

Medición Sincronizada de Fasores en Reles Digitales Para la Protección, Control y el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia

Presentado Por: Miguel Cruz P.E

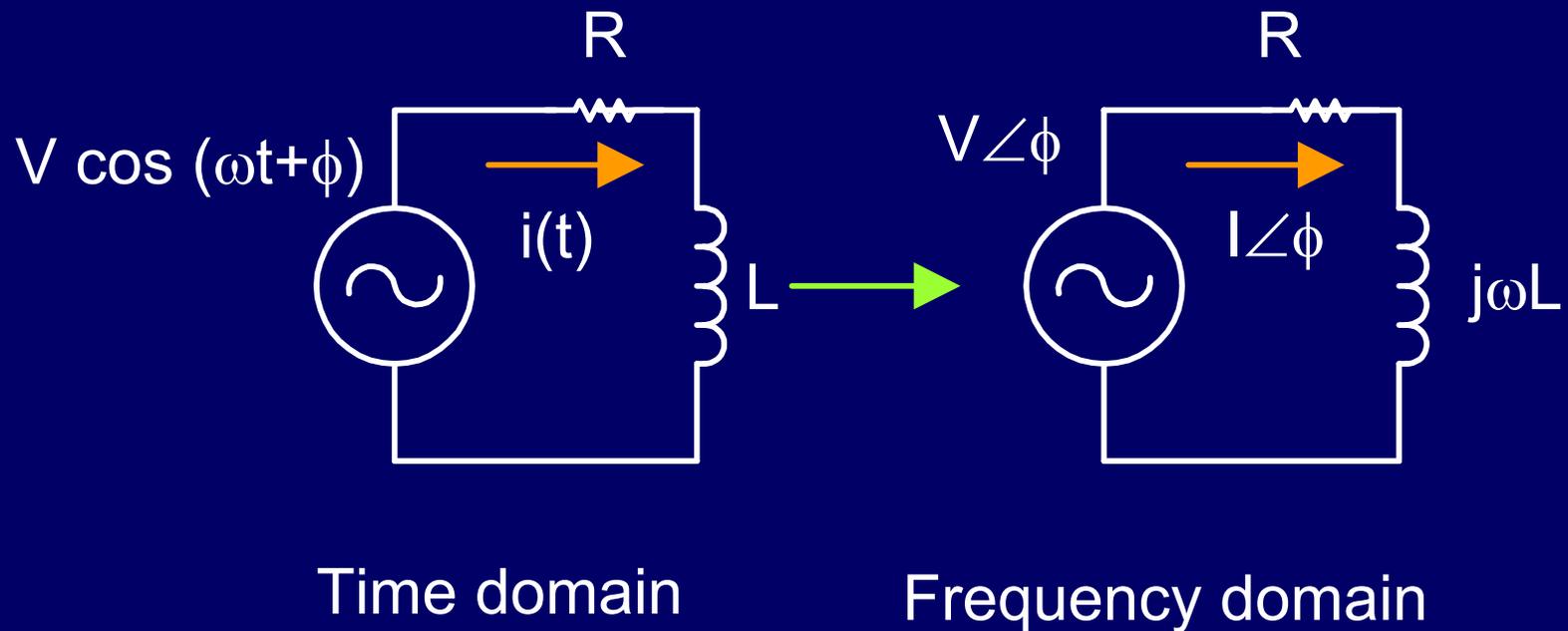
Schweitzer Engineering Laboratories

Introducción

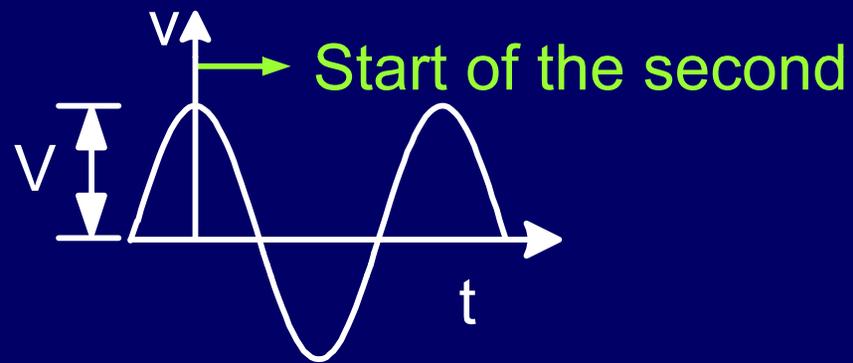
- Fasores Sincronizados y La Dinámica del Sistema
- Aplicaciones de Mediciones de Fasores Sincronizados
- Conclusiones

Fasores Sincronizados y Dinámica del Sistema

Definición de Fasores



Los Fasores Sincronizados Usan Una Referencia Absoluta en el Tiempo

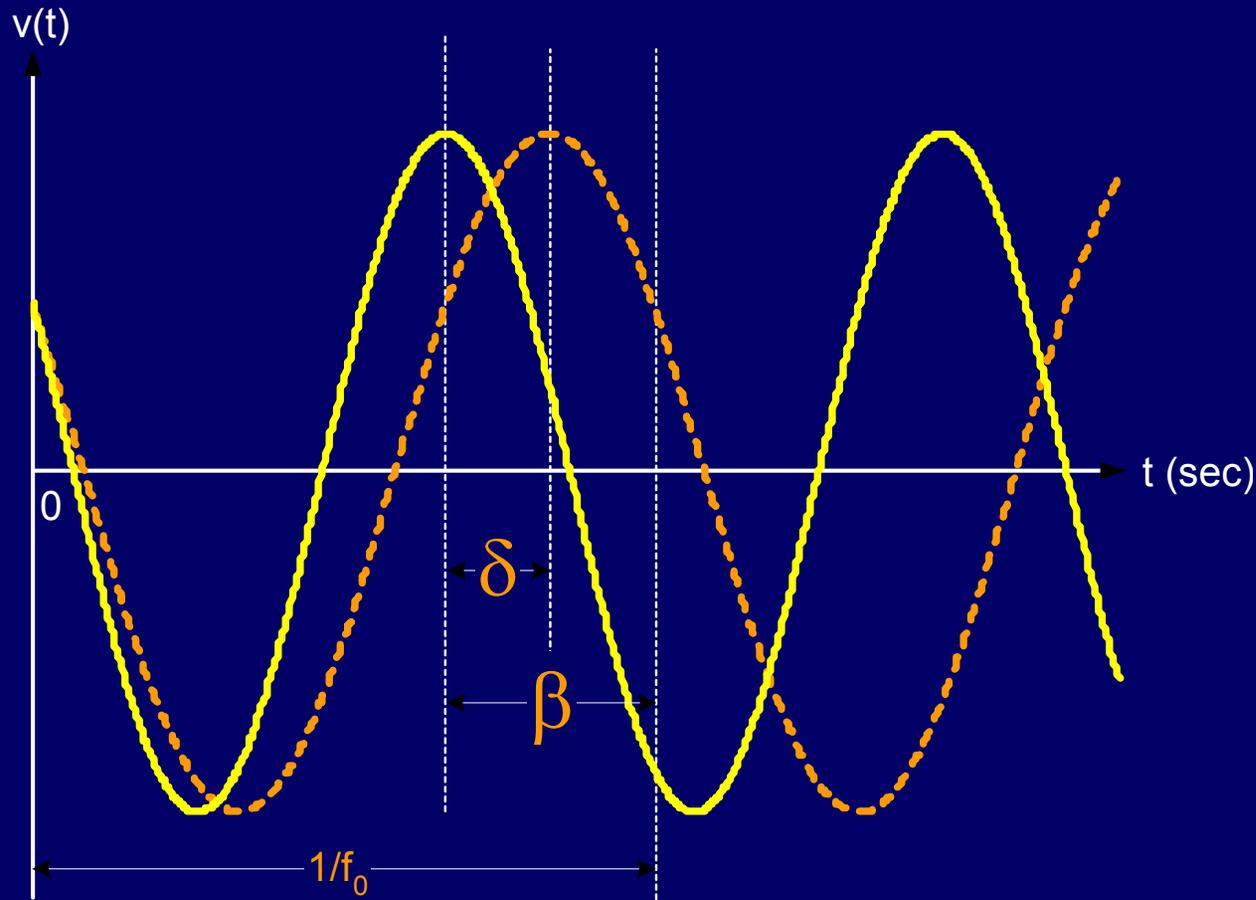


$$v = V \cos (\omega t + \phi)$$



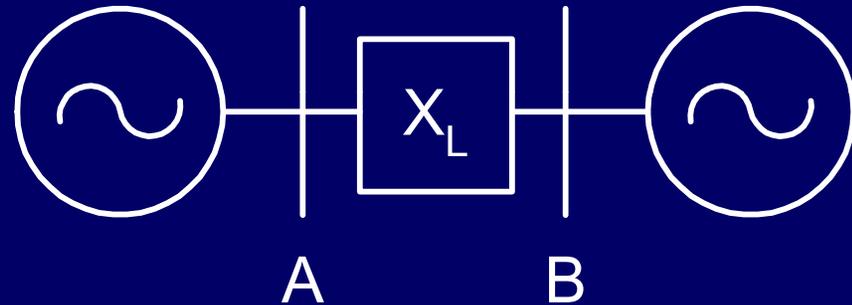
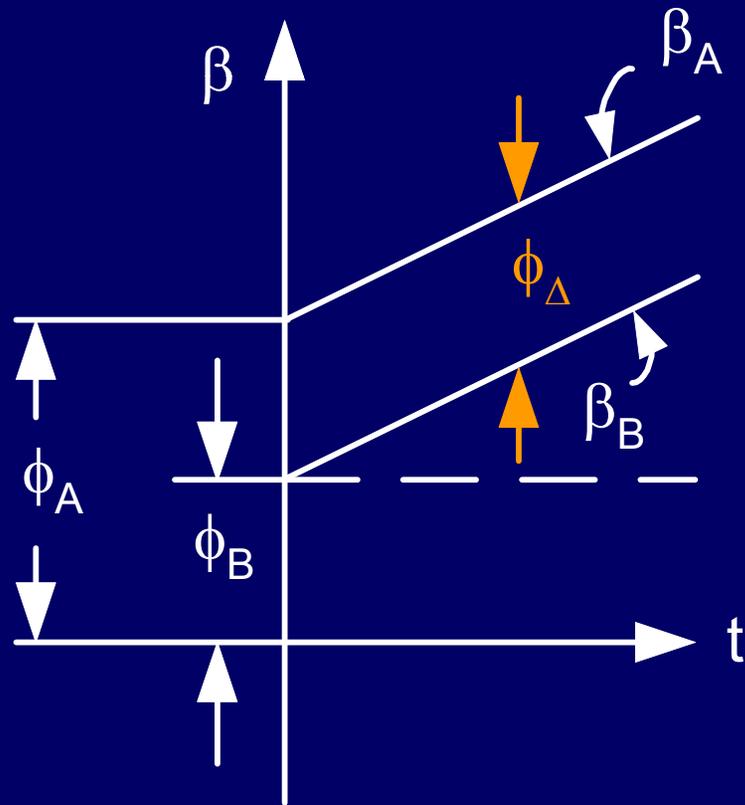
$$V \angle 0^\circ$$

La Medición de el Angulo Con Frecuencias Diferentes a la Nominal

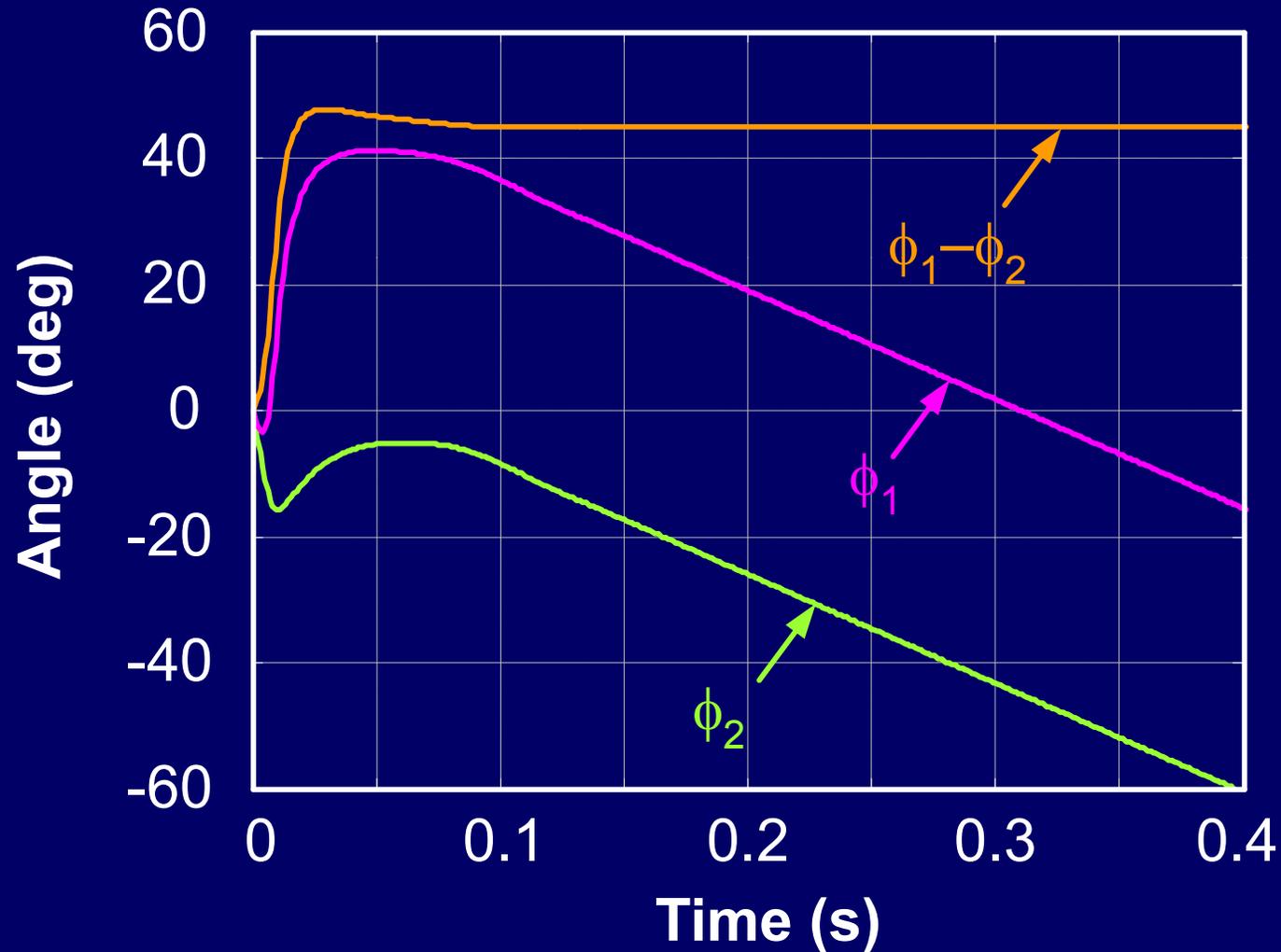


$$\beta(t) = 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot t + \delta$$

