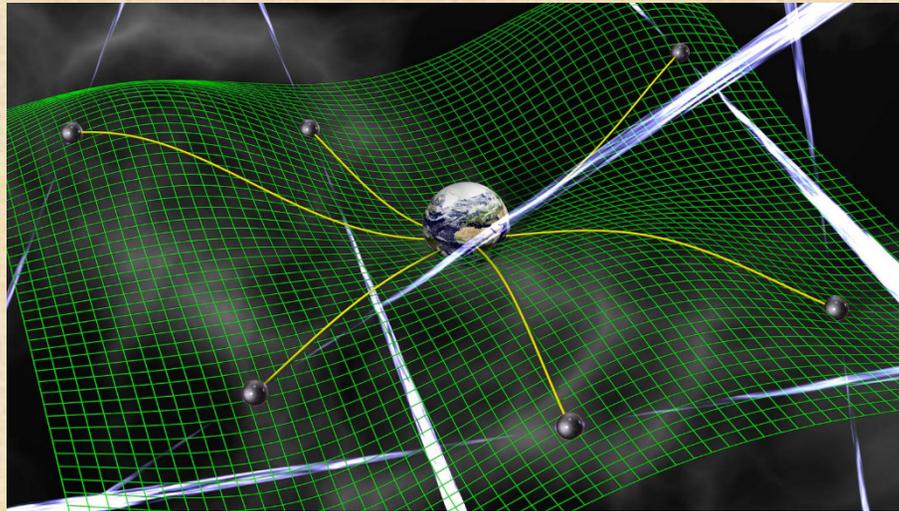


# Esquemas especiales de protección



Arturo Conde Enríquez

# Impacto en la red eléctrica

*Estabilidad del sistema.* Es el problema mas grave, **falla eléctrica mas falla de interruptor**, que es lo que se denomina doble contingencia.

*Seguridad.* Para una falla de uno o dos polos en líneas con reactores trifásicos y si no se tiene la protección adecuada, **la perdida del reactor es total.**

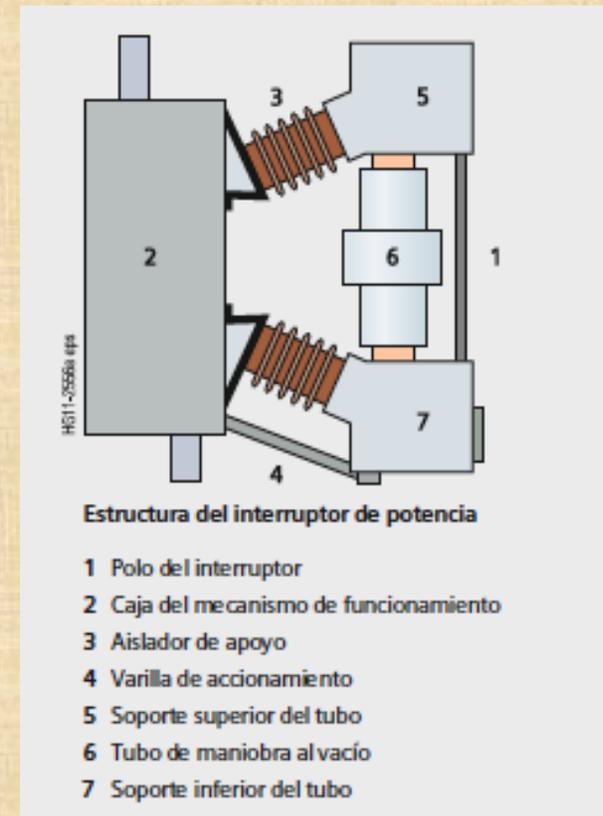


*Equipo primario.* La falla de un interruptor asociado **a un generador**, los daños que puede sufrir dependen del tipo de falla y la rapidez conque sea liberada.

Para el caso de **capacitores y transformadores**, también es necesario hacer un análisis ya que dependiendo de la conexión de estos equipos, así como el tipo de falla de interruptor son los riesgos que se corren.

# Protección de falla de interruptor 50FI o 50BF

- Fallo de interruptor con falla eléctrica
- Fallo del interruptor al cierre o a la apertura
- Fallo del interruptor sin requerimientos de operación
- Flash over



## Aplicación de esquemas de fallo de interruptor 50FI

El esquema de fallo de interruptor no debe ser considerado como un sustituto de un buen diseño y mantenimiento de equipo de sistema.

Protección de falla de interruptor debe ser lo más rápido posible sin disparar innecesariamente

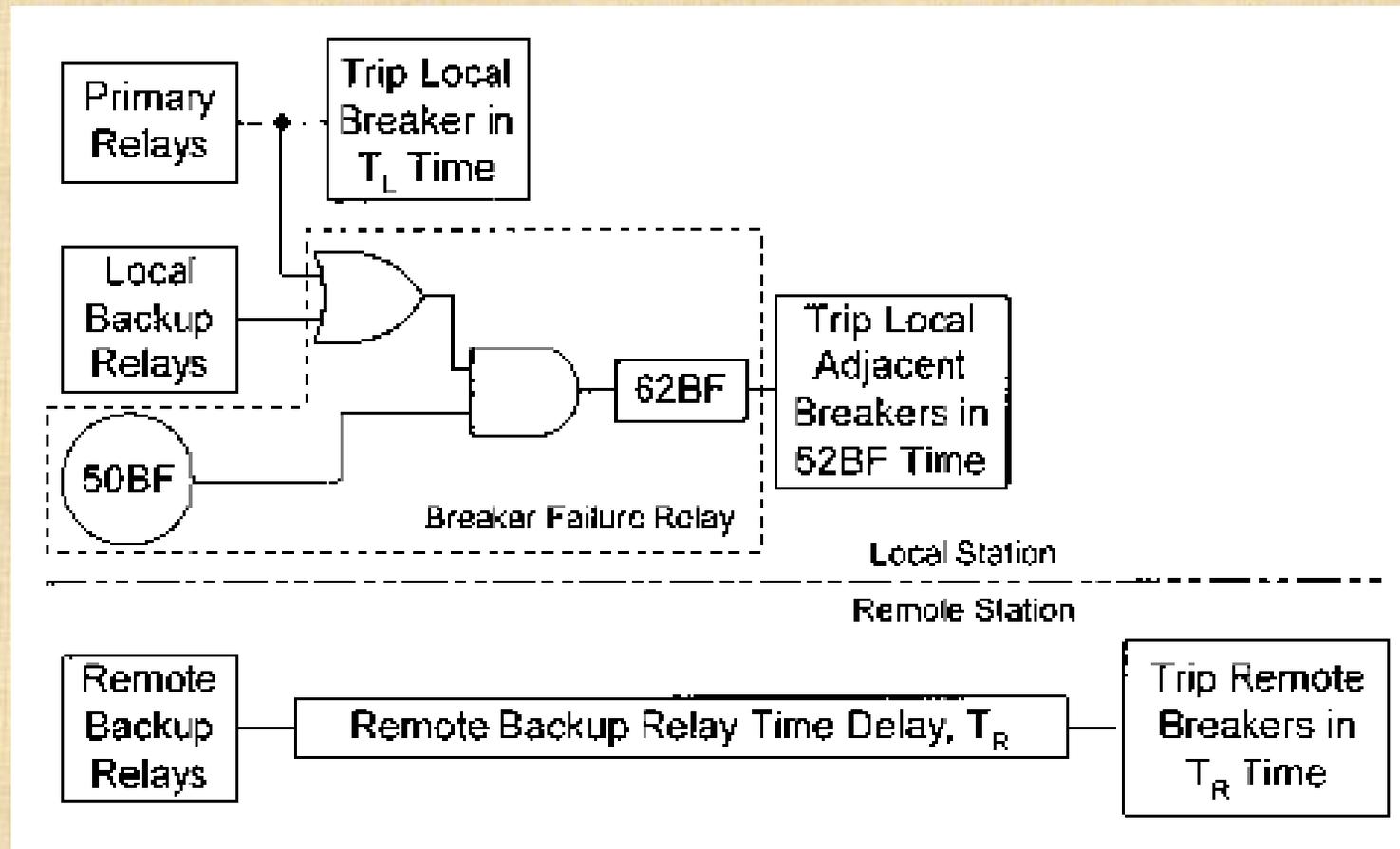
Este criterio es especialmente importante en las líneas de EHV. En este caso, se utilizan los ajustes del temporizador de interruptor de falla de 100 a 250 milisegundos (**6.5 a 15 ciclos** en una base de 60 Hz).

## Aplicación de esquemas de fallo de interruptor 50FI

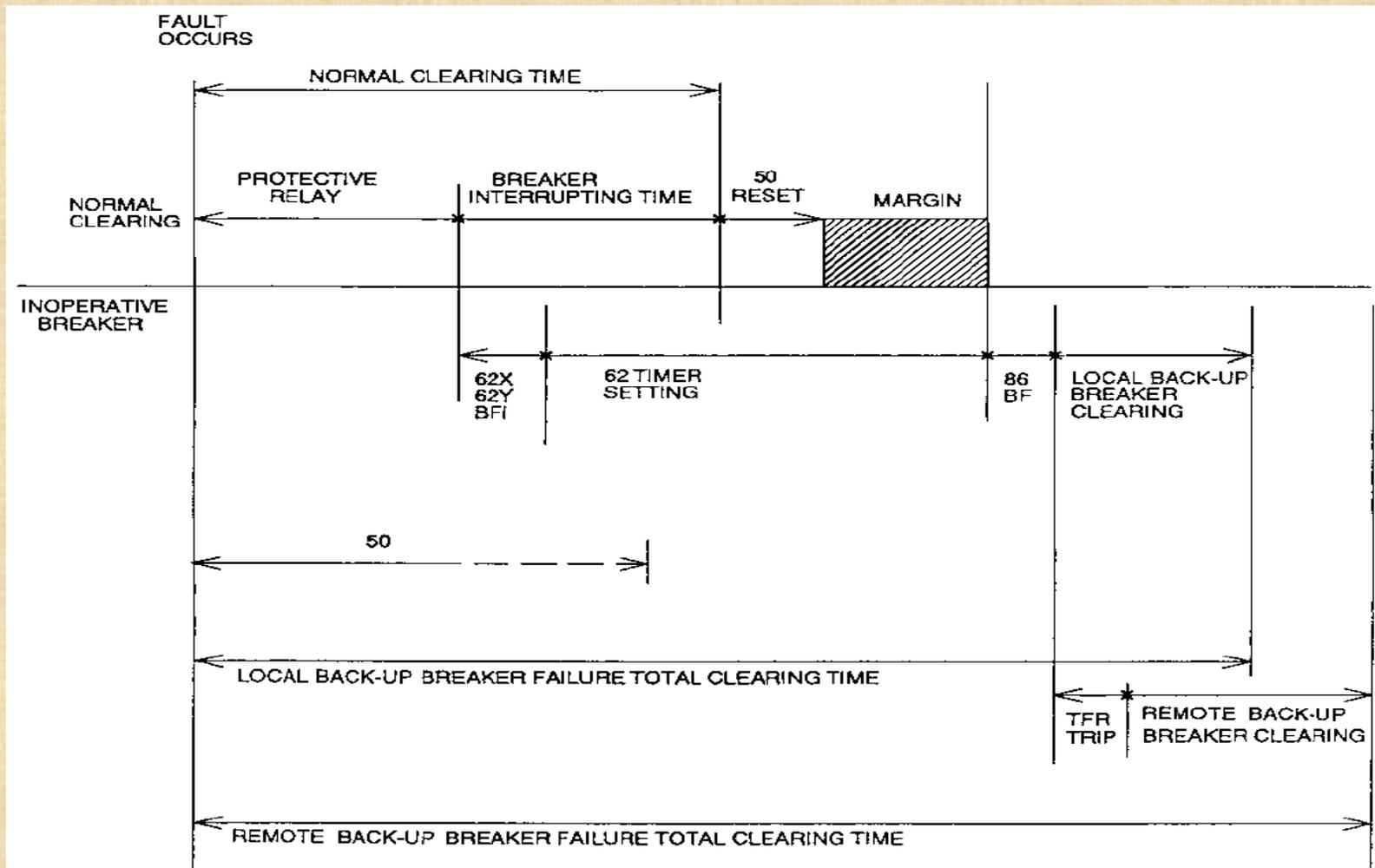
Se recomienda que:

- Se aplicará un circuito 50FI por interruptor, independientemente de la configuración del bus.
- Todos los interruptores adyacentes deben ser disparados por 50FI, con **independencia del lugar de la falla**.
- En todos los casos, todos los interruptores disparados por el 50FI deben ser bloqueados.
- Un interruptor remoto también debe ser activada por cualquiera de sus propios relés o por **disparo transferido** iniciado por el local 50FI. Respaldo remoto debe ser preferido sobre el disparo transferido.

