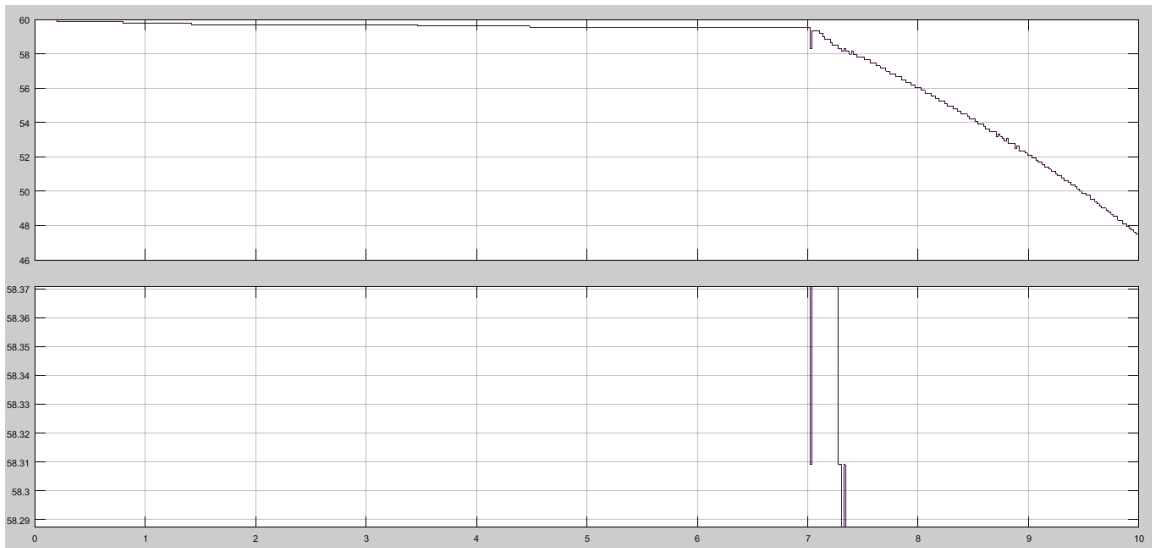
**Figura 3.41.-** Proceso con bloques del filtrado y obtención de valores en Hertz.

### 3.4.2.- Modelado de subsistema: tirado de carga por nivel de frecuencia

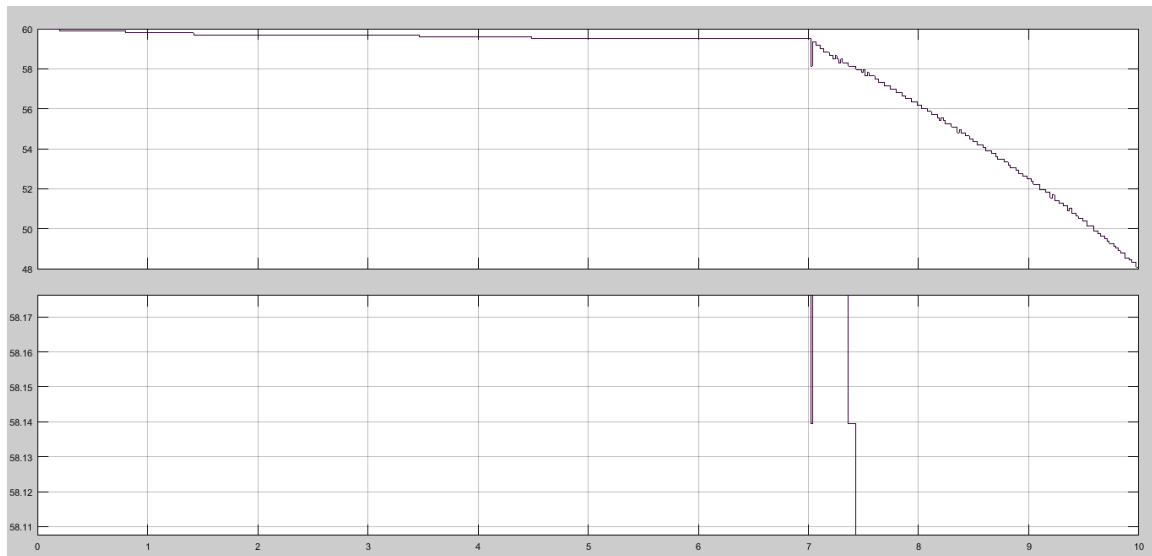
Una vez obtenido el valor de la frecuencia como resultado de todo el proceso del subsistema anterior, llevaremos esta variable a nuestro siguiente subsistema el cual nos permitirá evaluar y actuar acorde a las condiciones de falla presentadas en el propio SEP.

Para realizar el modelado de nuestro sistema tendremos que conocer el nivel de frecuencia a la cual baja el SEP ante una falla en específico. Para saber esto podemos hacer uso del mismo programa para simular una falla en especial y así, poder apreciar el nivel de frecuencia postfalla. Para observar un ejemplo realizaremos la simulación de dos eventos; analizaremos sus gráficas y valores para poder realizar el modelado de bloques que servirá como límite que active la apertura de interruptores de carga aliviando o clareando el evento perjudicial.

En esta ocasión realizaremos el evento 8 y 9 (modo isla con falla en los generadores G1 y G4; y modo isla con falla en los generadores G2 y G3) como eventos de prueba, podremos observar en las siguientes figuras (Figura 3.42 y Figura 3.43) la respuesta de frecuencia acorde a cada evento del sistema.



**Figura 3.42.-** Respuesta de frecuencia del sistema ante el evento 8 (sin acción remedial).



**Figura 3.43.-** Respuesta de frecuencia del sistema ante el evento 9 (sin acción remedial).

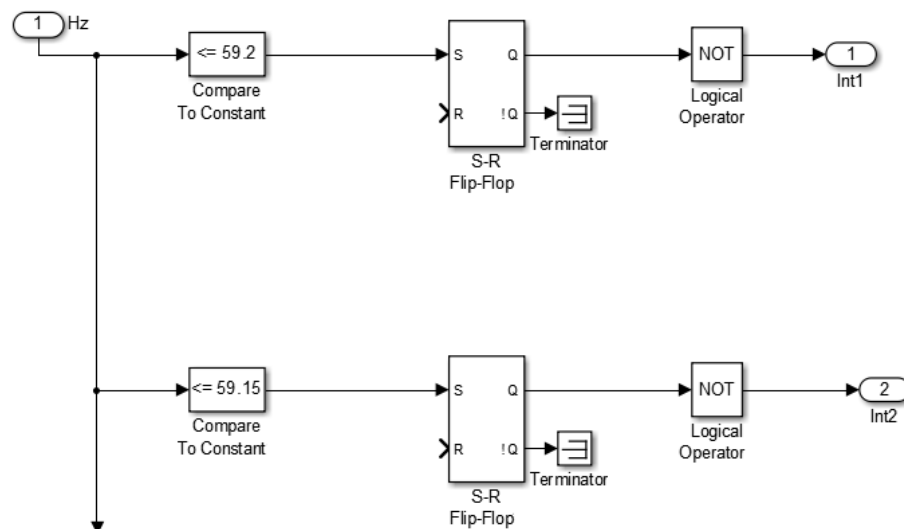
Como podemos observar en las figuras anteriores en ambos casos, la frecuencia tiende a bajar después de la falla haciendo un pico en el instante de la falla, trata de mantenerse estable