La Diferencia de Ángulos Permanece Constante Durante la Operación en Frecuencias No-Nominales

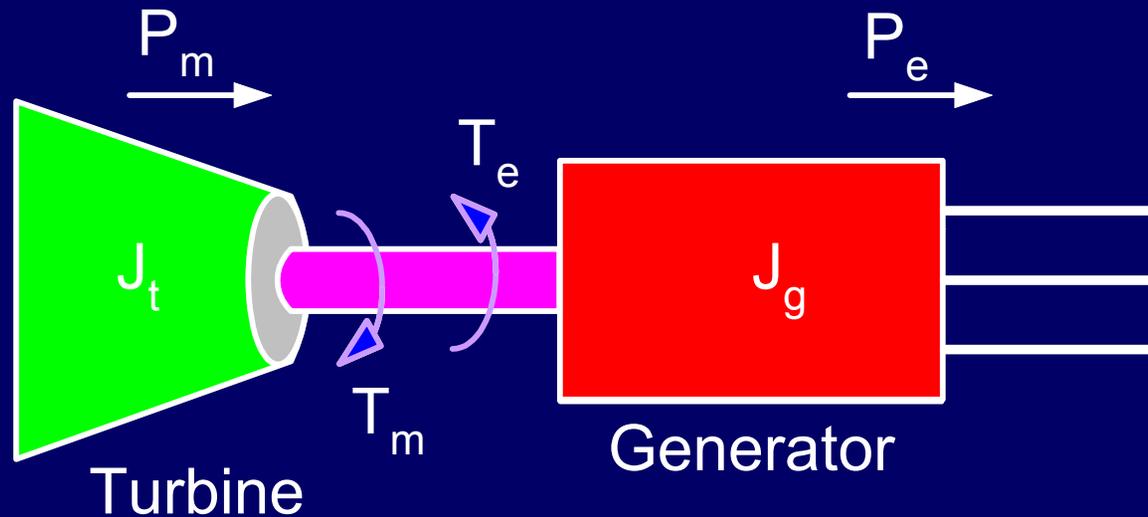


Medición Adecuada del Angulo a 59.5 Hz en un Sistema de 60 Hz



**Los Fasores Sincronizados son como
una “Fotografía” del Sistema Eléctrico
de Potencia con una Referencia
Absoluta de Tiempo**

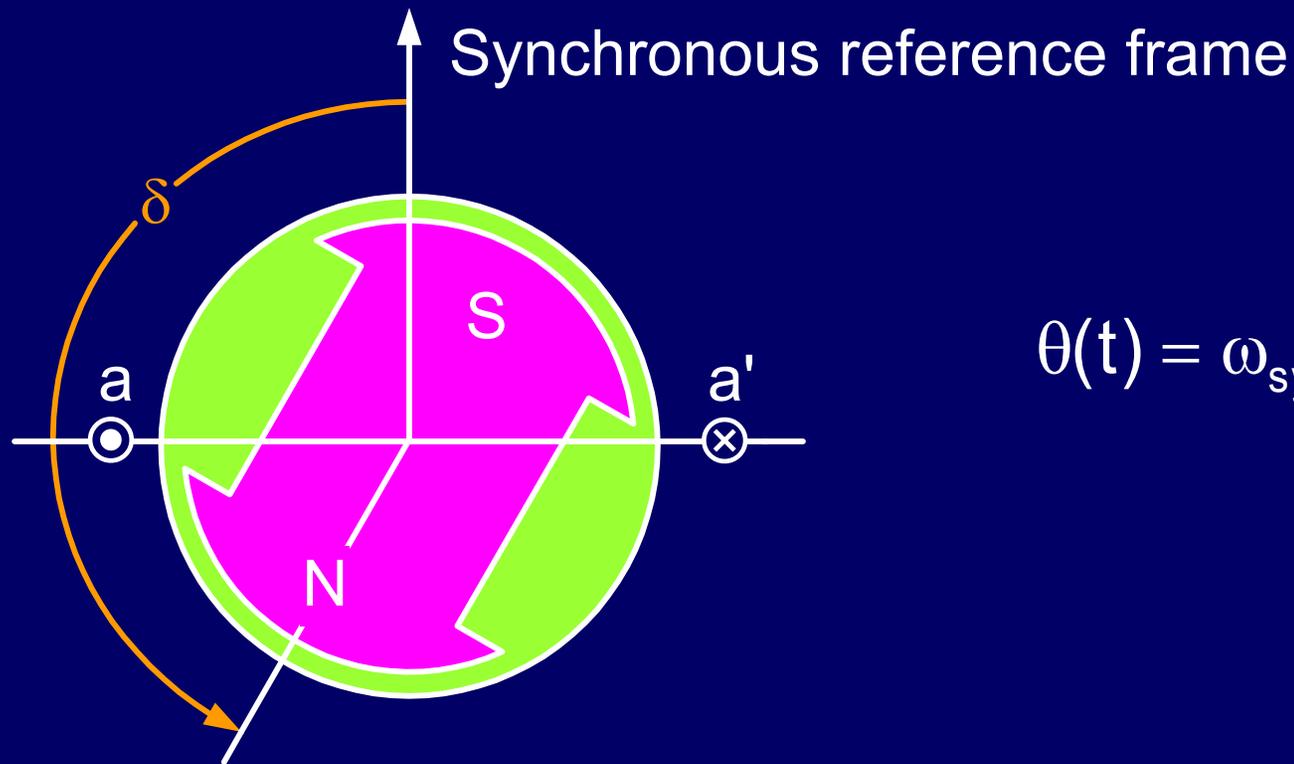
La Potencia de Aceleración Cambia la Energía Cinética de una Máquina



$$P_a = P_m - P_e = \frac{dW_{\text{kinetic}}}{dt}$$

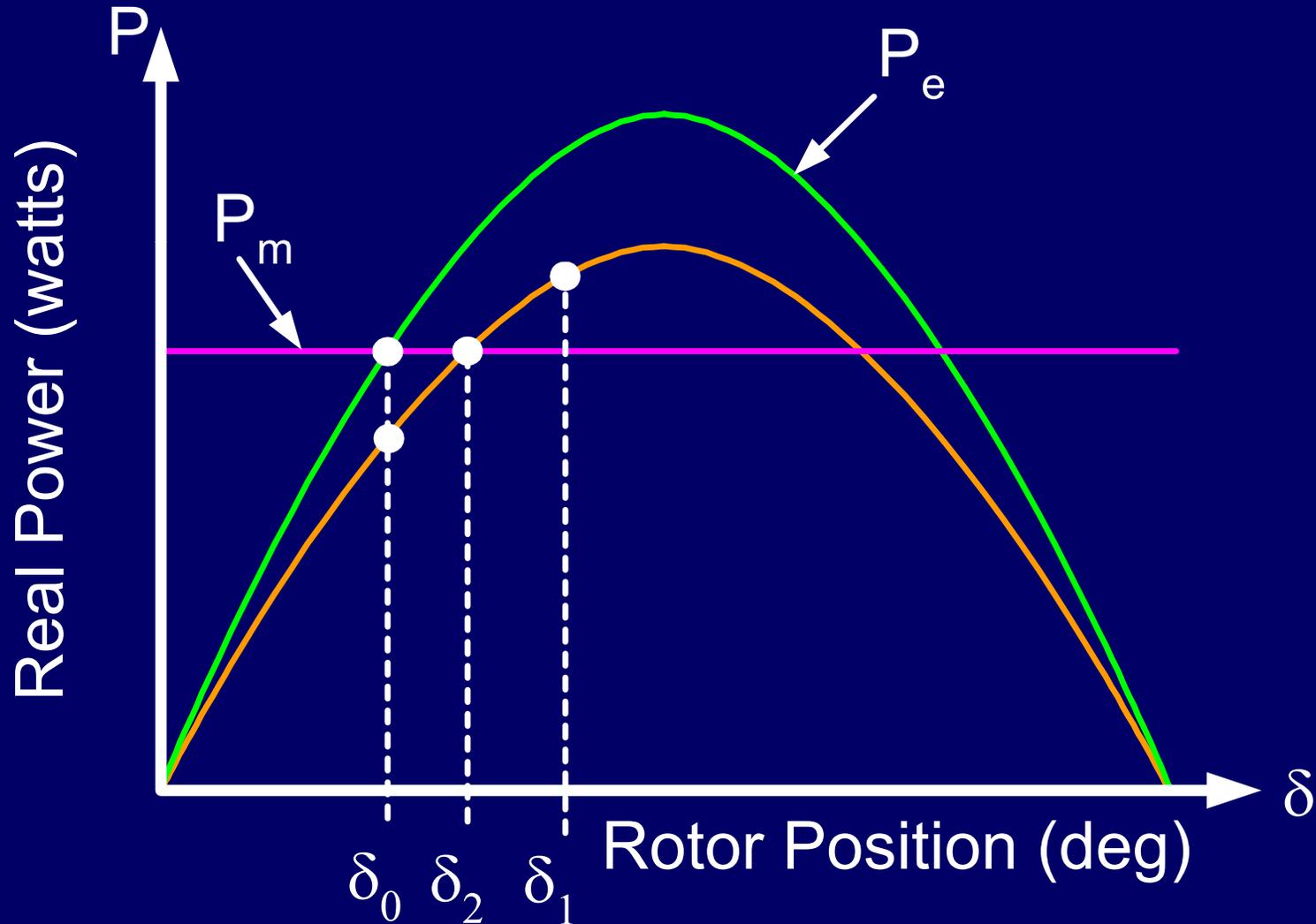
$$P_a = J\omega \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