# Protección de falla de interruptor



# Característica tradicional de 50FI



## Esquema 50FI

**Solo se habilitarán las unidades de fase, la unidad de neutro quedará deshabilitada.**

- Considerar fallas en el bus remoto con la contingencia que dé la mínima aportación y el valor de corriente de aportación. Multiplicarlo por 0.5.
- Considerar falla al final de la línea con una falla de 50 ohms (line end) y al valor de corriente de aportación multiplicarlo por 0.6.
- Calcular la corriente con el flujo máximo real de la línea en particular.
- De los resultados obtenidos en los puntos anteriores, seleccionar como valor de ajuste el **menor** de ellos, y en el caso de que el valor obtenido sea mayor a 12 amperes secundarios, limitarlo a este valor.

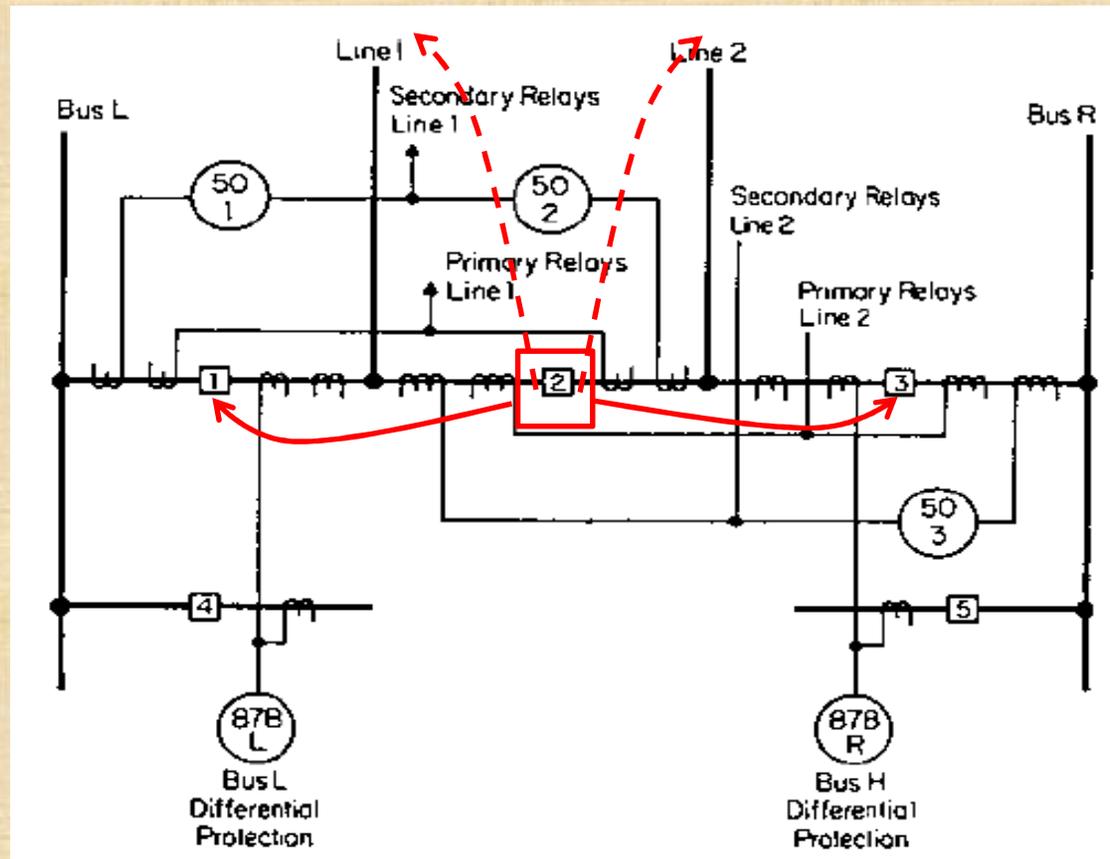
## Aplicación de esquemas de fallo de interruptor 50BF

52a y 52b no deben ser usados para indicar si un interruptor está conduciendo corriente, a menos que no hay otra manera de lograr esto.

- Su cableado está roto.
- Está fuera de ajuste.
- El mecanismo del interruptor ha operado pero los contactos del interruptor no han podido interrumpir la corriente.

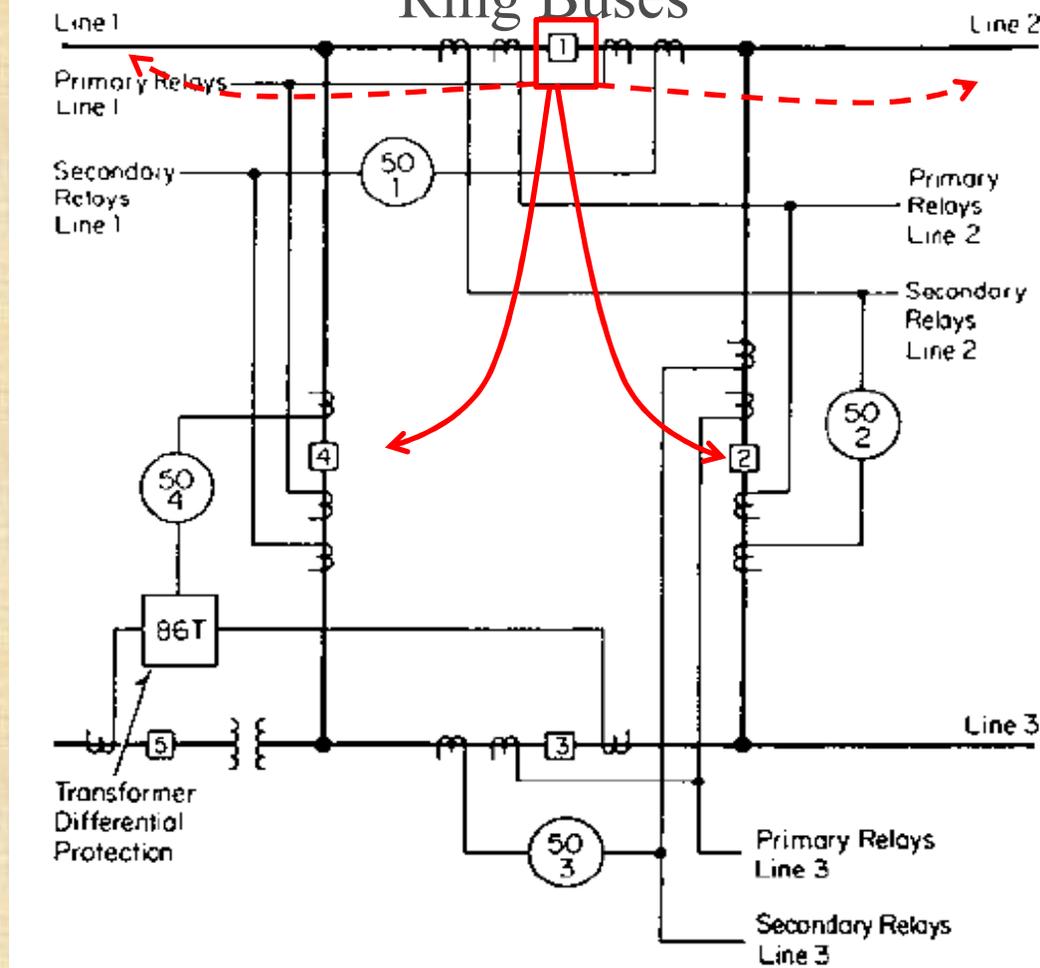
Cuando se están probando los relés de protección, el esquema *breaker failure* debe estar debidamente bloqueado o aislado para evitar errores de operación.

# Breaker-and-a-Half



For local backup or breaker failure no.	86 Relay operations
1	Trip 2 and all other bus breakers, such as 4, etc., on bus L. Transfer-trip line 1.
2	Trip 1 and 3. Transfer-trip lines 1 and 2.
3	Trip 2 and all other bus breakers, such as 5, etc., on bus R. Transfer-trip line 2.

# Ring Buses



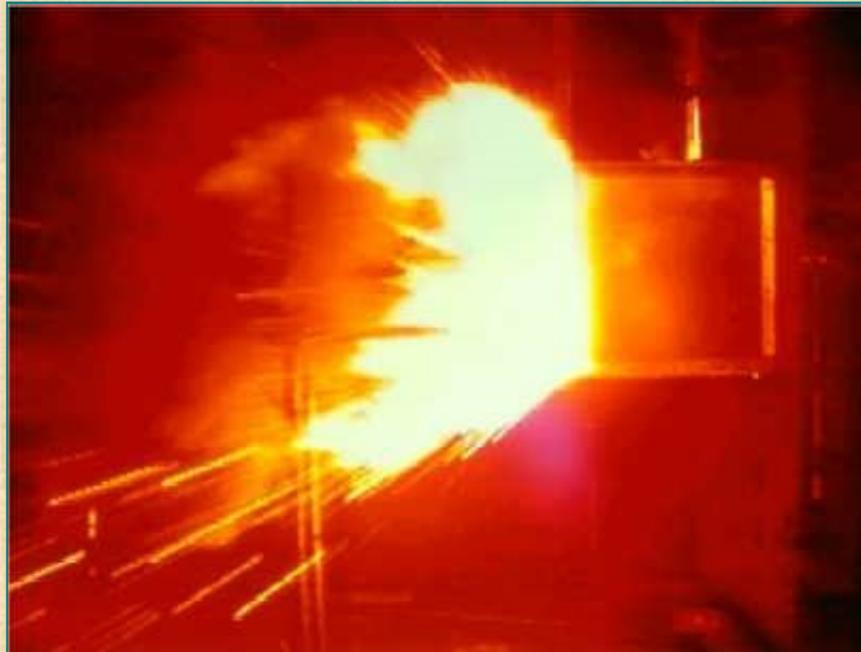
For local backup or  
breaker failure no.

86 Relay operations

1	Trip 2 and 4. Transfer-trip line 1 and 2.
2	Trip 1 and 3. Transfer-trip lines 2 and 3.
3	Trip 2, 4, and 5. Transfer-trip line 3.
4	Trip 1, 3, and 5. Transfer-trip line 1.