por efecto de los gobernadores y sistemas de excitación, pero al no haber una acción para corregir el problema el sistema decae gradualmente con el tiempo.

Como podemos observar el nivel de frecuencia que alcanza el pico de la señal después de la falla, toma valores diferentes para cada evento siendo este el principio de operación de esta parte del esquema de acción remedial.

Ya que, la frecuencia cambia conforme al tiempo y a las acciones que se tomen para solucionar la falla, no solo se debe accionar el interruptor a un determinado nivel de frecuencia, sino que, se debe mantener el disparo aun si la frecuencia regresa a un estado estable.

Sabiendo esto, podemos modelar el sistema para el disparo de los interruptores con bloques de nivel y bloques flip-flop. En la figura 3.44 se pueda observar el modelado de este sistema.



**Figura 3.44.-** Sistema de operación de interruptores para el esquema de acción remedial operado por nivel de frecuencia.

---

Como se muestra en la figura, todas las partes serán operadas por frecuencia, por lo que la señal de nuestro sistema anterior estará conectada en paralelo a las partes de este sistema. Como se puede observar la señal de frecuencia se conectará directamente a un bloque “Compare To Constant” el cual marcará el límite de la frecuencia a la cual debe de llegar para poder abrir un interruptor. Estos valores de límites estarán ligados a los eventos e interruptores que deben ser abiertos en cada uno de ellos, esto lo podemos apreciar en la Tabla 3.2.

El evento 1, como marca en la tabla, debería de abrir el interruptor 1, por lo que, el nivel que alcance el pico de frecuencia después de la falla del evento 1 accionara el tirado de la carga 1. Por otro lado, los eventos 2 y 3 tiran las cargas 1 y 2, por lo que el nivel de frecuencia que debe alcanzar el sistema para tirar la carga 2, deberá ser la marcada por el evento 2 y no el evento 3, ya que, el nivel de frecuencia que alcanzaría el evento 3 será mas bajo que el del evento 1 y 2, lo cual llevara a que de igual forma el nivel de frecuencia limite tomado para los interruptores 1 y 2 se rebasen, y de esta forma se tome la acción remedial correcta.

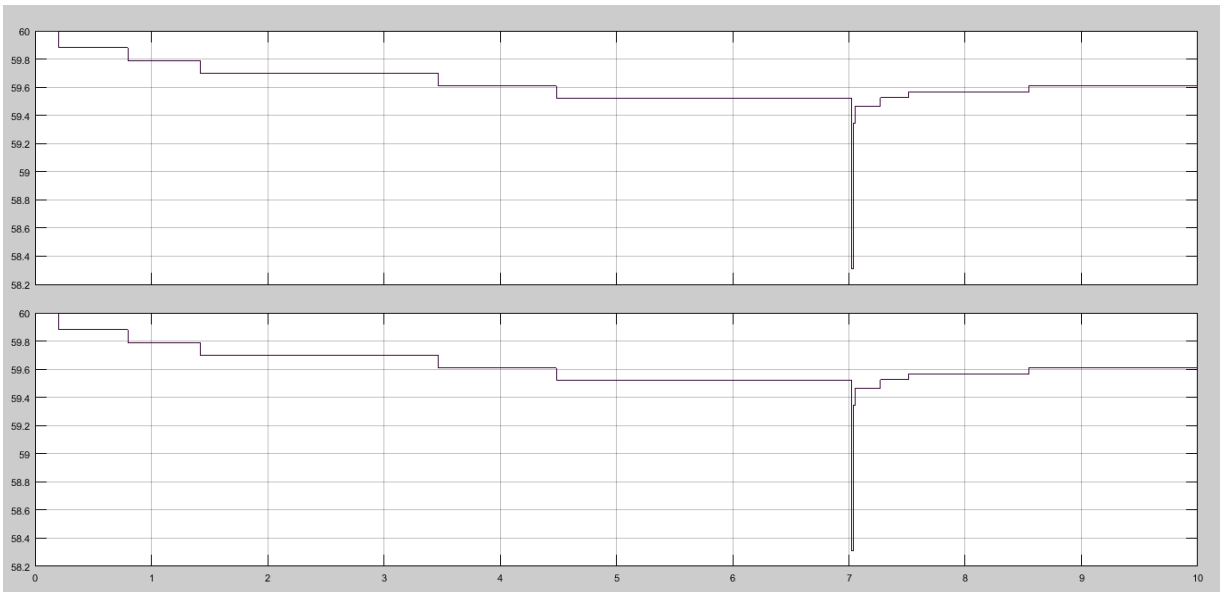
Retomando los ejemplos de eventos 8 y 9, estos eventos tiran las mismas cargas como ya explicamos anteriormente, las cuales son las cargas 1, 2, 3 y 4, pero el nivel que se tomara para abrir la carga 4 será dada por el evento 8, por ser más sensible al nivel de frecuencia, ya que como se puede observar en las figuras 3.42 y 3.43, el nivel al que baja el pico de frecuencia postfalla del evento 8 fue de un poco menos de 58.31 Hertz cuando el del evento 9 fue de 58.14 Hertz aproximadamente.

Entonces, si ponemos como límite de frecuencia el valor de 58.32 Hertz para accionar el interruptor 4, ambos eventos cumplirían la condición para accionar el interruptor ya que ambos rebasan ese límite; además, los interruptores anteriores al tener límites más altos serán fácilmente rebasados, por lo que dichos eventos tendrían como consecuencia una acción remedial apropiada con base en la Tabla 3.2.

