

ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA (CON SOFTWARE)



Expositor: Francir Escobedo



1

INTRODUCCION A LA ESTABILIDAD

Expositor: Francir Escobedo

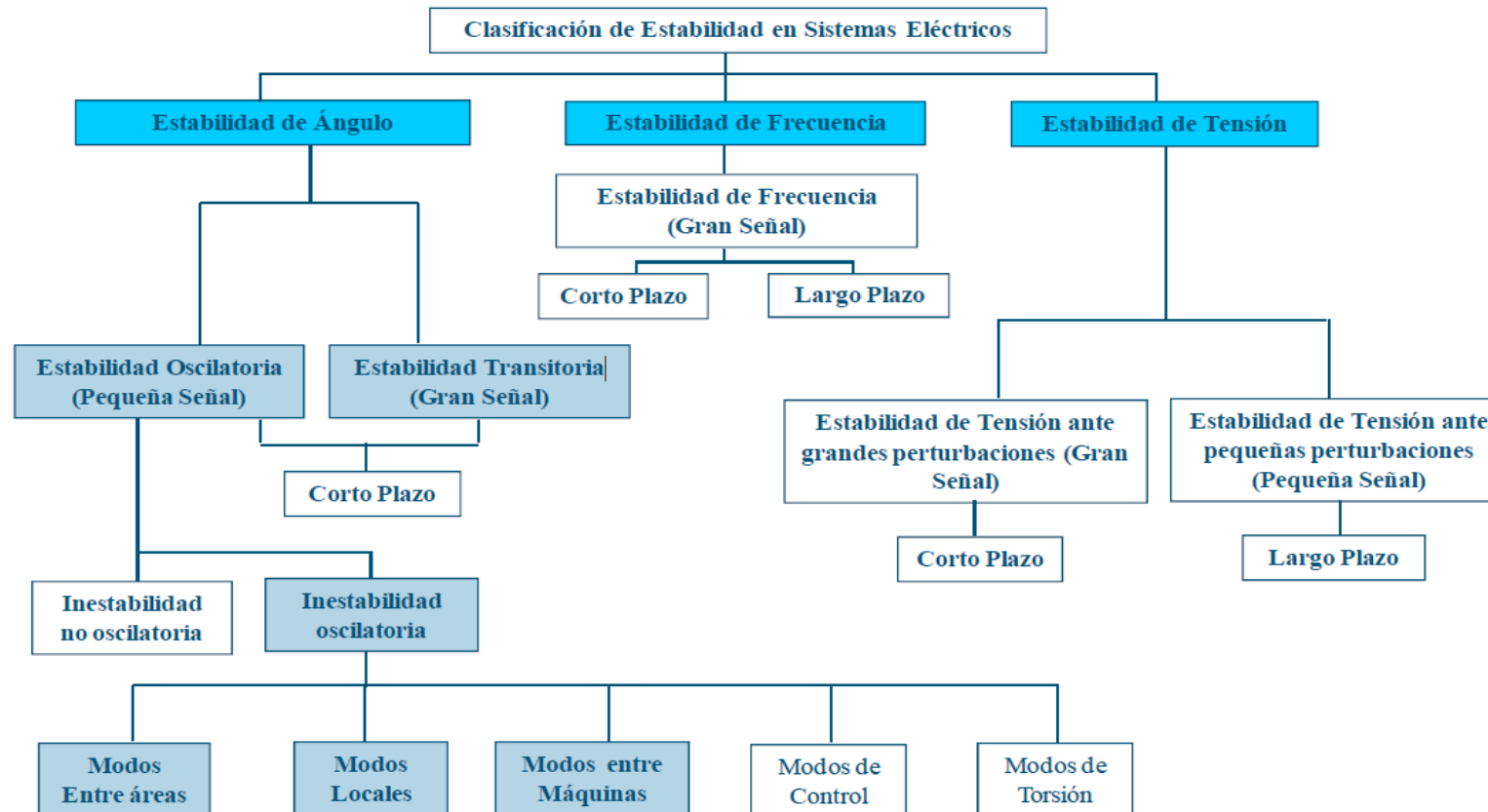


I.- INTRODUCCIÓN

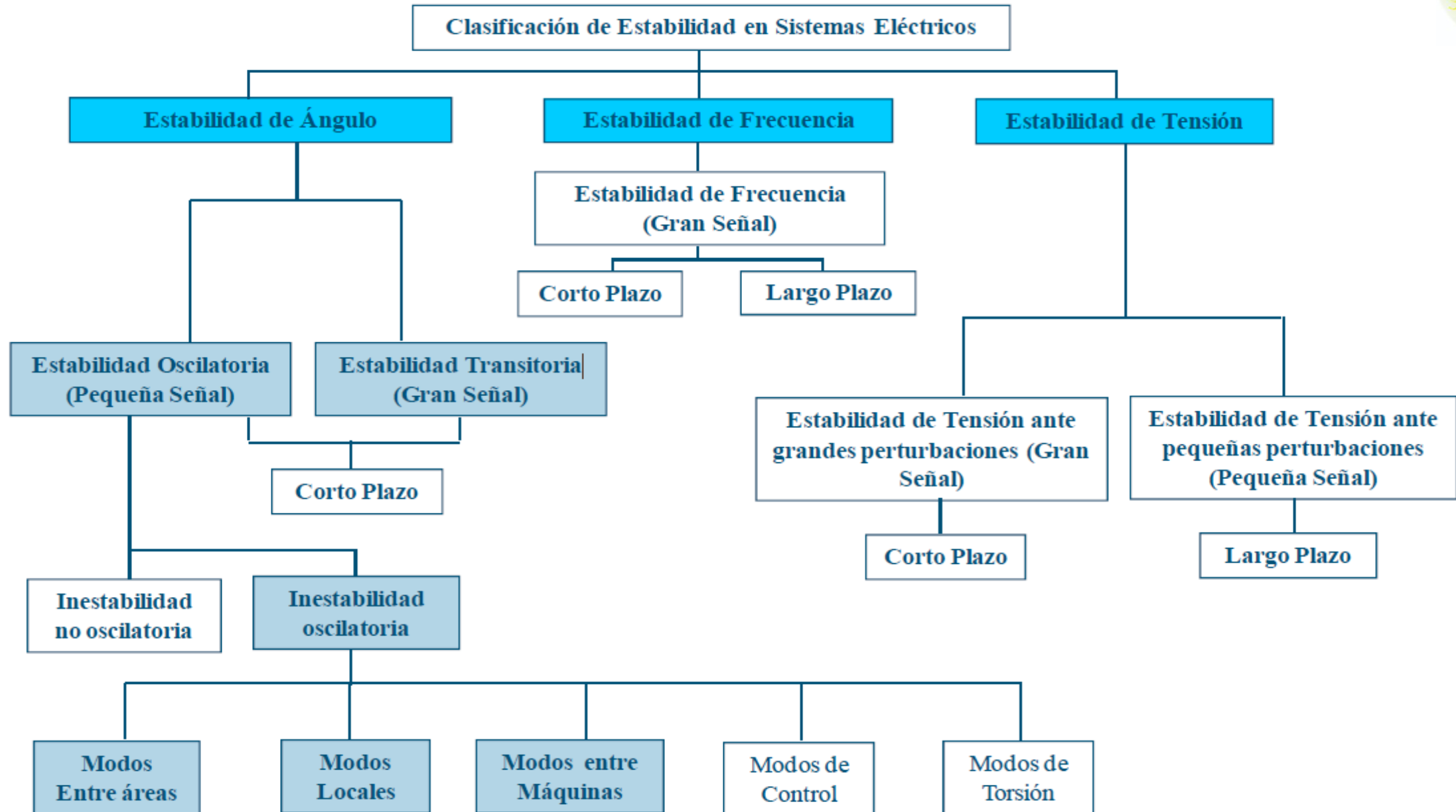
Una de las definiciones más comunes de estabilidad de un sistema eléctrico es la siguiente:

Estabilidad de un sistema eléctrico es la capacidad de dicho sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a una perturbación física, con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto.