La Posición del Rotor con Respecto a una Referencia Sincrónica

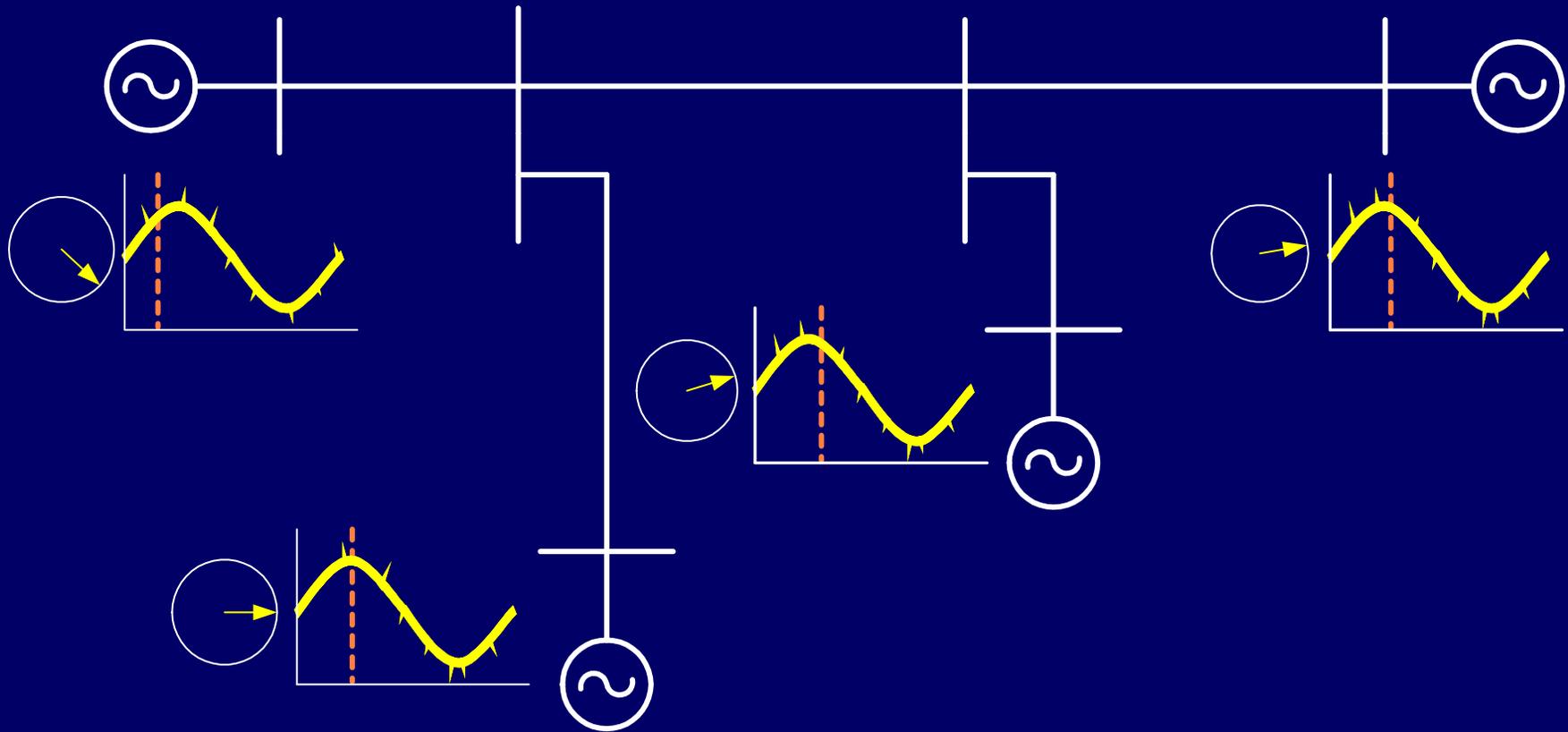


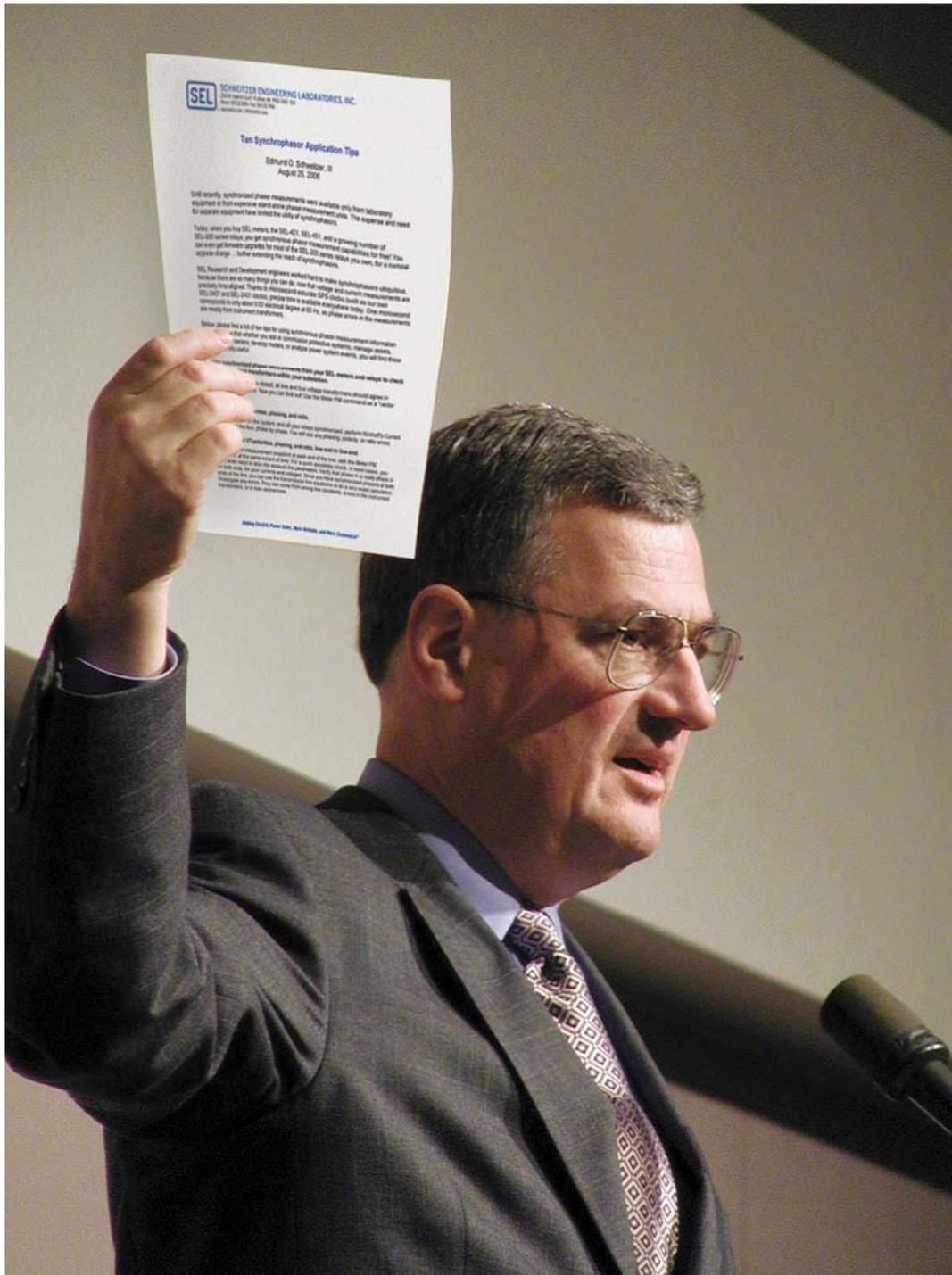
$$\theta(t) = \omega_{\text{syn}} t + \delta$$

La Transferencia de Potencia (Watts) Depende de δ



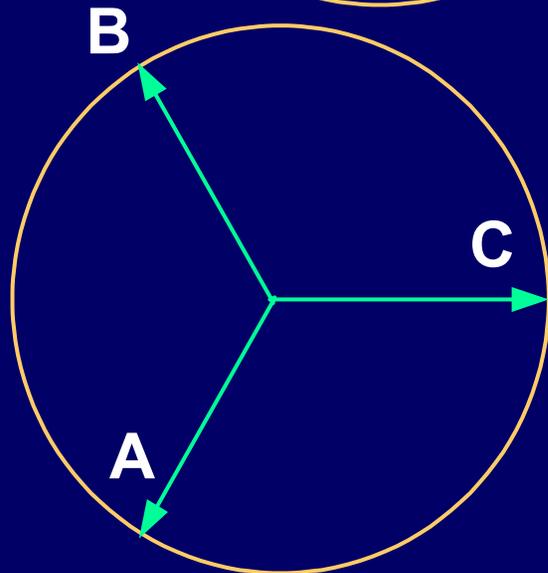
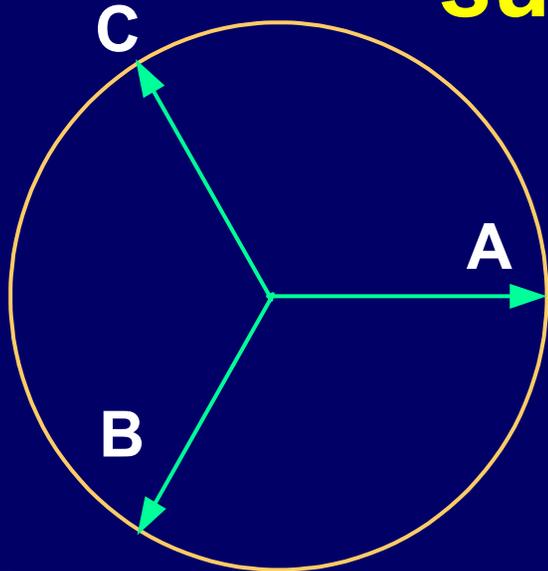
Referencia de Tiempo Absoluta en TODO el Sistema Eléctrico de Potencia





10 usos sugeridos por Dr. Edmund Schweitzer para sincrofasores

1. Checar faseos entre bahías en subestaciones



- Medición normal referencia fase A a 0°
- METER PM muestra rotación de fase contra referencia absoluta

Datos sincronizados con METER PM

421 Synchrophasor - HyperTerminal

File Edit View Call Transfer Help

=>>met pm 13:22
Synchronized Phasor Measurement Data Will be Displayed at 13:22:00.000
=>>

Relay 1
SEL-421 Pullman

Date: 09/28/2006 Time: 13:22:00.000
Serial Number: 2004051233

Time Quality Maximum time synchronization error: 0.000 (ms) TSOK = 1

Synchrophasors

	Phase Voltages		
	VA	VB	VC
MAG (kV)	67.278	67.261	67.186
ANG (DEG)	-61.437	178.563	58.550

	IW Phase Currents		
	IA	IB	IC
MAG (A)	1978.296	2008.109	1991.966
ANG (DEG)	-63.508	176.186	56.690

Connected 0:04:54 Auto detect 57600 8-N-1 SCROLL

421 Synchrophasor 2 - HyperTerminal

File Edit View Call Transfer Help

=>>met pm 13:22
Synchronized Phasor Measurement Data Will be Displayed at 13:22:00.000
=>>

Relay 2
SEL-421 Moscow

Date: 09/28/2006 Time: 13:22:00.000
Serial Number: 2003105165

Time Quality Maximum time synchronization error: 0.000 (ms) TSOK = 1

Synchrophasors

	Phase Voltages			Pos. Sequence Voltage
	VA	VB	VC	V1
MAG (kV)	66.975	66.986	66.979	66.980
ANG (DEG)	-55.678	-175.508	64.719	-55.489

	IW Phase Currents			IW Pos. Sequence Current
	IA	IB	IC	I1W
MAG (A)	2004.431	1997.885	1993.773	1998.681
ANG (DEG)	117.671	-1.792	-121.951	117.976

