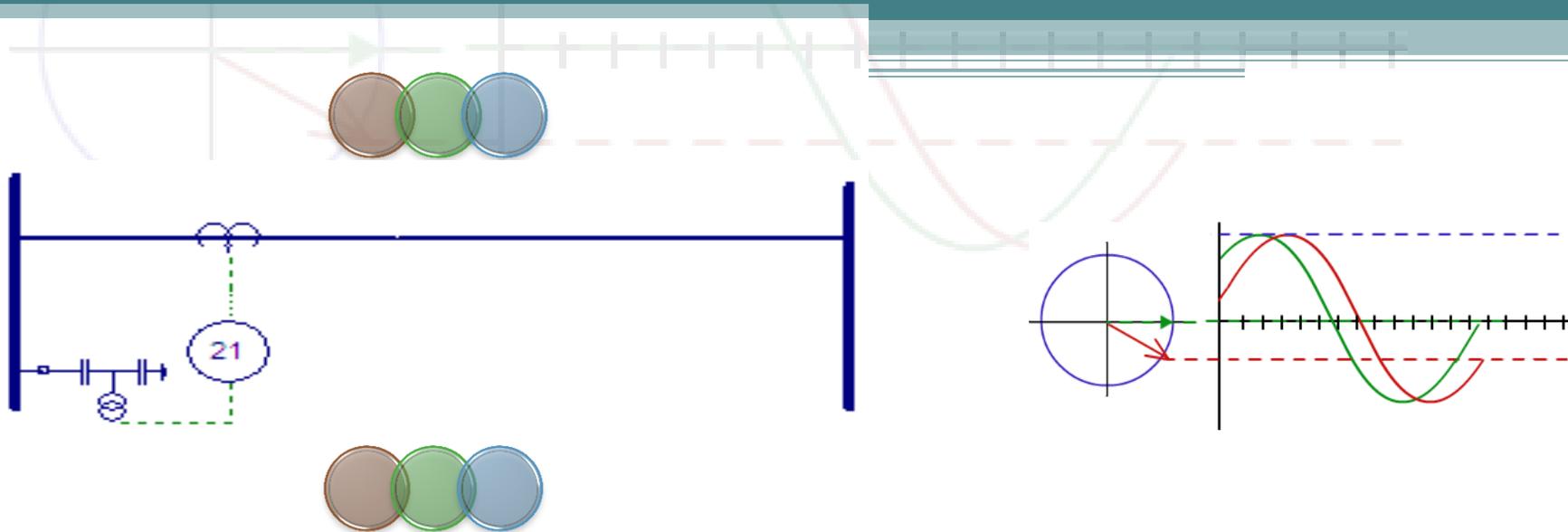


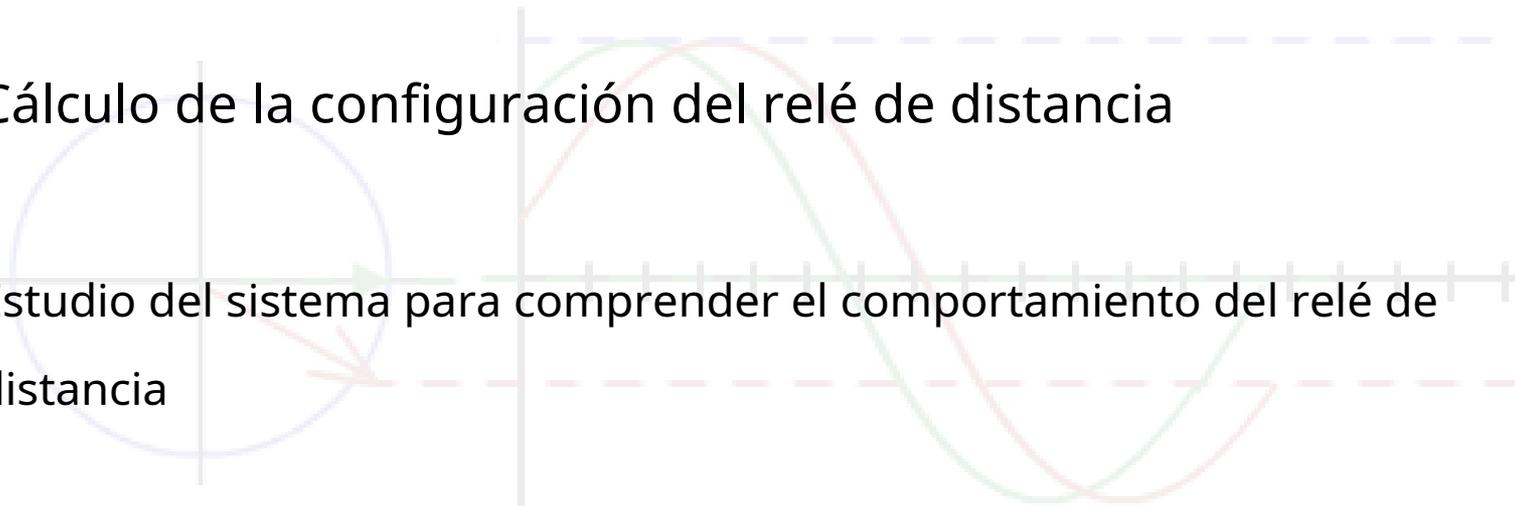
# Tutorial sobre distancia y más Protección actual

Dra. Nagaraja R,  
Director general,  
Consultor de investigación y desarrollo de energía Pvt. Limitado



# Contenido

- Filosofía de protección de ERPC
- Cálculo de la configuración del relé de distancia
- Estudio del sistema para comprender el comportamiento del relé de distancia
- DOC y DEF para sistema EHV



# Filosofía de protección de ERPC

# Introducción

- Basado en el Informe CEA del “Grupo de Trabajo sobre Análisis de Sistemas de Potencia Bajo Contingencia”
- Discute la práctica de Coordinación a seguir para
  - Coordinación de Protección a Distancia
  - Coordinación de Backup DOC y DEF

# Filosofía

Zona	Dirección	Protegido Alcanzar	Configuración de hora (s)
Zona 1	Delantero	80 % de la PL	Instantáneo
zona 2 (para 400kV y arriba)	Delantero	Para circuito único – 120 % de la LP	0.35
		Para Doble Circuito – 150 % de PL	0.5 a 0.6 – Si el alcance Z2 se sobrealcanza 50% de los línea más corta; 0,35 – de lo contrario
Zona 2 (para 220 kV y menos)	Delantero	120% de PL o 100% de PL + 50% de ASL	0.35

PL: Línea Protegida,

ASL: línea adyacente más corta,

TODOS: línea adyacente más larga

# Filosofía

Zona	Dirección	Protegido Alcanzar	Configuración de hora (s)
zona 3	Delantero	120% 0f (PL + TODOS)	0,8 a 1,0
zona 4	Reverso	10% para el Long line (>100 km) 20% para línea corta (<100 km)	0.5 si Z4 sobrepasa el 50% de reversa línea más corta 0,35: de lo contrario

## Nota

- : El alcance de Z2 no debe invadir el siguiente nivel de voltaje más bajo
- : Si el alcance de Z3 invade el siguiente nivel de voltaje (después de considerar la alimentación), el tiempo de Z3 debe ser coordinado
- : Si la empresa de servicios públicos utiliza un esquema de bloqueo de operador, entonces el alcance de Z4 puede incrementarse como el requisito. Debe cubrir el LBB de la barra de bus local y debe coordinarse con el tiempo Z2 de todas las demás líneas.

PL: Línea Protegida,

ASL: línea adyacente más corta,

TODOS: línea adyacente más larga

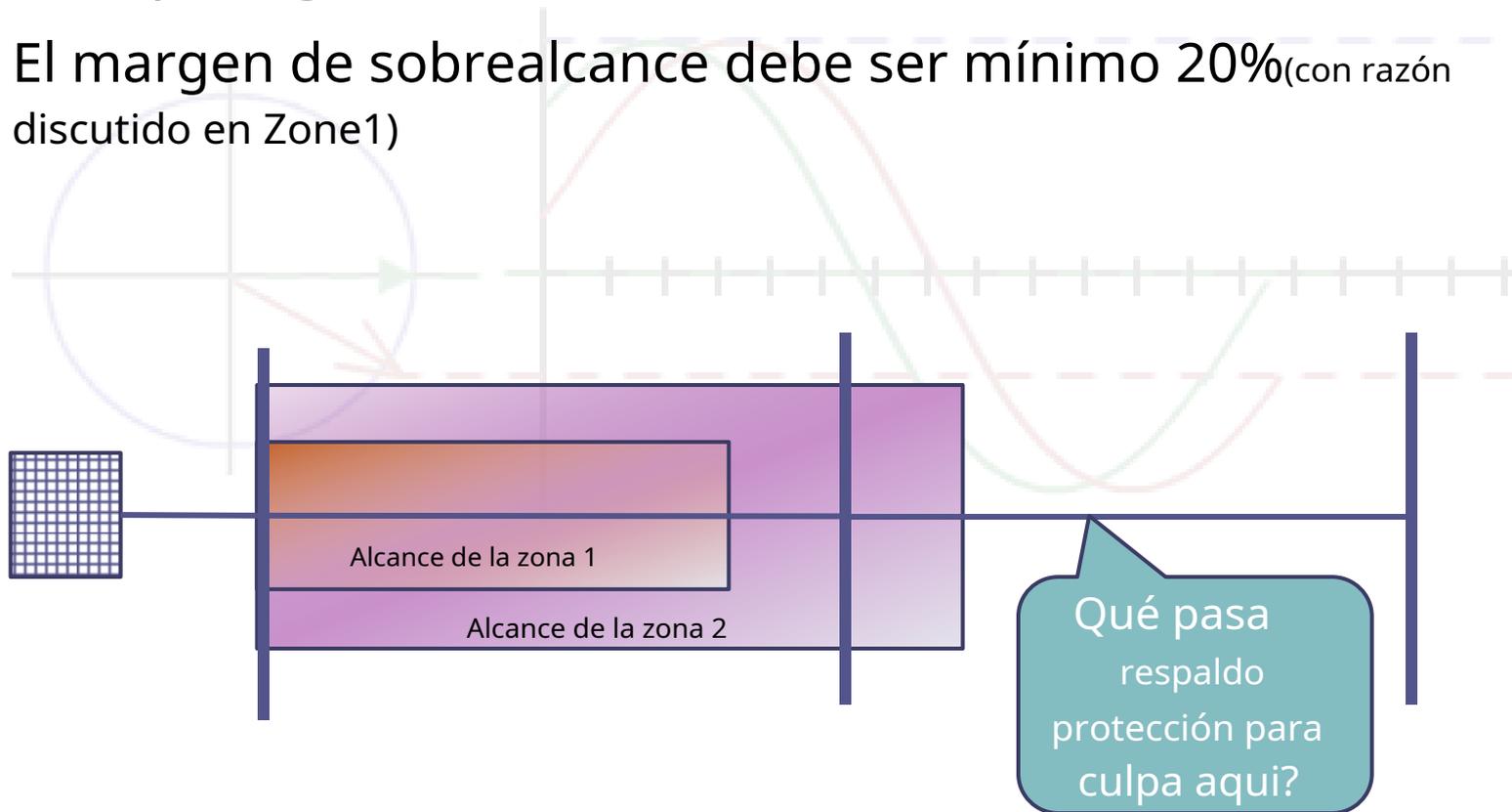
# Zona 1

- Errores del transformador de instrumentos
- La línea de transmisión no está completamente balanceada
- Por lo tanto, la impedancia aparente es susceptible a un error del 20%.
- La zona 1 está subalcanzada para evitar una operación incorrecta por falla en la siguiente línea (p. ej., cerca de un bus adyacente)



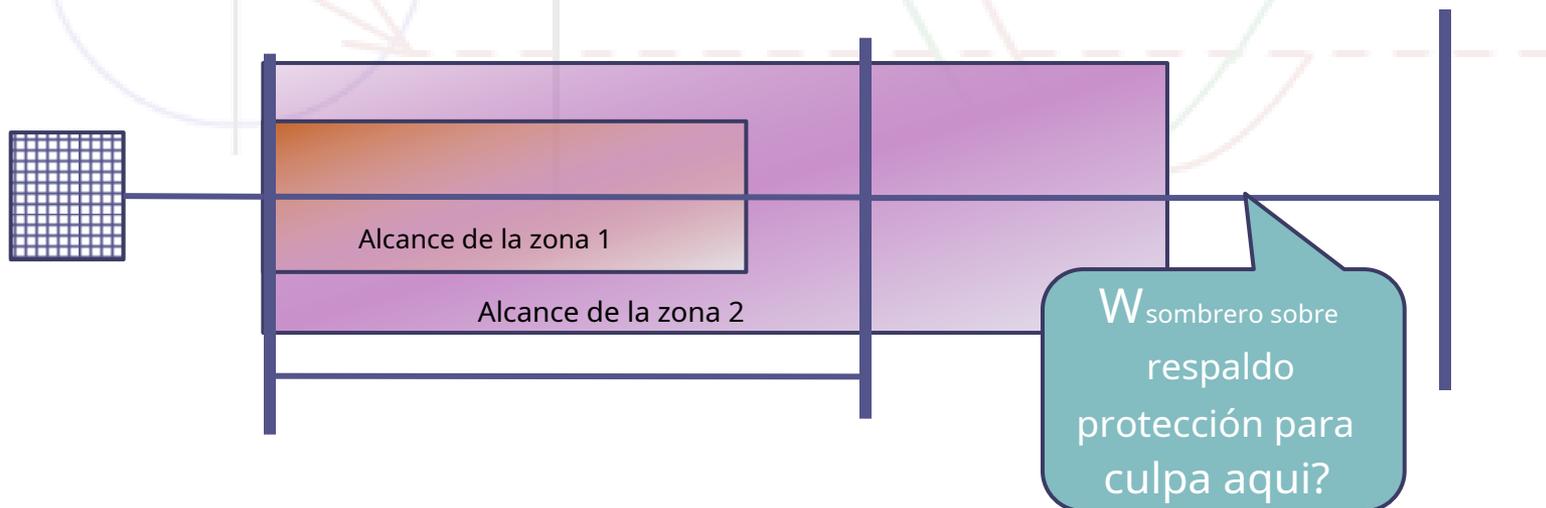
## zona 2 para línea de un solo circuito

- Para proporcionar cobertura a la parte restante de la línea protegida
- El margen de sobrealcance debe ser mínimo 20% (con razón discutido en Zone1)