## Flash over

*"... una condición peligrosa asociada con la liberación de energía causada por un arco eléctrico "*



# ¿Qué causa Arc Flash?

Arco Eléctrico → Arc flash → Explosión de arco



# Standards

US National Fire Protection Association  
-Standard NFPA 70E



Canadian Standards Association  
-Standard Z-462



Canadian Electrical Code  
-Rule 2-306



Institute of Electrical & Electronics Engineers  
-Standard 1584



US Occupational Safety & Health Administration



Occupational Health & Safety Act  
-Applicable regulations



# Métodos para reducir el riesgo de arco eléctrico

- La energía del arco eléctrico puede expresarse en términos de  $I^2 t$ , por lo que puede disminuir la **I** o disminuir el **t** para disminuir la energía
- Los relés de protección pueden ayudar a disminuir el **t** optimizando la sensibilidad y disminuyendo el tiempo de disparo
- Técnicas de relés de protección
- Otros medios pueden disminuir la **I** al limitar la corriente de falla

# Métodos de protección para reducir el riesgo de arco eléctrico

- Protección diferencial de bus
- Cambio de configuración temporal para reducir el tiempo de liberación durante el mantenimiento
- Sacrificar la coordinación
- Curvas flexibles para mejorar la coordinación
- Utilice 51 VC / VR en alimentadores con DG para mejorar la sensibilidad y la coordinación (Fuente débil)
- Emplee detectores de luz ultravioleta con detectores de perturbaciones actuales para el disparo selectivo



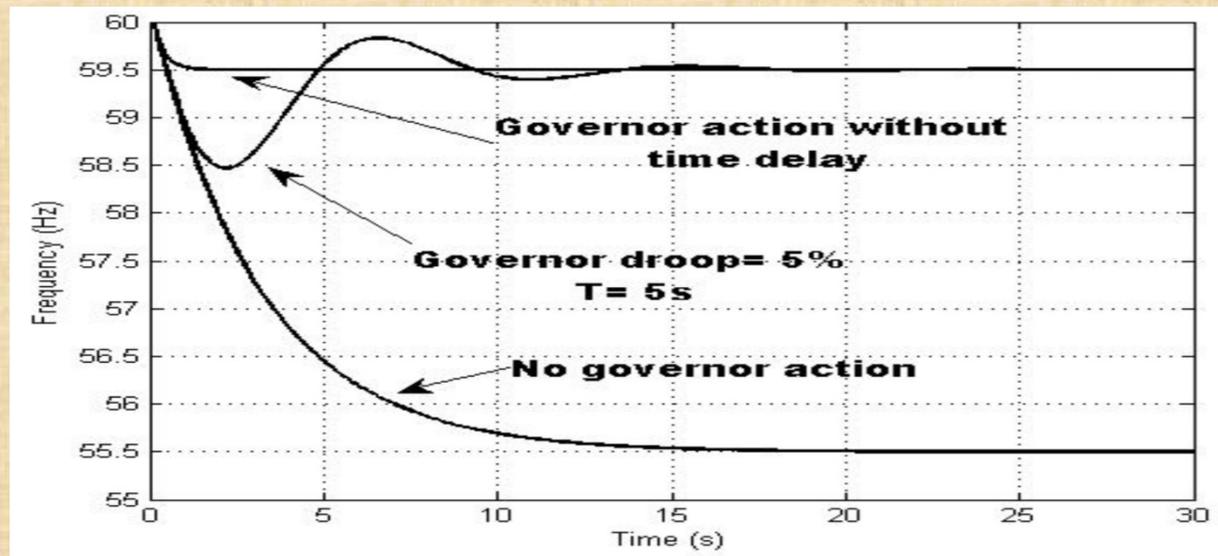


**Protección de baja frecuencia**

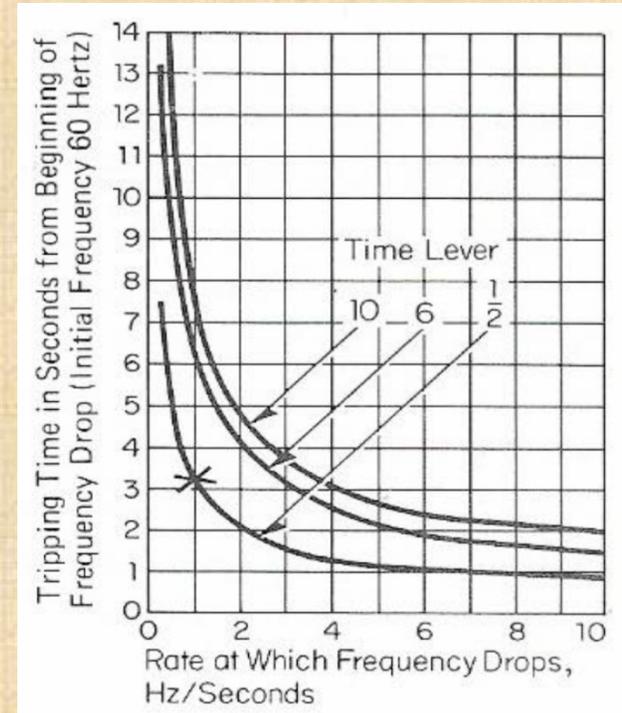
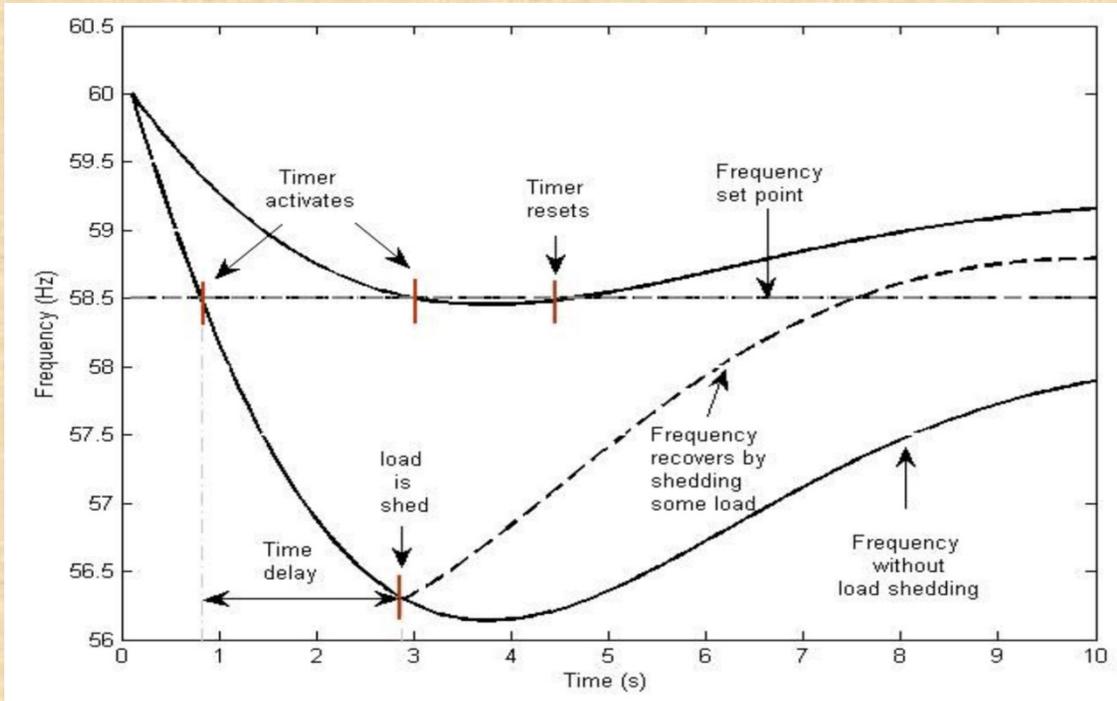
La frecuencia del bus se monitorea en cada subestación y, si la frecuencia del bus está por debajo de cierto punto de ajuste  $f$ , se activa un temporizador.

Cuando el temporizador alcanza un valor preestablecido  $\Delta t$ , el interruptor recibe una señal de disparo que desconecta un bloque local de carga  $\Delta d$ .

Si la frecuencia vuelve a un valor mayor que  $f$  dentro de un período de tiempo menor que  $\Delta t$ , entonces el temporizador se reinicia.



# Relevador de Baja Frecuencia (81)



Tiempo de operación del relevador

$H=8$

% de sobrecarga= 31

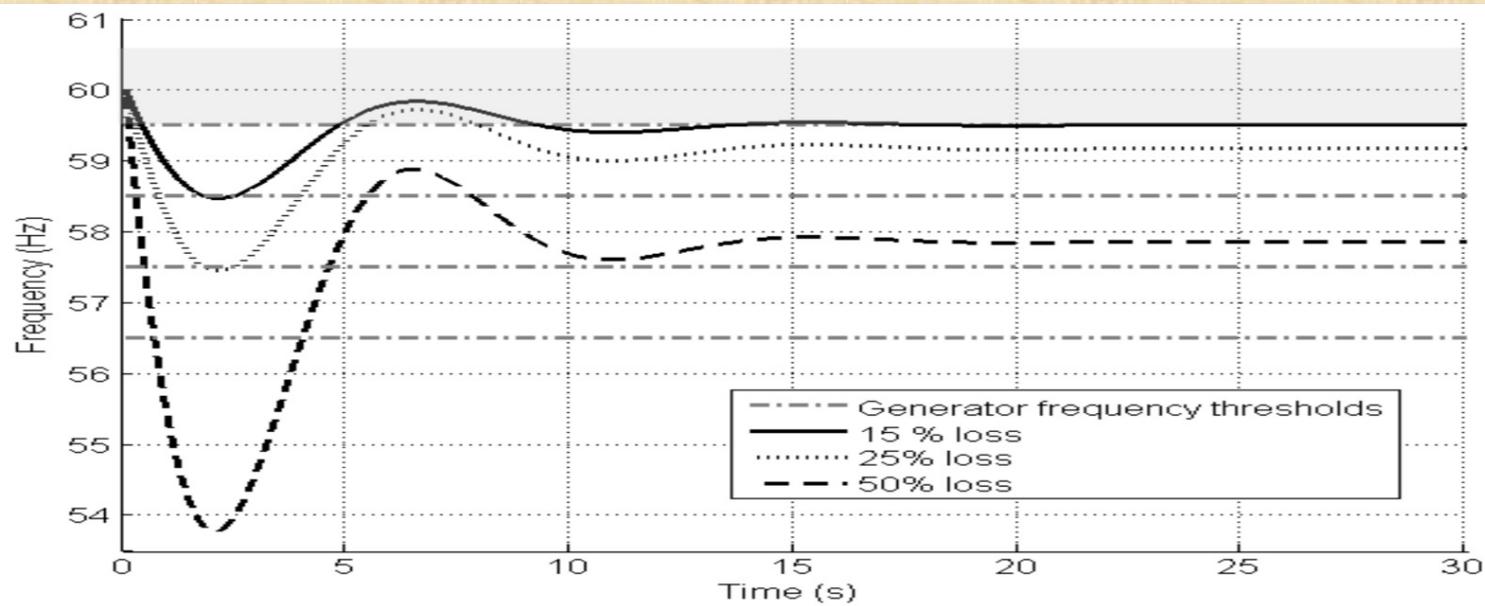
Cambio inicial de frecuencia 60 a 58 Hz

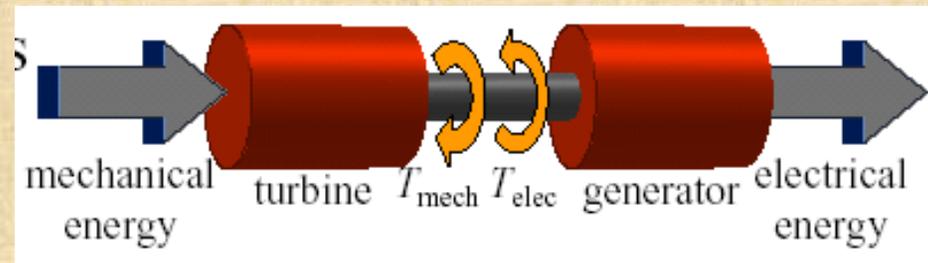
$$R = \frac{pL(f_1 - f_0)}{H \left( 1 - \frac{f_1^2}{f_0^2} \right)}$$

$$R = \frac{(0.85)(0.31)(-2)}{8(0.0656)} = -1.0 \text{ Hz/s}$$

# Relevador de Baja Frecuencia (81)

<i>Frequency Set</i>	<i>Load Shedding</i>	<i>Time delay</i>
<i>Points <math>f_s</math> (Hz)</i>	<i>Blocks <math>\Delta d_s</math> (pu)</i>	<i><math>\Delta t_s</math> (s)</i>
58.2	.134	.2
57.6	.150	.2
57.2	.134	.2





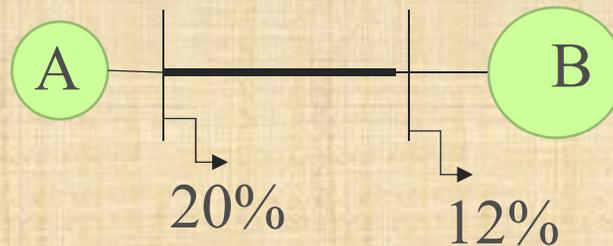
$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e$$

La relación frecuencia-tiempo

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H}$$

La teoría de esta operación se basa en el principio de que las tasas de decaimiento de los segmentos insulares de los sistemas de energía son diferentes.