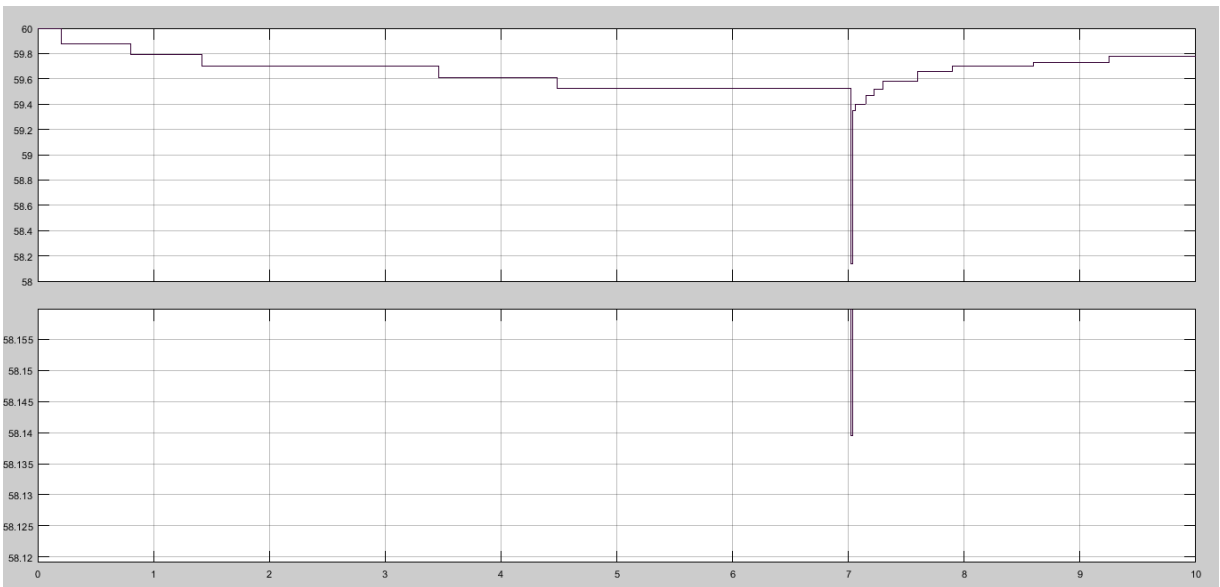
Una vez que se tiene el valor del límite de cada interruptor, se procede a conectar cada una de las señales a un respectivo bloque “Flip-Flop”, el cual hará la función conocida como enclavamiento, este bloque tendrá como trabajo mantener el estado lógico 1, cuando lo perciba; es decir cuando se rebase el límite propuesto en el bloque “Compare To Constant” este bloque pasara de 0 lógico a 1 lógico y mandara esa señal a la entrada del bloque “Flip-Flop” el cual mantendrá la señal del 1 aunque en su entrada deje de percibir la señal. Esto nos ayudara a mantener abiertos los interruptores cuando la frecuencia se estabilice y deje de rebasar el límite de los bloques “Compare To Constant”.

Para finalizar, como ya mencionamos en el capítulo anterior, se necesita 1 lógico para mantener cerrado el interruptor y 0 lógico para abrirlo, ya que inicialmente se tiene 0 lógico debido a que el nivel de frecuencia mínima no se ha rebasado, necesitaremos un bloque lógico “NOT” justo antes de la salida del sistema para mantener el interruptor cerrado hasta el momento del evento.

De esta forma podremos simular un esquema de acción remedial operando óptimamente utilizando como medio de percepción el nivel de frecuencia.



**Figura 3.45.-** Respuesta de la frecuencia ante el evento 8 (generador 1 y generador 4 desconectados) con la aplicación de la acción remedial.



**Figura 3.46.-** Respuesta de la frecuencia ante el evento 9 (generador 2 y generador 3 desconectados) con la aplicación de la acción remedial.

Como podemos apreciar en las figuras 3.45 y 3.46, aplicando las medidas necesarias para aliviar las respectivas fallas, la señal de frecuencia tiende a un valor aceptable después del pico creado por la falla.

Como se puede apreciar en la parte inferior de cada figura el valor del nivel del pico marcara el inicio para la aplicación de la acción remedial, en estos casos el nivel, como antes mencionamos, lo tomaremos del evento 8, ya que es el evento con menor repercusión o menos severo en comparación de estos dos eventos. Al comparar las figuras antes de aplicar la acción remedial y después de aplicar la acción remedial podemos concluir que, en caso de no aliviar la falla, el SEP colapsaría, teniendo como una de las consecuencias la caída en picada de la frecuencia lo cual provocaría un apagón total y la alta probabilidad de dañar los elementos del sistema.

Cabe mencionar que después del evento programado en el segundo 7, los interruptores abren aproximadamente 0.004033 segundos después, lo cual indica una rapidez para la aplicación de la acción remedial o apertura de interruptores de 4.03 milisegundos utilizando este principio de operación.

Este cambio brusco de rapidez entre este principio de operación y el anterior, el cual rondaba entre los 15 y 20 milisegundos, se debe a que en el primer principio de operación se realizaban distintas operaciones matemáticas lo cual consumía un poco más de tiempo antes de realizar la acción remedial; en cambio, en este principio de operación, no se realizan demasiados procesos para calcular un valor, ya que simplemente se propone un limite y se analiza la señal asta que se cumpla el requisito de sobrepasar el limite propuesto.



---

### **3.5.- TERCER PRINCIPIO DE OPERACIÓN: POR DERIVADA DE LA FRECUENCIA.**

En este tema realizaremos el tercer y último principio de operación diferente a los otros dos ya vistos, en esta ocasión realizaremos nuestras acciones pertinentes utilizando la pendiente de la frecuencia y para ello, utilizaremos el modelado de medición de frecuencia visto en el tema 3.3.1. Dicha señal de frecuencia será sometida a un nuevo proceso, el cual, determinará la pendiente de la señal la cual nos indicará un cambio en la señal, advirtiéndonos de una falla o evento. Utilizaremos esos niveles y valores de pendientes para realizar las aperturas de los interruptores de carga.

Antes de entrar en tema del modelado de este sistema recordaremos un poco la teoría matemática sobre como calcular la pendiente de una señal.

Primeramente, se pueden utilizar 2 métodos para calcular la pendiente de una señal, uno de estos métodos es dividir la sección horizontal sobre la sección vertical que recorre la línea en caso de ser recta, lo cual no nos ayudara, ya que nuestra señal varia con el tiempo, y en ocasiones oscila (cuando existe una falla o evento y se realiza la acción remedial).