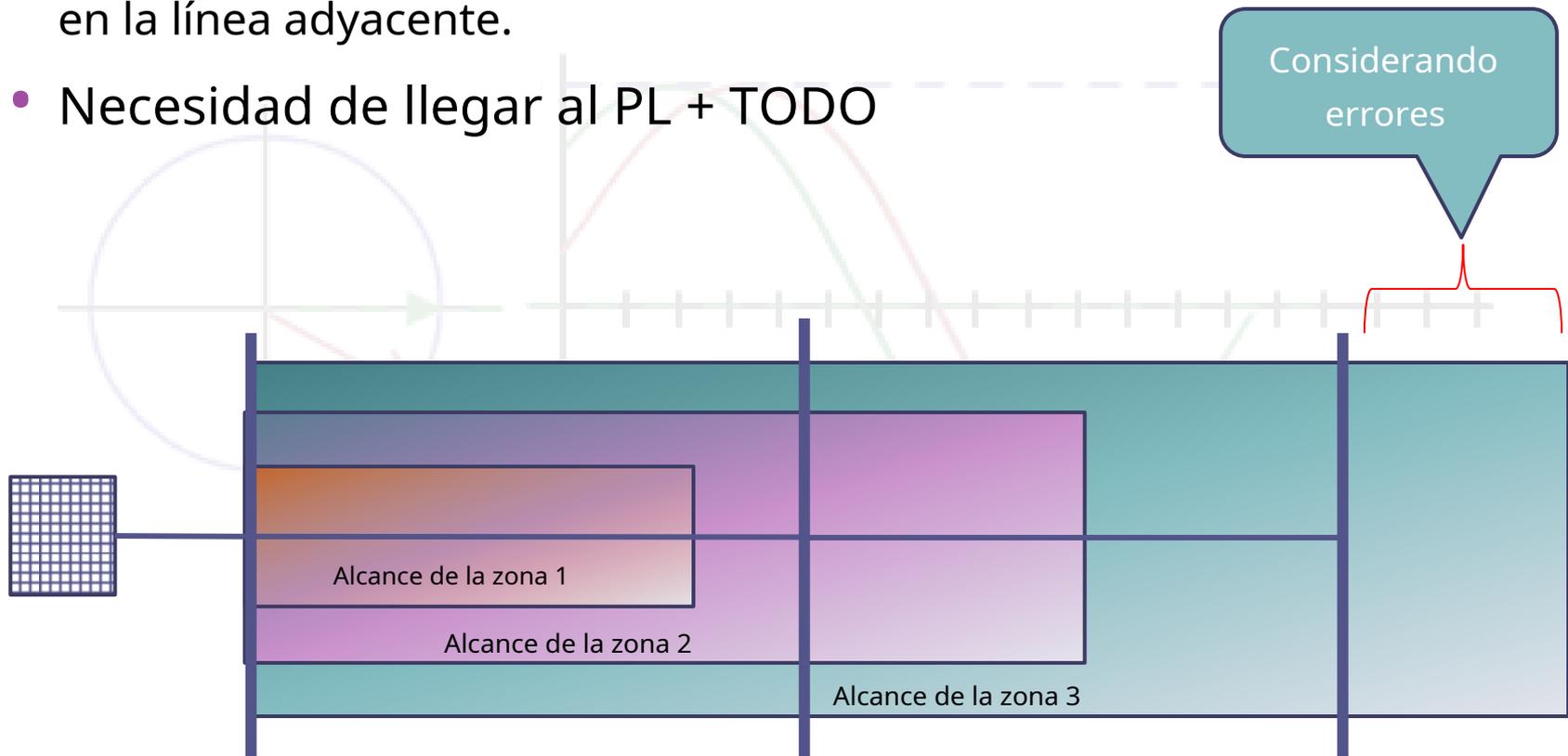
## zona 2 para línea de doble circuito

- Bajo alcance debido al acoplamiento mutuo entre líneas paralelas
- $\Delta = 0, \frac{1}{1+0} \quad 0 = 0, \frac{1}{3 \cdot 0} \quad = 0 - \frac{1}{3 \cdot 1}$
- Para alces gemelos,  $\Delta = 27\%$  considerando 20% adicional de margen, total 150% de PL



# zona 3

- La protección de la Zona 3 es una protección de respaldo para fallas en la línea adyacente.
- Necesidad de llegar al  $PL + TODO$



# Alcance resistivo (Zona 1)

- Tierra

- Debe proporcionar la máxima cobertura teniendo en cuenta la resistencia a fallas, la resistencia al arco y la resistencia de la base de la torre.
- Debería ser  $< 4.5 * X1$  ( $X1$ =Alcance de la zona 1)

- Fase

- El alcance debe configurarse para brindar cobertura contra todos los tipos de fallas anticipadas de fase a fase sujetas a verificación de posibilidad contra el punto de carga  
invasión
- Debería ser  $< 3 * X1$



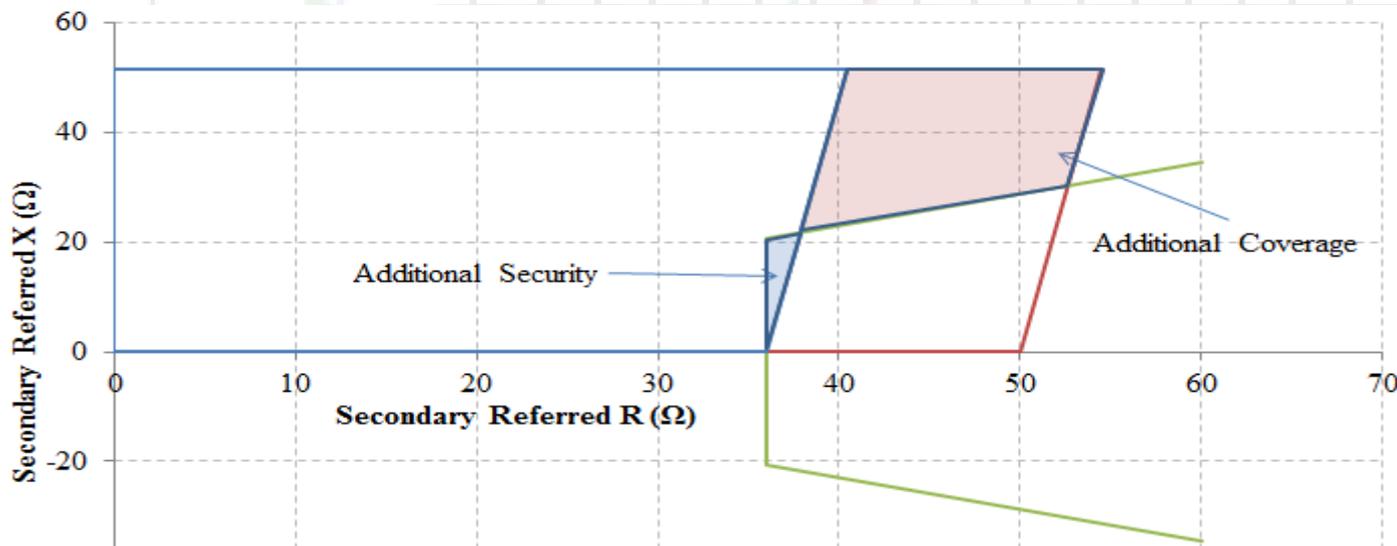
# Consideración de invasión de carga

- La configuración de alcance se proporciona teniendo en cuenta los diversos efectos de "bajo alcance" que pueden ocurrir. Esto hace que el ajuste resistivo sea "alto"
- El bucle de fase mide la impedancia de fase y, por lo tanto, debe configurarse de manera que no se dispare por una condición de carga anormal o de emergencia del sistema.
- La condición de carga de emergencia se utilizará para decidir el punto de invasión de la carga.



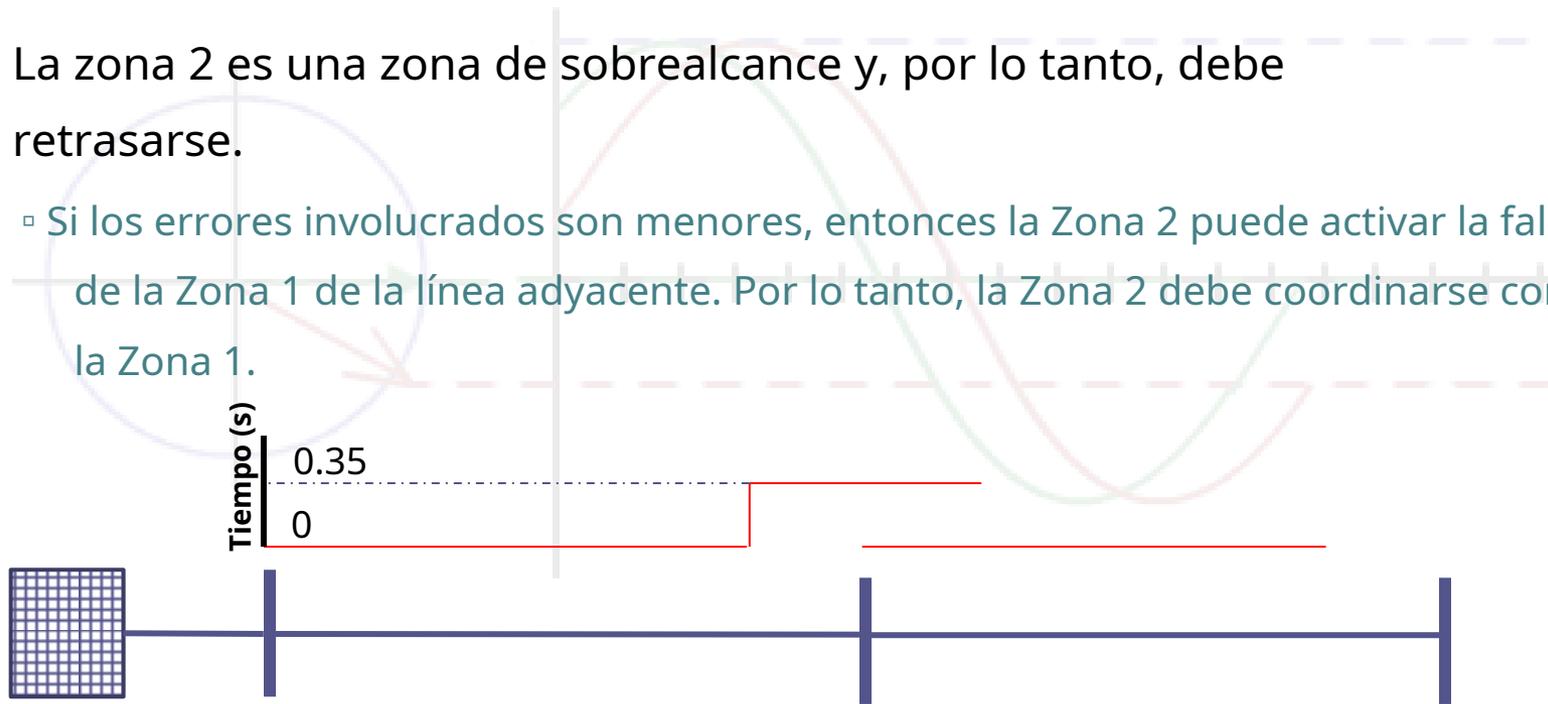
# Consideración de invasión de carga

- Comprobación básica
  - $V$  nominal = 63,5 V e  $I$  nominal = 1 A. (Secundario referido)
  - El alcance  $R$  siempre debe ser inferior a 63,5  $\Omega$
  - Impedancia de fase =  $(0,85 \cdot V) / (1,5 \cdot I) = 36 \Omega$



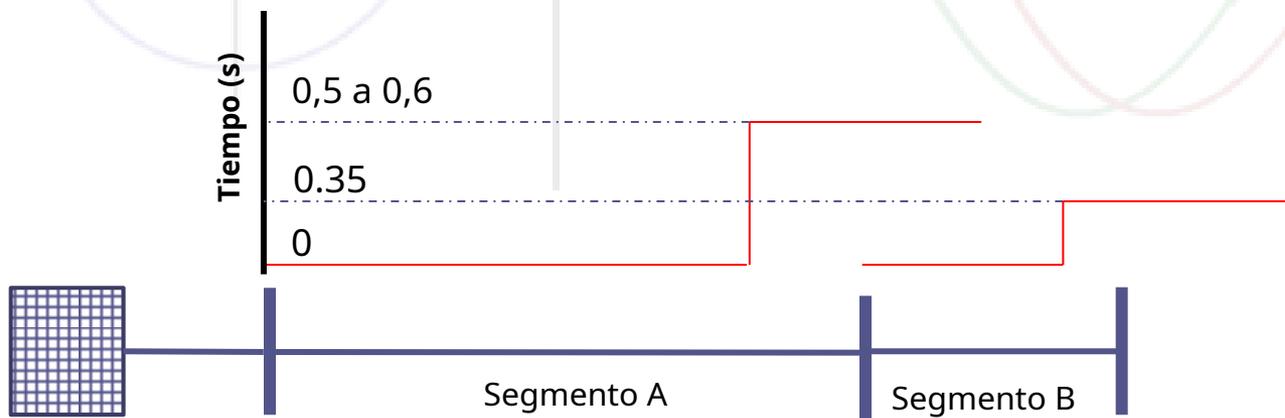
# Coordinación de tiempo de operación

- La zona 1 es protección primaria, por lo tanto, operación instantánea
- La zona 2 es una zona de sobrealcance y, por lo tanto, debe retrasarse.
  - Si los errores involucrados son menores, entonces la Zona 2 puede activar la falla de la Zona 1 de la línea adyacente. Por lo tanto, la Zona 2 debe coordinarse con la Zona 1.