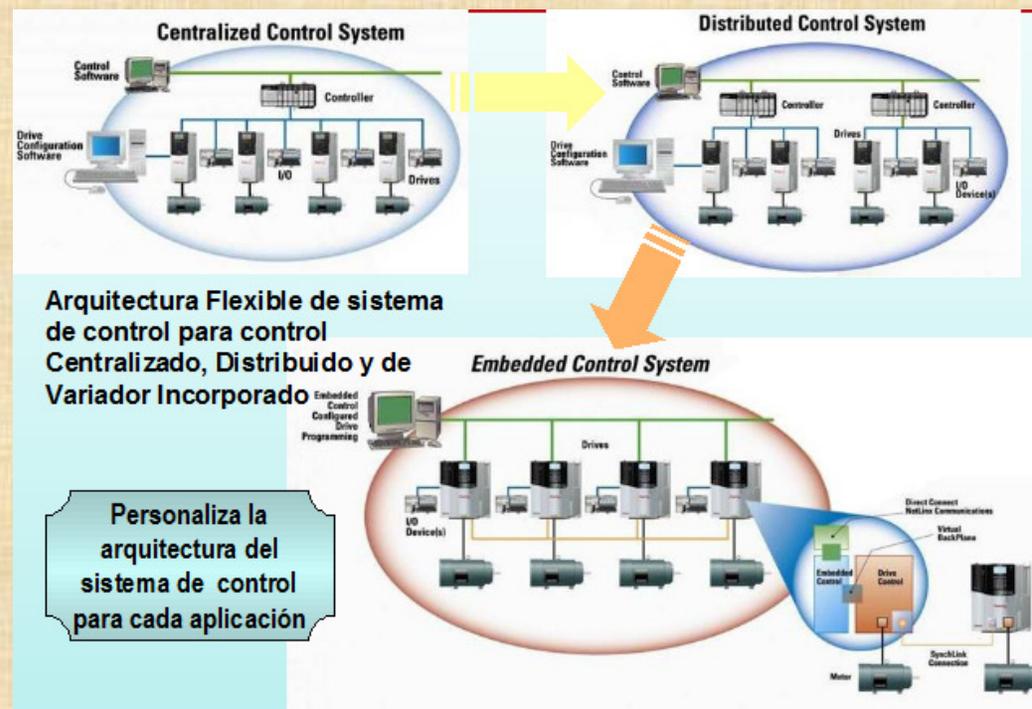
Por ejemplo, si un sistema de energía se divide en dos partes, *la probabilidad de que ambas piezas caigan de manera idéntica en la frecuencia es remota*, ya que esto requiere una generación y una diferencia de carga perfectamente combinadas.



A menudo, una isla sube en frecuencia y la otra baja. Si ambas islas disminuyen en frecuencia, su tasa de cambio es diferente. La probabilidad de que ambos sistemas crucen el mismo límite UF en el mismo intervalo de tiempo de milisegundos es aún más remota.

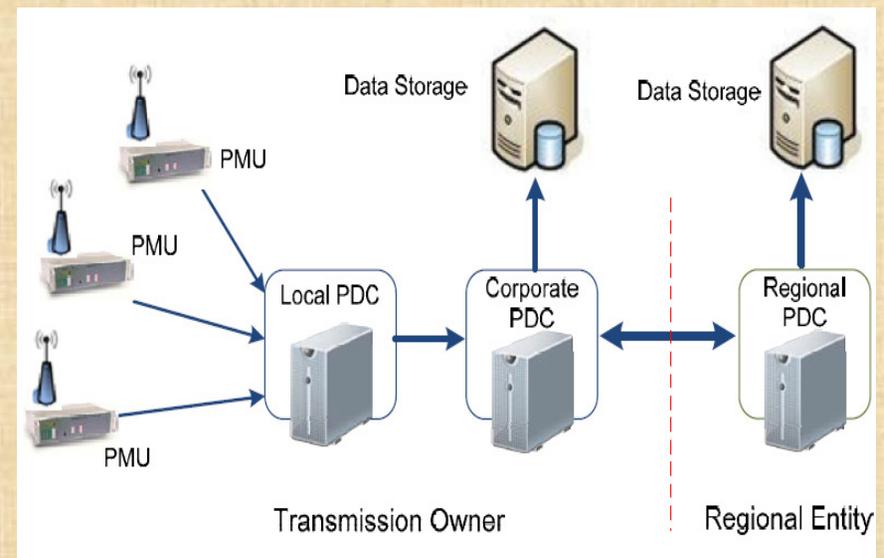
Por lo tanto, a través de la marca de tiempo adecuada y la adquisición rápida de datos, el controlador centralizado discrimina qué cargas están juntas en la misma isla.

Por lo tanto, este sistema proporciona una identificación garantizada de las cargas y la asignación a la isla adecuada.



Para realizar la asignación de cargas a la isla adecuada, se utilizan opcionalmente mediciones de fasor sincronizadas en el tiempo, como los sincrofasores IEEE C37.118.

**El ángulo del sincrofasor de cada carga se envía al controlador centralizado, y todas las islas del sistema de alimentación se identifican positivamente.**



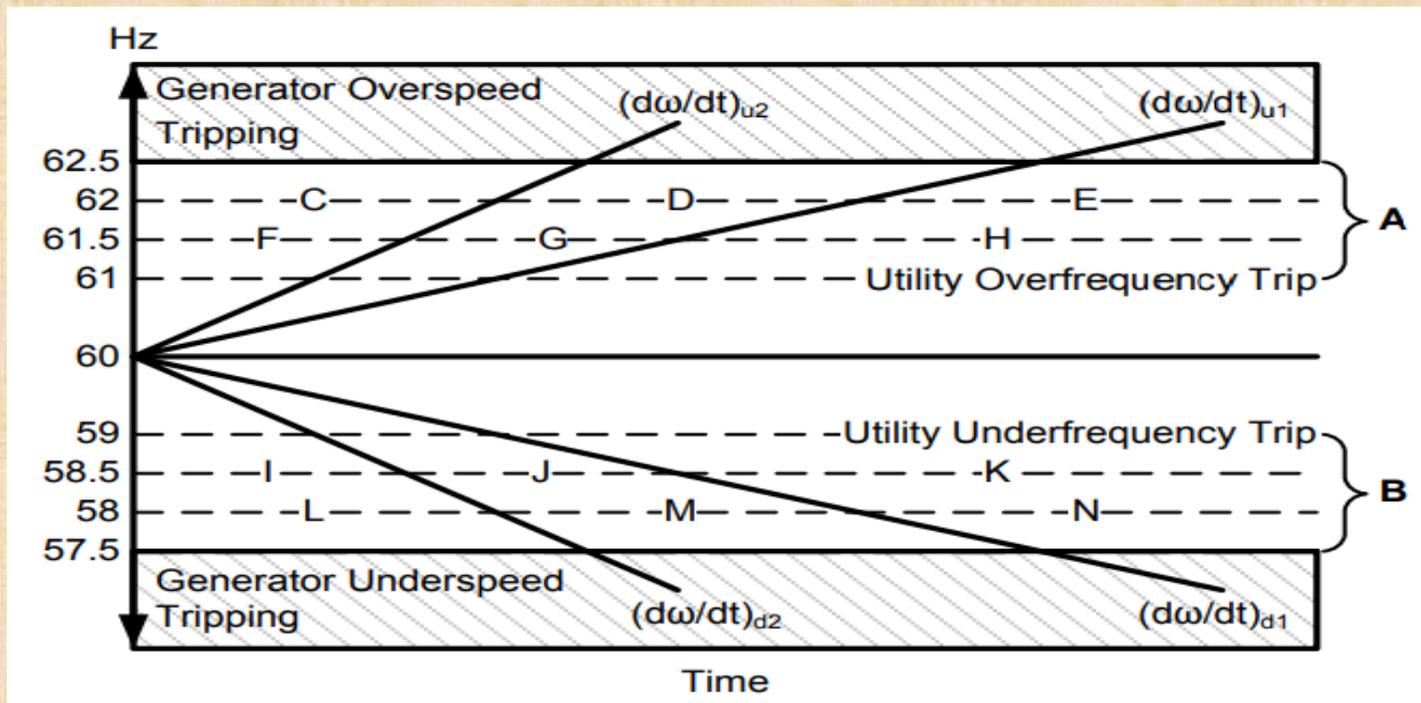
El ángulo de carga del sincrofasor es obligatorio para este nuevo esquema debido a la gran impedancia, las transferencias de potencia y las inercias involucradas.

El seguimiento de **H** del sistema de energía se estima mediante la suma de la inercia de los dispositivos de mayor inercia en un sistema.

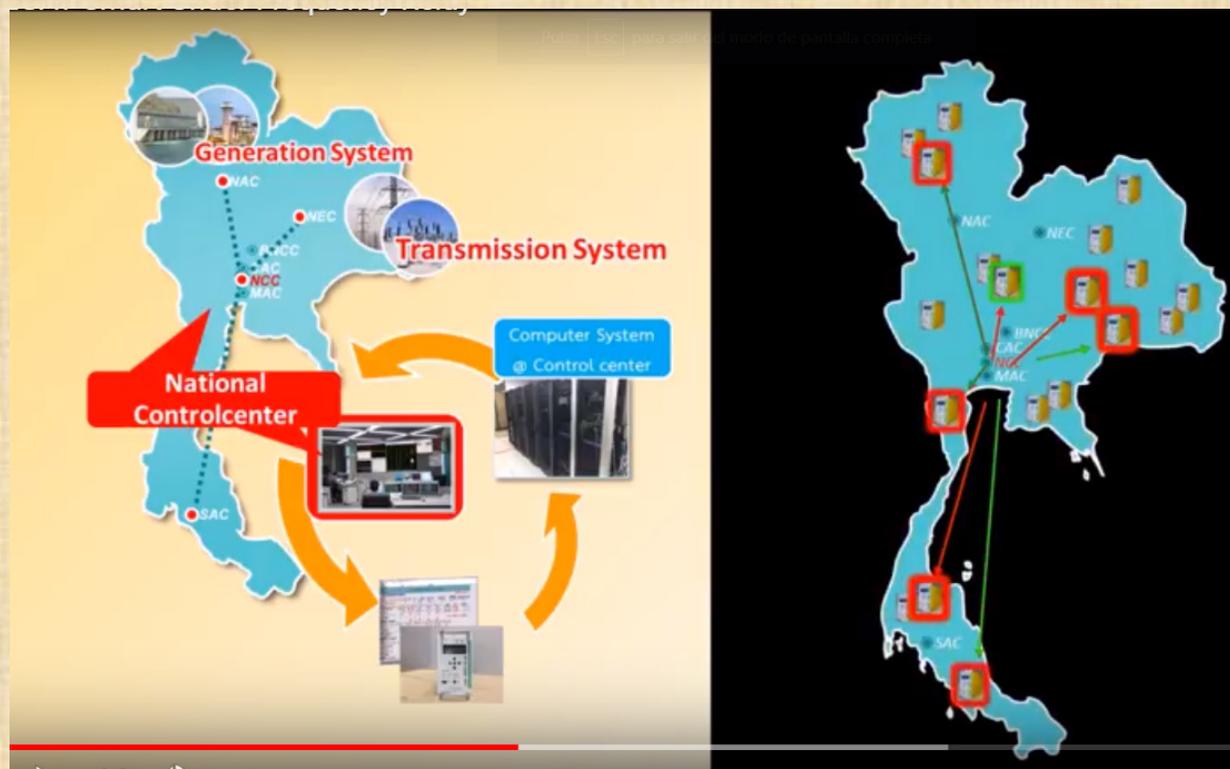
La **H** de un sistema de energía está dominada por la inercia de los generadores y las grandes cargas desprendibles. Al identificar positivamente el generador y la carga que se adjuntan a cada sección de la red de la isla, **el algoritmo determina la inercia aproximada del sistema de alimentación.**

$$2H \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e$$

Los eventos de UF también deben estar etiquetados en el tiempo por los relés multifunción, y todos los relés deben estar sincronizados en el tiempo a 1 milisegundo o más.