El otro método consiste en calcular la pendiente con una formula utilizando como recursos o datos para el cálculo, las coordenadas de 2 puntos, dado que nuestra señal se puede interpretar como una curva en un plano, donde el tiempo es el eje X y el valor de la frecuencia es el eje Y, podremos utilizar este método utilizando dos valores consecutivos.

---

Para realizar los cálculos de pendiente con este método necesitamos conocer la formula de la pendiente, la cual es:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{X_2 - X_1}$$

Donde: “m” representa la pendiente, “ $X_1$ ” y “ $y_1$ ” representan las coordenadas del primer punto o punto inicial y “ $X_2$ ” y “ $y_2$ ” representan las coordenadas del segundo punto o punto final.

Ya que los valores que se tomaran para este procedimiento serán valores consecutivos en el tiempo, la diferencia de tiempo entre un valor y otro siempre será de 1, por lo que podremos despreocupar la parte del denominador de esta fórmula, significando que la formula quedará en función de la parte del numerador y que el cambio de frecuencia entre un momento y otro será el elemento permisivo que active el sistema de apertura de interruptores. Para ello debemos comprender lo siguiente.

La señal de frecuencia nominal tiene un periodo de 1/60 segundo, es decir 16.6666 milisegundos, pero debido a que el análisis se llevara a cabo cuando el SEP este en modo isla o aislado de la alimentación de CFE, su valor de frecuencia estará por debajo pero cerca del valor nominal, sabiendo esto, debemos proponer un valor de atraso de la señal menor al tiempo del periodo nominal ya que de no ser así, podríamos saltarnos un ciclo completo y tomar la diferencia de 2 valores no consecutivos lo cual podría provocar una apertura errónea de interruptores.

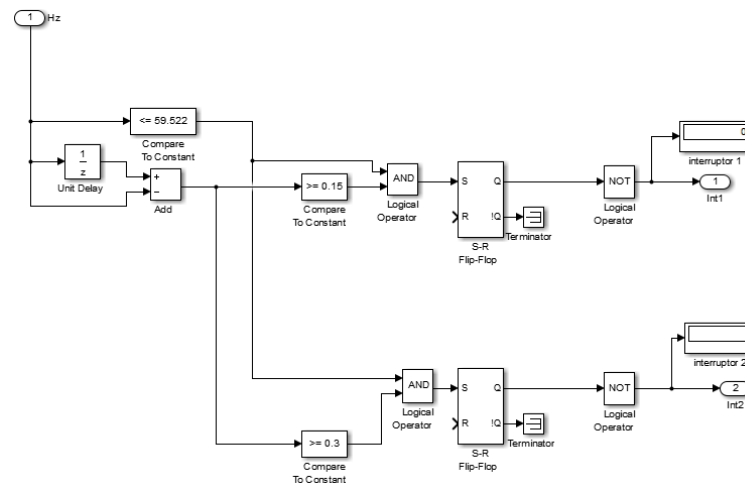
Como se mencionó en el proceso anterior, referente a la obtención de la señal de frecuencia, este valor se mantiene para todo el tiempo que dura el ciclo de la señal, por lo que este valor no cambiara asta que el ciclo se complete e inicie uno nuevo, por lo que es conveniente tomar valores de atraso menores a la mitad del tiempo que dura el ciclo nominal, esto es arbitrario ya que valores muy grandes podrían hacer operar erróneamente los interruptores y valores muy chicos de atraso podría no detectar eficazmente el cambio del valor de la frecuencia.

Dicho esto, el valor de atraso en esta ocasión será propuesto de 0.001 segundos para tener un rango aceptable de comparación y así poder tener 2 valores de frecuencia, el actual y el atrasado, no tan separados uno de otro. Teniendo estos dos valores de frecuencia podemos aplicar la formula restando una con otra, teniendo como resultado una diferencia o diferencial, el cual constituye un cambio en la frecuencia de un momento a otro.

El valor de esta diferencia marcará los límites de operación a los cuales se sujetará el sistema para la apertura de los interruptores.

Aprovecharemos para colocar una condición más, como seguro contra una apertura de interruptor errónea, ya que al pasar entre estar conectado con CFE y el modo isla, se producirá un cambio en la frecuencia gradualmente hasta llegar a un valor estable, el cual significara el momento en el que las unidades generadoras estarán suministrando la potencia necesaria para la carga del sistema. Este valor se puede observar gráficamente, por lo que podemos saber que el valor estable de frecuencia en modo isla es de 59.523 Hertz; entonces, sabiendo que este es el valor estable en modo isla, al ocurrir un evento, la frecuencia tenderá a decaer por debajo de este valor, por lo que podemos poner como limite para saber si en realidad es un evento, y no la consecuencia de cambiar a modo isla. Todo este método se puede observar en la figura 3.47, poniendo como ejemplo el modelado para la apertura de los interruptores 1 y 2.