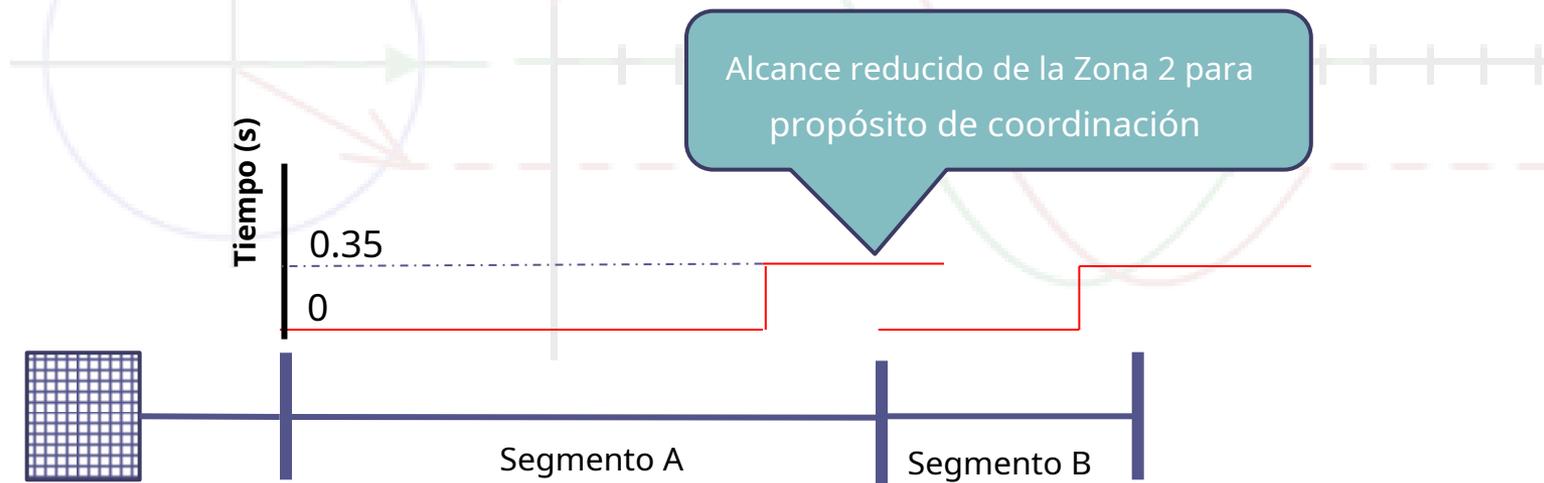
# Coordinación de tiempo de operación

- Para una falla en el 80 % del segmento B, la zona 1 del segmento B también puede estar por debajo del alcance en un 20 %
- Por lo tanto, solo la Zona 2 del Segmento B recoge
- Segmento A Zona 2 también puede recoger.
- Por lo tanto, el segmento A Z2 debe coordinarse con el segmento B Z2



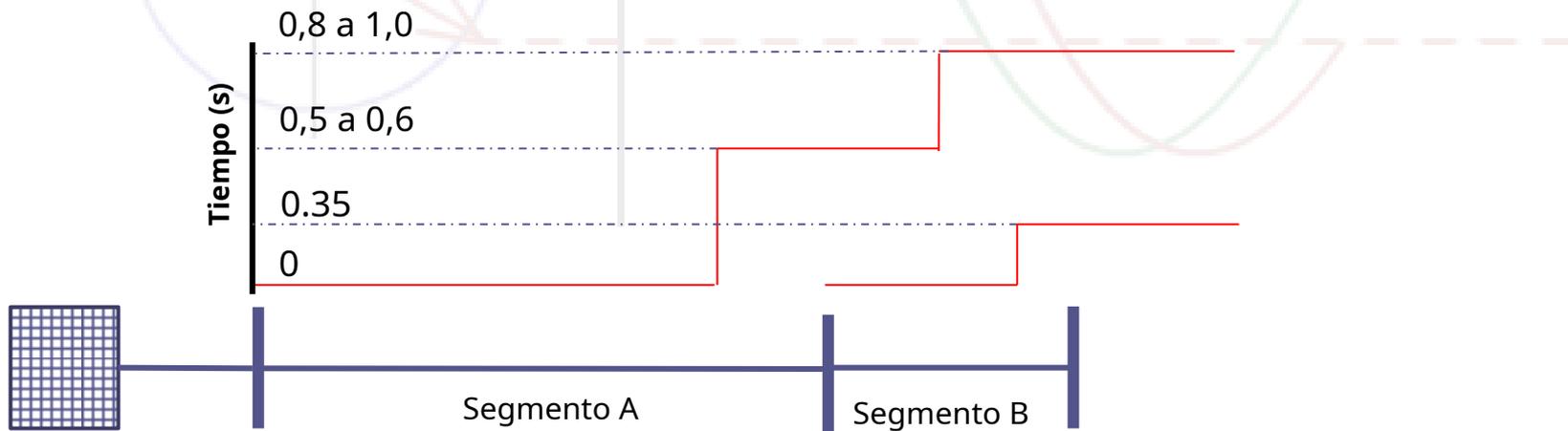
## Coordinación de tiempo de operación

- Para 220 kV e inferiores, si la Zona 2 de PL puede invadir la Zona 2 de ASL, la coordinación se logra reduciendo el alcance de la Zona 2 de PL para coordinar con el alcance de la Zona 2 de ASL.



# Coordinación de tiempo de operación

- La Zona 3 es la protección de respaldo y, por lo tanto, debe operarse después de que la Zona 1 o la Zona 2 no hayan podido eliminar la falla.
- La Zona 3 se coordina con el tiempo de la Zona 2 del relé de línea adyacente.



# Cálculo de relé de distancia

## Ajustes

# Puntos a considerar

- Obtenga los parámetros de línea reales a partir de los resultados de la prueba de impedancia de línea. Si no está disponible, considere los valores estándar.
- Compruebe el tipo de configuración del relé
  - Valores referidos primarios o secundarios
  - RX o Z-
  - Cálculo del factor de compensación de secuencia cero. (K0, Kn o Kr-Kx)

$$0 = \frac{0 - 1}{3 \cdot 1} = \frac{0 - 1}{1} = \frac{0 - 1}{3 \cdot 1} = \frac{0 - 1}{3 \cdot 1}$$

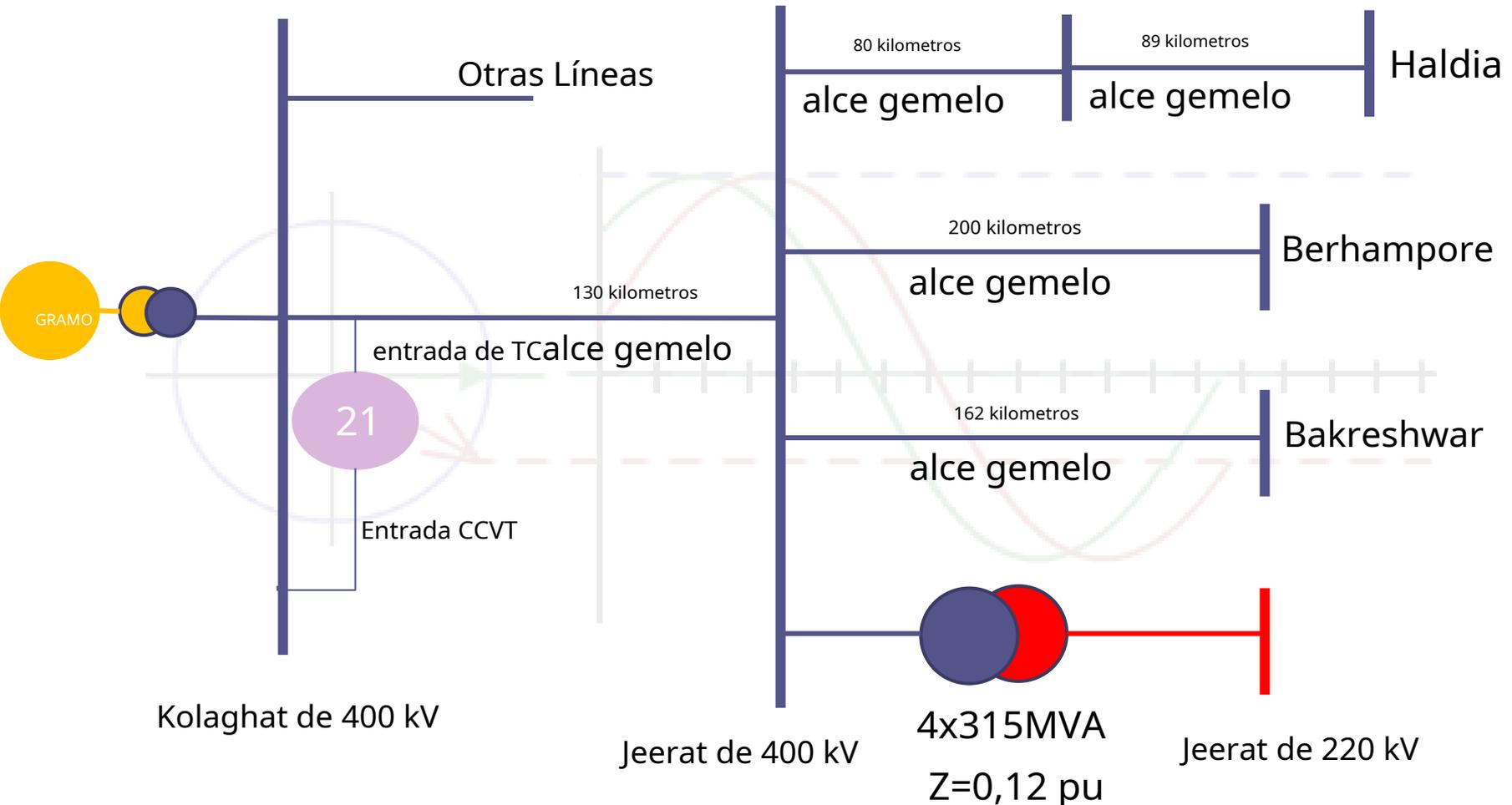
# Puntos a considerar

- Tenga en cuenta la línea más corta y más larga que emana de la subestación adyacente, junto con los valores de impedancia
- Para líneas de doble circuito, verifique si se trata de dos torres de un solo circuito o una torre de doble circuito.
- Si es necesario, lleve a cabo un estudio del sistema para estudiar el efecto de la alimentación, el acoplamiento mutuo y la oscilación de potencia para lograr un ajuste coordinado.

# Sistema de muestra

$R1 = 0,0297 \Omega/\text{km}$   $X1 = 0,332 \Omega/\text{km}$   
 $R0 = 0,161 \Omega/\text{km}$   
 $X0 = 1,24 \Omega/\text{km}$   
 $Zm = 0,528 \Omega/\text{km}$

subhashgrama



# Zona 1

- Referencia primaria

- $X1_{\text{prim}} = 0,332 * 130 * 0,8 = 34,5 \Omega$

- Referido secundario

- $X1_{\text{seg}} = 34,5 * \text{CTR} / \text{PTR}$ , Relación CTR:CT, PTR: Relación PT

- Tiempo de funcionamiento: Instantáneo



## zona 2

- La línea protegida es un circuito único
- ASL: 80 km a subhashgram
- $X2\_Prim = 0,332 * 130 * 1,2 = 51,79 \Omega$  (130+26 km)
- X2 cubre solo el 32% de ASL.
- Tiempo de funcionamiento: 0,35 s

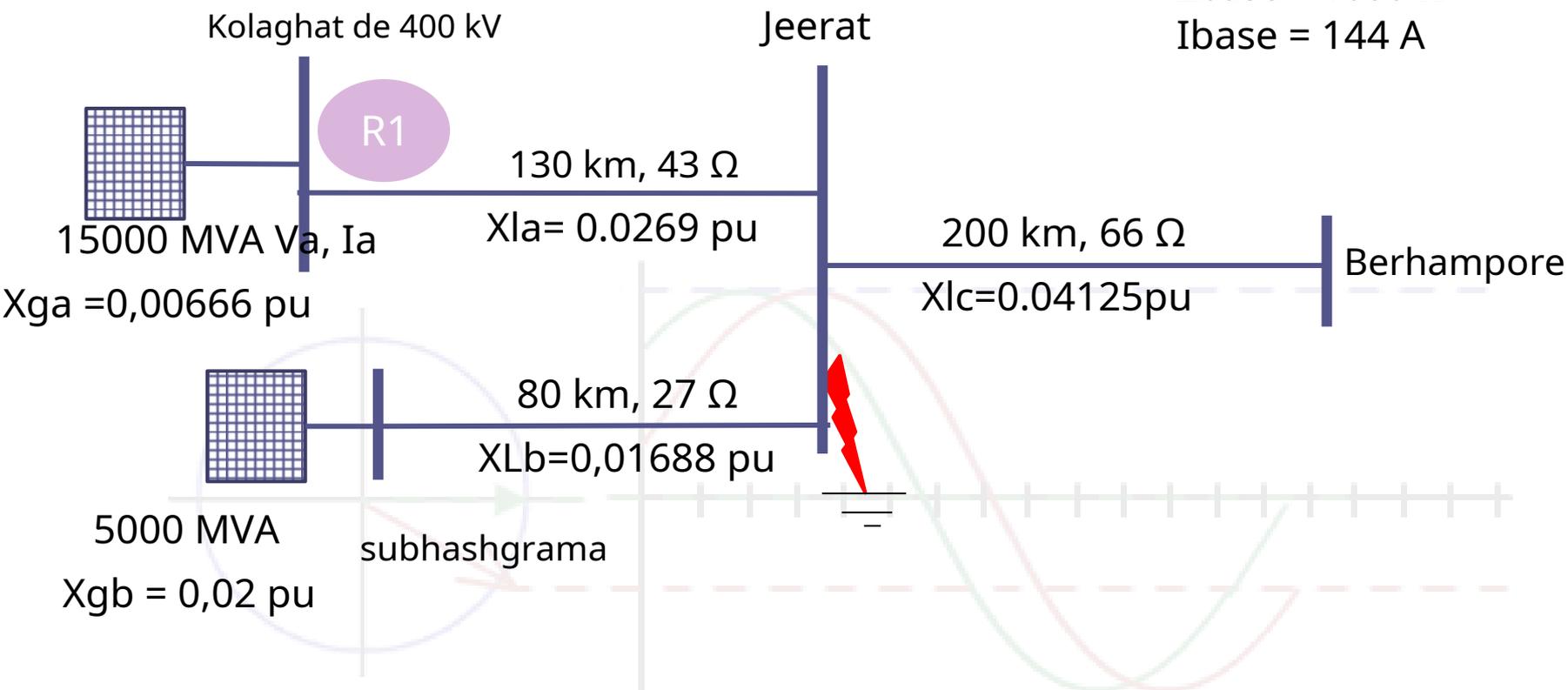
## zona 3

- TODO está a 200 km de Berhampore
- $X3\_Prim = 0,332 \cdot (130 + 200) \cdot 1,2 = 131,47 \Omega$ 
  - Son 130 km PL + 266 km adicionales
- Configuración de hora
  - Compruebe si la Zona 3 de PL invade la Zona 3 de la protección de línea adyacente
  - Zona 3 de Jeerat - Línea Subhashgram es de 202,8 km.
  - Las Dos Zonas 3 se superponen y, por lo tanto, deben estar coordinadas en el tiempo.
  - $Tiempo = 0,8 + 0,06 (t_{cb}) + 0,03 (t_{Reiniciar}) + 0,06 (t_{s.f.}) = 0,95$   
(conjunto 1s)

# Estudio del sistema para comprender Comportamiento del relé de distancia

# Caso 1 (concepto general)

Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 \text{ A}$



- Despreciando la resistencia de la línea
- Considerando falla  $3\phi$
- Calcular la impedancia vista por el relé R1