Connected 0:02:22 Auto detect 57600 8-N-1 SCROLL CAPS NUM Capture Print echo

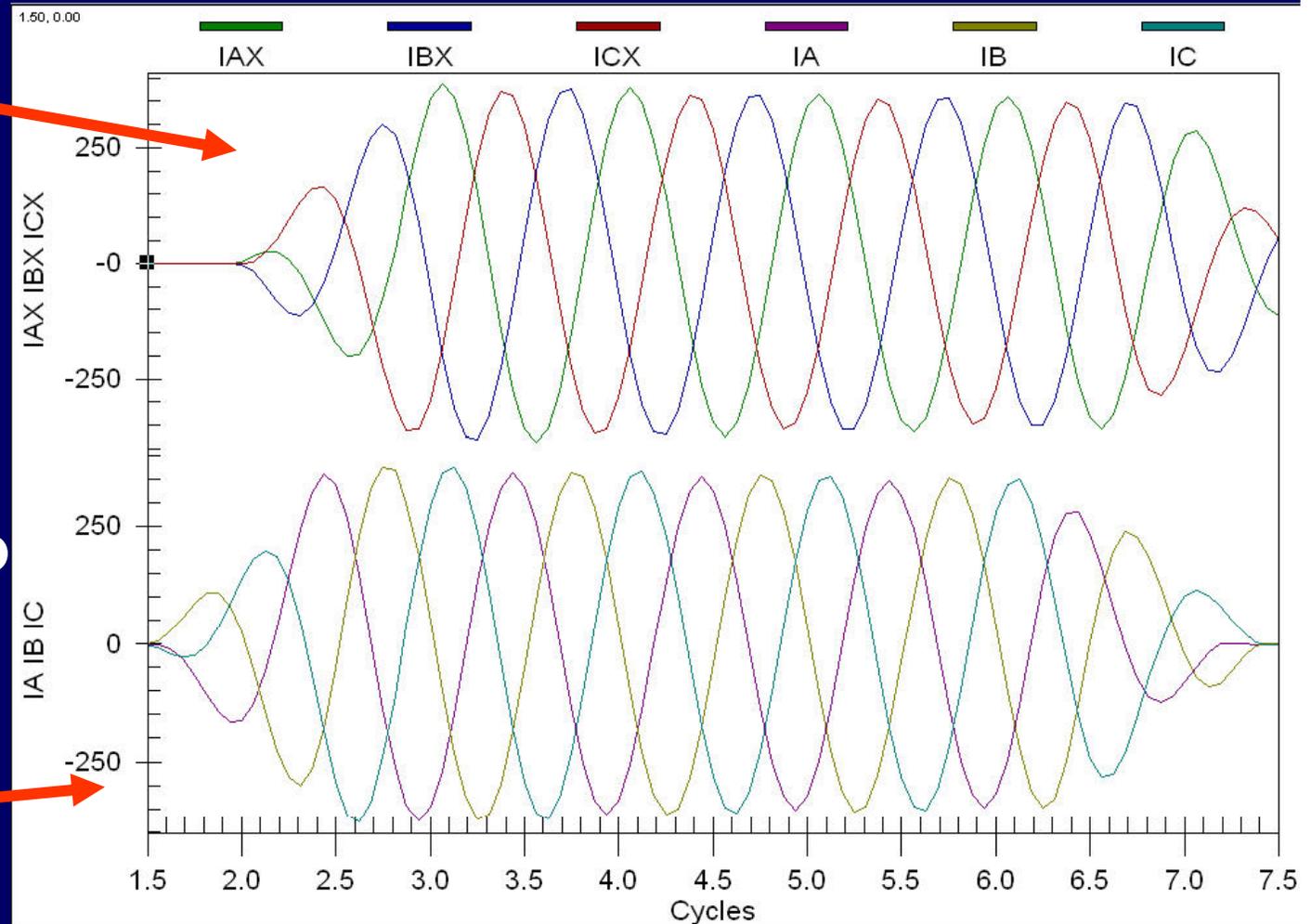
Desde
cualquier
terminal

2. Checar polaridad, faseo y relación entre extremos de línea

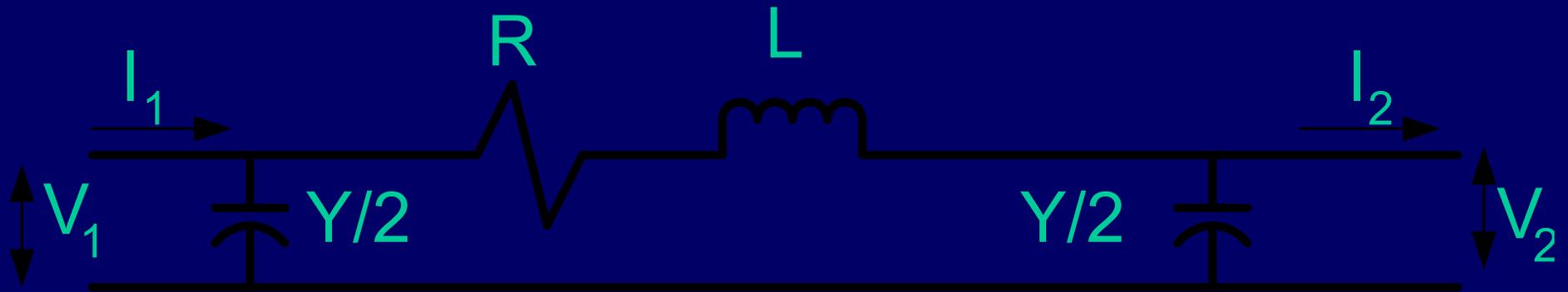
ABC

Pudo haber sido peor, pudo haber sido primario

ACB



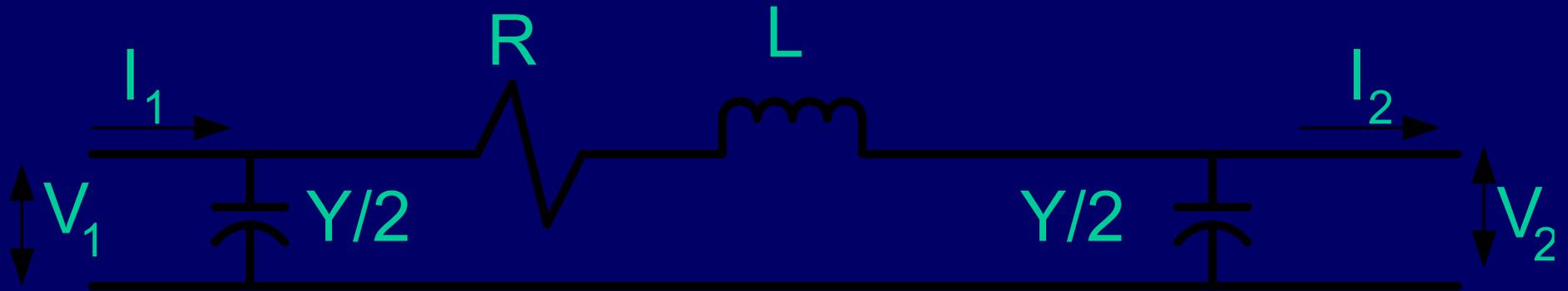
3. Verificar parámetros de línea



$$I_1 = V_1 \cdot Y/2 + (V_1 - V_2) / Z \quad \text{where } Z = R + j\omega L$$

$$I_2 = (V_1 - V_2) / Z - V_2 \cdot Y/2$$

Resolviendo las constantes de línea a partir de fasores de voltaje y corriente



$$Y = [(i_1 - i_2) / (v_1 + v_2)] \cdot 2 \quad Z = (v_1^2 - v_2^2) / (i_1 v_2 + i_2 v_1)$$

$$R = \text{Re} (Z)$$

$$C = \text{Im} (Y) / 2\pi f$$

$$L = \text{Im} (Z) / 2\pi f$$

- Hoja de cálculo en <http://synchrophasor.selinc.com/>

Datos sincronizados <METER PM>

421 Synchrophasor - HyperTerminal

File Edit View Call Transfer Help

Relay 1 Date: 08/29/2002 Time: 09:42:30.000
Synchrophasor Demonstration Serial Number: 2001211042

Synchrophasors	Phase Currents			Phase Voltages		
	IA	IB	IC	VA	VB	VC
MAG (A/kV)	1000.556	993.872	1002.052	134.103	134.285	134.142
ANG (DEG)	-152.88	87.18	-32.66	-152.78	87.17	-32.79

Pos. Sequence Current (A)	Pos. Sequence Voltage (kV)	
		I1
MAG	3.567	145.33
ANG (DEG)	145.33	

FREQ (Hz) 60.00

PSV57	PSV58	PSV59	PSV60	PSV61	PSV62
0	0	0	0	0	0

Connected 0:04:54 Auto detect 57600 8-N-1

421 Synchrophasor 2 - HyperTerminal

File Edit View Call Transfer Help

Relay 2 Date: 08/29/2002 Time: 09:42:30.000
Synchrophasor Demonstration Serial Number: 2001211042

Synchrophasors	Phase Currents			Phase Voltages		
	IA	IB	IC	VA	VB	VC
MAG (A/kV)	990.360	1001.791	989.080	134.435	134.324	134.330
ANG (DEG)	-167.96	72.19	-47.80	-167.87	72.13	-47.85

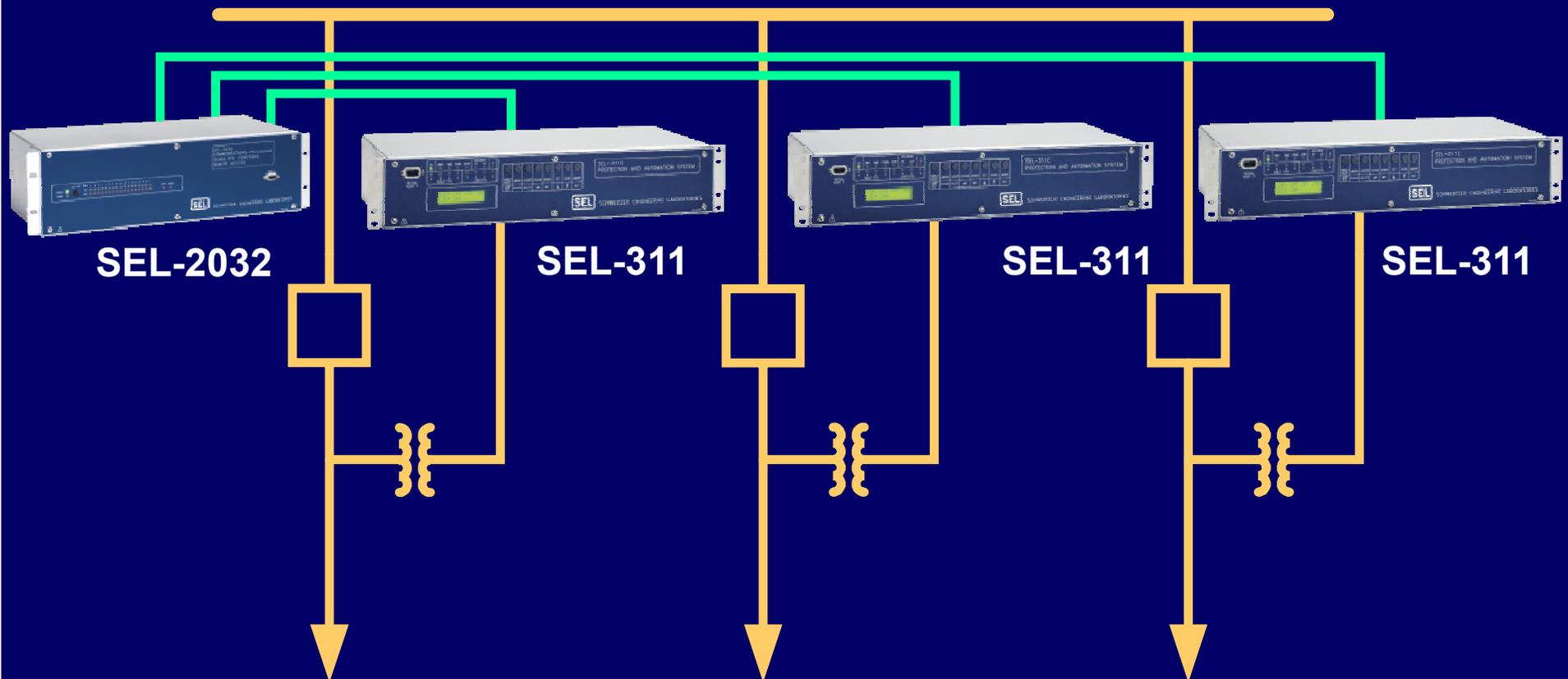
Pos. Sequence Current (A)	Pos. Sequence Voltage (kV)	
		I1
MAG	993.743	134.363
ANG (DEG)	-167.85	-167.86

FREQ (Hz) 60.00

PSV57	PSV58	PSV59	PSV60	PSV61	PSV62	PSV63	PSV64
0	0	0	0	0	0	0	0

Connected 0:02:22 Auto detect 57600 8-N-1 SCROLL CAPS NUM Capture Print echo

4. Monitoreo en tiempo real de cambios en los DP's



Si los interruptores están cerrados, todos los voltajes deben ser iguales en magnitud y ángulo

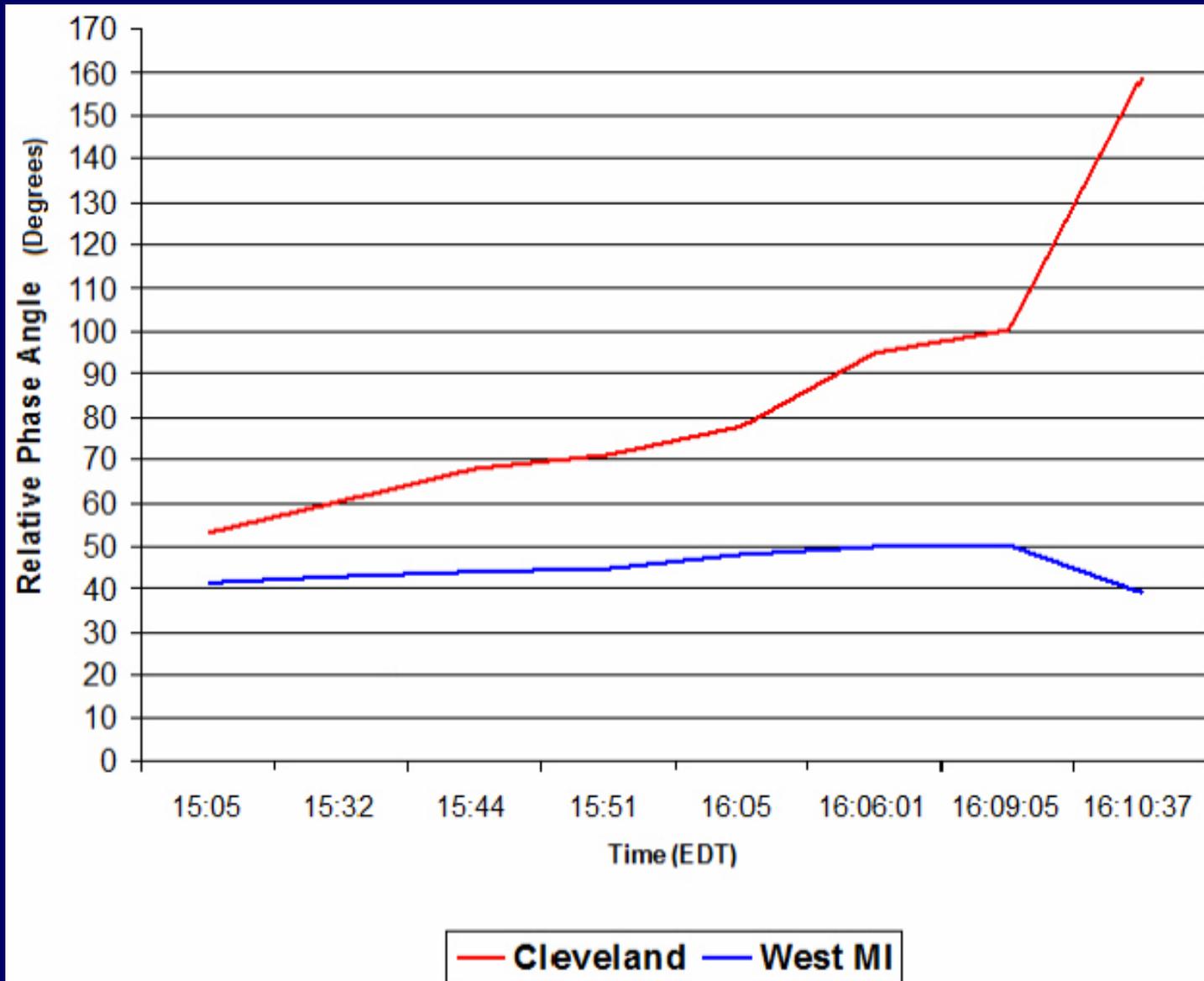
5. Monitoreo de ángulos para operador



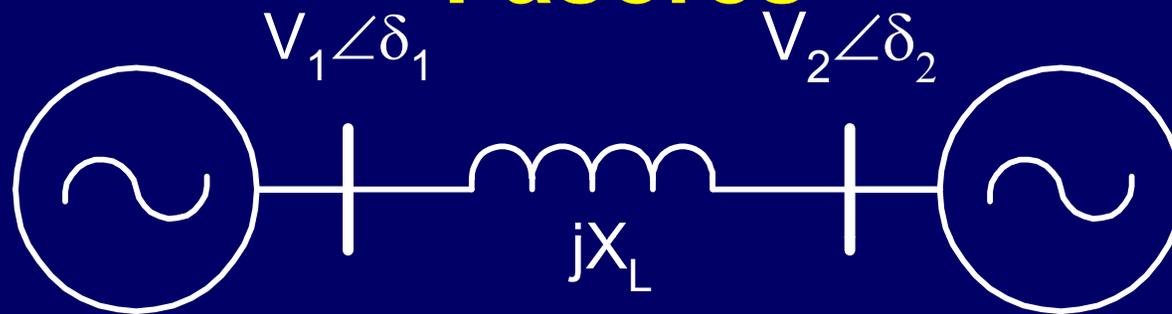
La oscuridad atrajo la atención



Lo que los operadores no vieron: Separación angular



Una *Estimación* Mas Rápida con la Medición De Fasores



$$\underbrace{\begin{bmatrix} \delta_{12} \\ V_1 \\ V_2 \\ P_{12} \\ Q_{12} \end{bmatrix}}_{\text{Measurements}} = \underbrace{h(V, \theta)}_{\text{State}} + \text{error}$$

6×10^5 ms

\Rightarrow

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}}_{\text{Measurements}} = \underbrace{h(V, \theta)}_{\text{State}}$$

1×10^2 ms!