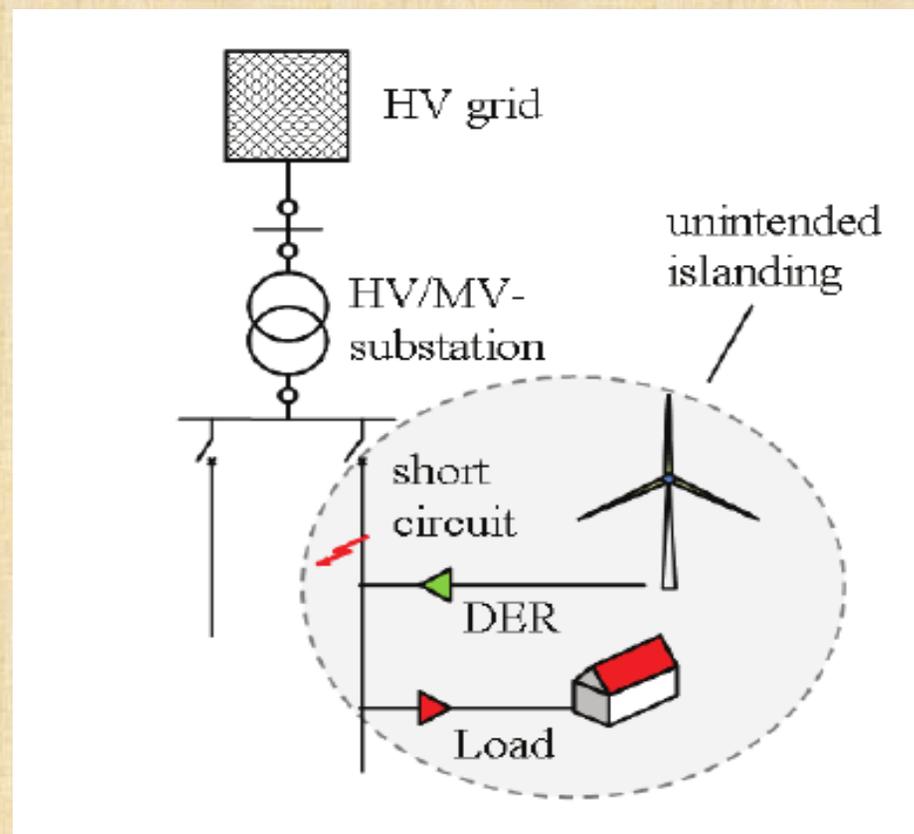
Los relés multifuncionales están ubicados en cada generador y la carga se puede dividir. Todos los relés multifunción se configuran con los mismos puntos de ajuste UF y OF y el tiempo de retardo, lo que significa que todos los relés tienen configuraciones UF y OF idénticas.



# Detección de ISLA

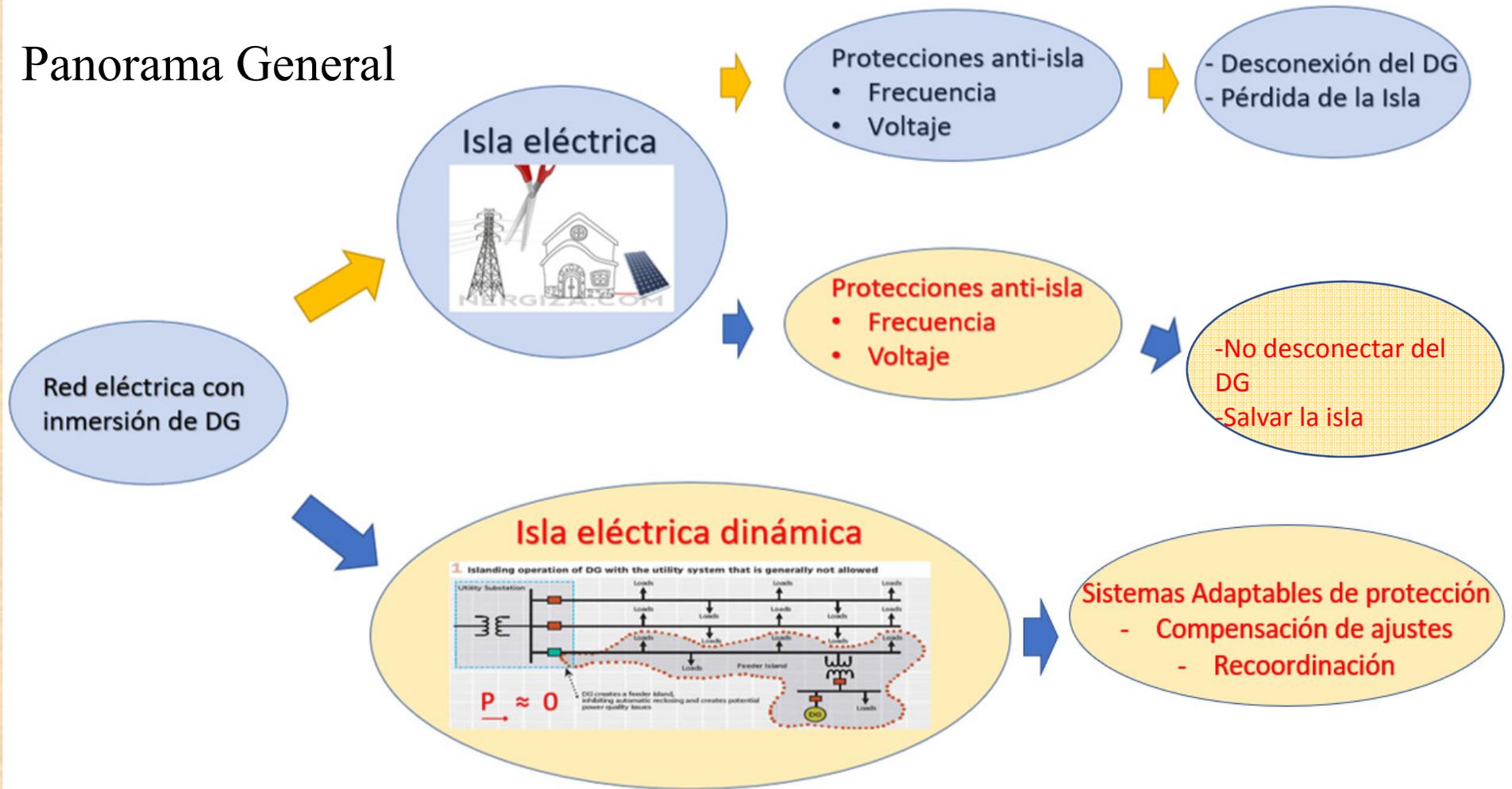


## Formación no intencional de **Islas eléctricas**



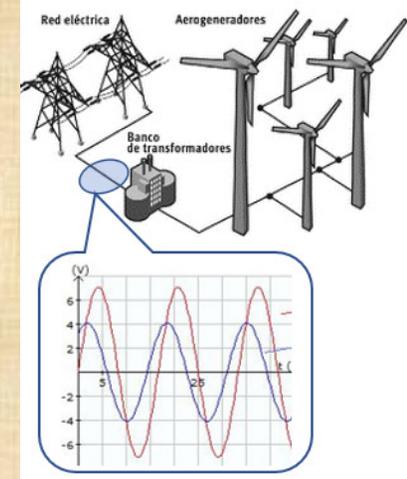
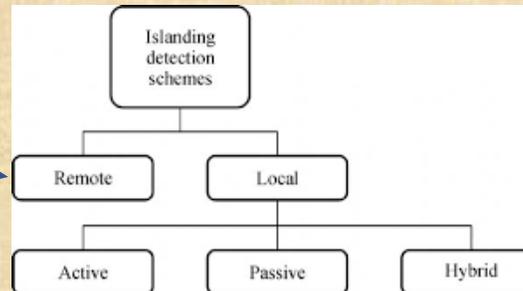
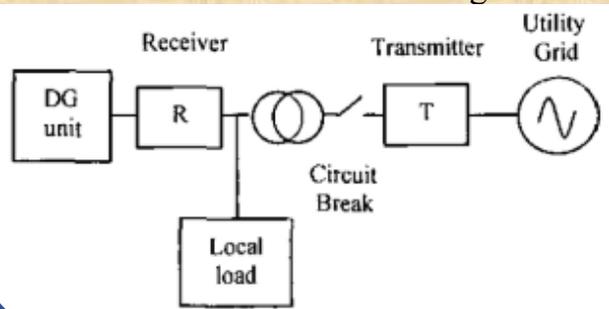
**Pérdida de la zona aislada por desconexión  
forzosa de los generadores**

# Panorama General



# Esquemas de detección de operación en isla

- PLCC: Power line carrier communications.
- SCADA-based anti-islanding



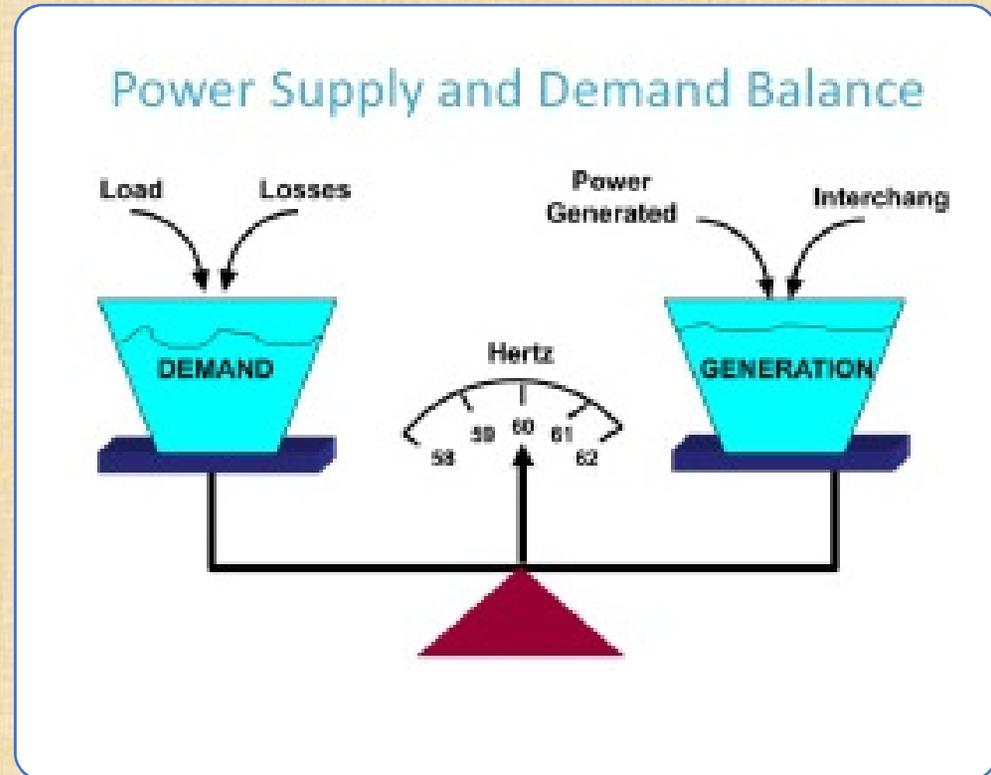
- Automatic Phase-Shift
- Reactive power export error detection (RPEED)
- Impedance measurement
- Phase shift methods for inverter-based DG's
  - Slip-mode frequency shift method.
  - Active frequency Drift Mode.
  - Automatic Phase-Shift Methods

- Under/Over Frequency
- Rate of Change of Frequency (ROCOF)
- Rate of Change of Output Power (ROCOP)
- Harmonics detection (HD)
- Transient Signals and wavelet Transform
- Vector Surge Relay (VSR)
- Under/Over voltaje
- Rate of Change of Voltaje and Power Factor
- SMS and PJD Schemes with Varying Quality Factor

## Esquema de detección de operación en isla

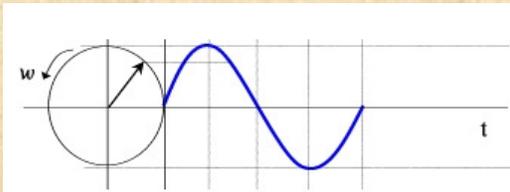
### Rate of Change of Frequency (ROCOF)

- La formación de isla implica un desequilibrio entre carga y generación lo que lleva a una variación en la frecuencia propia del fenómeno isla.