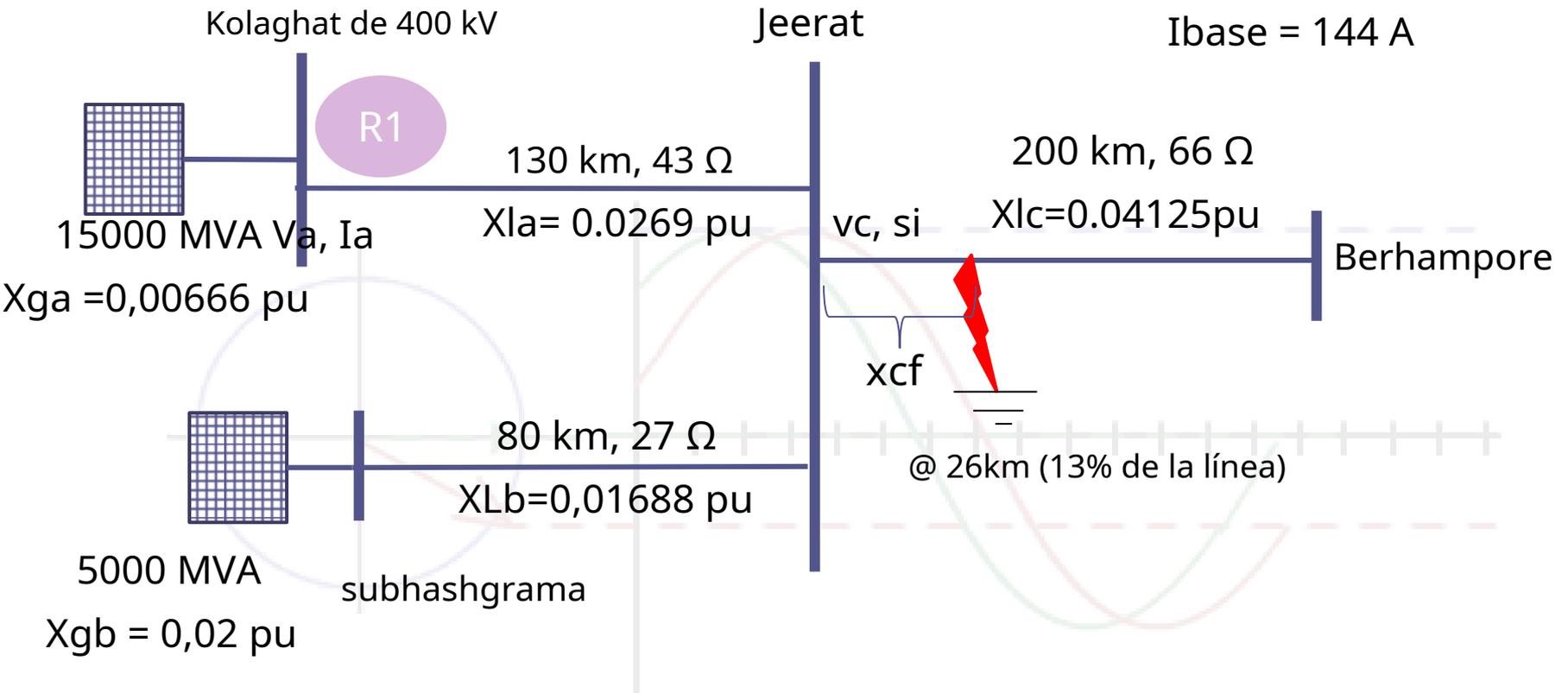
- $X_a$  (sección a) =  $X_{ga} + X_{la} = 0,03346$  pu
- $X_b$  (tramo b) =  $X_{gb} + X_{lb} = 0,03687$  pu
- $X_{eq} = X_a \parallel X_b = 0,01754$  pu
- $S_i = 1/X_{eq} = 57$  pu =  $57 * 144 = 8209$  A
- $I_a = S_i * X_b / (X_a + X_b) = 4303,5$  A
- $I_b = S_i * X_a / (X_a + X_b) = 3905,5$  A
- $V_a = (I_a * X_{la}) = 4303,5 * 43 = 185,05$  kV
- $Z_1 = V_a / I_a = 43 \Omega$

*Nota:  $Z_a = V_a / I_a$  es válido porque solo estamos considerando una falla trifásica.*

- El relé de distancia mide una impedancia aparente de 43, que es la impedancia real de la línea. Según ajuste recogida en Zona 2.
- Considere la clase 5P20 CT y la clase 1.2R CVT. Para el peor de los casos considerando -5% de error CT y +3% de error CVT
- Con esto la impedancia teórica cambiará por un factor de  $1.03/0.95 = 1.085$
- Impedancia medida con error = 46,655  $\Omega$ .
- Con el ajuste Zone2 de 51,79  $\Omega$ , R1 se activará en la Zona 2.

# Caso 2 (en efecto feed)

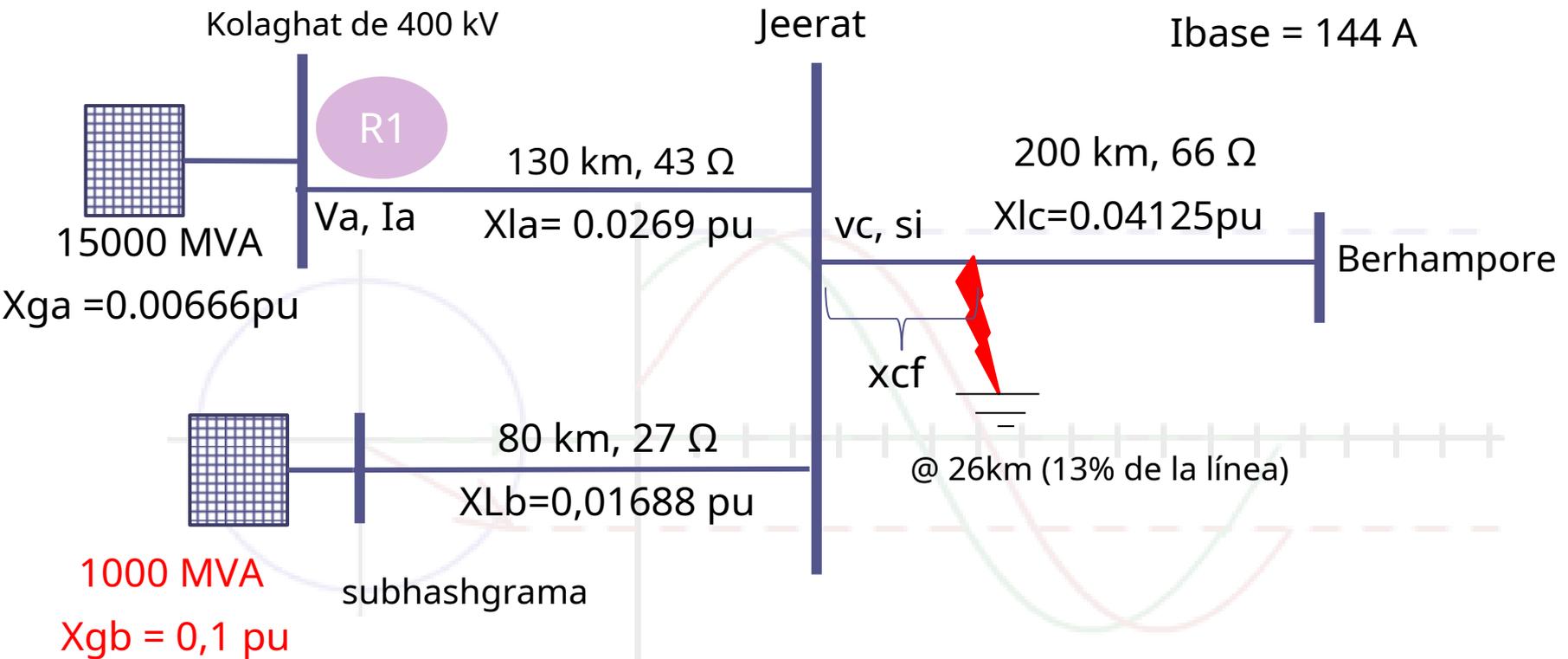
Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 \text{ A}$



- $X_{eq} = (X_a \parallel X_b) + X_{cf} = 0.01754 + 0.00536$
- $S_i = 1/X_{eq} = 1/0,022935 = 43,601 \text{ pu} = 6278 \text{ A}$
- $I_a = 3286 \text{ A}$
- $V_c = I_f \cdot X_{cf} = 6278 \cdot 8,58 = 53,87 \text{ kV}$
- $V_a = (I_a \cdot X_{la}) + V_c = 195,3394 \text{ kV}$
- $Z_1 = V_a/I_a = 59,42 \Omega.$
- Ubicación de falla real  $X_{la} + (0.13 \cdot X_{lc}) = 51.62$
- Se puede inferir que el relé R1 estará por debajo del alcance de la falla en un 15 %, debido a la alimentación desde la sección B

# Caso 3 (Débil en el efecto de avance)

Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 A$



$$X_a \text{ (sección a)} = X_{ga} + X_{la} = 0,03346 pu$$

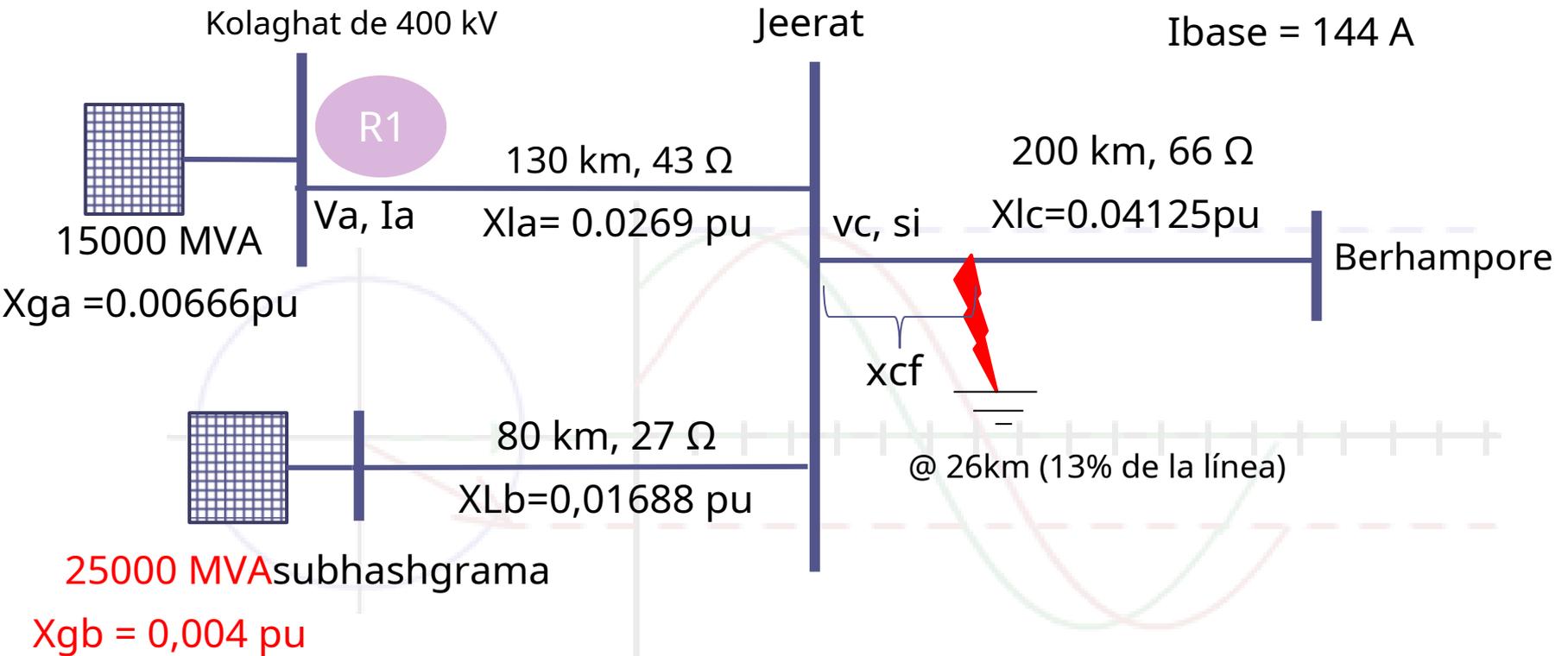
$$X_b \text{ (sección b)} = X_{gb} + X_{lb} = 0,11687 pu$$

- $X_{eq} = (X_a \parallel X_b) + X_{cf} = 0,026017 + 0,00536$
- $S_i = 1/X_{eq} = 1/0,03144 = 31,806 \text{ pu} = 4580 \text{ A}$
- $I_a = 3558 \text{ A}$
- $V_c = I_f * X_{cf} = 4580 * 8,58 = 39,297 \text{ kV}$
- $V_a = (I_a * X_{la}) + V_c = 192,445 \text{ kV}$
- $Z_1 = V_a / I_a = 54,08 \Omega$
- Ubicación de falla real  $X_{la} + (0.13 * X_{lc}) = 51.62$
- Se puede inferir que el relé R1 estará por debajo del alcance de la falla en un 4,7 %, debido a la alimentación de la sección B

*Aquí  $X_{cf}$  y  $X_{la}$  están en ohm*

# Caso 4 (Fuerte en efecto de alimentación)

Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 A$

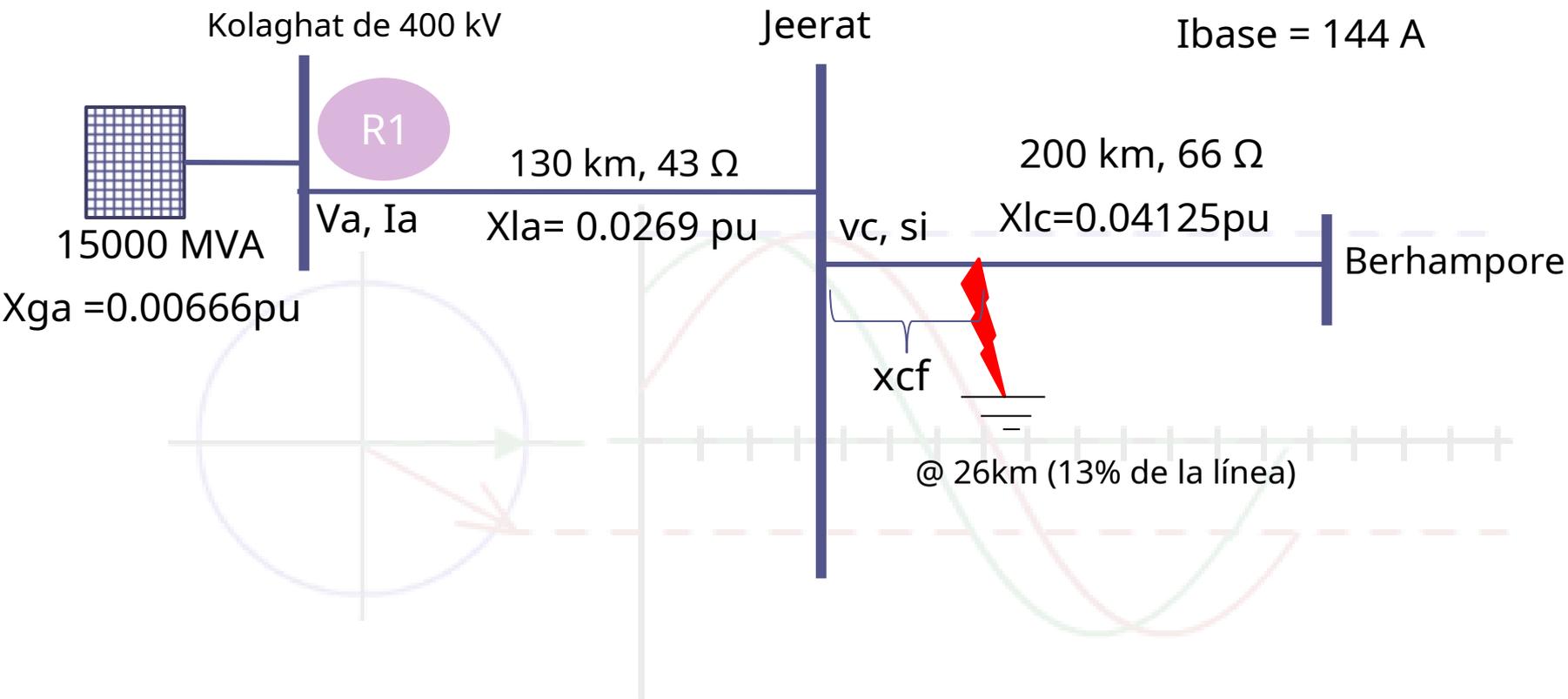


$X_a$  (sección a) =  $X_{ga} + X_{la} = 0,03346 pu$   $X_b$   
 (sección b) =  $X_{gb} + X_{lb} = 0,02087 pu$