Esta definición general conduce a la clasificación de los estudios de estabilidad que muestra en la siguiente figura:



I.- INTRODUCCIÓN





I.- INTRODUCCIÓN

Estabilidad de Ángulo (Estabilidad Angular):

Este trabajo se ocupa del problema de la estabilidad del ángulo, entendido como la capacidad de las maquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación.

La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema. En caso de ocurrir, la inestabilidad aparece como un incremento de las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, que pierden su sincronismo con otros generadores.

En régimen permanente, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. En esta situación, una perturbación del equilibrio puede provocar una variación de velocidad en los rotores de las maquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un **par sincronizante** (en fase con la variación del ángulo del rotor y **cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria**) y un **par amortiguador** (en fase con la variación de velocidad, **causando su falta una inestabilidad oscilatoria**).



I.- INTRODUCCIÓN

Es útil caracterizar la estabilidad de ángulo en dos subcategorías:

- 1) **La estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal (perturbación pequeña)** se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Una perturbación se considera pequeña si es posible la liberalización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos.

La inestabilidad puede aparecer de dos formas:

- Como un incremento en el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par sincronizante (en gran parte solucionado con el uso de reguladores de tensión de actuación continua).
- Como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de par amortiguador.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal pueden ser locales (oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina en contra del resto del sistema, conocidas como modos locales de oscilación) o globales (oscilaciones de un grupo de generadores de un área en contra de otro grupo de generadores en otra área, conocidas como modos de oscilación entre áreas).

I.- INTRODUCCIÓN

Tres situaciones distintas frente a una misma perturbación:

→ Caso A: ESTABLE

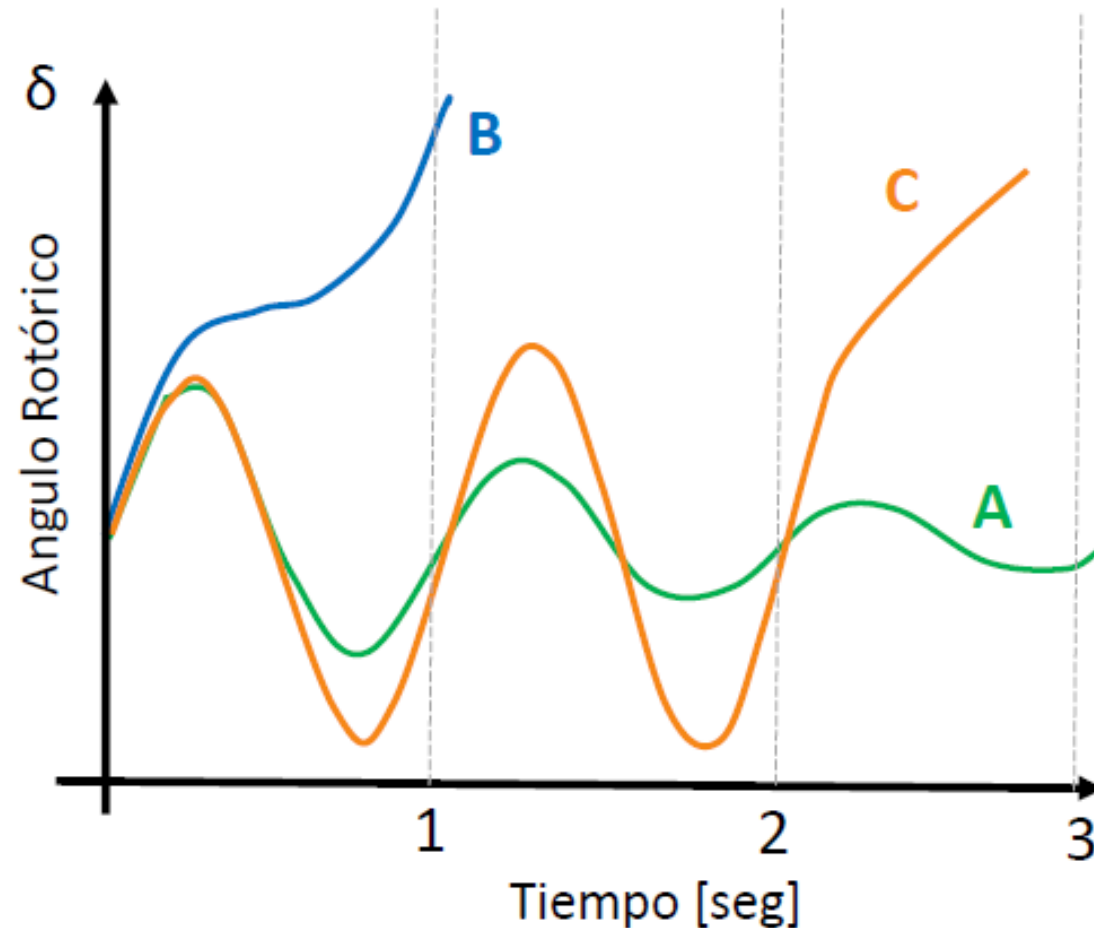
La oscilación resulta amortiguada en el tiempo alcanzando un valor final estable.

→ Caso B: INESTABLE en 1era oscilación

El ángulo rotórico de la unidad crece indefinidamente sin registrarse oscilaciones. Este fenómeno se conoce como inestabilidad en primera oscilación.

→ Caso C: INESTABLE oscilatorio.

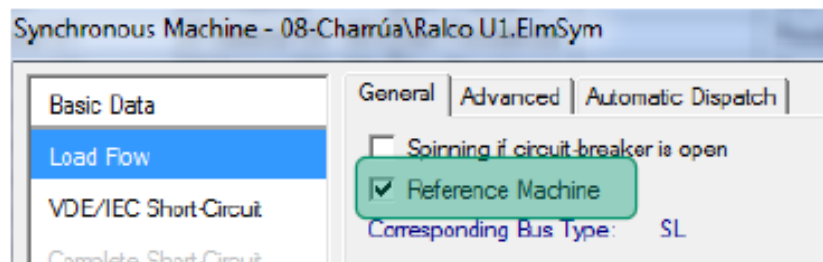
El sistema resulta estable en primera oscilación pero luego resulta inestable debido a oscilaciones crecientes.



I.- INTRODUCCIÓN

Medición del ángulo rotórico

- Los ángulos rotóricos de las unidades generadoras, y los ángulos de las tensiones de barra son calculados de forma relativa, empleando como referencia (ángulo 0°) el ángulo de la barra flotante o barra slack.
- La barra slack debe ser escogida correctamente con el fin de evitar conclusiones incorrectas en los estudios:
 - Eje Inercial del Sistema
 - Energía cinética $H \times S$ [s] relevante