Como ve el SCADA el sistema de potencia

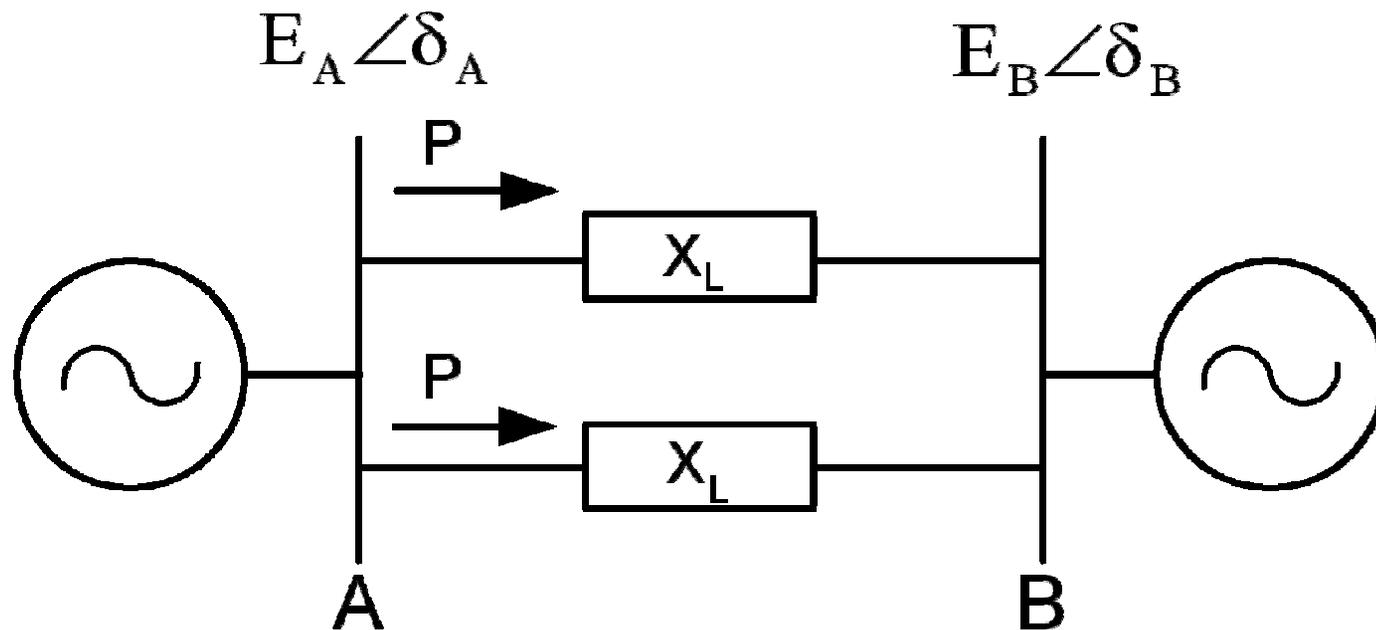


Como ven los sincrofasores



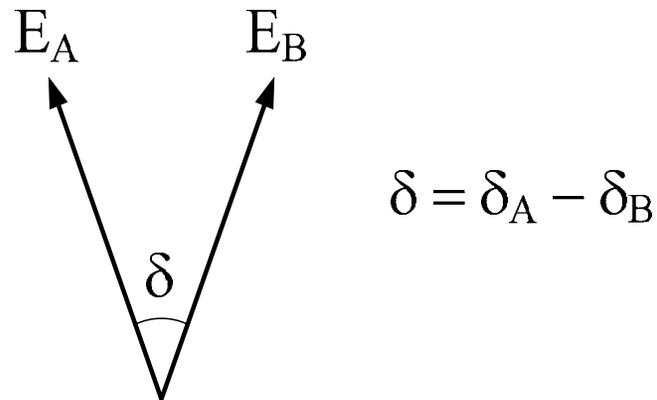
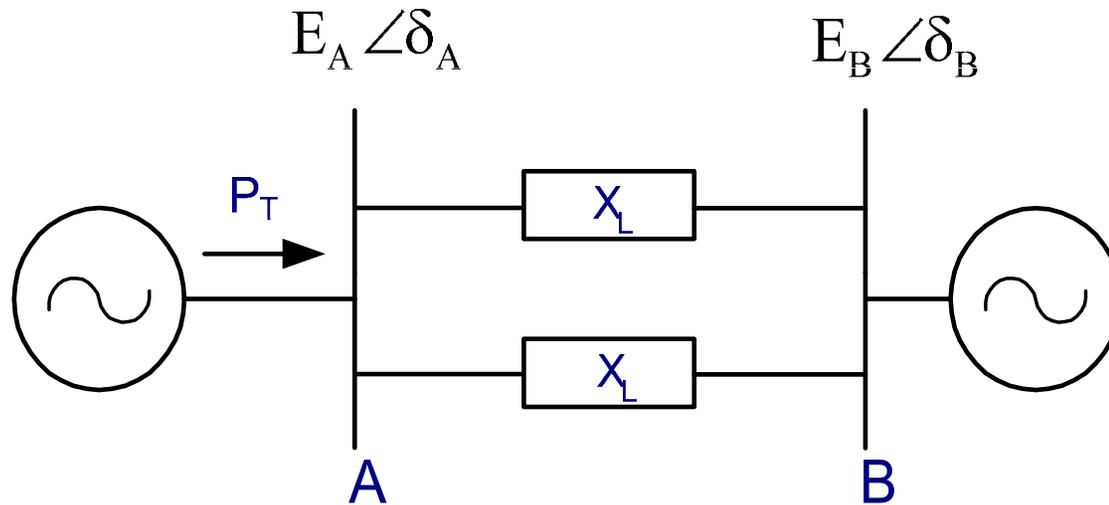
6. Protección y control de área amplia

Ángulo e impedancias determinan el flujo de potencia de potencia

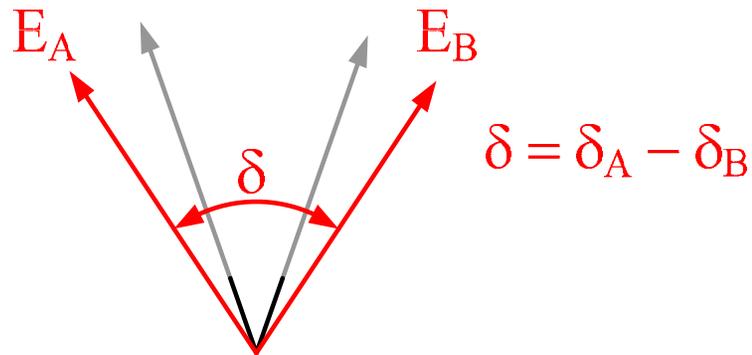
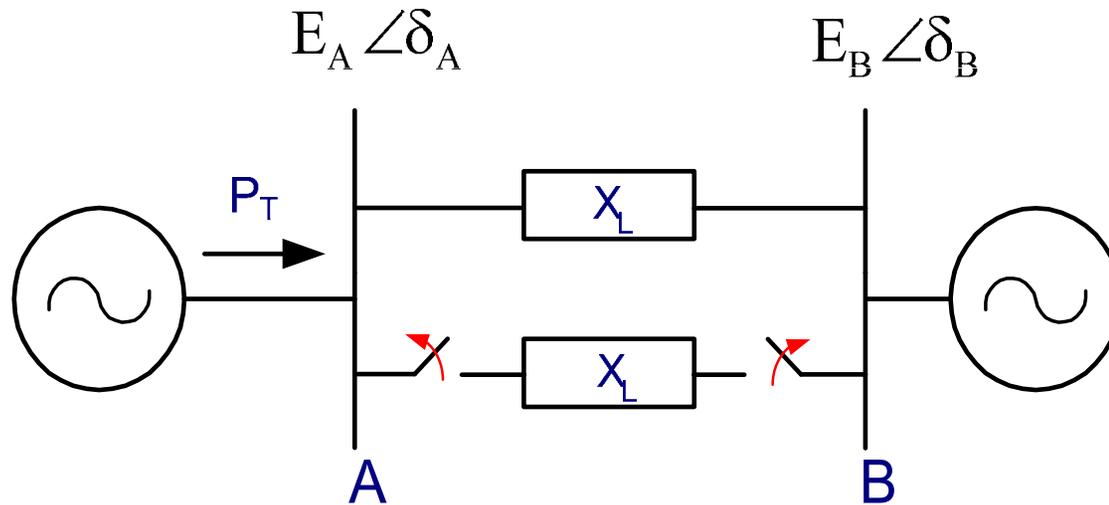


$$P = \frac{E_A \cdot E_B}{X_L} \cdot \sin(\delta_A - \delta_B)$$

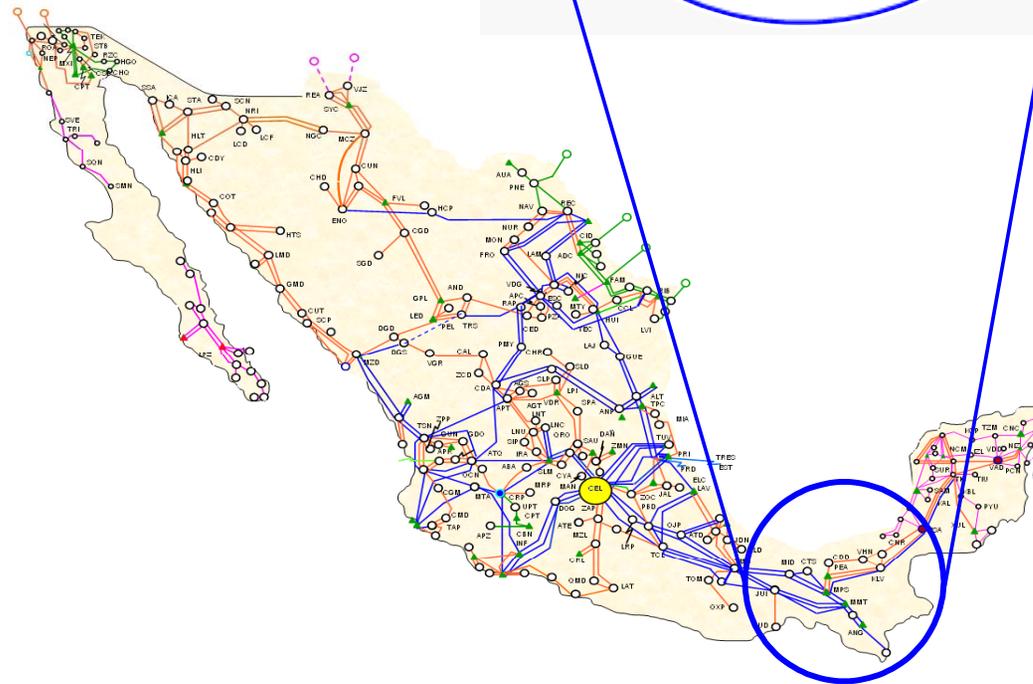
Para un flujo de potencia dado, el ángulo depende de la impedancia