- $X_{eq} = (X_a \parallel X_b) + X_{cf} = 0,01285 + 0,00536$
- $S_i = 1/X_{eq} = 1/0,018235 = 54,839 \text{ pu} = 7896 \text{ A}$
- $I_a = 3028 \text{ A}$
- $V_c = I_f * X_{cf} = 7896 * 8,58 = 67,75 \text{ kV}$
- $V_a = (I_a * X_{la}) + V_c = 198,0971 \text{ kV}$
- $Z_1 = V_a / I_a = 65,41 \Omega$ .
- Ubicación de falla real  $X_{la} + (0.13 * X_{lc}) = 51.62$
- Se puede inferir que el relé R1 estará por debajo del alcance de la falla en un 26,7 %, debido a la alimentación de la sección B

# Caso 5 (sin efecto in feed)

Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 A$



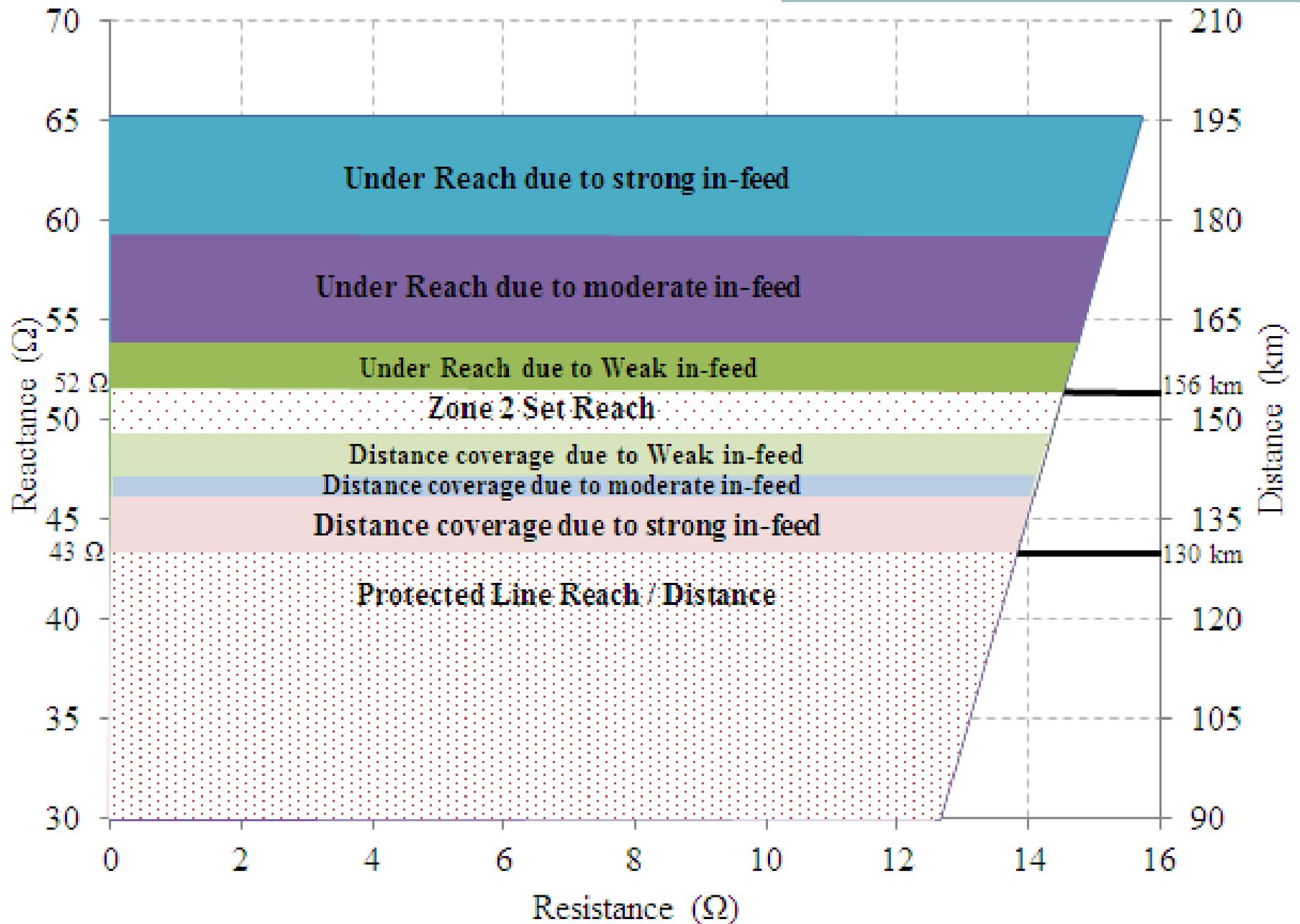
$$X_a (\text{sección a}) = X_{ga} + X_{la} = 0,03346 \text{ pu}$$

- $X_{eq} = X_a + X_{cf} = 0,03346 + 0,005363$
- $S_i = 1/X_{eq} = 1/0,038929 = 25,6877 \text{ pu} = 3699 \text{ A}$
- $I_a = 3699 \text{ A}$
- $V_c = I_a * X_{cf} = 3699 * 8,58 = 31,738 \text{ kV}$
- $V_a = (I_a * X_{la}) + V_c = 190,943 \text{ kV}$
- $Z_1 = V_a / I_a = 51,62 \Omega.$
- Ubicación de falla real  $X_{la} + (0.13 * X_{lc}) = 51.62$
- Se puede inferir que el Relé R1 mide la impedancia exacta al punto de falla.

## Comparación del efecto de alimentación

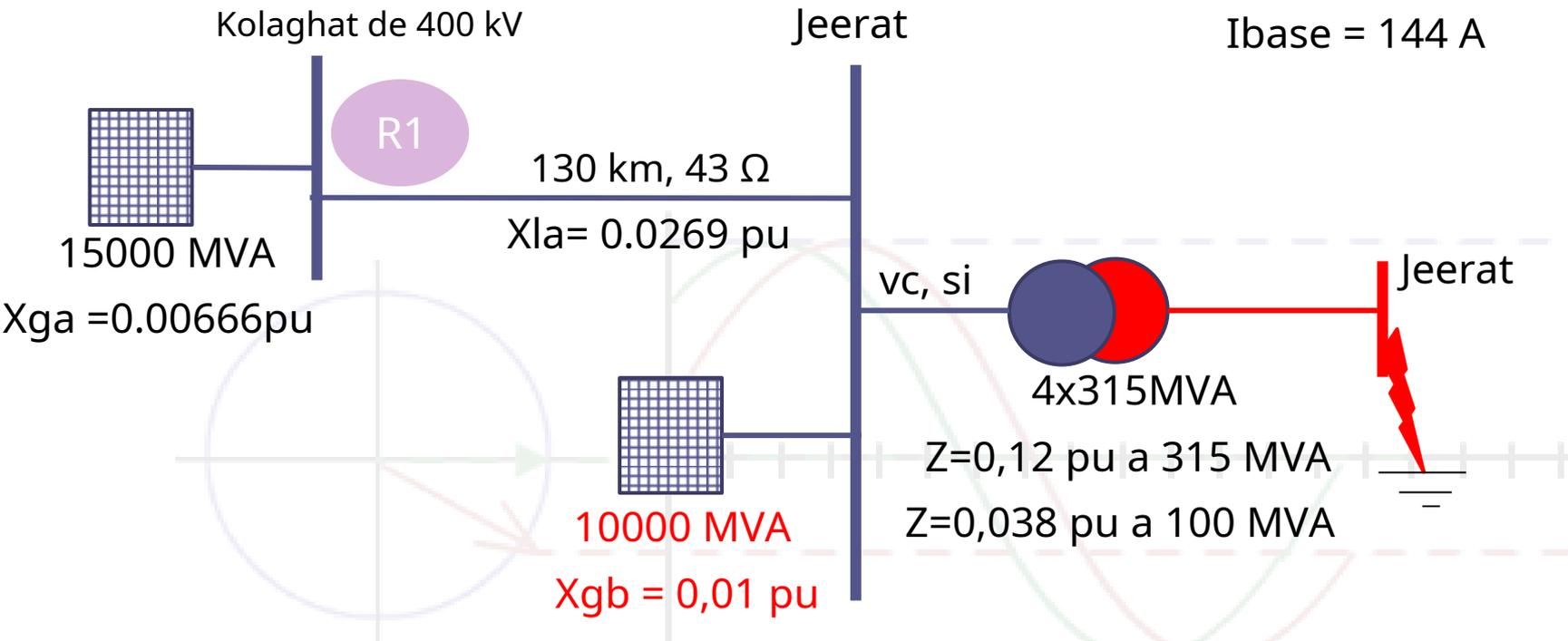
Tipo de entrada	Medido Impedancia ( $\Omega$ )	Voltaje V.C. (kV)	Voltaje Virginia (kV)	Por debajo Alcanzar margen (%)	Eficaz Z2 Cobertura (%)
sin alimentación	51.62	31.738	190.95	0	20
Débil ( $X_{gb}/X_{ga} = 0,066$ )	54.08	39.29	192.44	4.77	dieciséis
Moderado ( $X_{gb}/X_{ga} = 0,33$ )	59.429	53.87	195.33	15.13	10
Fuerte ( $X_{gb}/X_{ga} = 1,66$ )	65.41	67.75	198.09	26.72	7.7

- Con un aumento en la alimentación, aumenta el voltaje en la ubicación del relé, que es la razón principal por la que el relé no alcanza la falla.
- Por lo tanto, la Zona 2 se usa principalmente para proporcionar cobertura de línea completa solamente.



# Caso 6 (Zona 3 Sobrealcance)

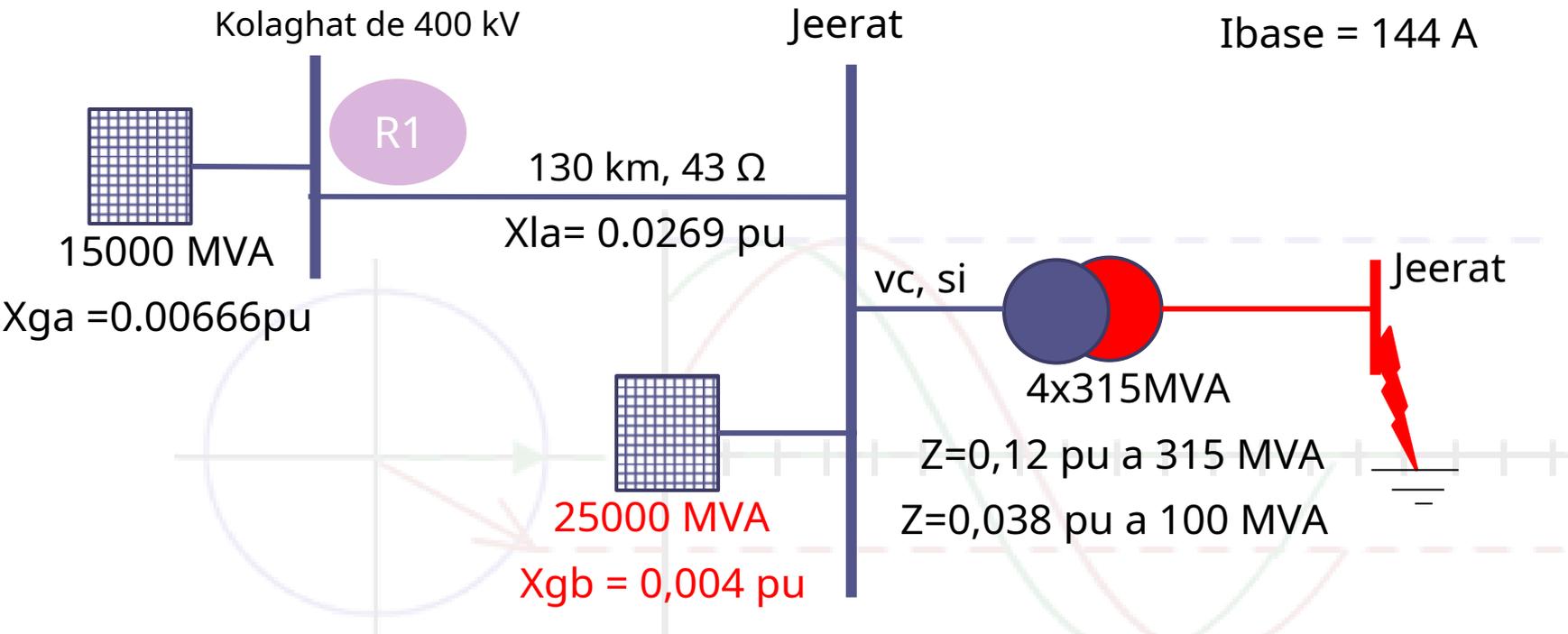
Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 \text{ A}$



- $Z_1 = V_a / I_a = 109 \Omega$  (la configuración de la Zona 3 es  $130 \Omega$ )
- El relé R1 está invadiendo el siguiente nivel de voltaje.
- Por lo tanto, el tiempo de la Zona 3 debe coordinarse con el tiempo de funcionamiento del DOC del transformador.