Definición de Slack

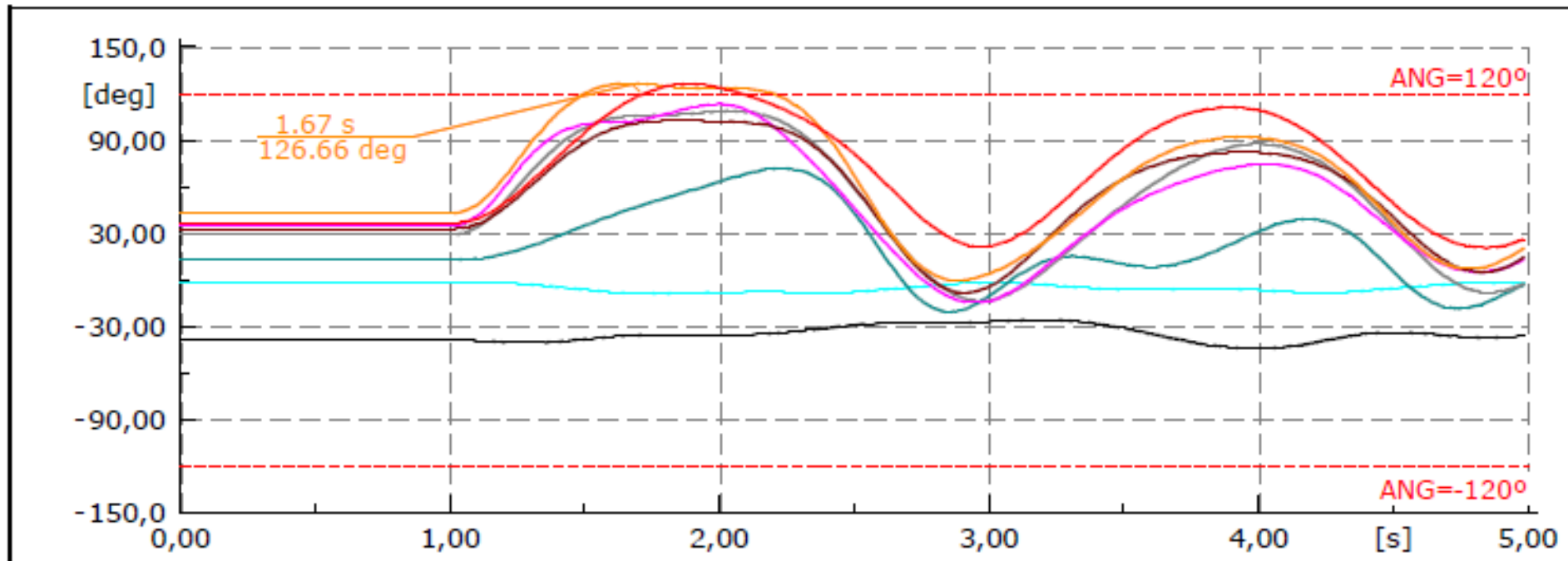
Variable: dfrot / firel

Available Variables		
☐ firel	deg	Rotor angle with reference to reference machine at
☐ dfrot	deg	Rotor angle with reference to reference machine at

I.- INTRODUCCIÓN

Ángulos Rotóricos

- Se recomienda monitorear todos los ángulos de las unidades del sistema
- Resulta recomendable analizar fundamentalmente las evoluciones de las principales unidades de cada área del sistema (representativas).





I.- INTRODUCCIÓN

2) La estabilidad del ángulo del rotor en gran señal (perturbación grande), conocida como estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa que provoca grandes excursiones de los ángulos del rotor, y depende del estado inicial de operación del sistema y de la severidad de la perturbación. La inestabilidad aparece como una separación angular aperiódica debido al insuficiente par sincronizante, manifestándose como primera inestabilidad oscilatoria. Para sistemas muy grandes, la inestabilidad podría ocurrir además de con la primera inestabilidad oscilatoria, con una superposición de un modo de oscilación lento entre áreas y un modo de oscilación local, o con efectos no lineales que afecten a un solo modo.



I.- INTRODUCCIÓN

ESTABILIDAD DE TENSION

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada.

En este caso la estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. La inestabilidad que podría ocurrir ocasionaría una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos nudos, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones que provocaría interrupciones en cascada. Estas interrupciones pueden causar la pérdida del sincronismo de algunos generadores, fenómeno que también puede producirse por condiciones de operación que excedan los límites de la corriente de campo.

El colapso de tensión es el proceso por el cual la secuencia de eventos posteriores a una inestabilidad de tensión desemboca en bajas tensiones en una parte significativa del sistema eléctrico, o incluso en un apagón generalizado. Normalmente las cargas desempeñan un papel determinante en la inestabilidad de tensión. Después de una perturbación que origine una caída de tensión en una parte del sistema, la eventual corrección de la potencia consumida por las cargas puede incrementar el consumo de potencia reactiva y causar una reducción adicional de la tensión. Otra posible causa del colapso de tensión es la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión. Esto limita la capacidad de la red de transmisión para transferir potencia y suministrar tensión. ***El riesgo de inestabilidad se produce cuando las cargas dinámicas intentan restaurar el consumo de potencia excediendo la capacidad de la red y de la generación.***



I.- INTRODUCCIÓN

ESTABILIDAD DE TENSION

También existe el riesgo de inestabilidad por sobretensión, causado por un comportamiento capacitivo de la red así como por el uso de limitadores de baja excitación que protegen a los generadores síncronos.

Es importante observar que la distinción entre las estabilidades de tensión y de ángulo del rotor no se basa en una débil relación entre variaciones de potencia activa/ángulo y potencia reactiva/magnitud de tensión. De hecho, existe una fuerte relación en condiciones de carga elevada, y a las dos estabilidades de ángulo y de tensión les afectan tanto las perturbaciones de potencia activa como los flujos de potencia reactiva. Por el contrario, la diferenciación se basa en el conjunto específico de fuerzas opuestas que experimentan un desequilibrio sostenido y en la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad es evidente.



I.- INTRODUCCIÓN

ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o a largo plazo, dependiendo de las características de los procesos y dispositivos que se activan, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos como una turbina y reguladores de tensión de carga). Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de tensión, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación.



CAUSAS DE LA DISMINUCIÓN DE LA FRECUENCIA

➤ **Desconexión de unidades generadoras**

Debido a:

- ✓ **Fallas en el propio generador.**
- ✓ **Oscilaciones de potencia.**
- ✓ **Fallas sostenidas en componentes externos.**

➤ **Desconexión de líneas de interconexión entre sistemas.**

Debido a:

- ✓ **Fallas en la propia línea de transmisión.**
- ✓ **Fallas en componentes externos.**

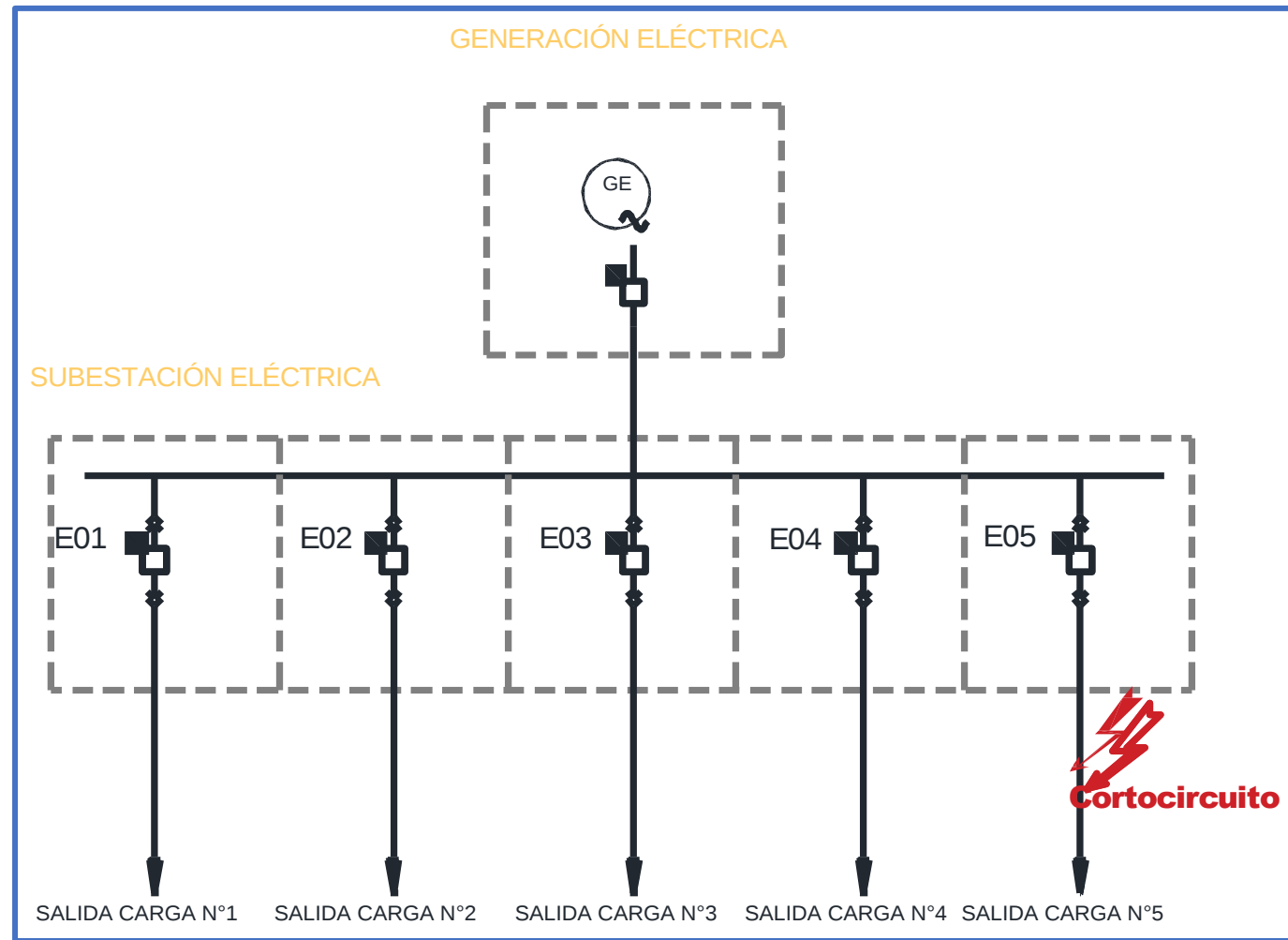
➤ **Conexión de cargas.**

Debido a:

- ✓ **Adelanto de la hora punta.**
- ✓ **Conexión de grandes cargas en un determinado sistema.**

TIPOS DE RECHAZO DE CARGA

➤ RECHAZO NO DELIBERADO DE CARGA

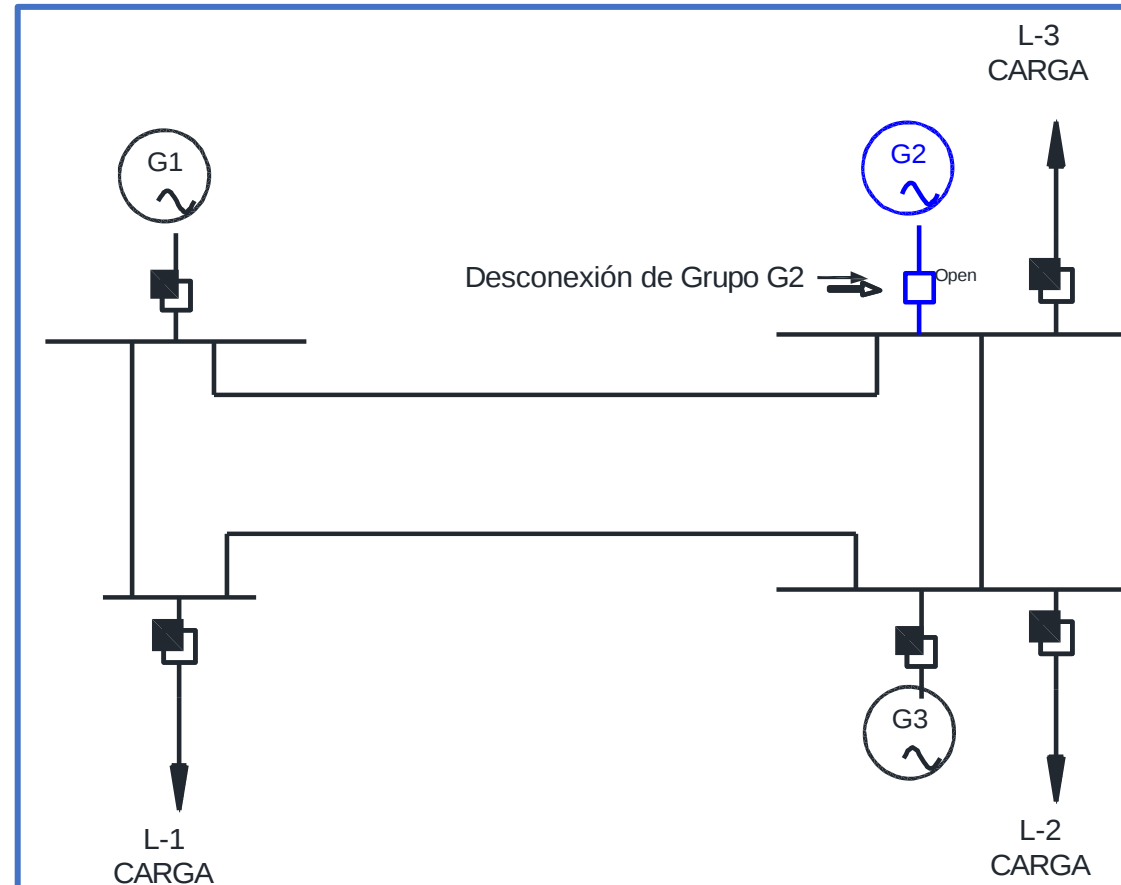


- *La carga del Circuito E05 es rechazada no deliberadamente y la generación tiene que ajustarse al nuevo valor de carga.*



TIPOS DE RECHAZO DE CARGA

➤ RECHAZO DELIBERADO DE CARGA



- Con la pérdida de G2, tenemos lo siguiente $\sum Gen < \sum Cargas + Pérdidas$
- Por lo tanto, hay necesidad de reducir las cargas, produciendo un rechazo deliberado de cargas (EDC).





TIPOS DE RECHAZO DE CARGA

➤ ***PARA EFECTOS DE RECHAZO DE CARGA***

Estas son clasificadas en :

- ESCENCIALES O PRIORITARIAS
- NO ESCENCIALES

➤ ***CUANDO HAY FALLA DE GENERACION LAS DOS SEÑALES MAS EVIDENTES SON:***

- CAÍDA DE TENSION
- CAÍDA DE FRECUENCIA

VARIACION DE LA FRECUENCIA



$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_o}{2xH} x P_a$$

De donde:

f_o : Frecuencia Inicial del Sistema.

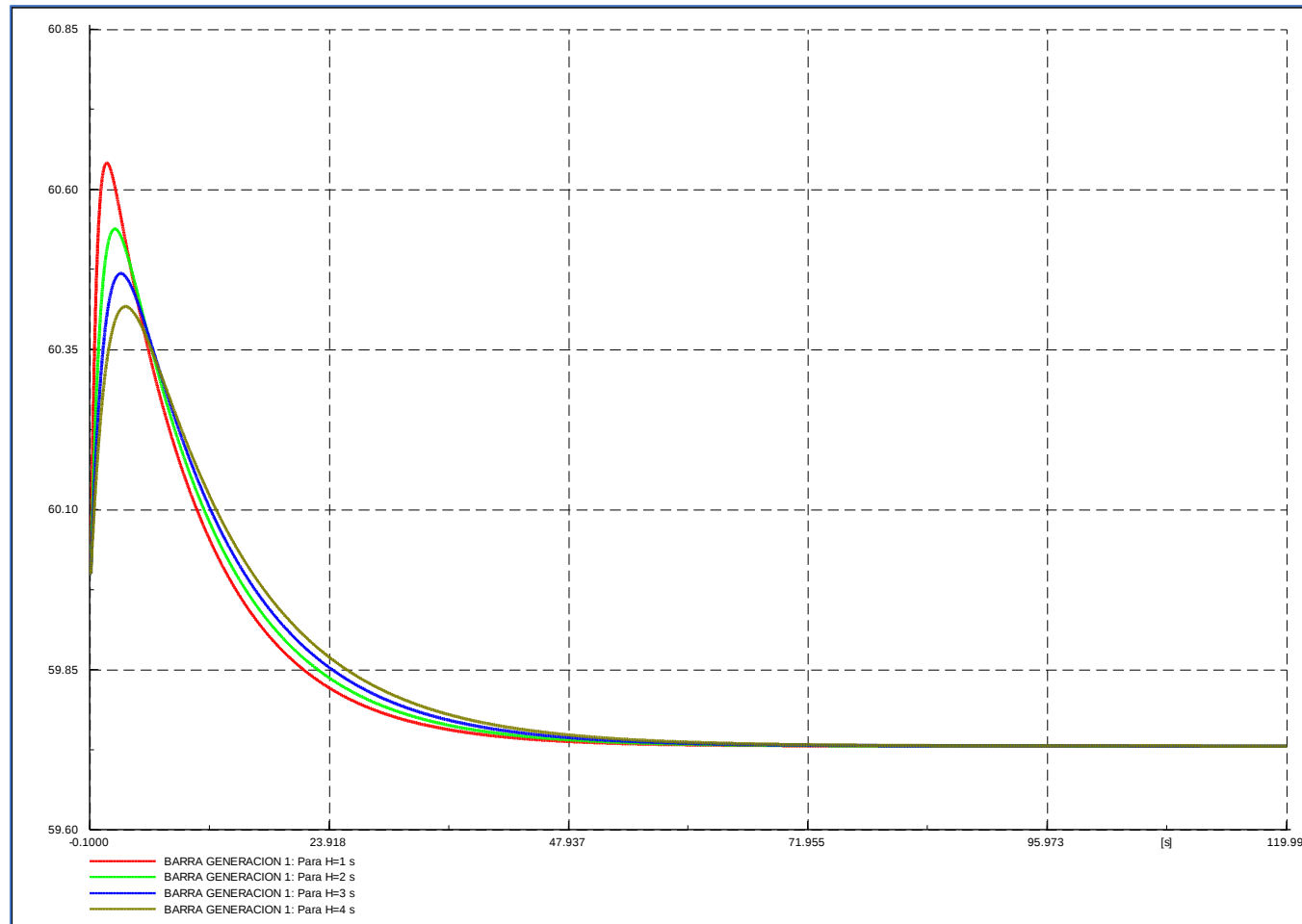
H : Constante de Inercia de la Generación que permanece en Operación.