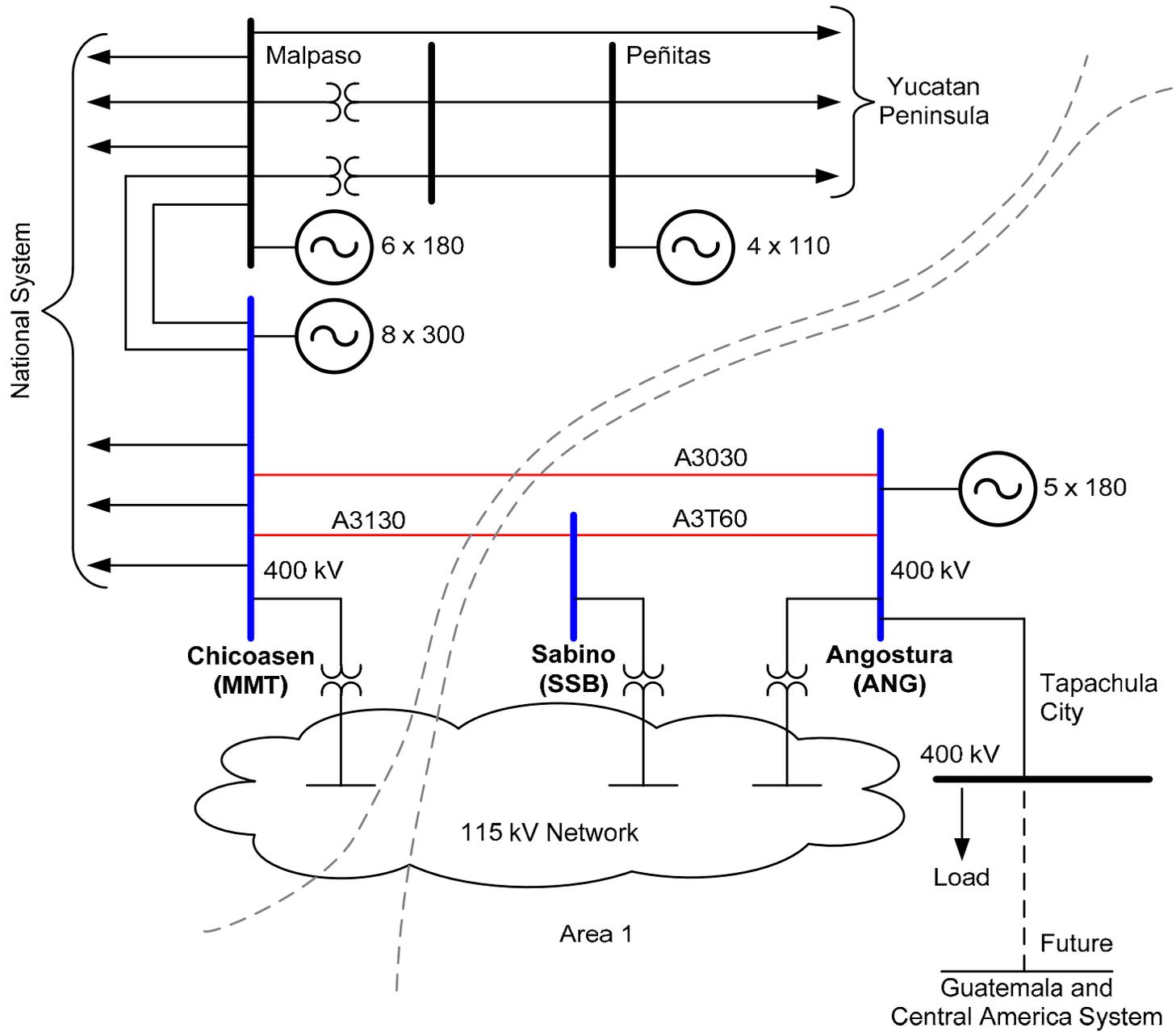


δ Aumenta instantáneamente en buses de transmisión si se pierden líneas

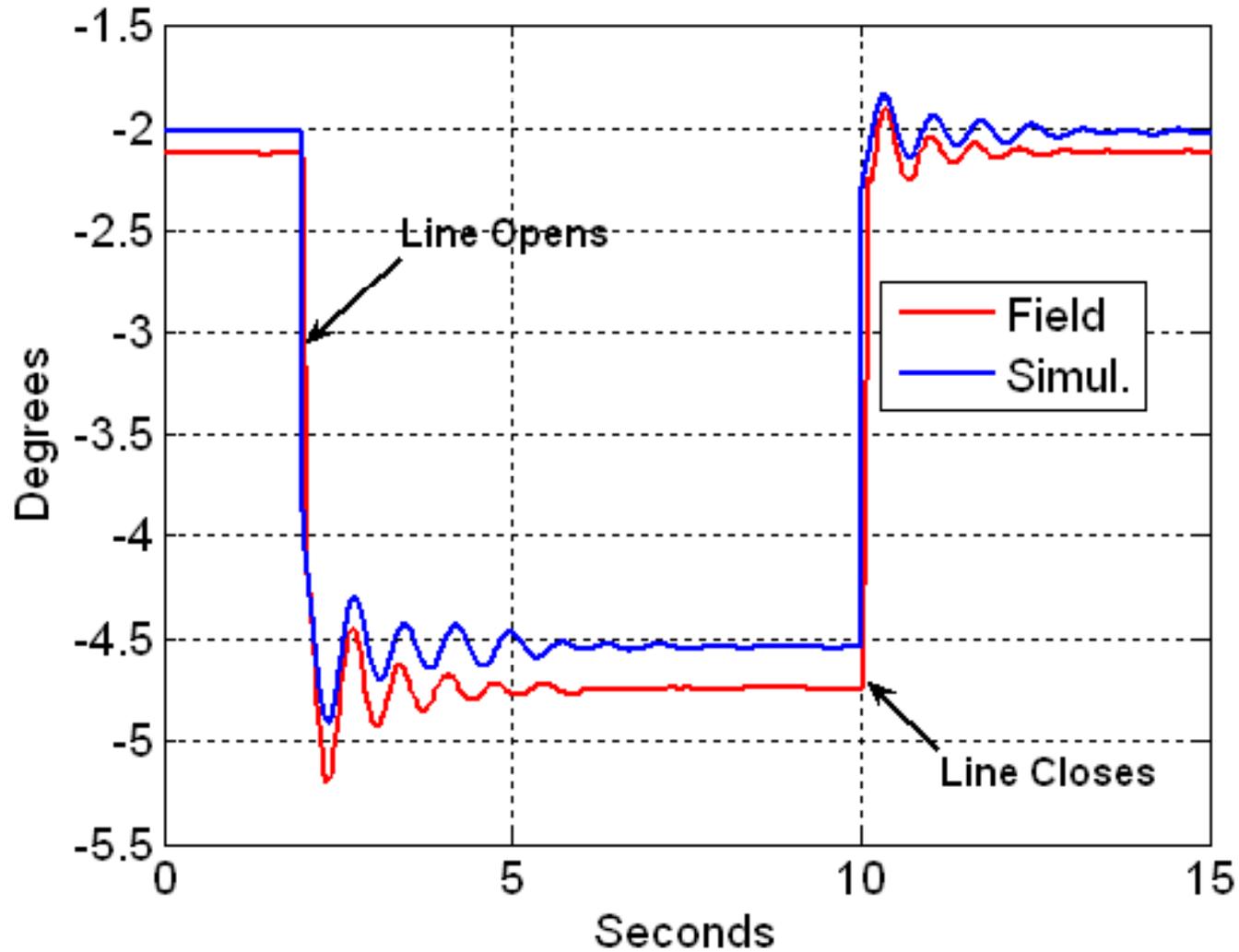


Mexican Transmission Network

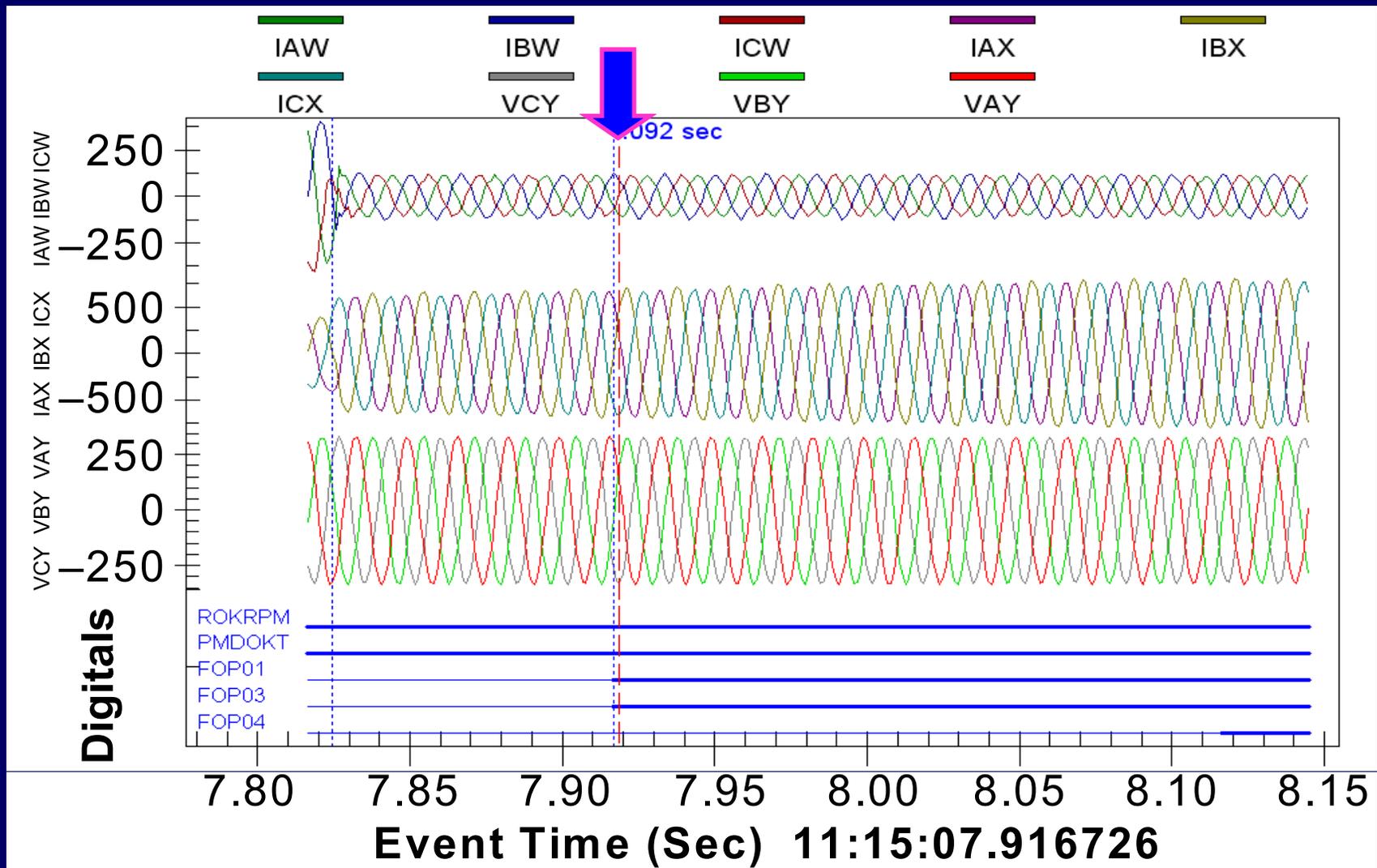




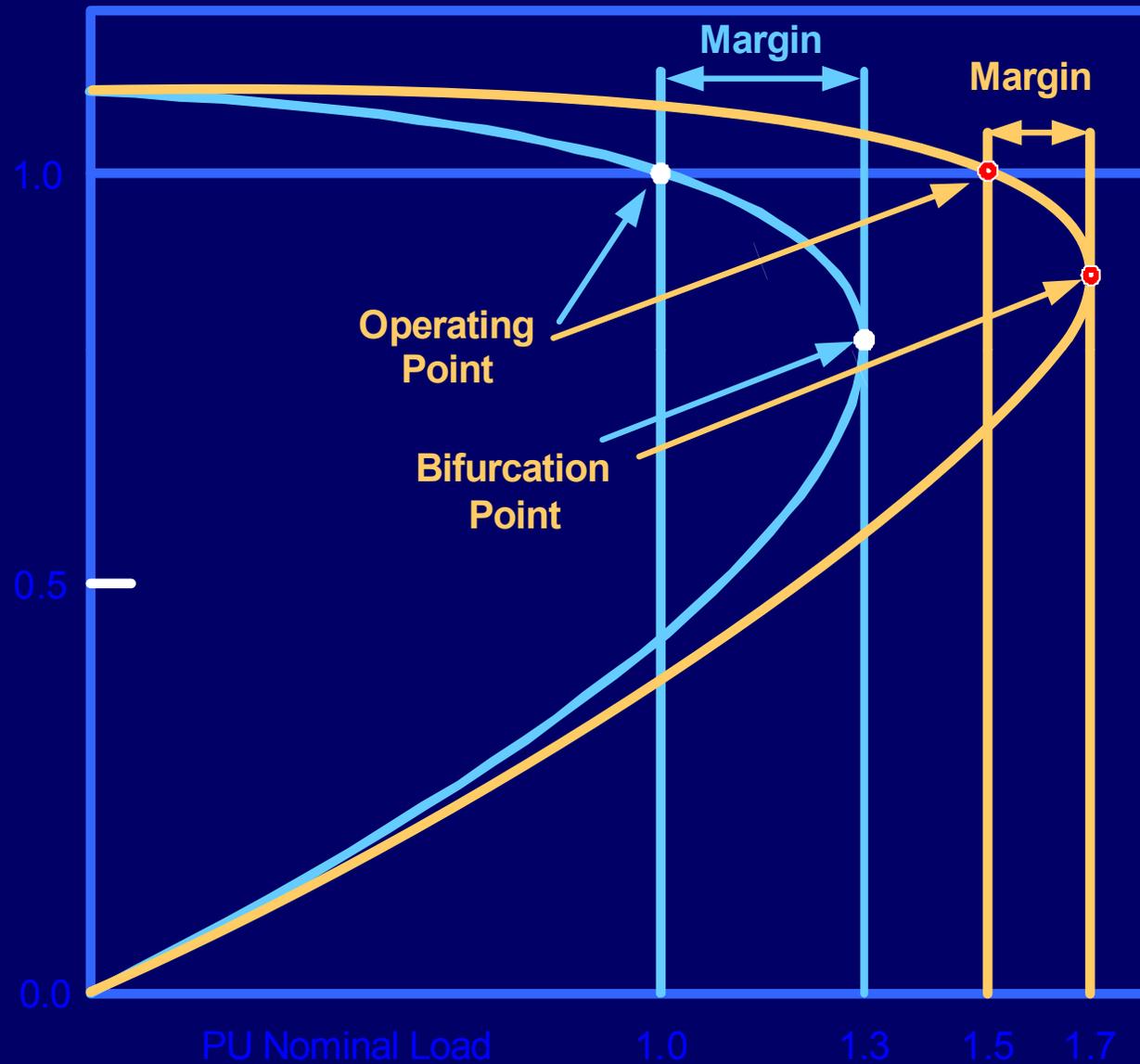
Simulación y medición de campo concuerdan, desviación $\frac{1}{4}$ de grado