# Caso 7 (Zona 3 Sobrealcance)

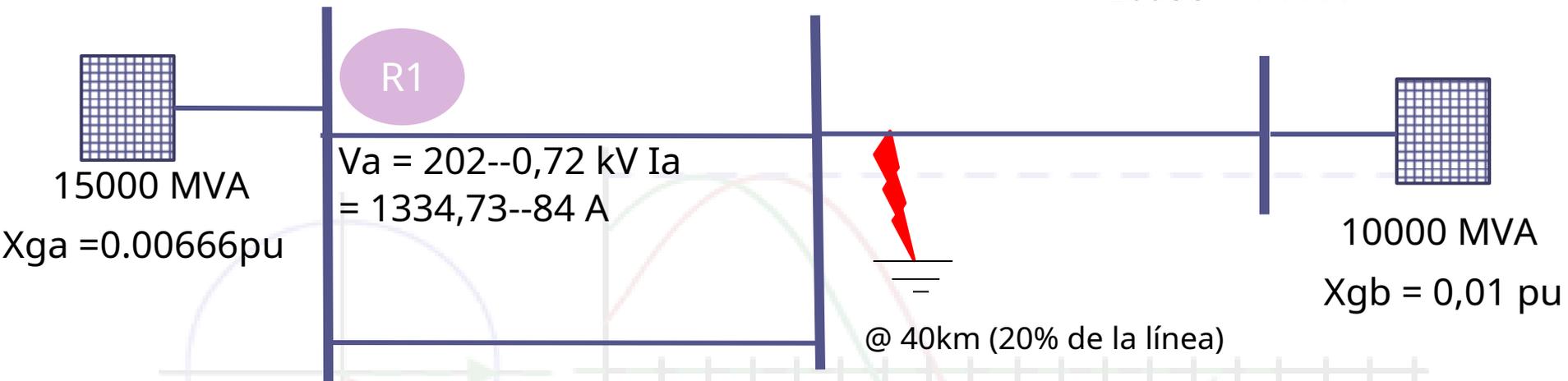
Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 \text{ A}$



- $Z_1 = V_a / I_a = 186 \Omega$  (la configuración de la Zona 3 es  $130 \Omega$ )
- El relé R1 no está invadiendo el siguiente nivel de voltaje.

# Caso 8 (Líneas mutuamente acopladas)

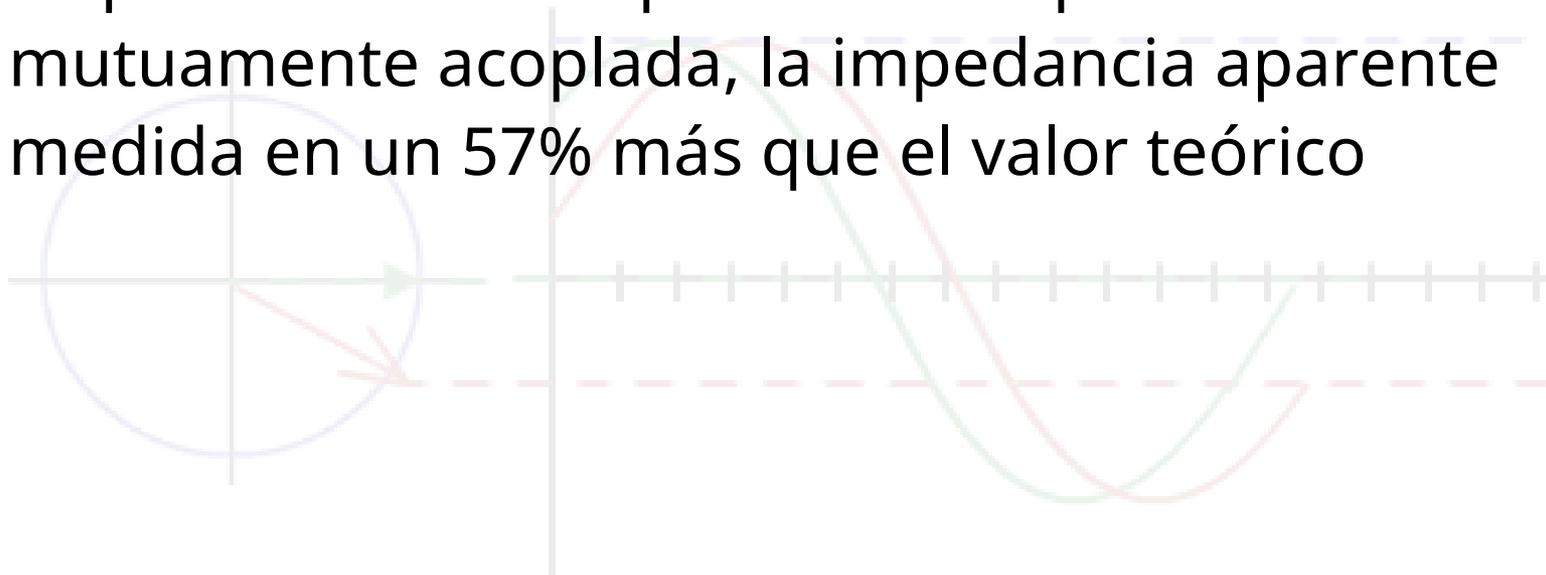
Asumiendo 100 MVA base  
 $Z_{base} = 1600 \Omega$   
 $I_{base} = 144 \text{ A}$



- Use el bucle de tierra para el cálculo de la impedancia aparente

$$1 = \frac{1}{* 1 ( 0 )} \quad 0 = \frac{-0.1}{3 \ 1}$$

- $Z_1 = 32,4 + j 87,84 \Omega$
- $X$  teórico es  $56,2 \Omega$
- Se puede observar que con línea paralela mutuamente acoplada, la impedancia aparente medida en un 57% más que el valor teórico



# DOC y DEF para el sistema EHV

# Introducción

- DOC y DEF se utilizan en la mayoría de los servicios públicos como protección principal 2 para la línea de 220 kV.
- DOC y DEF se utilizan tanto en el lado HV como en el LV de ICT como protección de respaldo (siendo 87 la protección principal)
- DEF se utiliza en líneas de 400 kV como protección para faltas a tierra de alta impedancia.
- El OC no direccional también se usa en la línea de 400 kV en condiciones de falla del fusible

## Filosofía de configuración DOC

- Para líneas de 220 kV y 132 kV con una sola protección de distancia principal, el DOC debe configurarse de tal manera que para falla en el bus remoto, el DOC (IDMT) esté coordinado con el tiempo de la Zona 2<sub>(no finalizado en ERPC filosofía)</sub>, normalmente 1,1 s.
- Para DOC en el lado de 400 kV de ICT, debe configurarse de tal manera que para una falla en el extremo del bus remoto (línea más larga), DOC (IDMT) se coordine con la hora de la Zona 3<sub>(según Filosofía finalizada ERPC)</sub>.

## Filosofía de configuración DOC

- El DOC instantáneo se puede usar en el lado de 400 kV de ICT, configurado de manera que
  - No arranca por falta en barra 220 kV
  - No arranca por corriente de carga del transformador
  - Ajuste de la hora de **0,05** sa 0,1 s se puede considerar.

## Filosofía de configuración de DEF

- Para líneas de 220 kV y 132 kV con una sola protección de distancia principal, DEF (IDMT) debe configurarse de manera que esté coordinado con el horario de la Zona 2.
- Para líneas de 400 kV o donde se usa protección de dos distancias principales, DEF se usa solo para protección contra fallas de alta impedancia y se coordina con el tiempo de la Zona 3.
- Para DEF en el lado de 400 kV de ICT, debe configurarse de manera que para una falla en la barra de extremo remoto (línea más larga), DEF (IDMT) se coordine con el tiempo de la Zona 3 (según ERPC finalizado filosofía).

## Filosofía de configuración de DEF

- El DEF instantáneo se puede usar en el lado de 400 kV de ICT, configurado de tal manera que
  - No arranca por falta en barra 220 kV
  - No arranca por corriente de carga del transformador
  - Ajuste de la hora de **0,05** sa 0,1 s se puede considerar.



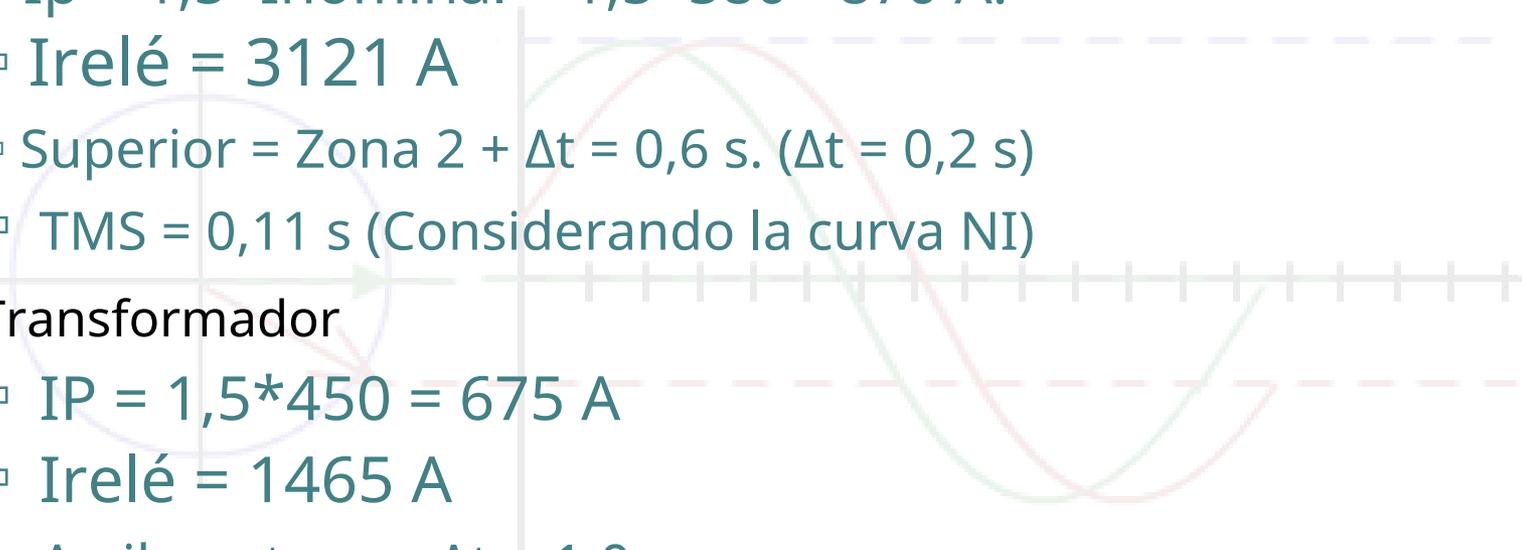
## Configuración DOC

- Línea

- $I_p = 1,5 \cdot I_{\text{nominal}} = 1,5 \cdot 580 = 870 \text{ A}$ .
- $I_{\text{relé}} = 3121 \text{ A}$
- Superior = Zona 2 +  $\Delta t = 0,6 \text{ s}$ . ( $\Delta t = 0,2 \text{ s}$ )
- TMS = 0,11 s (Considerando la curva NI)

- Transformador

- $I_P = 1,5 \cdot 450 = 675 \text{ A}$
- $I_{\text{relé}} = 1465 \text{ A}$
- Arriba =  $t_{\text{zona3}} + \Delta t = 1,0 \text{ s}$
- TMS = 0,12 s (Considerando la curva NI)



# Ajuste DEF

- Línea

- $I_e = 0,2 * I_{\text{nominal}} = 0,2 * 580 = 116 \text{ A.}$

- $I_{\text{relé}} = 4370 \text{ A}$

- Superior = Zona 2 +  $\Delta t = 0,6 \text{ s.}$

- TMS = 0,26 s (Considerando la curva NI)

*Consideración del relevo  
la saturación es crucial  
Aquí se supone 20 veces*

- Transformador

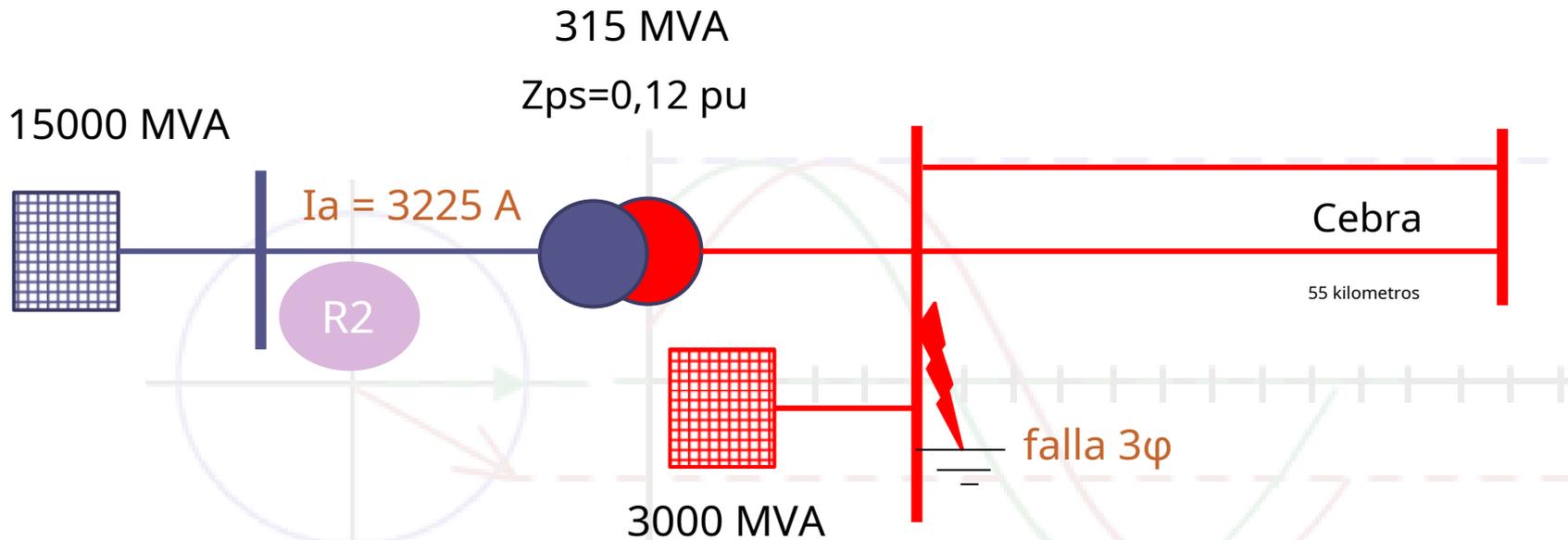
- $I_P = 0,2 * 450 = 90 \text{ A}$

- $I_{\text{relé}} = 1026 \text{ A}$

- Arriba =  $t_{\text{zona3}} + \Delta t = 1,0 \text{ s}$

- TMS = 0,35 s (Considerando la curva NI)

# Cálculo de fraguado instantáneo



- Corriente reflejada =  $1,3 * 3225 = 4195$  A
- Corriente de irrupción =  $8 * 450 = 3600$  A
- $I_{p>>}$  = Mayor de los dos anteriores = 4200 A (Valor de ajuste).