P_a : Potencia de Aceleración o Desaceleración en **p.u.**

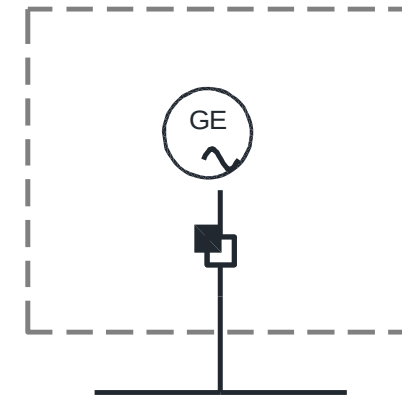
$$P_a = G - L \left\{ \begin{array}{l} > 0 \Rightarrow \text{Aceleración} \\ < 0 \Rightarrow \text{Desaceleración} \end{array} \right.$$

CONSTANTE DE INERCIA

$$H = \frac{2.31 \times 10^{-10} W R^2 \times n^2}{MVA} \quad [seg]$$



GENERACIÓN ELÉCTRICA



RELES EMPLEADOS EN ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN DE CARGA

- Existen varias marcas de relés de protección entre ellas podríamos detallar:



MARCA: ABB - MODELO: REF630

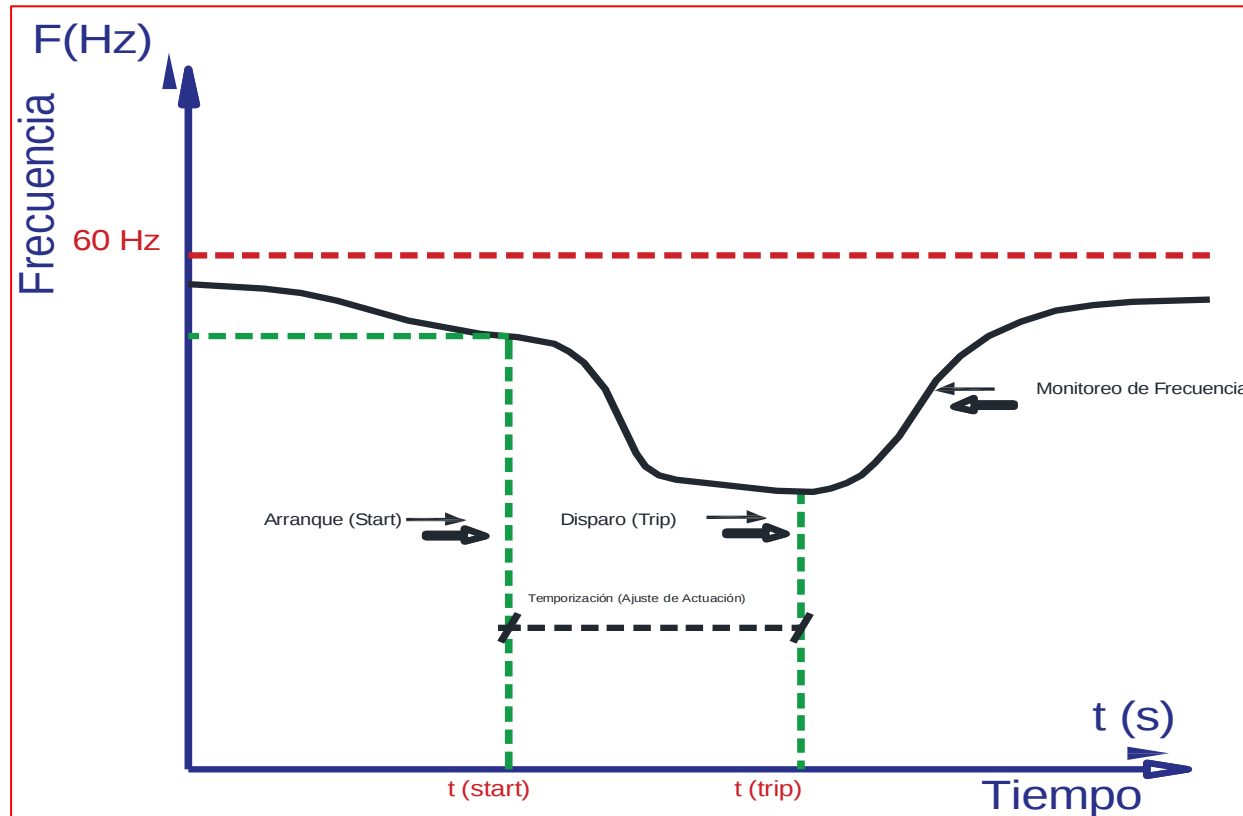


MARCA: SEL - MODELO: 751

RELES DE MINIMA FRECUENCIA

Pueden operar al:

- Pasar por debajo de un nivel de frecuencia durante un cierto tiempo. (Rechazo por frecuencia fija):