### 3.5.1.- Modelado de subsistema: tirado de carga por derivada de la frecuencia

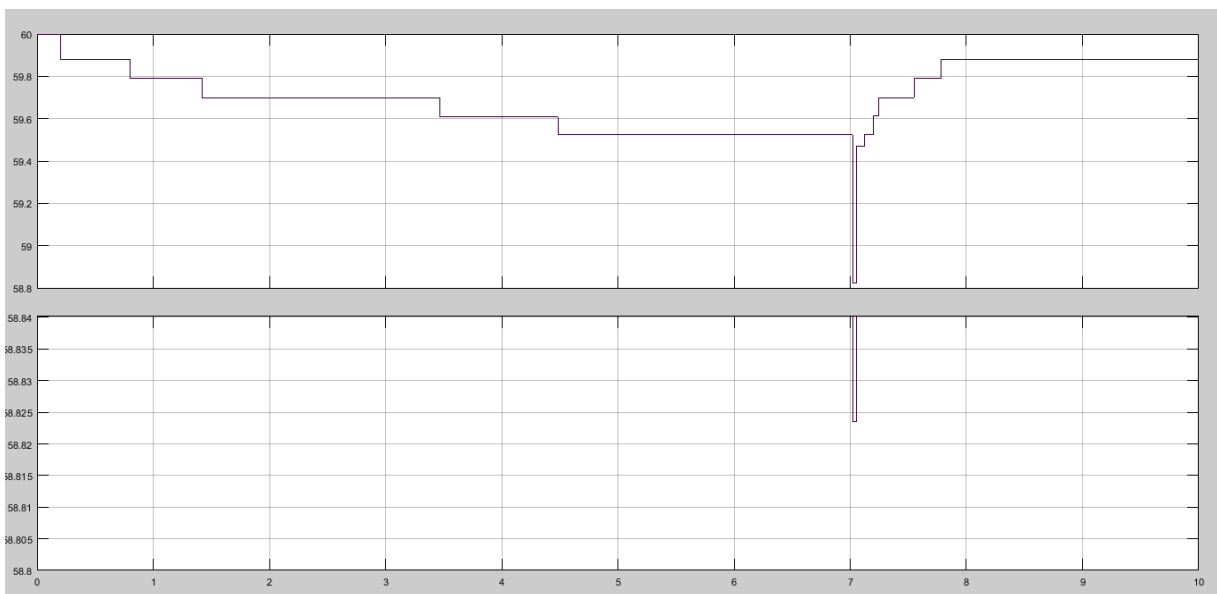


**Figura 3.47.-** Modelado para la apertura de los interruptores 1 y 2 por el principio de operación de derivada de la frecuencia.

Como podemos apreciar en la figura anterior, en esta ocasión someteremos la señal de la frecuencia a un análisis, restando la señal constantemente con un valor atrasado un tiempo determinado, lo cual nos permitirá detectar rápidamente un cambio en la frecuencia y mandar la señal para abrir los interruptores, al comprobar que fue un evento correcto al percibir que la frecuencia esta por debajo del valor estable en modo isla. Los limites que determinarán la apertura de cada interruptor se calculara restando el nivel al que baja el pico de la señal en el evento correspondiente a el nivel de frecuencia estable en modo isla; estos valores se pueden conocer simulando los eventos sin la apertura de interruptores, es decir, observando la respuesta del sistema ante un evento especifico sin tener una acción remedial de por medio.

A continuación, analizaremos 2 eventos (evento 5 [generador 3 aislado] y evento 10 [generador 2 y 4 aislados]) y los valores requeridos para realizar sus debidas acciones remediales. Ambos eventos son de magnitudes diferentes, con acciones totalmente distintas, por lo que podremos observar los beneficios de este principio de operación.

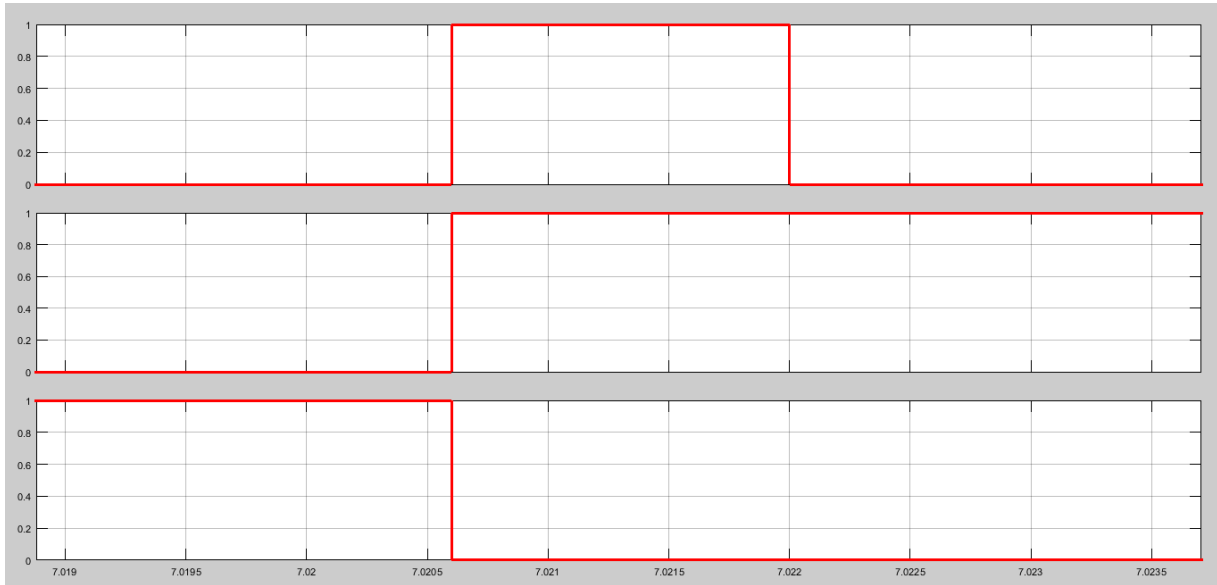
Para el evento 5 podemos observar en la figura 3.48 que el valor de frecuencia que alcanza el pico es de alrededor de 58.824 Hertz, por lo que restado al valor estable en modo isla, el cual es de 59.522 Hertz, tendremos una diferencia de 0.698 Hertz por lo que al poner un limite diferencial de 0.69 con el bloque “Compare To Constant” podremos obtener el 1 lógico necesario para accionar los interruptores.



**Figura 3.48.-** Respuesta de la señal de frecuencia ante el evento 5 aplicando la debida acción remedial.

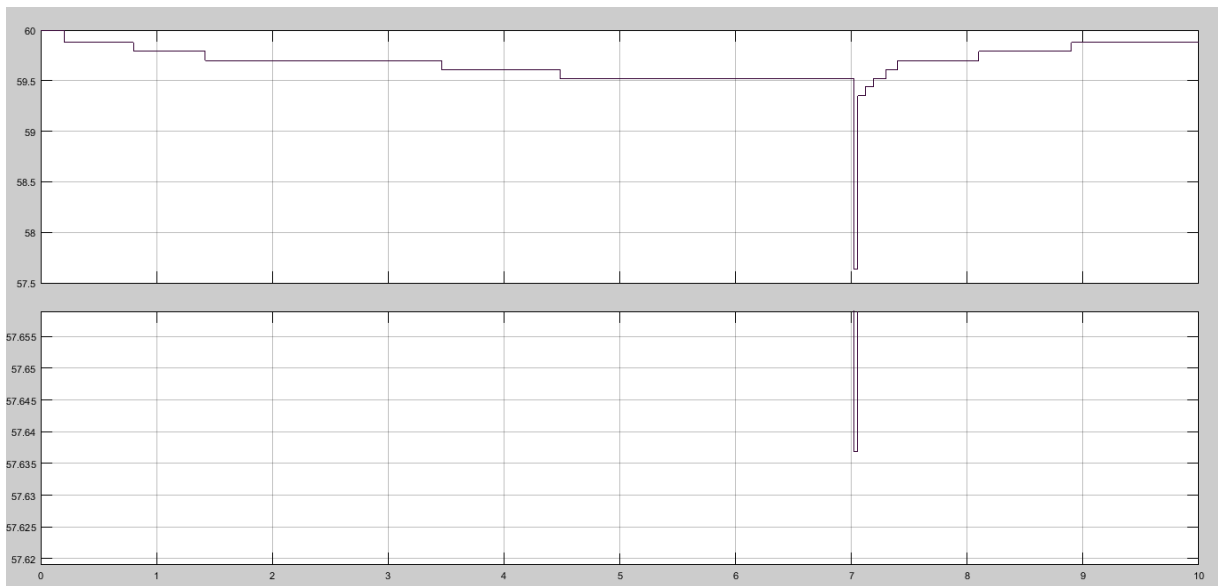
También podemos observar que ocupa alrededor de 0.8 segundos para regresar a un nivel de frecuencia estable el cual es de 59.88 Hertz. También podemos observar en la figura 3.49, el tiempo que tardo el interruptor en ser abierto, ya que la propia lectura de la frecuencia se retrasa