# Observaciones finales

- La filosofía recomendada para configurar el relé de distancia está bien establecida y puede proporcionar una configuración bastante efectiva.
- Según la condición de la red, el ingeniero de protección debe poder decidir si se requiere un estudio del sistema para obtener una configuración efectiva.



Gracias

## Espectros de duración de los efectos principales

<p><b>Eléctrico ayo</b> interruptori <small>norgeamo</small></p> <p><b>Tránsito</b> <small>nor<math>t_e</math></small></p> <p><b>Sobre</b> <b>Vol</b> <small>ltta</small> <b>Ag</b> <small>psid</small></p> <p><b>Culpa</b> <b>Tránsito</b> <small>nor<math>t_e</math></small></p> <p><math>\mu</math>SMS</p>	<p><b>Eléctrico máquina &amp; Sistema Dinámica</b></p> <p>Pocos segundos</p>	<p><b>Sistema Gobernando g y carga Control S</b></p> <p>Segundos a minutos</p>	<p><b>Principal agente de mudanzas energía suministro sistema dinámica</b></p> <p>Varios minutos</p>	<p><b>Energía recurso dinámica</b></p> <p>Días para semanas</p>
---	--	--	--	---

# trans Fenómenos recientes

$\mu s$   $\longrightarrow$  Transitorio inicial, voltaje de recuperación

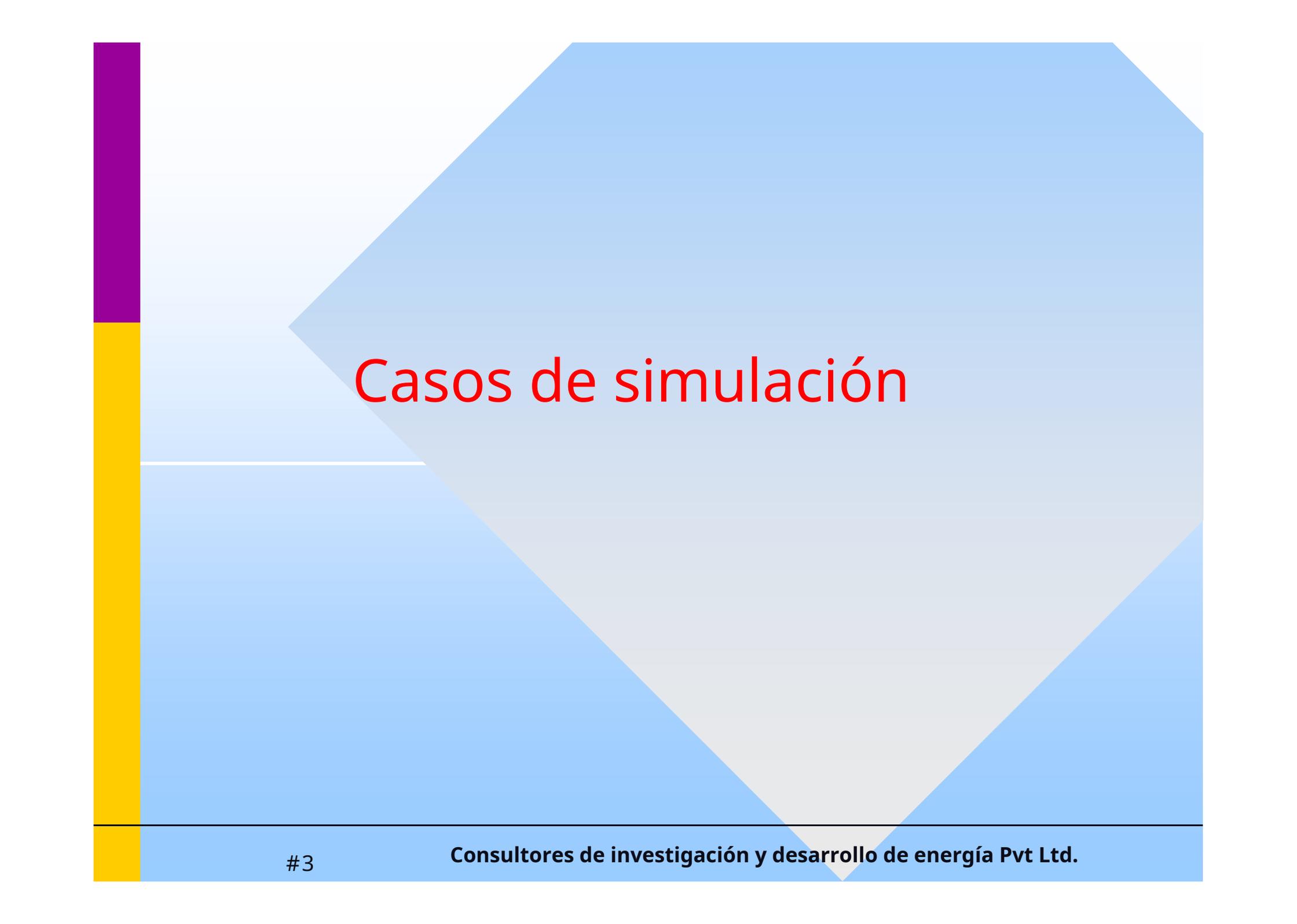
- Escala  $mi$   $\longrightarrow$  milisegundo  $\longrightarrow$  Sobretensiones de conmutación, transitorios de falla

Varios ciclos  $\longrightarrow$  Ferro - resonancia

-  $d_o$  Periodo de tiempo

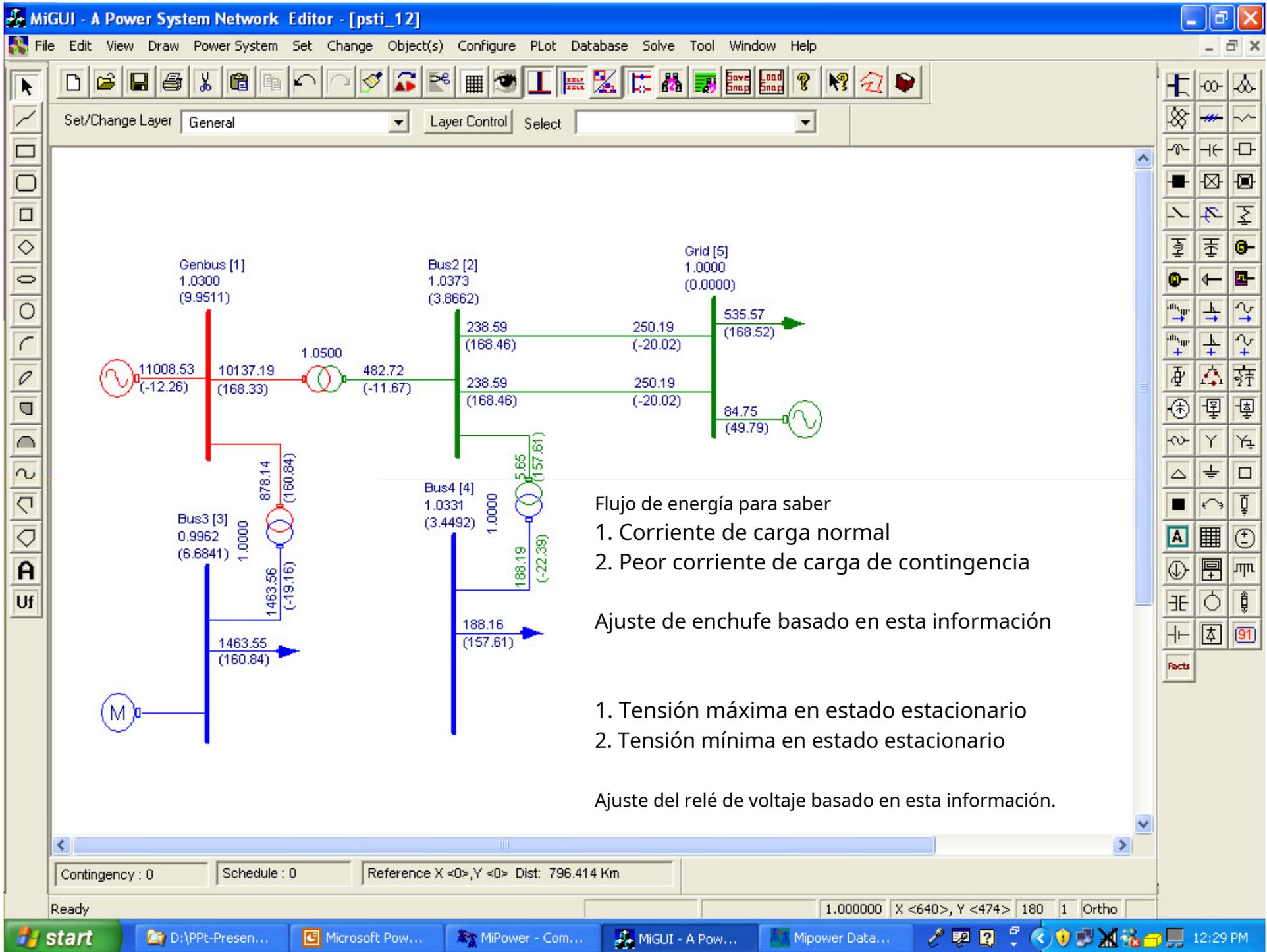
-  $d_y$  <sub>norme</sub> periodo amico

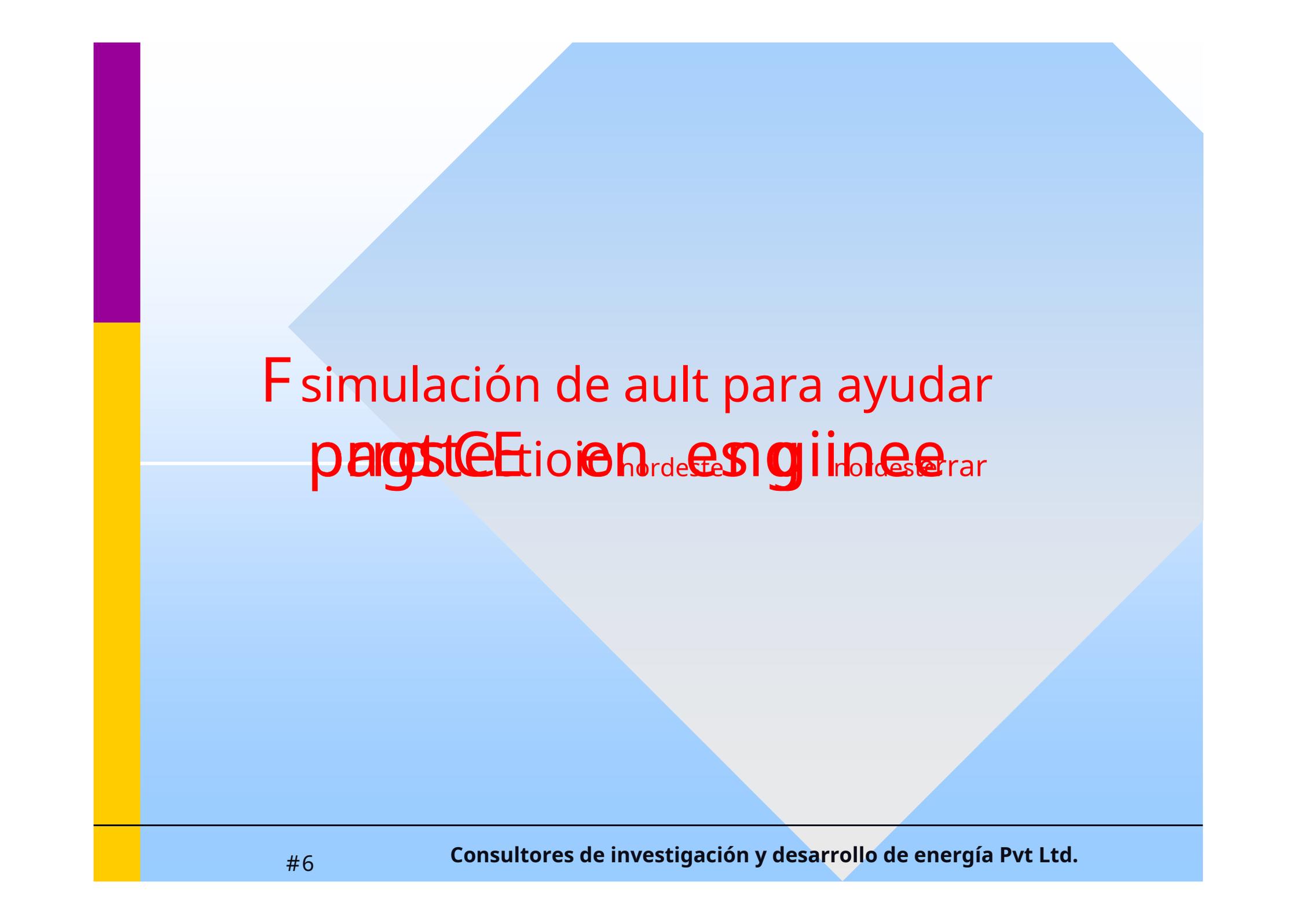
-  $S$  <sub>tr</sub>  $d_y$  estado período



# Casos de simulación

# Why Estudio de flujo de carga para protection engineer?





# F simulación de ault para ayudar protección en enginee

MiGUI - A Power System Network Editor - [psti\_12]

File Edit View Draw Power System Set Change Object(s) Configure Plot Database Solve Tool Window Help

Set/Change Layer General Layer Control Select

Genbus [1]  
0.58

Bus2 [2]  
0.24

Grid [5]  
27624.01

30239.14 30239.13 1511.96 755.98 755.98 755.98 755.98 0.00 26112.96

Bus3 [3]  
0.58

Bus4 [4]  
0.24

0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00

M

Cálculo de fallas para determinar

1. Corriente de falla de varias fuentes
2. Voltaje posterior a la falla
3. Corriente de falla a tierra
4. Corriente de relé primaria y de respaldo
5. Sobretensión temporal (durante línea única a falla a tierra)