Tiempo de operación del detector es menos de 100 ms



7. Prevención de colapso de tensión



Regulación de tensión y capacitores mejoran la tensión pero reducen el margen

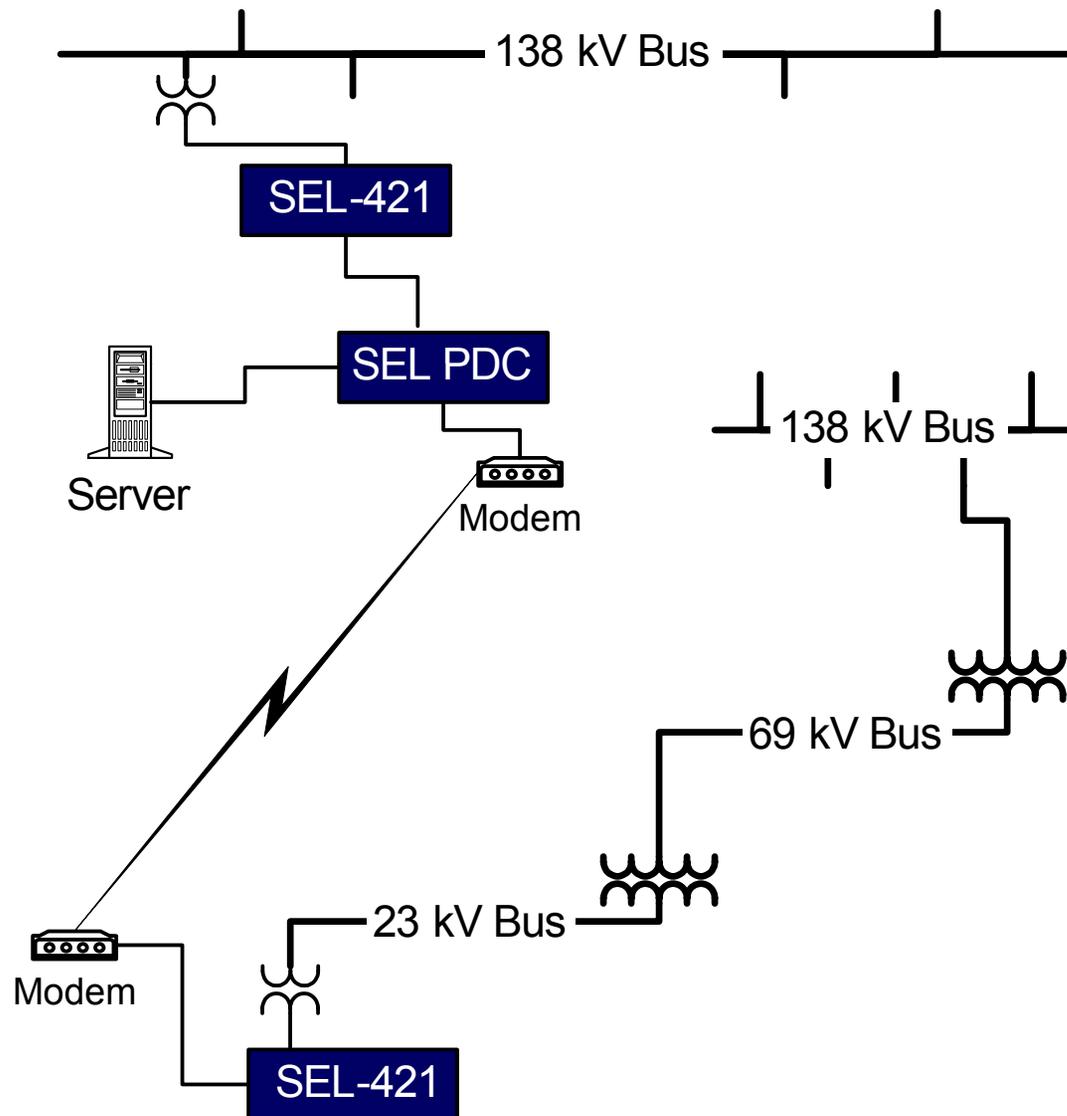


Monitoreo de ángulos entre buses críticos de transmisión y distribución



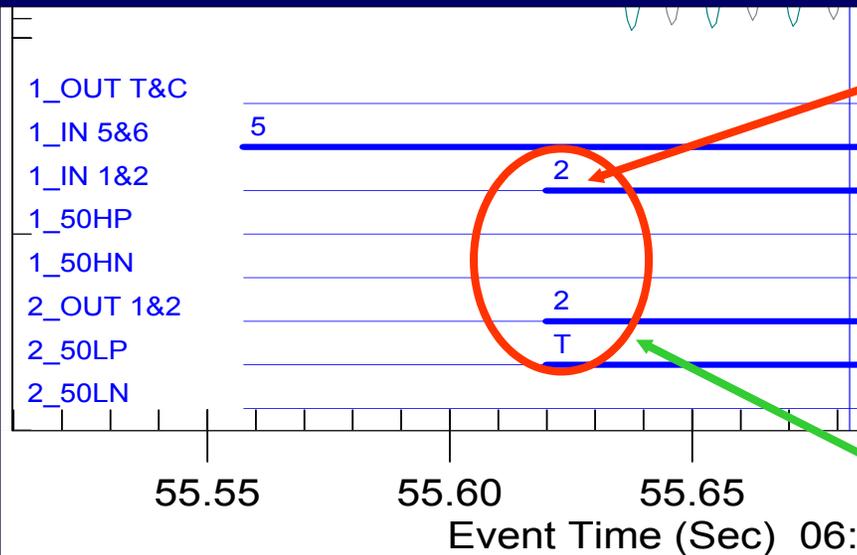
$$S_{\max} = \frac{(1 - \sin(\theta)) V_s^2}{2 \cos(\theta)^2 X}$$

Detección de colpaso por ángulo



8. Desplegar registros oscilográficos perfectamente alineados

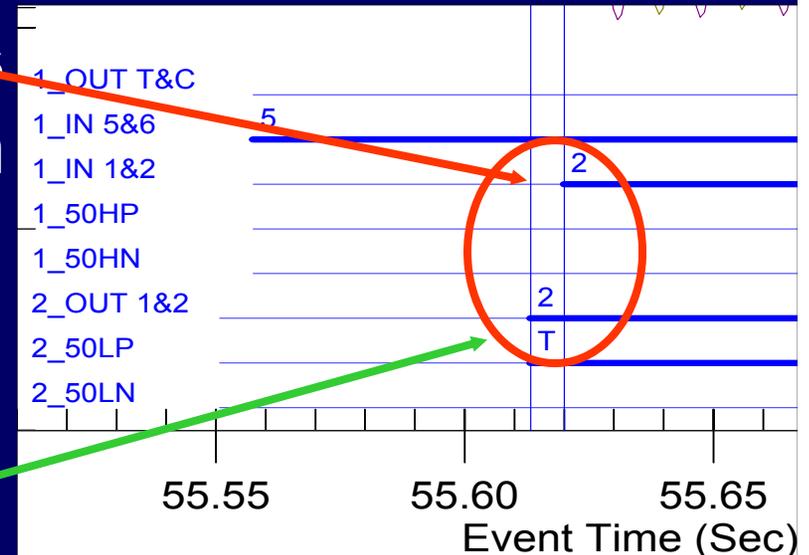
Sin sincronización



Bus
Open

Block
Sent

Con sincronización
para sincrofasores



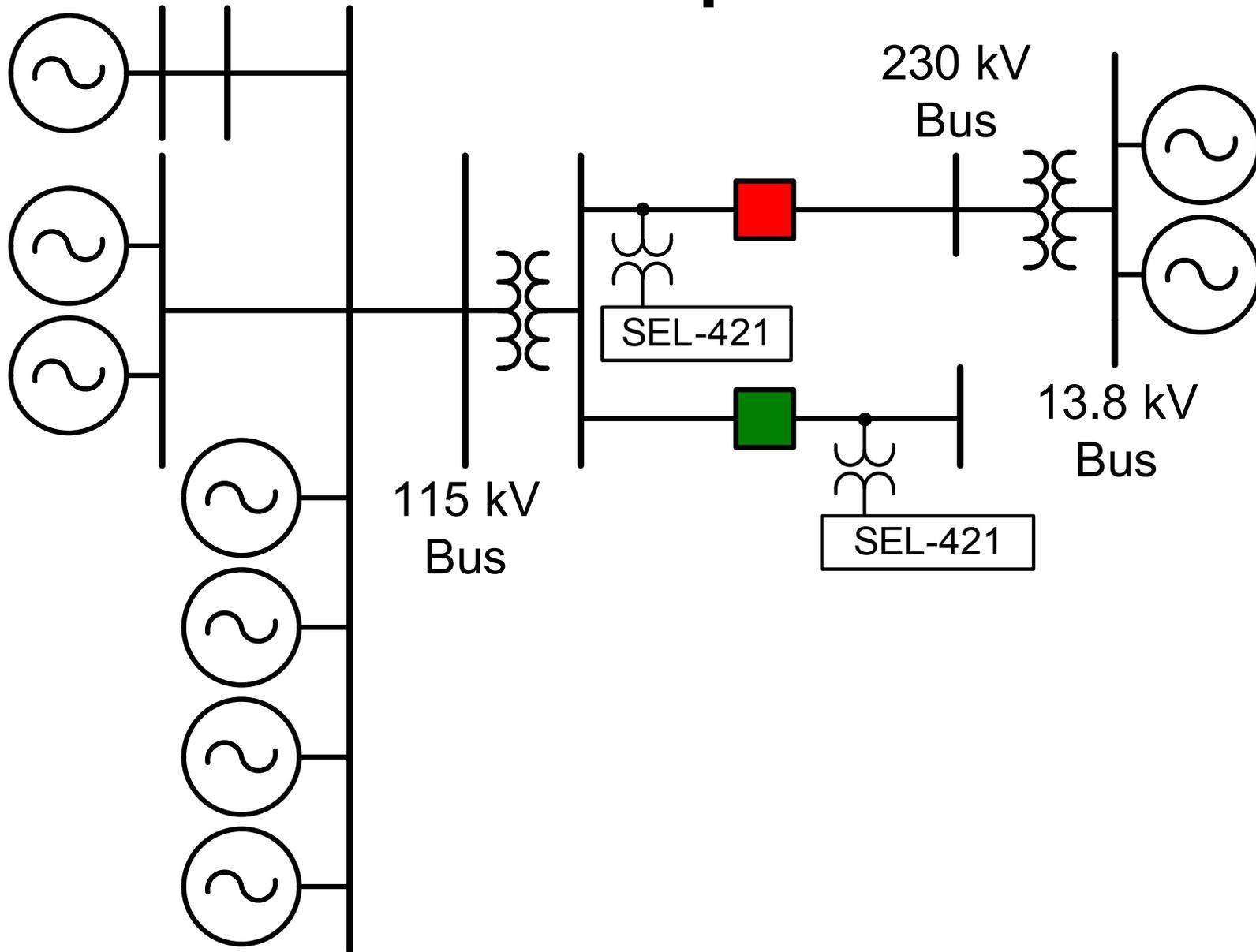
El bus abrió al mismo tiempo que el bloqueo llegó?
Un misterio....

El bus abrió después que el bloqueo se envío,
error de alambrado

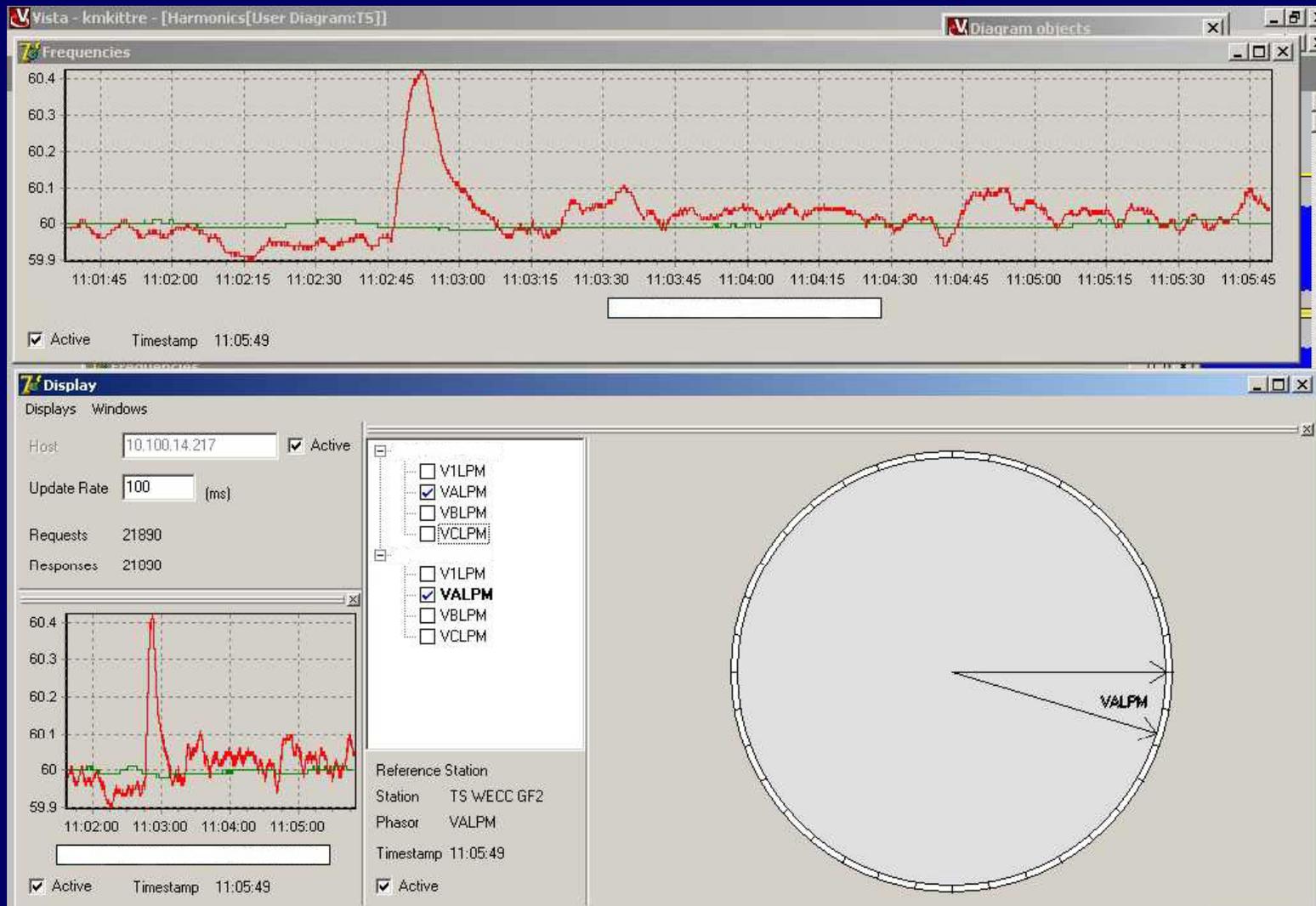
Software de oscilografía preparado para sincrofasores

- SEL5601 o Acseleator Quick Set reciben registros sincronizados de hasta 3 relevadores
- Comparación de ángulos y magnitudes entre extremos de línea fallada
- Localización exacta de falla de doble extremo