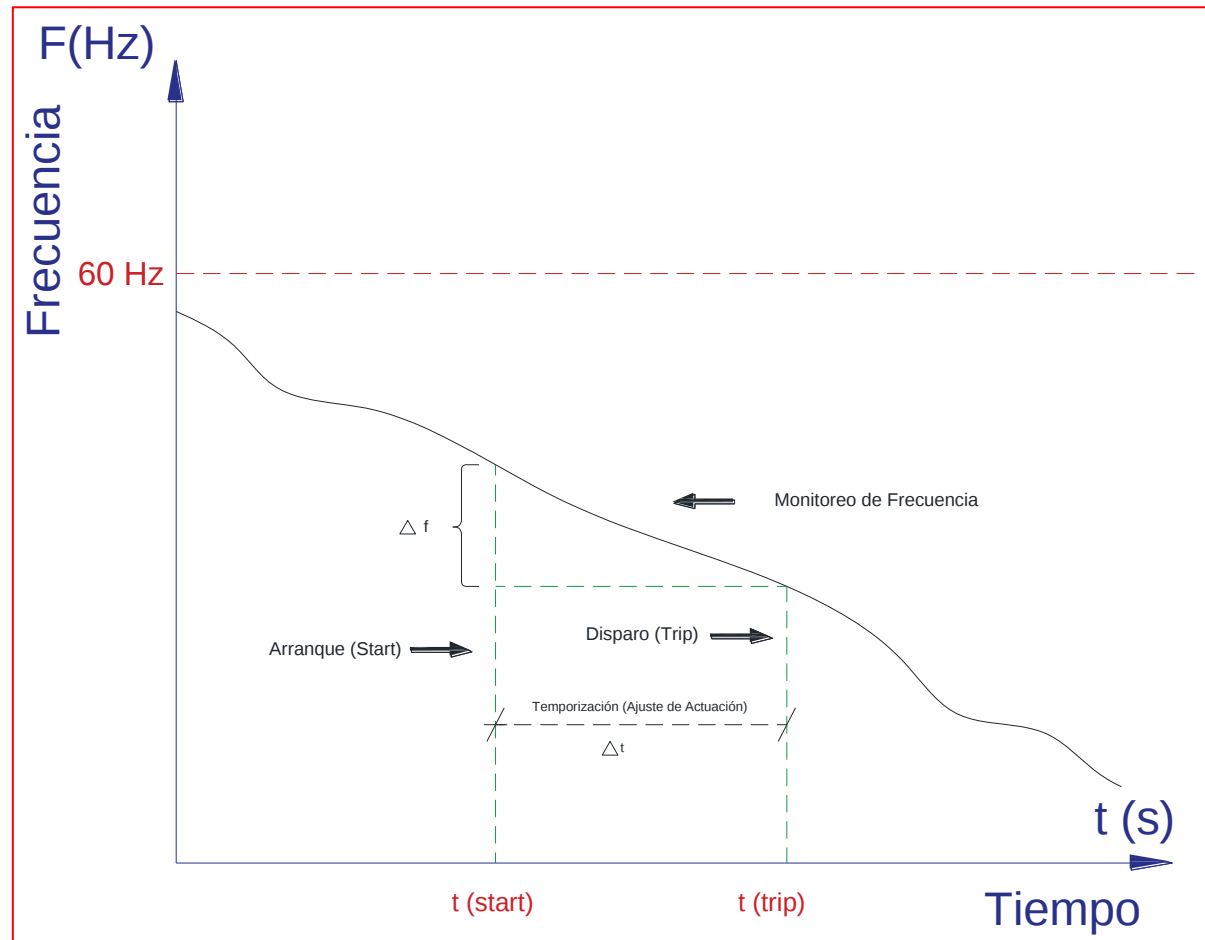


**Actuación de Frecuencia por
Etapa Fija (F)**

RELES DE MINIMA FRECUENCIA

Pueden operar al:

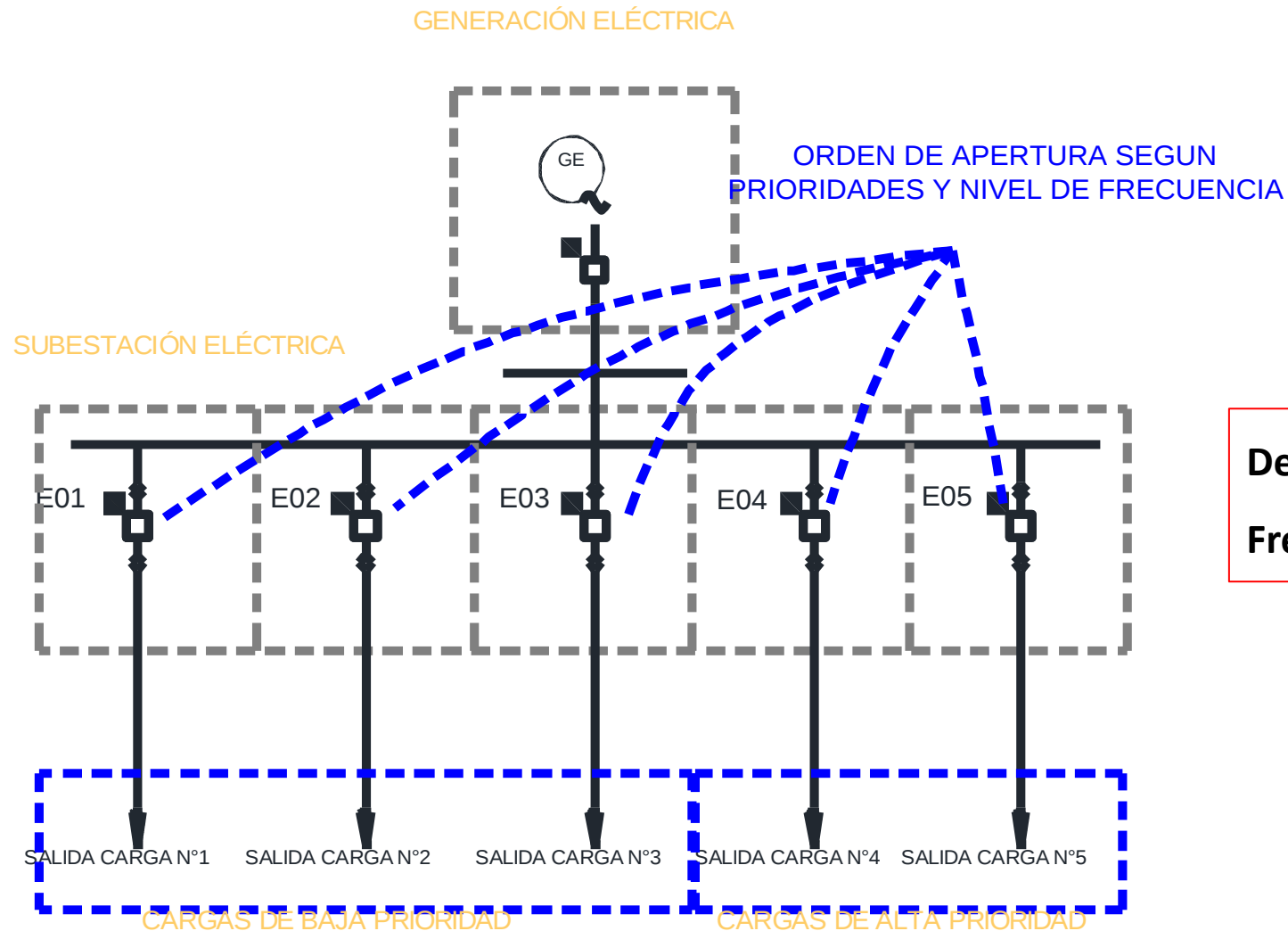
- Sobrepasar la gradiente de caída de frecuencia (df/dt), un valor consiga durante cierto tiempo, (Rechazo por gradiente de frecuencia)



**Actuación de Frecuencia por
Gradiente de Frecuencia (df/dt).**

RELES DE MINIMA FRECUENCIA

- El relé apertura los circuitos según las prioridades establecidas durante el proceso de calibración y el nivel de frecuencia que presente el sistema.



Desconexión de las Cargas por Caída de Frecuencia y Prioridad de Circuito

PLAN DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA

- El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para preestablecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el sistema. Como conclusión del análisis se establece la potencia a rechazar por cliente libre.

ZONA	CLIENTE LIBRE	SUMINISTRADOR	RECHAZOS TEÓRICOS										
			DEMANDA DE REFERENCIA		ETAPA1	ETAPA2	ETAPA3	ETAPA4	ETAPA5	ETAPA6	ETAPA7	TOTAL	
			MW	NOTA	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
	1818 S.A.C.	INLAND ENERGY	0.76	[1]	0.0152	0.0380	0.0456	0.0532	0.0304		0.0114	0.19	25.5
	ACEROS CHILCA	SDF ENERGIA	7.57	[1]	0.1514	0.3784	0.4541	0.5297	0.3027		0.1135	1.93	25.5
	ACEROS DEL PERU S.A.C.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.15	[1]	0.0030	0.0074	0.0089	0.0104	0.0059		0.0022	0.04	25.5
	ACRICORP S.A.C.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.52	[1]	0.0104	0.0261	0.0313	0.0366	0.0209		0.0078	0.13	25.5
	ACUACULTURA Y PESCA	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.89	[4]	0.0177	0.0444	0.0532	0.0621	0.0355		0.0133	0.23	25.5
	ADMINISTRADORA CLINICA RICARDO PALMA S.A.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	1.10	[1]	0.0219	0.0549	0.0658	0.0768	0.0439		0.0165	0.28	25.5
	AGRÍCOLA CERRO PRIETO S.A.	HUAURA POWER GROUP	1.04	[1]	0.0209	0.0522	0.0626	0.0730	0.0417		0.0156	0.27	25.5
	AGRICOLA CHIRA	ORAZUL ENERGY PERÚ/B	19.02	[1]	0.3805	0.9512	1.1415	1.3317	0.7610		0.2854	4.85	25.5
	AGRICOLA COPACABANA DE CHINCHA S.A.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.22	[1]	0.0045	0.0111	0.0134	0.0156	0.0089		0.0033	0.06	25.5
	AGRICOLA CUATRO VIENTOS S.A.C.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.25	[2]	0.0051	0.0127	0.0152	0.0177	0.0101		0.0038	0.06	25.5
	AGRÍCOLA DON RICARDO S.A.C.	ATRIA ENERGÍA S.A.C.	0.59	[1]	0.0118	0.0294	0.0353	0.0412	0.0235		0.0088	0.15	25.5
	AGRICOLA HOJA REDONDA S.A.	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	0.36	[1]	0.0072	0.0180	0.0216	0.0252	0.0144		0.0054	0.09	25.5
	AGRICOLA HUARMEY S.A.C	EMPRESA DE GENERACIO	0.58	[1]	0.0116	0.0290	0.0348	0.0406	0.0232		0.0087	0.15	25.5

**Publicación de potencia a rechazar por
Etapas de los Clientes Libres - 2021**

PLAN DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA

- Ajustes de Frecuencia para rechazo de Carga (ERACMF) para el 2021.