un ciclo y los interruptores abren al 7.0206 segundos, podemos concluir que la lógica para abrir los interruptores es el tiempo en que abrieron los interruptores menos el retardo de tiempo por la lectura de la frecuencia de este modelo, lo cual nos da un tiempo de apertura de 3.93 milisegundos para el evento 5.



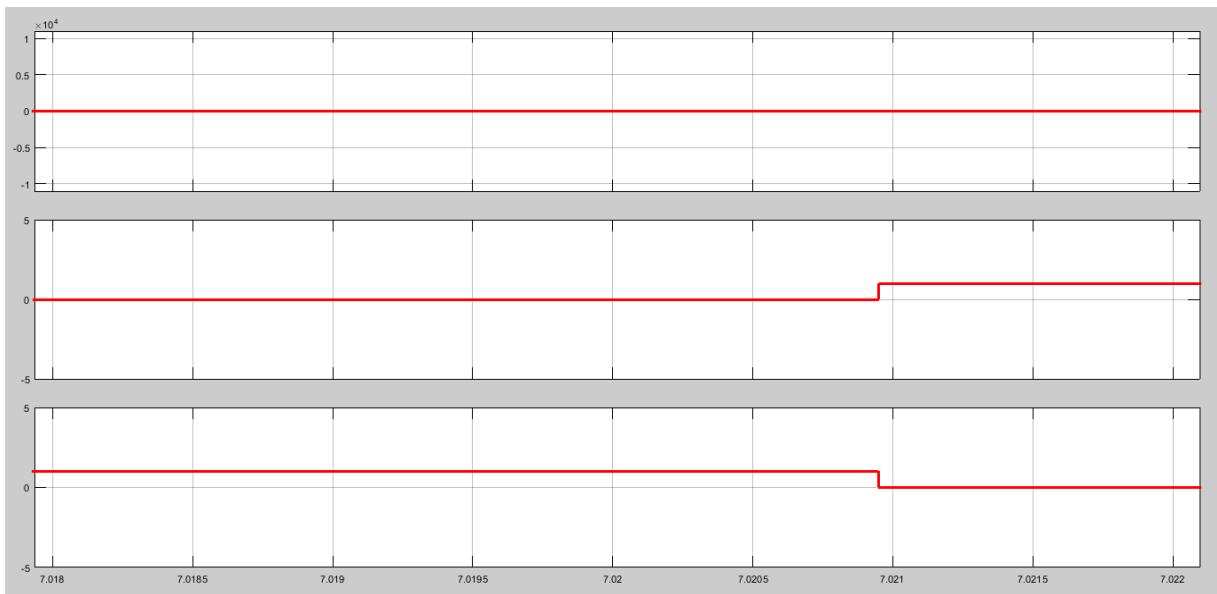
**Figura 3.49.-** Momento de apertura del interruptor 3 para el evento 5.

Por otra parte, referente al evento 10 (generador 2 y 4 aislados), es de magnitud más severa en cuestión de carga perdida y acciones que debe tomar para remediar el evento. En la figura 3.50 observaremos que valor alcanza el pico de la señal en el momento del evento, el tiempo que tarda en realizar la acción remedial y el tiempo en el que alcanza un valor estable de frecuencia postfalla.



**Figura 3.50.-** Respuesta de la señal de frecuencia ante el evento 10 aplicando la debida acción remedial.

Como se puede observar en la figura anterior el valor del nivel al cual baja el pico de la señal en el momento de la falla es de 57.637 Hertz, si este valor se le resta al valor de frecuencia que alcanza de manera estable en modo isla (59.522 Hertz), tendremos un valor diferencial de 1.885 Hertz, por lo que un valor de 1.88 funcionaria bien como limite propuesto para el bloque “Compare To Constant” que abriría el interruptor 5. Con respecto a los valores de diferencial para los interruptores 1 a 4, ya que sus valores serán de menor magnitud que el propuesto para el interruptor 5, el nivel que alcanza el pico de la señal para el evento 10 lograría activar las señales para abrir los interruptores correspondientes. Además, ya que este evento severo requirió tirar la mayoría de las cargas, su recuperación es muy rápida, por lo que solo tarda alrededor de 0.3 segundos en regresar a un valor estable de frecuencia, el cual es de 59.88 Hertz aproximadamente.



**Figura 3.51.-** Momento de apertura del interruptor 5 para el evento 10.

Ya que la lectura de la frecuencia se retrasa 1 ciclo, es decir 0.0166666 segundos, y como se puede observar en la figura 3.51, el interruptor abre aproximadamente en el segundo 7.02095, podemos deducir que el tiempo que toma el proceso para realizar la acción remedial después de censar la falla es de 0.00428 segundos o 4.28 milisegundos.



# *4.- Conclusiones.*

---

Con esto concluimos el trabajo llamado “MODELADO DE ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL APLICADO A LA INDUSTRIA”; a lo largo del trabajo se pudo apreciar el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia (SEP) ante fallas o evento prediseñados, usando distintos parámetros como medio de percepción para los modelos de esquemas de acción remedial, así como también distintos principios de operación y las posibles respuestas ante una corrección de falla o acción remedial.

Este trabajo reitero la importancia de las simulaciones de eventos físicos, en este caso de fallas eléctricas en una red industrial, el cual es apreciar el comportamiento del sistema y la mejor manera, tanto en calidad como en rapidez, de solucionar el problema sin la necesidad de someter elementos reales, como los tratados en este trabajo, a esfuerzo físico alguno para la obtención de su comportamiento ante una situación no favorable.