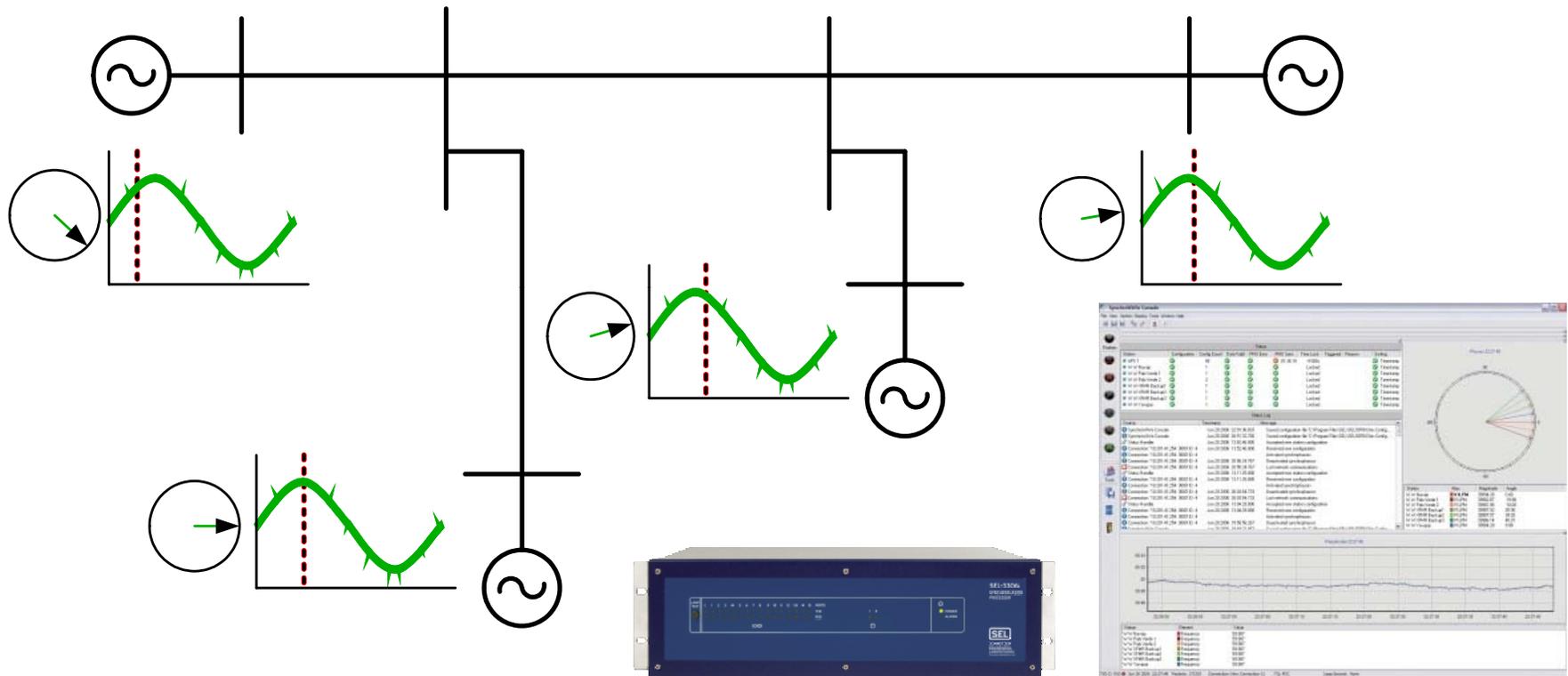
9. Sincronoscopio Remoto



Synchrowave, ángulo entre extremos del interruptor para operador remoto



10. Registrador de disturbios de área amplia

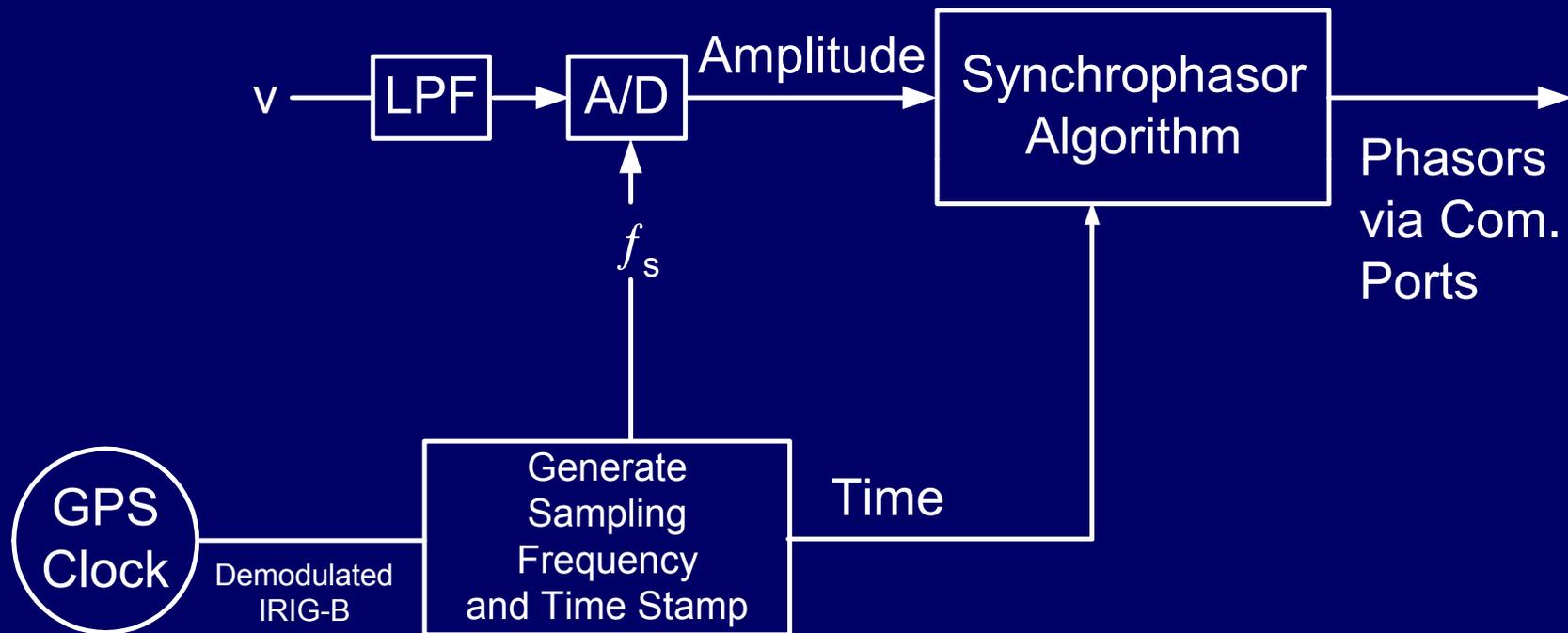


SYNCHROWAVE Console SEL-5078 Software

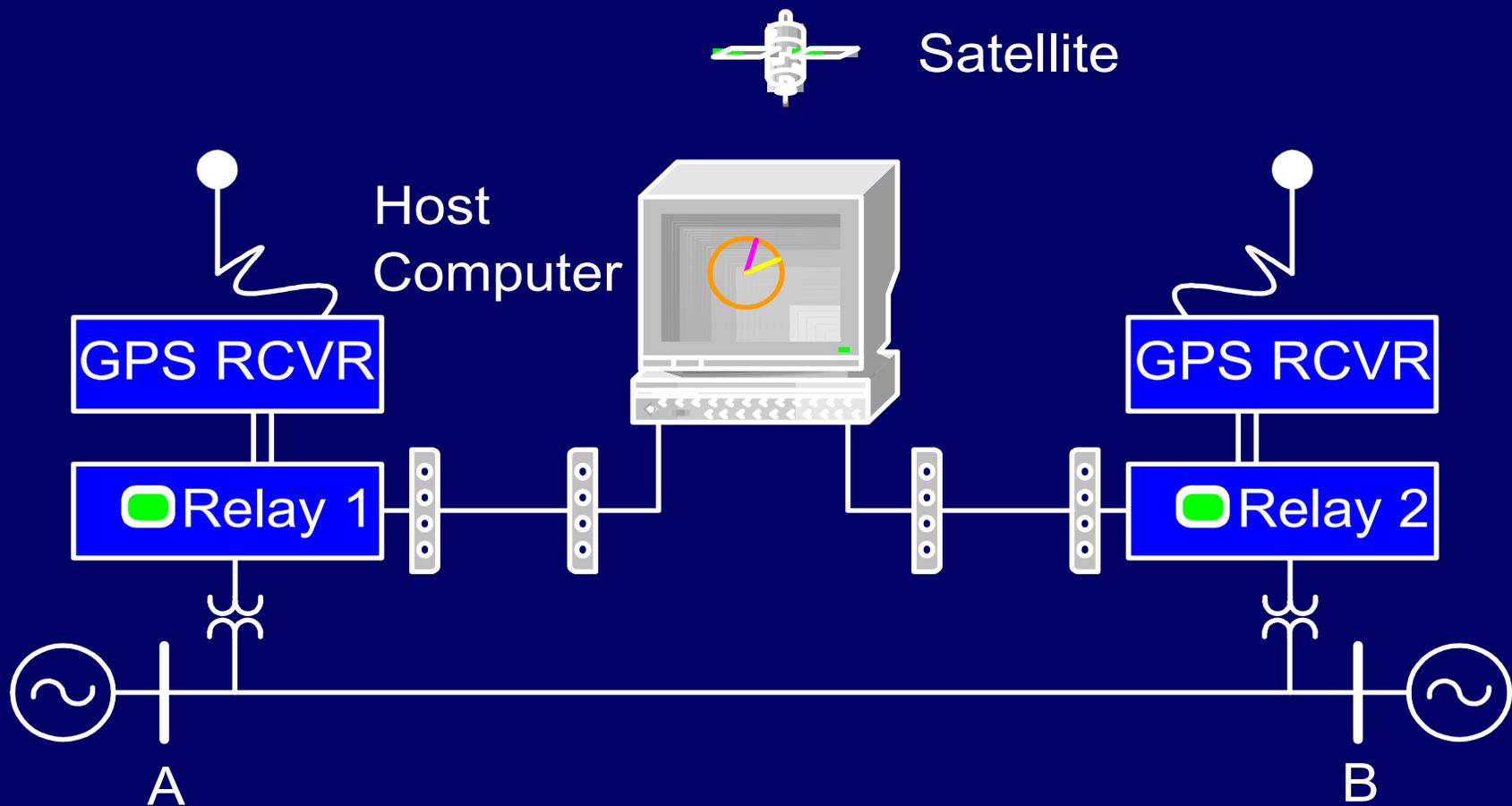
**Grabación de registros de disturbios del sistema,
permanente o disparados desde cualquier punto**

Consideraciones del Sistema

Muestreo de Datos Sincrónicamente Registrando su Estampa de Tiempo

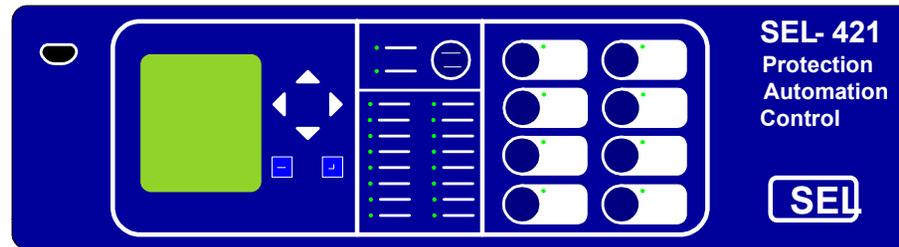


Transmisión de Datos para Aplicaciones que Cubren Todo el Sistema Eléctrico de Potencia



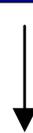
Basic Configuration Using Two PMCUs

REMOTE



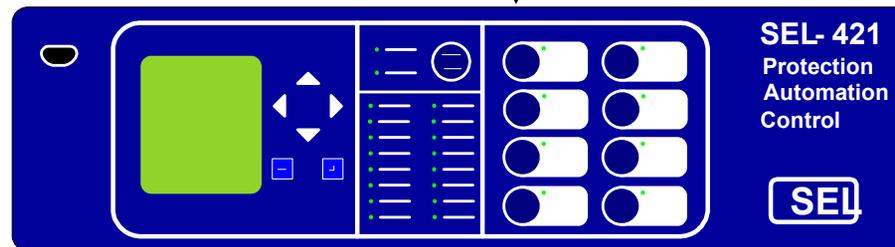
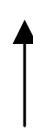
Set P PROTO= PMU
Set P FASTOP= Y
Set G EPMU= Y
Set G MFRMT= FM

Synchrophasor Data



SEL Fast Operate
and

Enable Synchrophasor Message



Set P PROTO= SEL
Set G EPMU= Y
Set G ERPMU= Port#
Set G RMRATE= Rate

LOCAL

Los Dispositivos Reportan las “Fotografías” que Toman del Sistema

=>>MET PM 6:05

Synchronized Phasor Measurement Data Will be Displayed at 6:05:00.000

=>>

Relay 1
06:05:00.000
Station A

Date: 01/01/2002 Time:

Serial Number: 0000000000

Synchrophasors	Phase Currents			Phase Voltages		
	IA	IB	IC	VA	VB	VC
MAG (A/kV)	199.429	201.079	201.392	132.775	132.800	
	132.784					
ANG (DEG)	-134.82	104.69	-14.94	150.00	30.01	-89.99
	Pos. Sequence Current (A)			Pos. Sequence Voltage (kV)		
		I1			V1	
MAG		200.632			132.786	
ANG (DEG)		-135.01			150.00	
FREQ (Hz)	59.99					

Los Transformadores de Instrumentación son la Fuente Mas Importante de Errores

Error Cause	Error in Degrees	Error in μs
Time Synchronization	± 0.0216	± 1
Instrument Transformers (Class 0.3)	± 0.3	± 14
Phasor Estimation Device	± 0.1	± 5

Conclusiones

- La medición por separado del ángulo y de la magnitud del fasor es una técnica adecuada para la estimación de fasores sincronizados
- El calculo en tiempo real de fasores es posible con exactitud, aun en condiciones transientes
- Aplicaciones