ERACMF de la Zona A

(Área Centro-Norte del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACIÓN	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACIÓN
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	2.0%	59.20	0.15	59.8	-1.0	0.15
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.0	0.15
3	6.0%	58.80	0.15	59.8	-1.0	0.15
4	7.0%	58.60	0.15			
5	4.0%	58.50	0.15			
6	-	-	-			
7	1.5%	59.50	60.0			
(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.						
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz						
(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 300 ms en las cargas que se localizan aguas abajo de: - Transformadores 138/66 kV de la subestación Huallanca y 10/66 kV de la subestación Kiman Ayllu. - Subestación Zorritos 220 kV - Subestación Talara 220 kV - Líneas L-6654 y L-6698 - Subestación Oxapampa 138/60/23 kV						

ERACMF de la Zona B

(Área Sur del SEIN)

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACIÓN	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACIÓN
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	2.0%	59.20	0.15	59.8	-1.1	0.2
2	5.0%	59.00	0.15	59.8	-1.1	0.2
3	6.0%	58.80	0.15	59.8	-1.1	0.2
4	7.0%	58.60	0.15			
5	4.0%	58.50	0.15			
6	6.0%	58.20	0.15			
7	1.5%	59.50	60.0			
(1) La temporización de los relés de derivada de frecuencia no incluye el tiempo requerido por el relé para medir la pendiente. Se recomienda ajustar la ventana de medición de la pendiente de 4 a 6 ciclos.						
(2) La etapa 7 es un respaldo para reponer la frecuencia, si luego de los rechazos queda por debajo de 59.5 Hz						
(3) La temporización de los relés de derivada de frecuencia será 350 ms en las cargas que se localizan aguas debajo de las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay.						

PLAN DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA

- También se define el Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre frecuencia (EDAGSF) para el 2021.

CENTRAL	UNIDAD	AJUSTES DE DERIVADA			AJUSTES DE UMBRAL	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND				
C.T. Aguaytía	TG1 (*)				61.0	0.066
C.H. Callahuanca	G4				61.3	2.0
C.H. Chimay	G1				61.5	1.5
C.H. Chimay	G2				61.5	12.0
C.H. Restitución	G1				61.5	1.0
C.H. Restitución	G2				61.5	1.0
C.H. Yanango	G1				61.5	10.0
C.T. Santa Rosa	TG8				61.8	2.0
C.H. San Gabán II	G1	1.2	61.0	0.3	62.5	0.3
C.H. Platanal	G1 (*)				62	1
(*) Si el grupo indicado no estuviera despachado, pero en su lugar estuviera despachado un grupo semejante de la misma central, este último debería tener implementados los ajustes del grupo especificado.						

PLAN DE RECHAZO AUTOMATICO DE CARGA

- También se define el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión (ERACMT) para el 2021.

SUBESTACIÓN	RECHAZO (*) (MW)	AJUSTES	
		UMBRAL (**) (kV)	TEMPORIZACIÓN (s)
Balnearios (LDS)	81,6	184,8	10,0
San Juan (LDS)	49,6	184,8	12,0
Chavarría (Enel Distribución)	69,5	184,0	10,0
	67,5	186,0	20,0
(*) Aguas debajo de la subestación			
(**) Medición en barras de 220 kV			

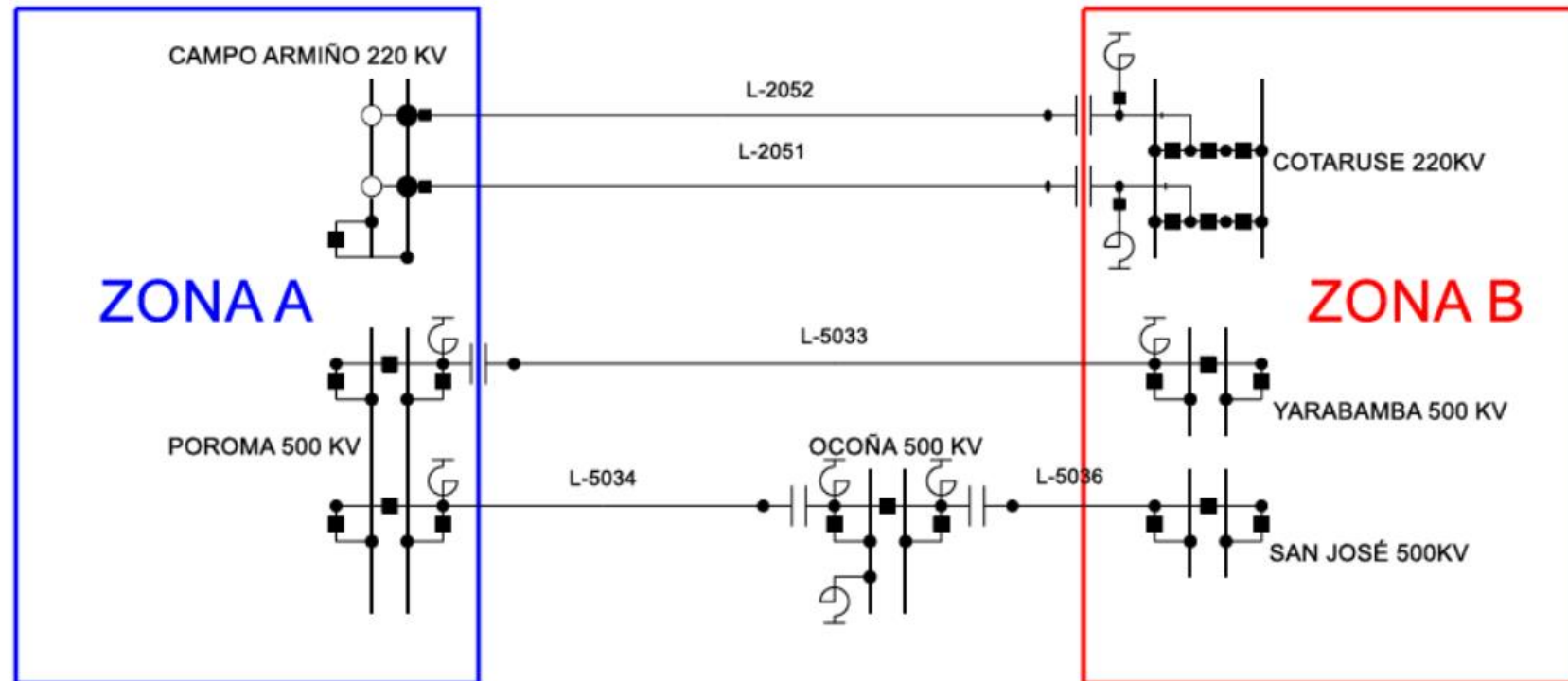
ANÁLISIS DE RECHAZO DE CARGA - SEIN

A - DEFINICIÓN DE LAS ÁREAS

El SEIN ha sido dividido en dos zonas, para efectos de las especificaciones del ERACMF:

- Zona A: Área Centro-Norte del SEIN.
- Zona B: Área Sur del SEIN.

En la Figura 5-1 se muestra las zonas definidas y las líneas que las interconectan.