# Algoritmo de Protección anti-isla ROCOF

Extracción del fasor de voltaje en PCC

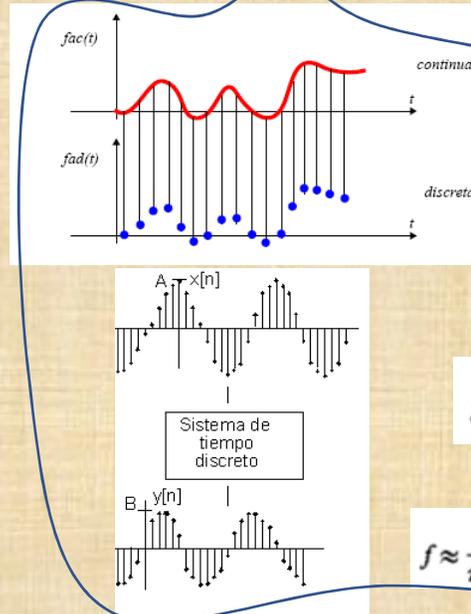


$$v_s(t) = V_0 \sin(\omega t + \phi_0)$$

$$= V_0 \cos\left(\frac{\pi}{2} - \omega t - \phi_0\right)$$

$$= V_0 \cos\left(\omega t + \phi_0 - \frac{\pi}{2}\right)$$

Conversión a Señal Continua



Estimación de Frecuencia

$$x_1(n) = \sum_{k=0}^{N-1} x(n-k)H_s(k)$$

and

$$x_2(n) = \sum_{k=0}^{N-1} x(n-k)H_c(k)$$

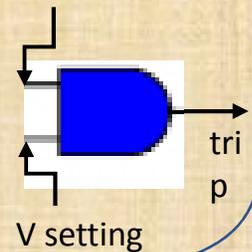
$$x'(n) = \frac{[x(n) - x(n-1)]}{\Delta T}$$

$$f \approx \frac{1}{\pi T} \frac{(x_2(n) + x_2(n-1))x'_1(n) - (x_1(n) + x_1(n-1))x'_2(n)}{(x_1(n) + x_1(n-1))^2 + (x_2(n) + x_2(n-1))^2}$$

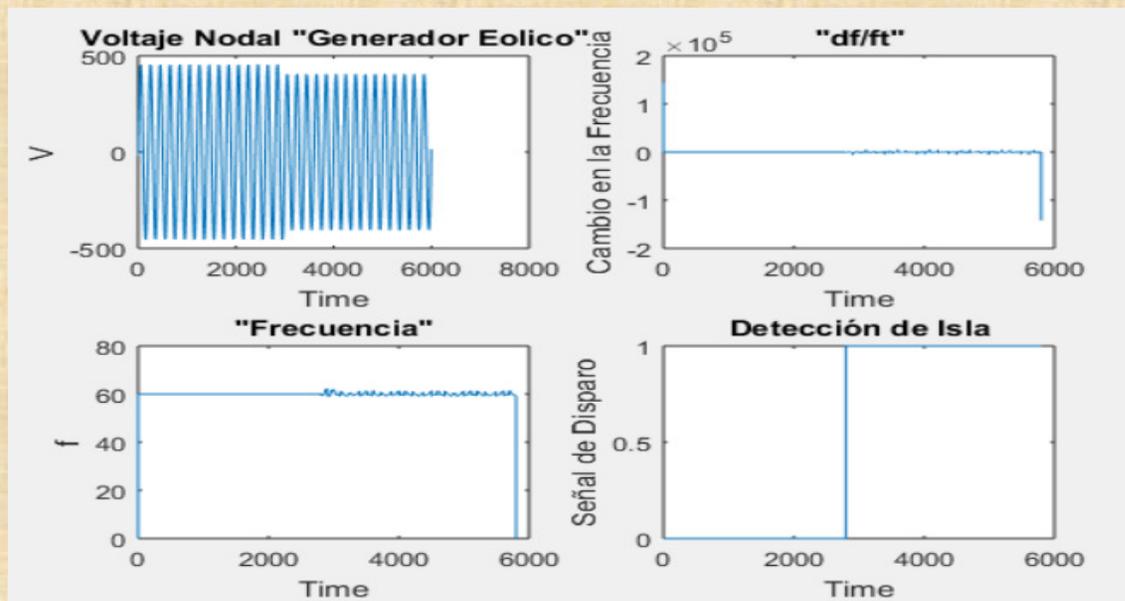
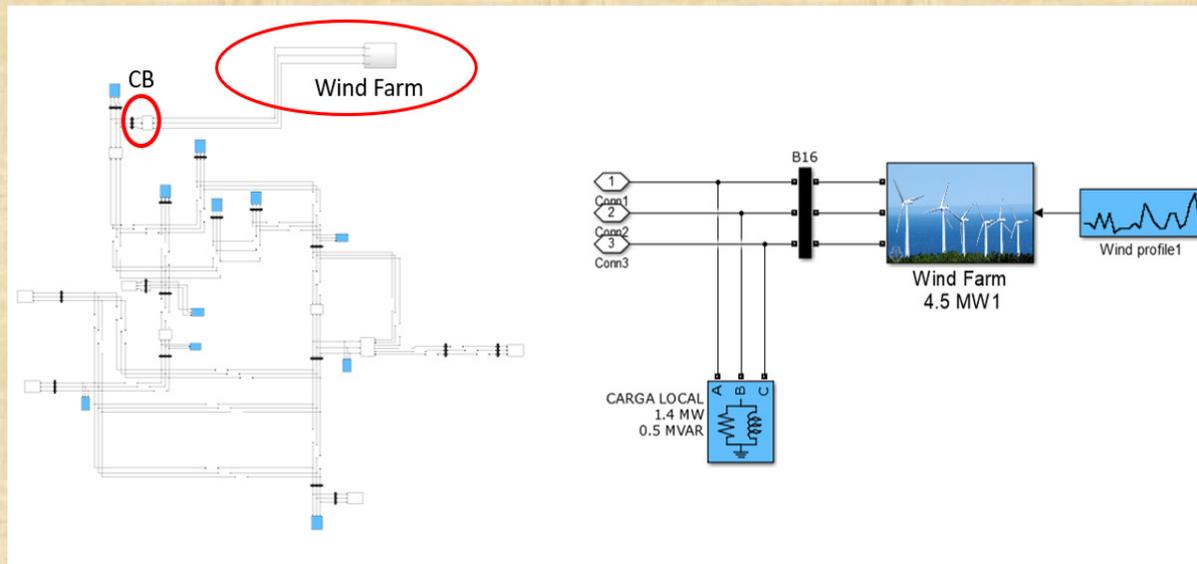
Aplicación del Algoritmo ROCOF

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 \frac{\Delta f_i}{\Delta t_i}$$

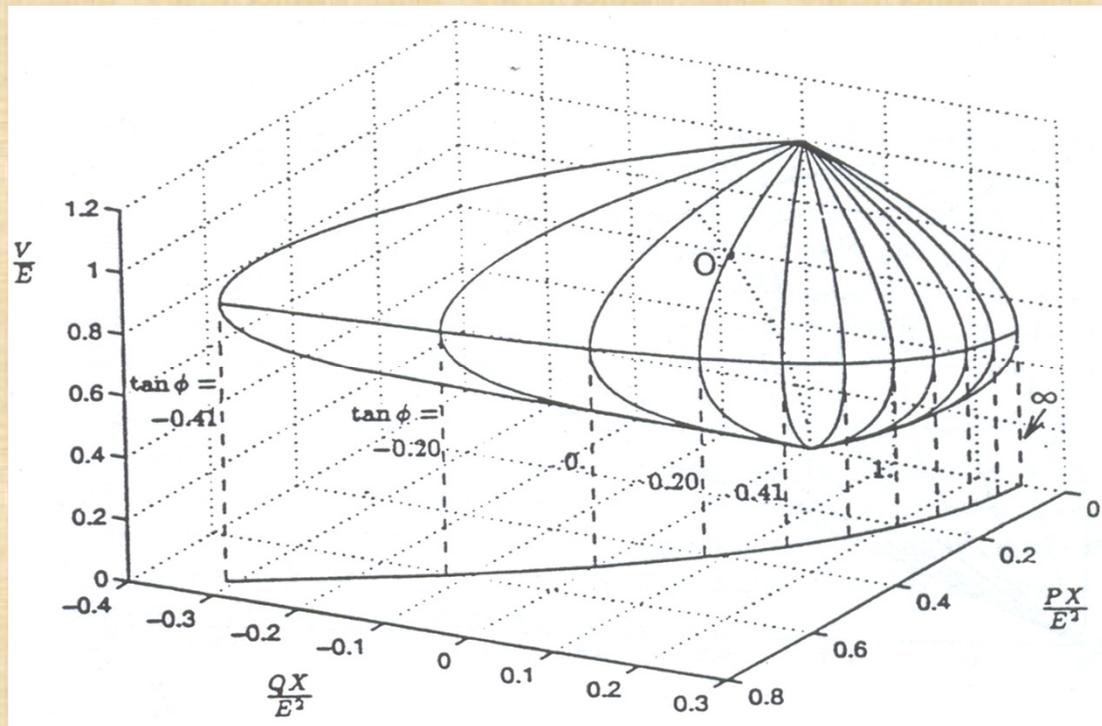
$$\text{ROCOF}(60\text{HZ}) = 0.1-1.2\text{HZ/S}$$