Se debe hacer notar la rapidez y utilidades de los distintos esquemas, ya que al trabajar con distintos parámetros y tener grandes diferencias en sus modelos, su utilidad cambia según la situación y necesidad. El modelo de comparación de potencias es ideal cuando se tiene un buen control de generación y distribución; los modelos de frecuencia son mas rápidos al trabajar solo con una señal variante en el tiempo, por lo que estos sistemas son dinámicos y constantemente están detectando los cambios en la señal, sin embargo su utilidad es diferente ya que, el modelo de nivel de frecuencia es ideal cuando la magnitud de los eventos no es tan cebero, en cambio el modelo de derivada de la frecuencia trabaja mucho mejor cuando el valor de la falla es más grande.

Al ser un trabajo basado en circunstancias reales con valores y parámetros calculados y usados en campo, los resultados y graficas se acercan más al comportamiento real del sistema ante una situación similar a la analizada. Por tal motivo, se debe hacer notar la oportunidad y capacidad del programa simulador Simulink de Matlab para migrar el modelado del programa a diferentes dispositivos que pueden realizar las acciones remediales físicamente.

Para finalizar, pero no menos importante, el hecho de que los alcances fueran primordialmente la simulación del funcionamiento de un esquema de acción remedial, este proyecto puede ser altamente mejorado anexando distintos métodos, tales como, métodos de medición diferentes a los propuestos, manejo de sincrofasores, métodos de repartición de potencia generada y/o valores distintos en los diferentes bloques para la optimización del tiempo de apertura de interruptores.

# *5.- Referencias.*

---

- [1] José de Jesús Durón Mendoza. “Protecciones eléctricas”, Reporte Interno ITCM - DEPI, diciembre 2016.
- [2] AESO. “AESO Discussion Paper Transmission Constraints Management: RAS in the Planning Stage”, Paper empresario AESO, Julio 3, 2009.
- [3] Subdirecciones de Transmisión, CENACE Y Distribución. “MANUAL PARA DOCUMENTAR E IMPLEMENTAR LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL (EAR) Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE SISTEMA (EPS)”, Manual de referencia CFE transmisión, distribución y CENACE, 28 de febrero 2013.
- [4] José de Jesús Durón Mendoza. “Reporte de visita a planta de generación Altamira”, Reporte interno ITCM - DEPI, diciembre 2016.
- [5] Eduardo Aznar Colino y Joaquín Royo García, Artículo “El origen de los 50-60 Hz en la transmisión de la energía eléctrica”, publicado en la revista Técnica Industrial 242, septiembre 2001.

# *Apéndice* **A**

---

## **Respuestas de simulación de los eventos.**

En este apéndice se podrán observar los resultados de las simulaciones, los cuales no se ocuparon en los ejemplos demostrativos a lo largo de la explicación de cada método, además de una breve explicación, parámetros y tiempo que tarda el esquema en cada caso, para abrir los interruptores necesarios para clarear la falla establecida.

Potencia demandada	Potencia de CFE	Potencia del generador 1	Potencia del generador 2	Potencia del generador 3	Potencia del generador 4	Frecuencia nominal en modo isla
49.3 MVA	0 MVA	4.9715 MVA	9.985 MVA	15.2025 MVA	20.3 MVA	59.522 Hertz

En la tabla anterior se muestran los parámetros generales del sistema eléctrico de potencia industrial antes de cualquier evento y en modo isla, es decir, generando su propia energía eléctrica con sus propio generadores.

Evento	Potencia de CFE	Potencia del generador 1	Potencia del generador 2	Potencia del generador 3	Potencia del generador 4	Potencia generada después del evento	Potencia demandada después de la acción remedial	Tiempo de apertura de interruptores
1.- CFE y G1 fuera	0 MVA	0 MVA	9.978 MVA	15.085 MVA	19.806 MVA	44.869 MVA	44.3 MVA	18.71 ms
2.- CFE y G2 fuera	0 MVA	4.97 MVA	0 MVA	15.1 MVA	20.2 MVA	40.2715 MVA	39.3 MVA	18.49 ms
3.- G1, G2, G3 y G4 fuera	40 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	40 MVA	39.3 MVA	18.6 ms
4.- CFE, G1 y G2 fuera	0 MVA	0 MVA	0 MVA	14.502 MVA	19.4 MVA	33.902 MVA	29.3 MVA	17.4 ms
5.- CFE y G3 fuera	0 MVA	4.97 MVA	9.98 MVA	0 MVA	18.62 MVA	33.57 MVA	29.3 MVA	17.32 ms
6.- CFE y G4 fuera	0 MVA	4.97 MVA	9.978 MVA	14.992 MVA	0 MVA	29.94 MVA	29.3 MVA	17.5 ms
7.- CFE, G1 y G3 fuera	0 MVA	0 MVA	9.975 MVA	0 MVA	20.108 MVA	30.083 MVA	29.3 MVA	17.8 ms
8.- CFE, G1 y G4 fuera	0 MVA	0 MVA	9.952 MVA	14.013 MVA	0 MVA	23.358 MVA	22.3 MVA	17.91 ms
9.- CFE, G2 y G3 fuera	0 MVA	4.971 MVA	0 MVA	0 MVA	19.94 MVA	24.911 MVA	22.3 MVA	17.45 ms
10.- CFE, G2 y G4 fuera	0 MVA	4.35 MVA	0 MVA	12.815 MVA	0 MVA	17.165 MVA	14.3 MVA	17.77 ms
11.- CFE, G1, G2 y G3 fuera	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	19.42 MVA	19.42 MVA	14.3 MVA	17.31ms
12.- CFE, G1, G2 y G4 fuera	0 MVA	0 MVA	0 MVA	15.16 MVA	0 MVA	15.16 MVA	14.3 MVA	17.86 ms
13.- CFE, G3 y G4 fuera	0 MVA	4.953 MVA	9.886 MVA	0 MVA	0 MVA	14.839 MVA	14.3 MVA	17.88 ms
14.- CFE, G1, G3 y G4 fuera	0 MVA	0 MVA	9.785 MVA	0 MVA	0 MVA	9.785 MVA	9.3 MVA	17.79 ms
15.- CFE, G2, G3 y G4 fuera	0 MVA	1.523 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	1.523	0.4453 MVA	17.85
16.- CFE, G1, G2, G3 y G4 fuera	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0MVA	17.45 ms

Parámetros de las potencias, demandadas y generadas, después de cada evento y el tiempo que dura cada evento en solucionarse.