ANALISIS DE RECHAZO DE CARGA - SEIN

B - DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

- El estudio ha sido desarrollado considerando escenarios esperados de avenida (febrero) y estiaje (agosto) del año 2021, en condiciones de demanda máxima, media y mínima de un día laborable.

ESCENARIO	PERIODO HIDROLÓGICO
Av2021Max	Avenida 2021
Av2021Med	Avenida 2021
Av2021Min	Avenida 2021
Es2021Max	Estiaje 2021
Es2021Med	Estiaje 2021
Es2021Min	Estiaje 2021

ANALISIS DE RECHAZO DE CARGA - SEIN

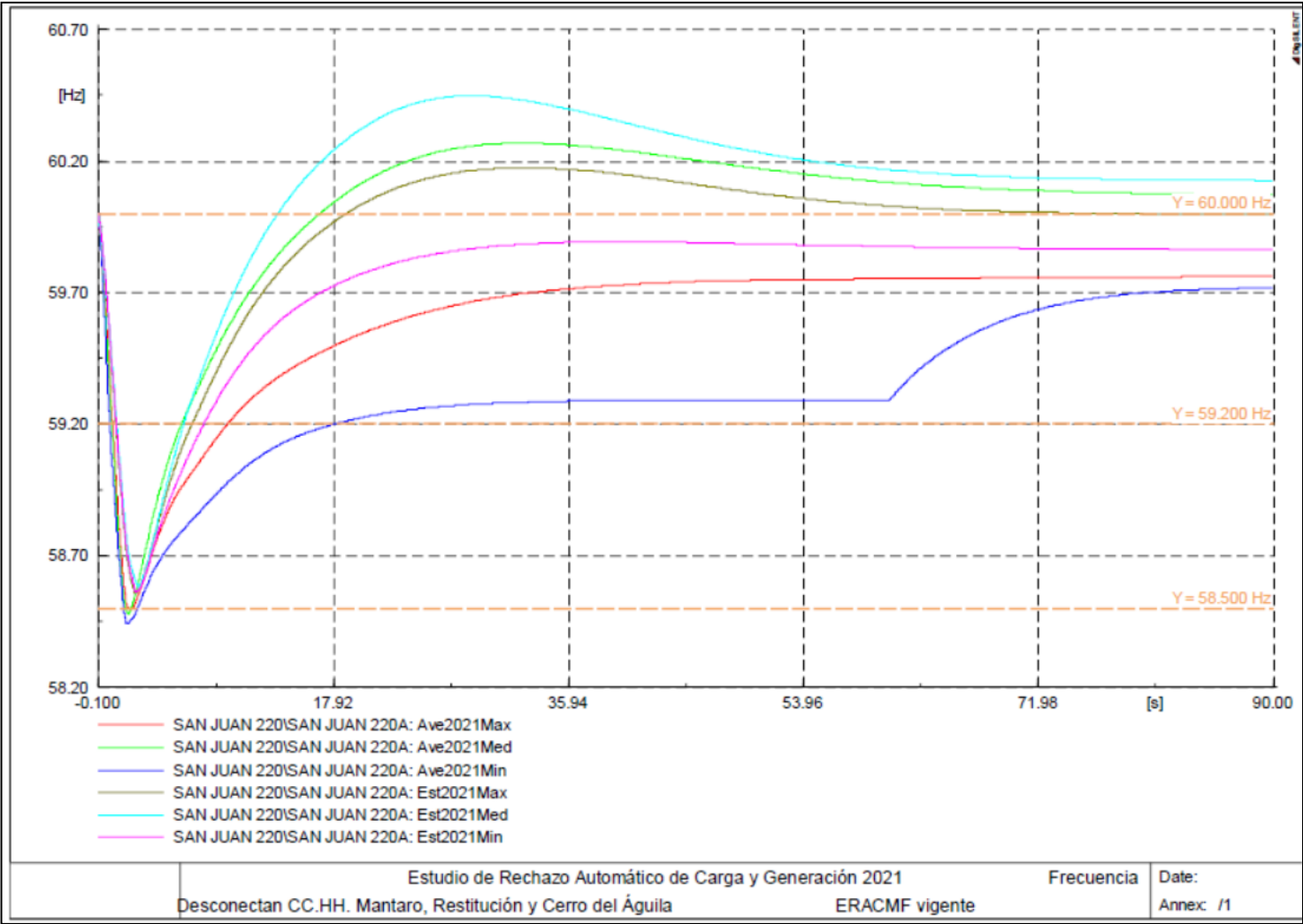
C – EVENTOS DE DESCONEXION DE GENERACIÓN

- Para evaluar la caída de frecuencia se requiere realizar simulaciones de Desconexión de Unidades de Generación que generen un impacto significativo en la frecuencia del SEIN (mayores a 200MW), por tal motivo se seleccionan las siguientes unidades:

EVENTO	UNIDADES DESCONECTADAS
DG01	CH Yuncan + CH Yaupi
DG02	CH Cañón del pato
DG03	CH Huinco
DG04	CT Santo Domingo de los Olleros
DG05	TV Kallpa
DG06	TV Chilca
DG07	TG1 + TG2 CT Kallpa
DG08	TG1 + TG2 + TG3 CT Kallpa
DG09	CT Ventanilla
DG10	CH Chaglla
DG11	CH Cerro del Águila
DG12	CT Fénix
DG13	CH Mantaro
DG14	CT Kallpa
DG15	CT Chilca
DG16	CT Santo Domingo de los Olleros + CT Fénix
DG17	CT Kallpa + CH Platanal
DG18	CT Chilca 1 + CT Chilca 2
DG19	CH Mantaro + CH Restitución
DG20	CH Mantaro + CH Restitución + CH Cerro del Águila

ANALISIS DE RECHAZO DE CARGA - SEIN

C – RESULTADOS DE SIMULACIONES





ANÁLISIS DE RECHAZO DE CARGA – MODELADO

A – EVALUACION DEL SISTEMA

- Un Sistema Aislado es la Red Eléctrica que no tiene como fuente al SEIN, por lo tanto tiene alimentación mediante grupos de generación propia.
- Para una correcta evaluación hay que tener en cuenta lo siguiente:
 - Puesto que la potencia motora que activa las unidades generadoras se obtiene predominantemente de turbinas de vapor y gas, se debe tener en cuenta el modelo correcto por unidad generadora considerando el tipo de unidad.
 - Para modelar dinámicamente el generador con los sistemas de control, regulador de voltaje y regulador de velocidad, se hace uso de un modelo compuesto que permite acoplar el modelo de la máquina síncrona con los modelos de regulación y control.
 - Para el modelo de máquina síncrona se han establecido los siguientes parámetros, comprendidos dentro de un rango de valores típicos para las máquinas térmicas.

3.9.- ANALISIS DE RECHAZO DE CARGA – MODELADO

Las máquina síncrona precisan de dos controles independientes, uno en frecuencia y otro en tensión.

B – REGULADOR DE TENSIÓN

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
Tb	1.000000	[s]	Tiempo de Retardo del Filtro
Ta	1.000000	[s]	Constante de Tiempo Derivativo del Filtro
K	200.000000	[p.u.]	Ganancia del Controlador
Te	0.015000	[s]	Constante de Tiempo de Excitación
Emin	-6.400000	[p.u.]	Salida Mínima del Controlador
Emax	7.000000	[p.u.]	Salida Máxima del Controlador

ANÁLISIS DE RECHAZO DE CARGA – MODELADO

Las máquina síncrona precisan de dos controles independientes, uno en frecuencia y otro en tensión.

C – REGULADOR DE VELOCIDAD

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
T3	10.000000	[pu]	Constante de Tiempo de Retardo de la Turbina
T2	2.000000	[pu]	Constante de Tiempo de Adelanto de la Turbina
At	1.000000	[pu]	Coeficiente de potencia de la Turbina
Dt	0.000000	[pu]	Factor de Pérdidas por Fricción
R	0.005000	[pu]	Estatismo
T1	0.200000	[s]	Constante de Tiempo del <i>Governor</i>
PN	0.000000	[Mw]	Potencia Nominal de la Turbina(=0->PN=P _{gmn})
Vmin	0.000000	[pu]	Límite Mínimo
Vmax	1.000000	[pu]	Límite Máximo