# POWER SYSTEM 14 BUS-IEEE and Wind Farm (4.5MW)



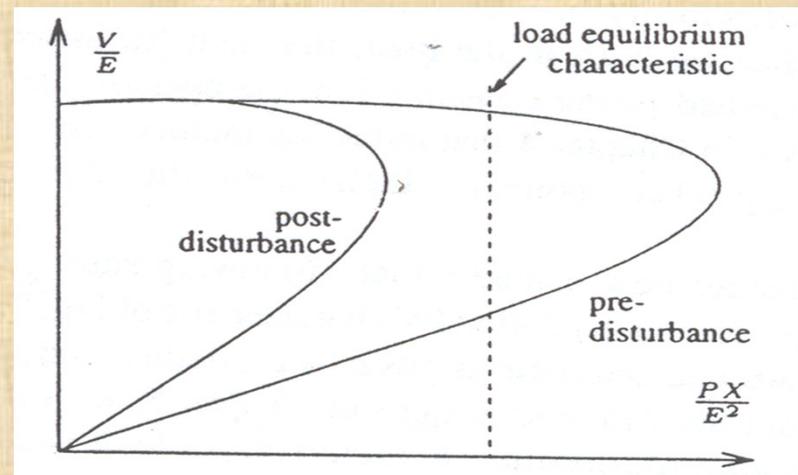
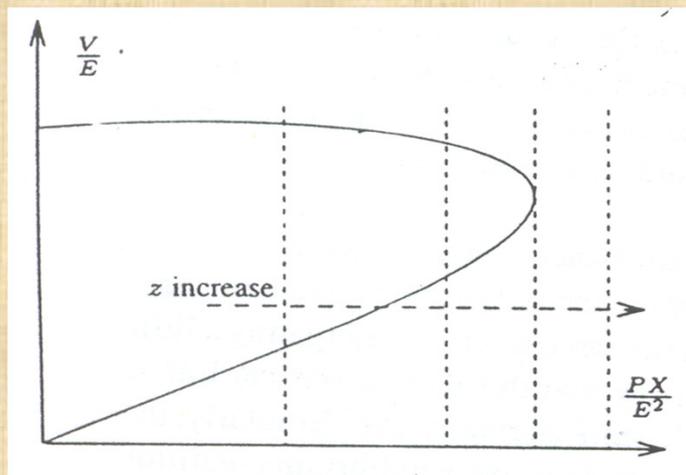
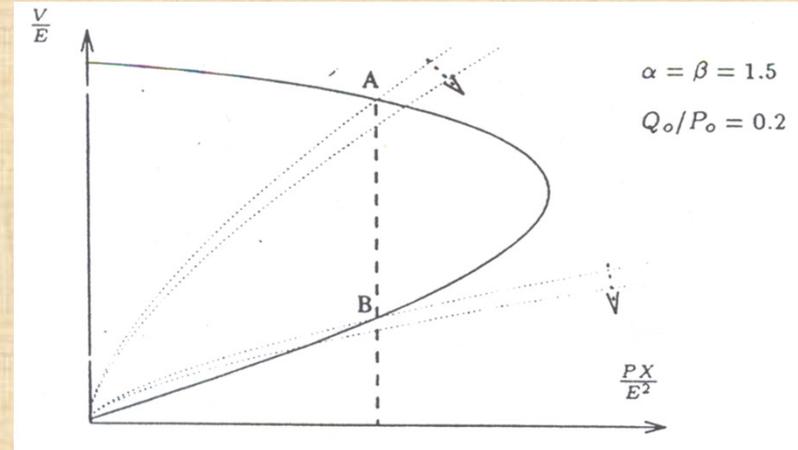
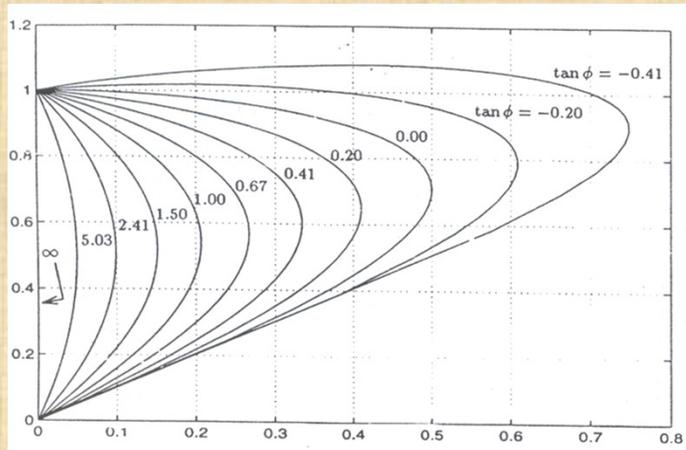
# Protección de colapso de volaje

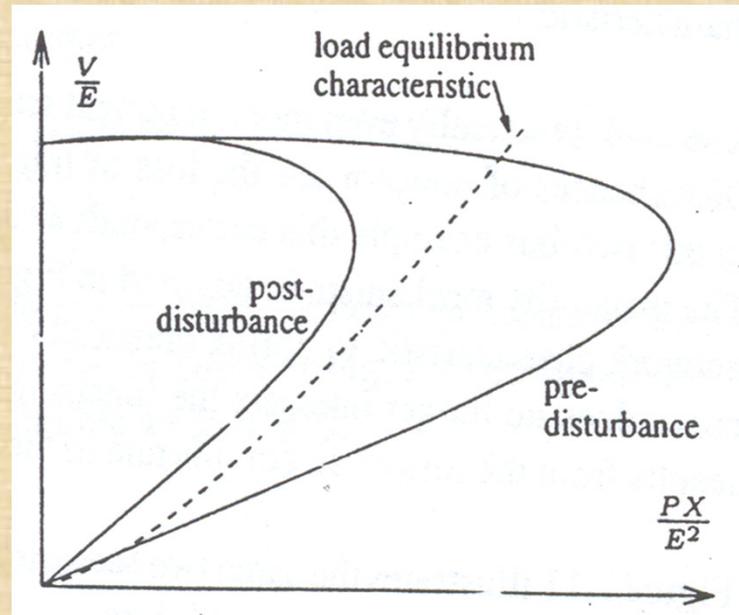
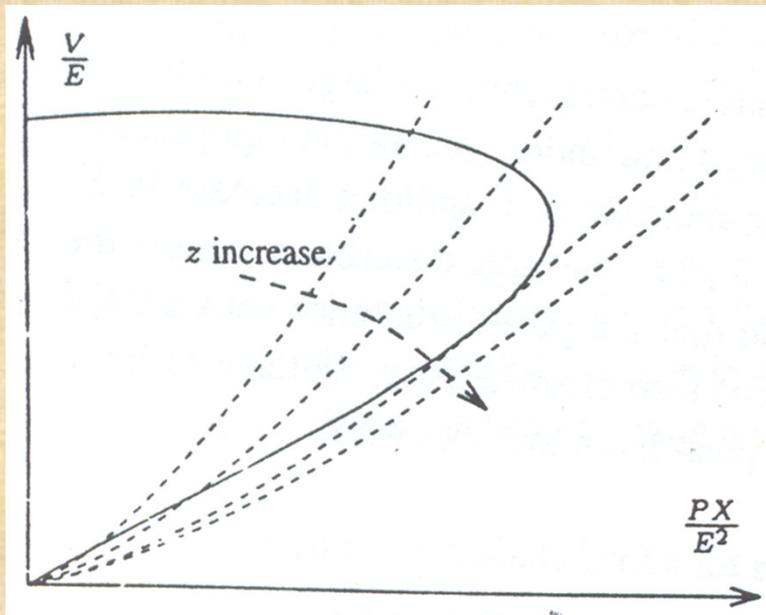


## Clasificación de estabilidad en SEP's

Escala de tiempo	Generador	Carga
Corto	Estabilidad de ángulo de rotor Transitorio                  Estado Estable	Estabilidad de voltaje en escala corta de tiempo
Largo	Estabilidad de frecuencia	Estabilidad de voltaje en escala larga de tiempo

# Efecto del sistema de transmisión en la estabilidad de voltaje





design stage	action to be taken
1. power system planning	transmission system reinforcement series compensation shunt compensation SVC construction of generating stations near load centers with line-drop compensation with low power factor with step-up transformer control
2. system protection design	reactive compensation switching capacitors reactors HVDC modulation LTC emergency control load shedding
3. operational planning	commitment of out-of-merit units voltage security assessment
4. real-time	maintain voltage profile maintain reactive reserves generation rescheduling starting-up of gas turbines on-line voltage security assessment

# Mecanismos inestables

## Sistema de protección

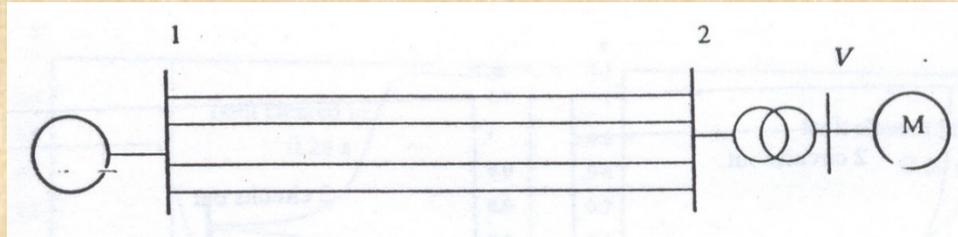
Los sistemas de protección contra colapso de voltaje consisten de acciones de controles automáticos basados en medidores locales o de área amplia

En el diseño de los sistemas de protección el disparo de carga es siempre el último recurso. La reducción de carga puede ser implementado como DAC o indirectamente a través de una distribución programada de LTC.

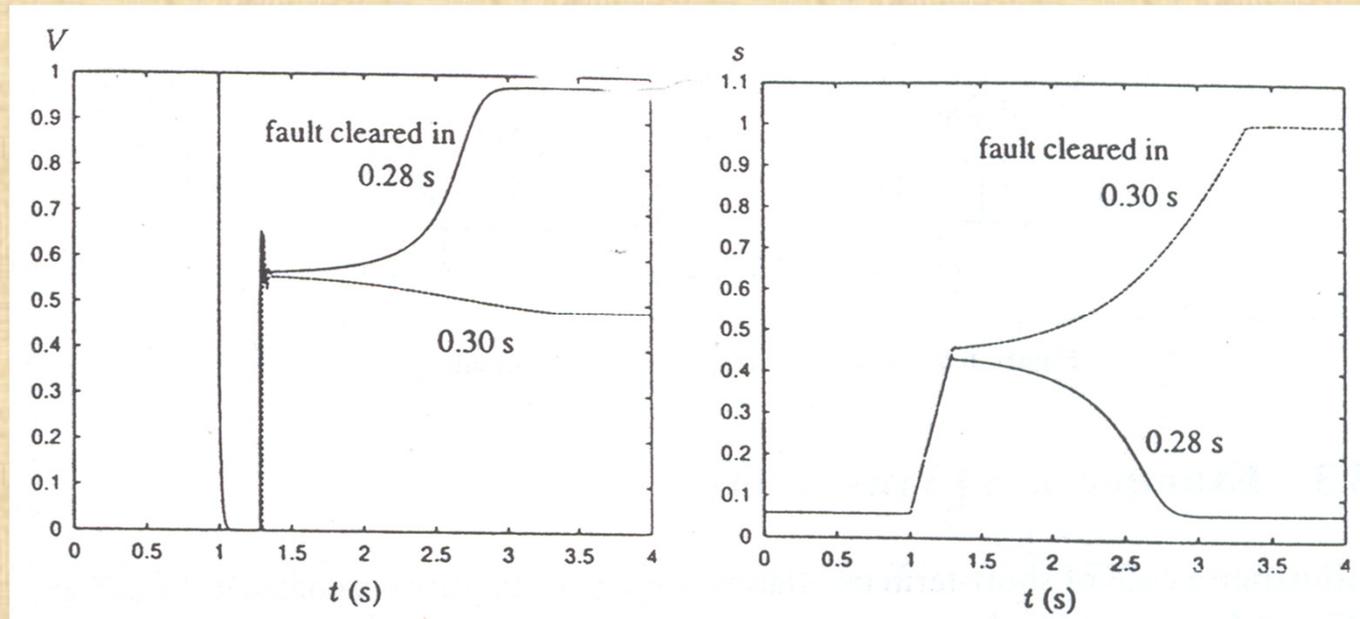
Durante operación normal, los controles en tiempo real típicamente involucra modificación del setpoint del regulador de voltaje, switcheo de reactores, disparo de carga, etc.

# Mecanismos inestables

Ejemplos de inestabilidad de voltaje de período corto



ST2. Falla trifásica ( $t=1$  seg) en el nodo de recepción de una de las líneas. La falla es liberada y el circuito se mantiene abierto



## Mecanismos inestables

### Indicadores de inestabilidad de corto intervalo

Cuando el sistema de potencia es sujeto a inestabilidad de corto intervalo, un rápido soporte de reactivos cerca del centro de carga es esencial.

El soporte de reactivos debe ser capaz de restaurar el equilibrio, y debe ser lo suficientemente rápido para actuar antes de que el punto de inestabilidad sea inminente

### Switchero rápido de capacitores

Interruptores mecánicos y capacitores controlados por tiristores pueden ser operados por relevadores de bajo voltaje y pueden ser lo suficientemente rápido para estabilizar el sistema.

Debe evitarse la operación de los capacitores durante transitorios no relacionados con problemas de voltaje

# Mecanismos inestables

Indicadores de inestabilidad de corto  
intervalo

## Compensadores estáticos de vars

La mejor alternativa para eliminar los problemas de estabilidad de voltaje de corto intervalo.

Los SVC pueden mantener un voltaje muy regulado muy cercano al setpoint y su respuesta es prácticamente instantánea.

## Modulación HVDC

Los enlaces son equipados con dispositivos de control rápidos, los cuales pueden en principio ser modulados para mejorar la estabilidad de voltaje.