Evento	Frecuencia nominal antes del evento	Valor de frecuencia en el momento del evento	Límite de frecuencia para abrir los interruptores	Valor de frecuencia después del evento	Tiempo de apertura
1.- CFE y G1 fuera	59.522 Hertz	59.19 Hertz	59.2 Hertz	59.51 Hertz	4.18 ms
2.- CFE y G2 fuera	59.522 Hertz	59.14 Hertz	59.15 Hertz	59.6 Hertz	4.13 ms
3.- G1, G2, G3 y G4 fuera	60 Hertz	59.125 Hertz	59.15 Hertz	59.9 Hertz	4.15 ms
4.- CFE, G1 y G2 fuera	59.522 Hertz	59.09 Hertz	59.1 Hertz	59.88 Hertz	4.39 ms
5.- CFE y G3 fuera	59.522 Hertz	58.824 Hertz	59.1 Hertz	59.88 Hertz	4.37 ms
6.- CFE y G4 fuera	59.522 Hertz	58.652 Hertz	59.1 Hertz	59.61 Hertz	4.41 ms
7.- CFE, G1 y G3 fuera	59.522 Hertz	58.481 Hertz	59.1 Hertz	59.6 Hertz	4.48 ms
8.- CFE, G1 y G4 fuera	59.522 Hertz	58.31 Hertz	58.32 Hertz	59.61 Hertz	4.004 ms
9.- CFE, G2 y G3 fuera	59.522 Hertz	58.14 Hertz	58.32 Hertz	59.77 Hertz	4.401 ms
10.- CFE, G2 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.637 Hertz	57.65 Hertz	59.88 Hertz	4.47 ms
11.- CFE, G1, G2 y G3 fuera	59.522 Hertz	57.532 Hertz	57.65 Hertz	59.57 Hertz	4.37 ms
12.- CFE, G1, G2 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.425 Hertz	57.65 Hertz	59.61 Hertz	4.493 ms
13.- CFE, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.31 Hertz	57.65 Hertz	59.88 Hertz	4.497 ms
14.- CFE, G1, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.21 Hertz	57.22 Hertz	59.61 Hertz	4.47 ms
15.- CFE, G2, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	56.65 Hertz	56.66 Hertz	59.88 Hertz	4.491 ms
16.- CFE, G1, G2, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	---	56.5 Hertz	---	4.2 ms

La tabla anterior contiene los datos de las simulaciones del segundo principio de simulación, los cuales incluyen los valores y niveles de frecuencia alcanzados, los valores límites y tiempo de apertura de los interruptores

Nótese, que el evento 16 (CFE y todos los generadores fuera) no cuentan con dos valores, esto es debido a que, en el momento del evento, la frecuencia baja en picada sin detenerse en un valor, y al no haber ningún generador que trate de amortiguar la caída de frecuencia, la señal solo baja hasta llegar a cero. Por otra parte, aun así, se realice la acción remedial no habrá generador que proporcione potencia a las cargas por lo que no habrá flujo de potencia y por ende no habrá frecuencia.

Evento	Frecuencia nominal antes del evento	Valor de frecuencia en el momento del evento	Diferencial de la frecuencia del evento	Limite diferencial de la frecuencia del evento	Valor de frecuencia después del evento	Tiempo de apertura
1.- CFE y G1 fuera	59.522 Hertz	59.24 Hertz	0.281 Hertz	0.15	59.51 Hertz	4.85 ms
2.- CFE y G2 fuera	59.522 Hertz	59.14 Hertz	0.381 Hertz	0.3	59.6 Hertz	4.62 ms
3.- G1, G2, G3 y G4 fuera	60 Hertz	59.125 Hertz	0.875 Hertz	0.87	59.9 Hertz	4.07 ms
4.- CFE, G1 y G2 fuera	59.522 Hertz	59.09 Hertz	0.431 Hertz	0.42	59.88 Hertz	3.95 ms
5.- CFE y G3 fuera	59.522 Hertz	58.824 Hertz	0.69 Hertz	0.42	59.88 Hertz	3.93 ms
6.- CFE y G4 fuera	59.522 Hertz	58.652 Hertz	0.86 Hertz	0.42	59.61 Hertz	3.94 ms
7.- CFE, G1 y G3 fuera	59.522 Hertz	58.481 Hertz	1.04 Hertz	0.42	59.61 Hertz	3.87 ms
8.- CFE, G1 y G4 fuera	59.522 Hertz	58.31 Hertz	1.21 Hertz	1.2	59.61 Hertz	3.98 ms
9.- CFE, G2 y G3 fuera	59.522 Hertz	58.14 Hertz	1.38 Hertz	1.2	59.77 Hertz	3.96 ms
10.- CFE, G2 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.637 Hertz	1.885 Hertz	1.88	59.88 Hertz	3.98 ms
11.- CFE, G1, G2 y G3 fuera	59.522 Hertz	57.532 Hertz	1.98 Hertz	1.88	59.57 Hertz	3.958 ms
12.- CFE, G1, G2 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.425 Hertz	2.09 Hertz	1.88	59.61 Hertz	3.954 ms
13.- CFE, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.31 Hertz	2.21 Hertz	1.88	59.88 Hertz	3.92 ms
14.- CFE, G1, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	57.21 Hertz	2.31 Hertz	2.3	59.61 Hertz	3.875 ms
15.- CFE, G2, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	56.65 Hertz	2.87 Hertz	2.8	59.88 Hertz	3.83 ms
16.- CFE, G1, G2, G3 y G4 fuera	59.522 Hertz	---	2.9 Hertz	2.9	---	3.76 ms

Esta última tabla muestra los valores obtenidos en las simulaciones del principio de operación 3, cabe señalar que en este proceso de simulaciones, además de tener la misma situación del evento 16, explicado en la tabla anterior, también tenemos una situación especial con el evento 4 (Solo CFE alimentando), ya que las condiciones de frecuencia inicial no es la misma que las demás, la diferencial de este evento será mayor, por lo que no se apegara al modelo y abrirá interruptores que no le corresponden, por lo que se debe hacer una lógica extra para saber si el evento que esta ocurriendo es específicamente el 4, para cambiar las condiciones de apertura de interruptores.

Esta lógica extra es igual a la vista en el tema 3.2.4, solo que esta vez se realizara la condición con el nivel de frecuencia y no con la sumatoria de potencias, como se pudo observar en aquella ocasión.