Su función es reducir la potencia reactiva absorbida por el enlace de HVDC la cual es obtenida reduciendo la potencia activa o el setpoint de corriente directa.

# Mecanismos inestables

Indicadores de inestabilidad de corto  
intervalo

## Tiempo reducido de liberación de falla

Reducción del tiempo de exposición a bajos voltajes de cargas rodantes, evitando desaceleramiento pronunciado de motores.

La coordinación de dispositivos de protección es esencial para sistemas propensos a inestabilidad de voltaje.

## Disparo de carga

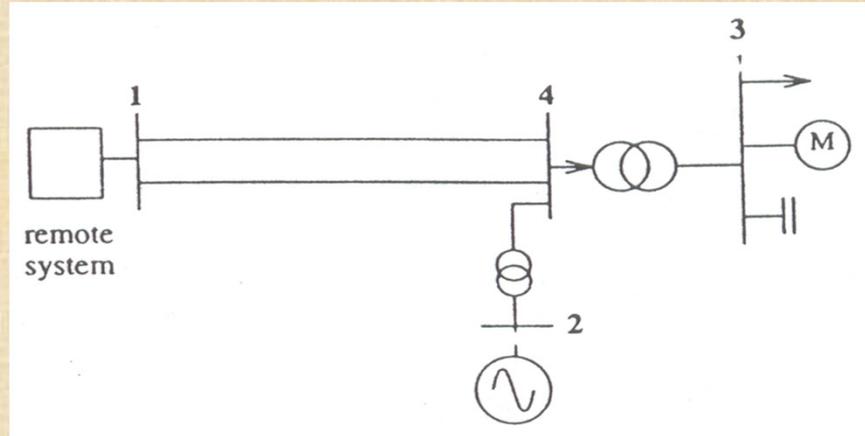
Un rápido disparo de carga es la última medida correctiva para problemas de inestabilidad de voltaje. Los rangos de tiempo de estos esquemas deben estar en 1.5 segundos aproximadamente.

El disparo de carga involucra control centralizado a través de sistemas SCADA.

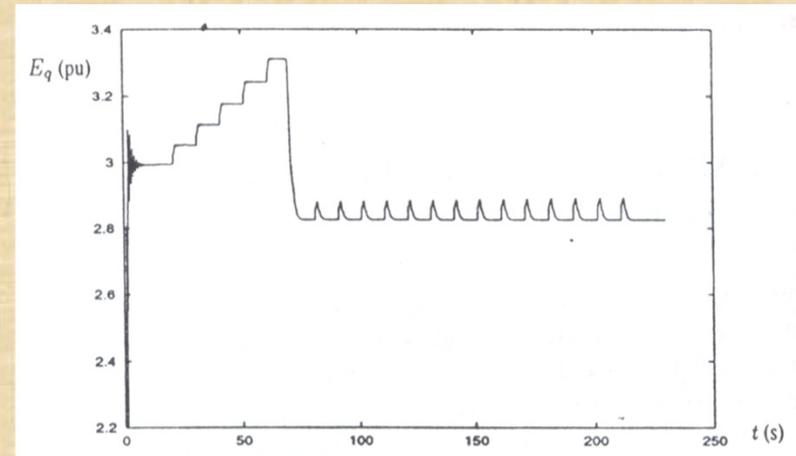
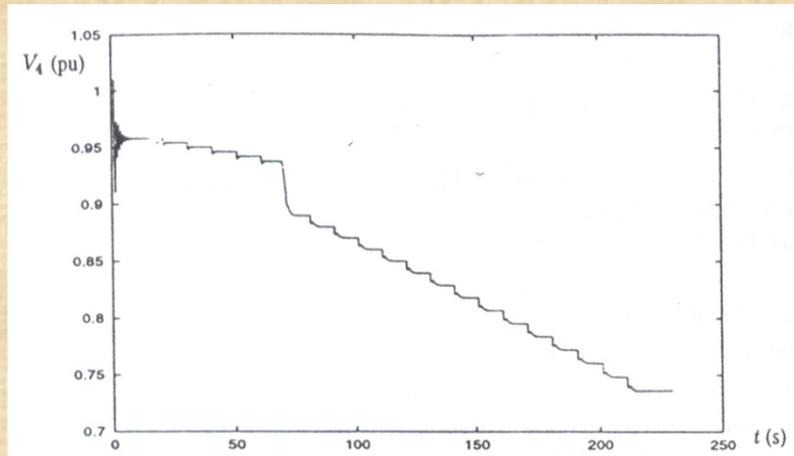
# Mecanismos inestables

Ejemplos de inestabilidad de voltaje de período largo

Sistema de prueba

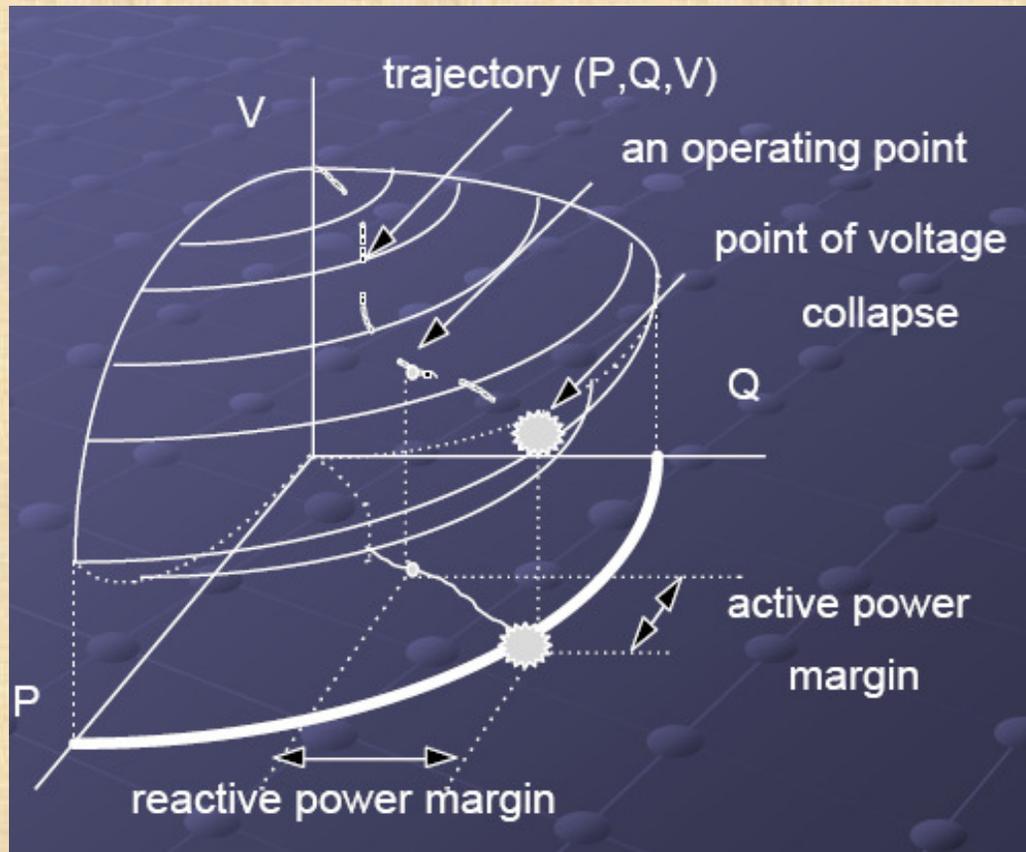


Ejemplo ST1. Efecto de un transitorio de periodo corto. Respuesta del excitador

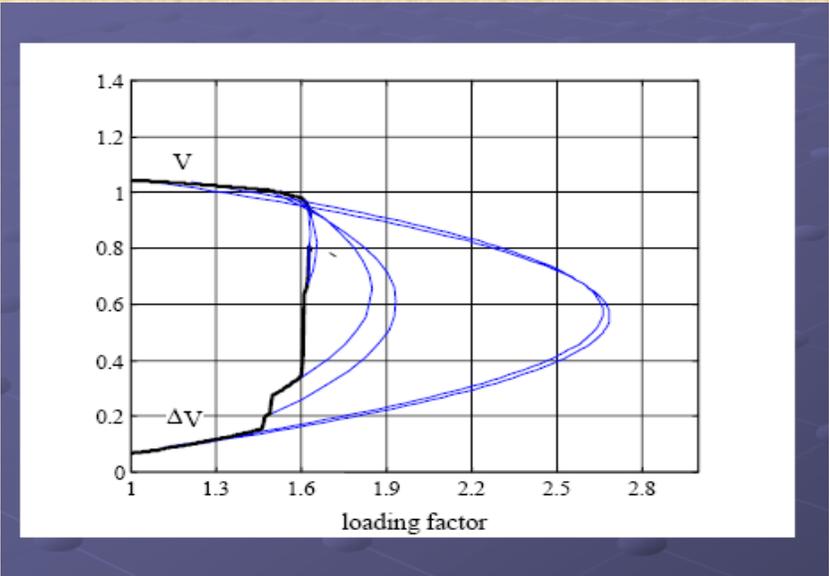
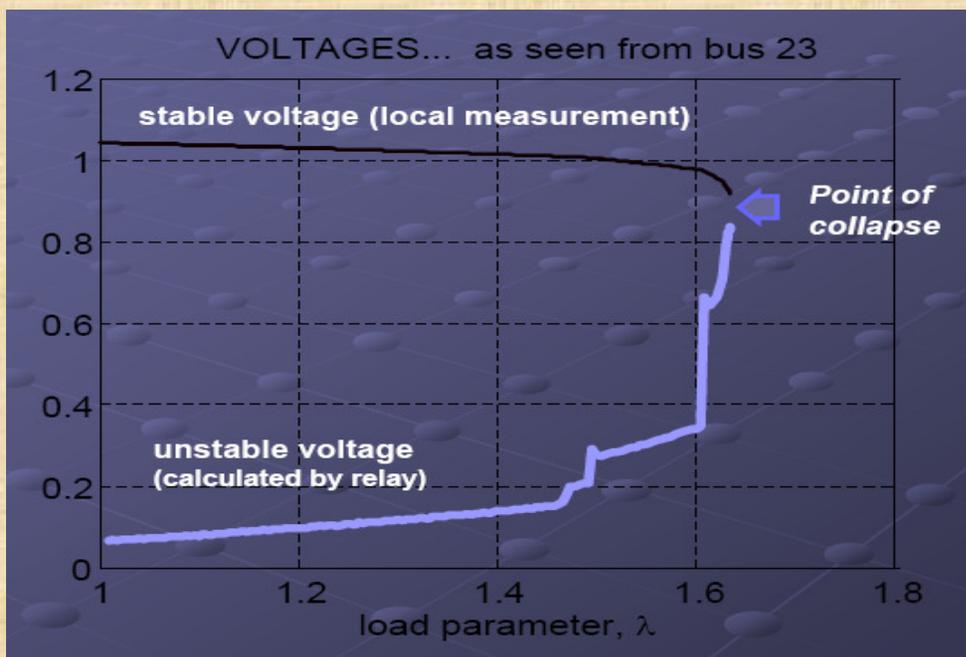


# Estabilidad de Voltaje

Colapso de voltaje



# Estabilidad de Voltaje



# Estabilidad de Voltaje

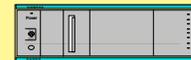


**Region**

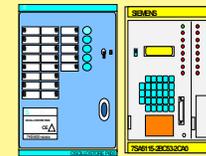
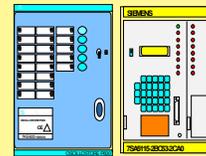
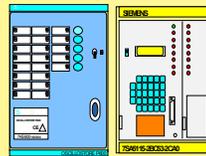
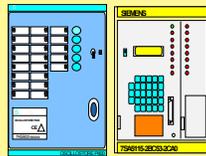
**Region**



**Subestación**



**Subestación**



**Bahía**

**Bahía Bahía**

**Bahía**

**Proceso / Descripción de la Red / Canales**

**Proceso / Descripción de la Red / Canales**

# Estabilidad de Voltaje

Monitoreo en RT