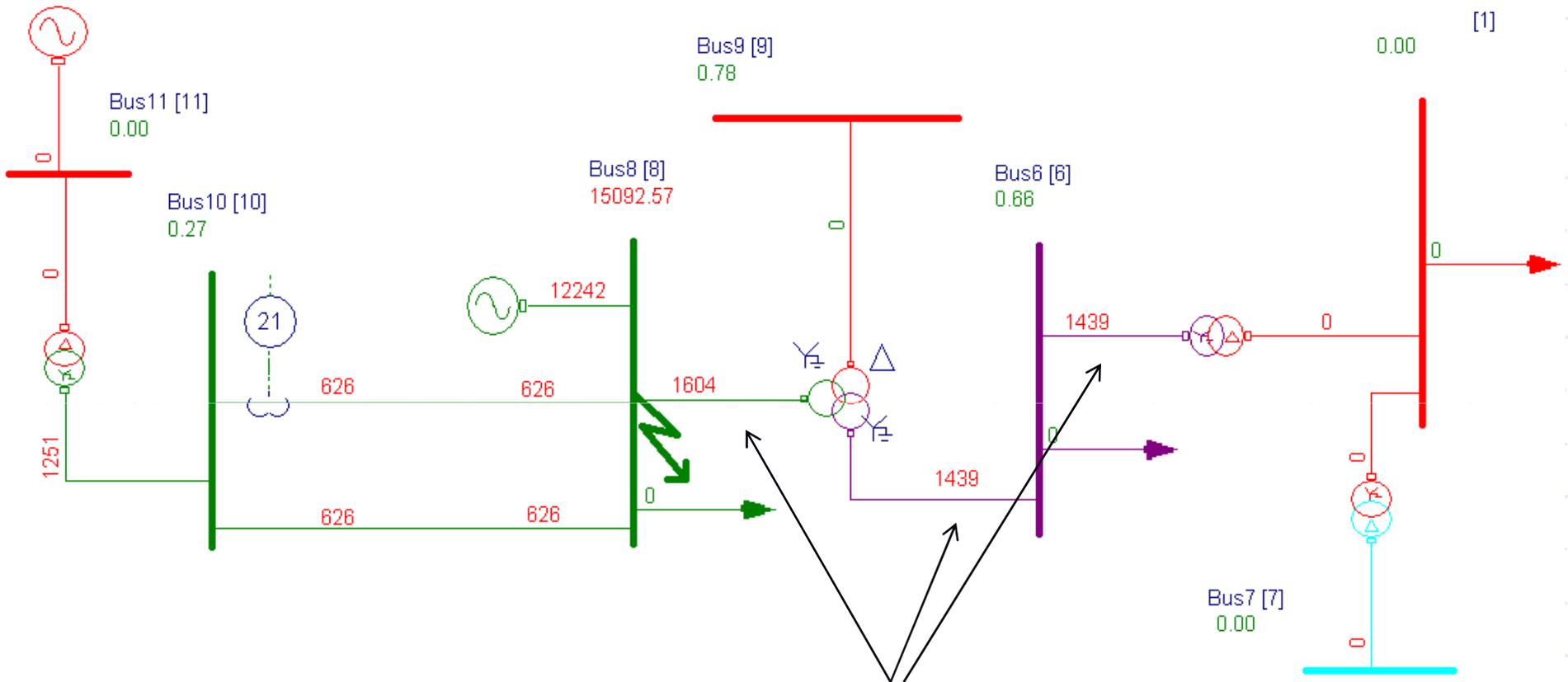
Contingency : 0 Schedule : 0 Reference X <0>,Y <0> Dist: 739.693 Km

Ready 1.210000 X <637>, Y <376> 180 1 Ortho

start Microsoft PowerPoint ... MiPower - Computer ... MiGUI - A Power Syst... Mipower Database - [...]

1:08 PM

# Operación del relé de falla a tierra - Explicación



No hay fuente en esta parte de la red

El relé de falla a tierra se activa debido al grupo vectorial del transformador.

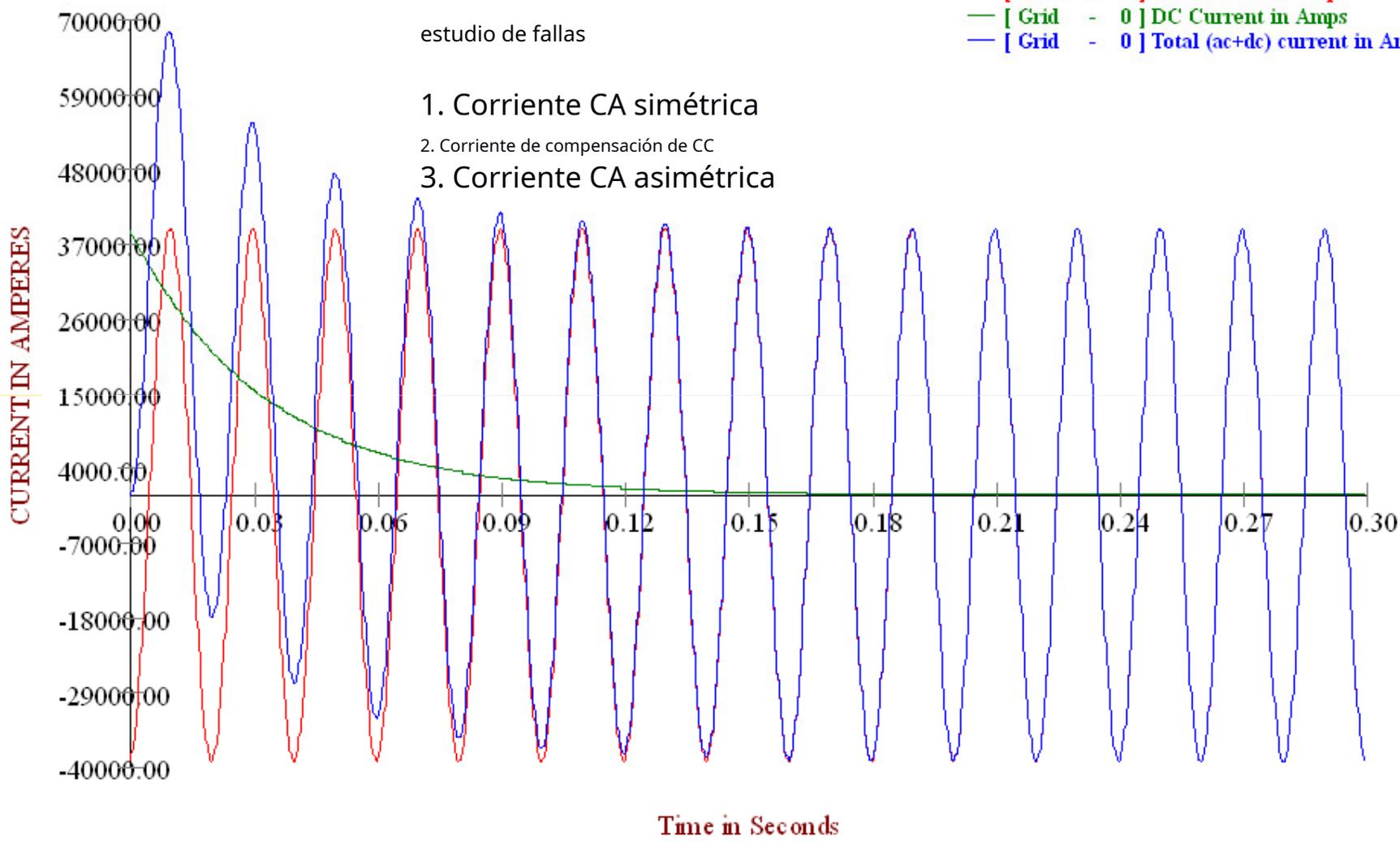


### Short Circuit Study

estudio de fallas

- [ Grid - 0 ] AC Current in Amps
- [ Grid - 0 ] DC Current in Amps
- [ Grid - 0 ] Total (ac+dc) current in Amps

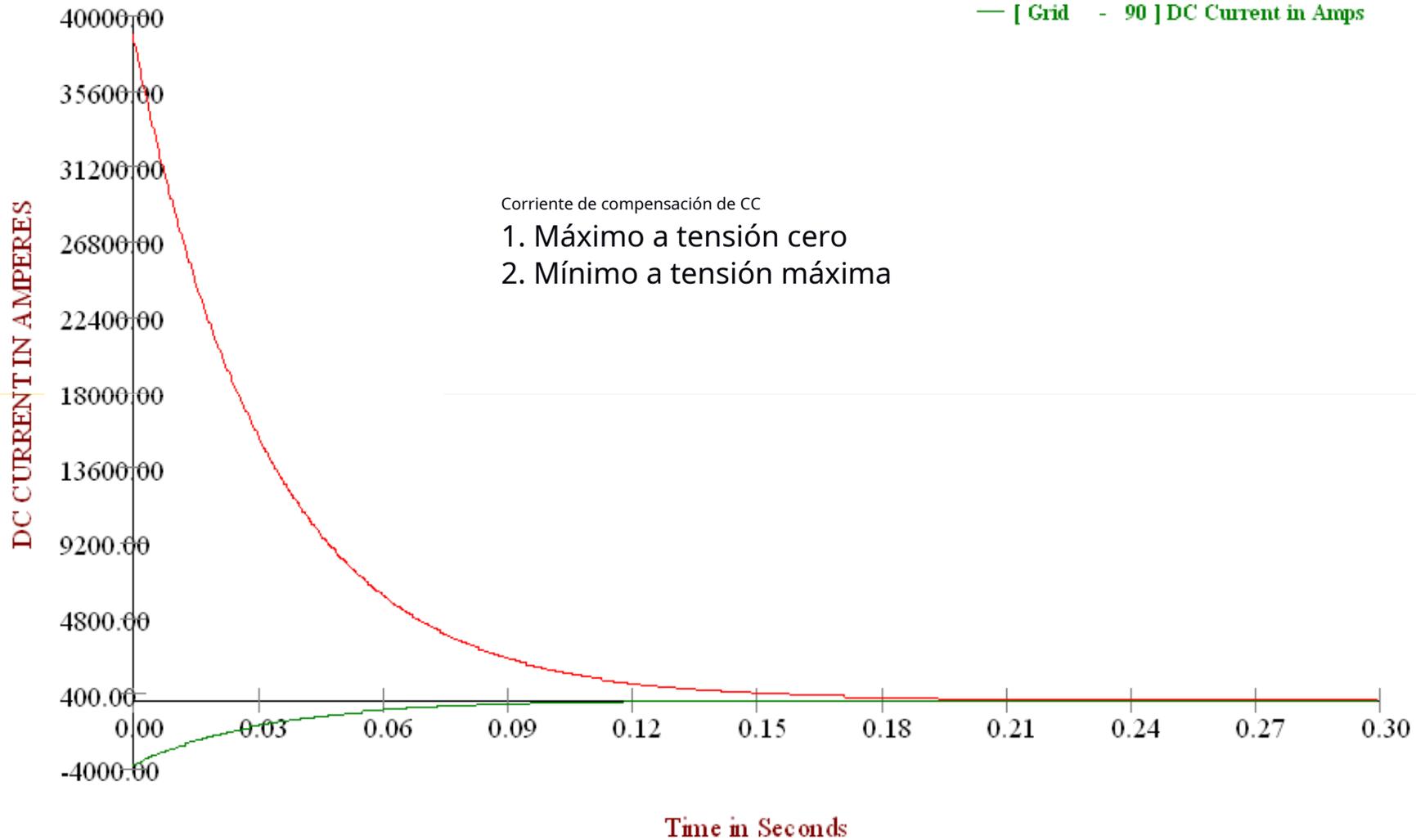
1. Corriente CA simétrica
2. Corriente de compensación de CC
3. Corriente CA asimétrica





### Short Circuit Study

— [ Grid - 0 ] DC Current in Amps  
— [ Grid - 90 ] DC Current in Amps

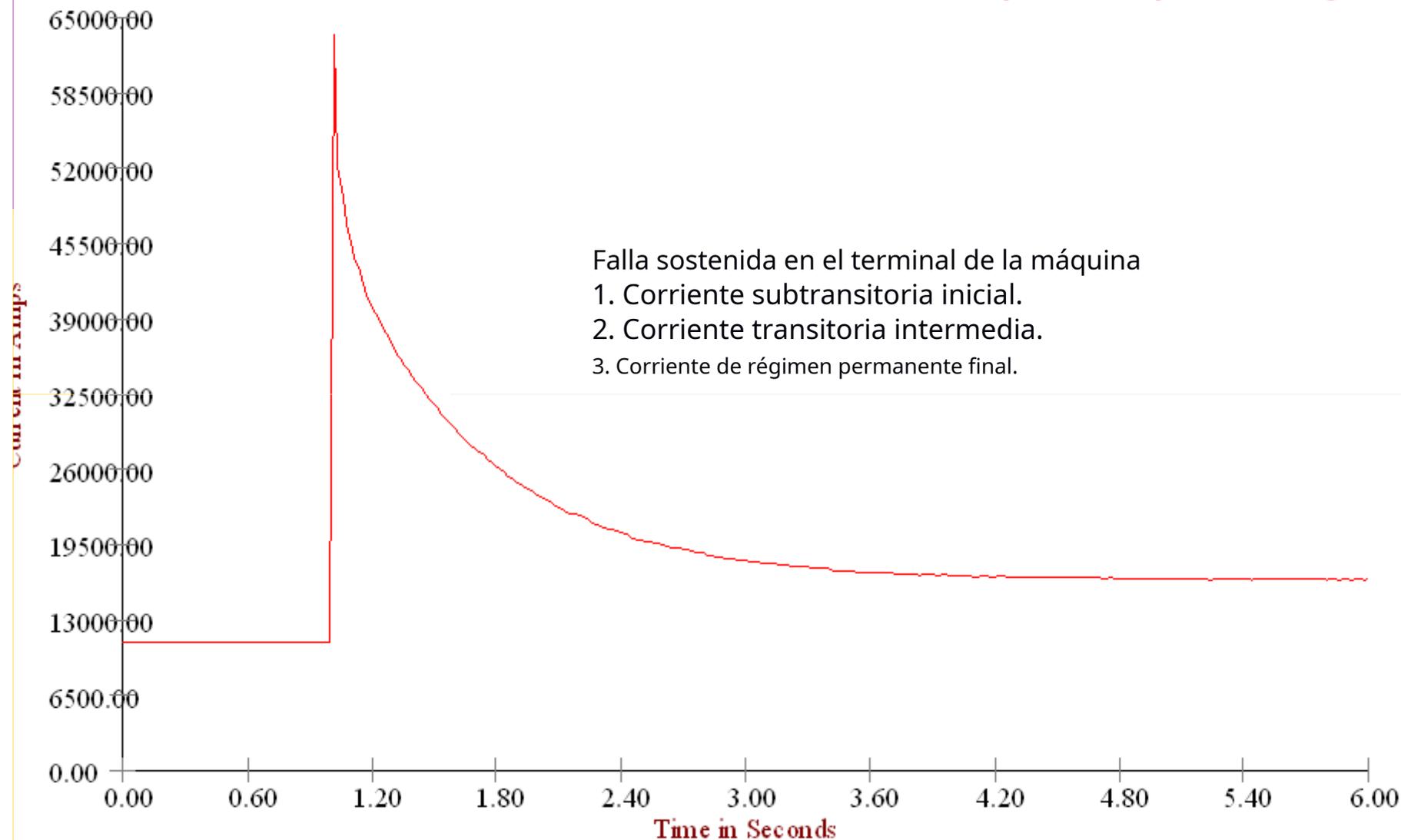


¿Ha la impedancia de la máquina  
to Consider error result study  
a norte d relé-coordinación?



### Transient Stability Study

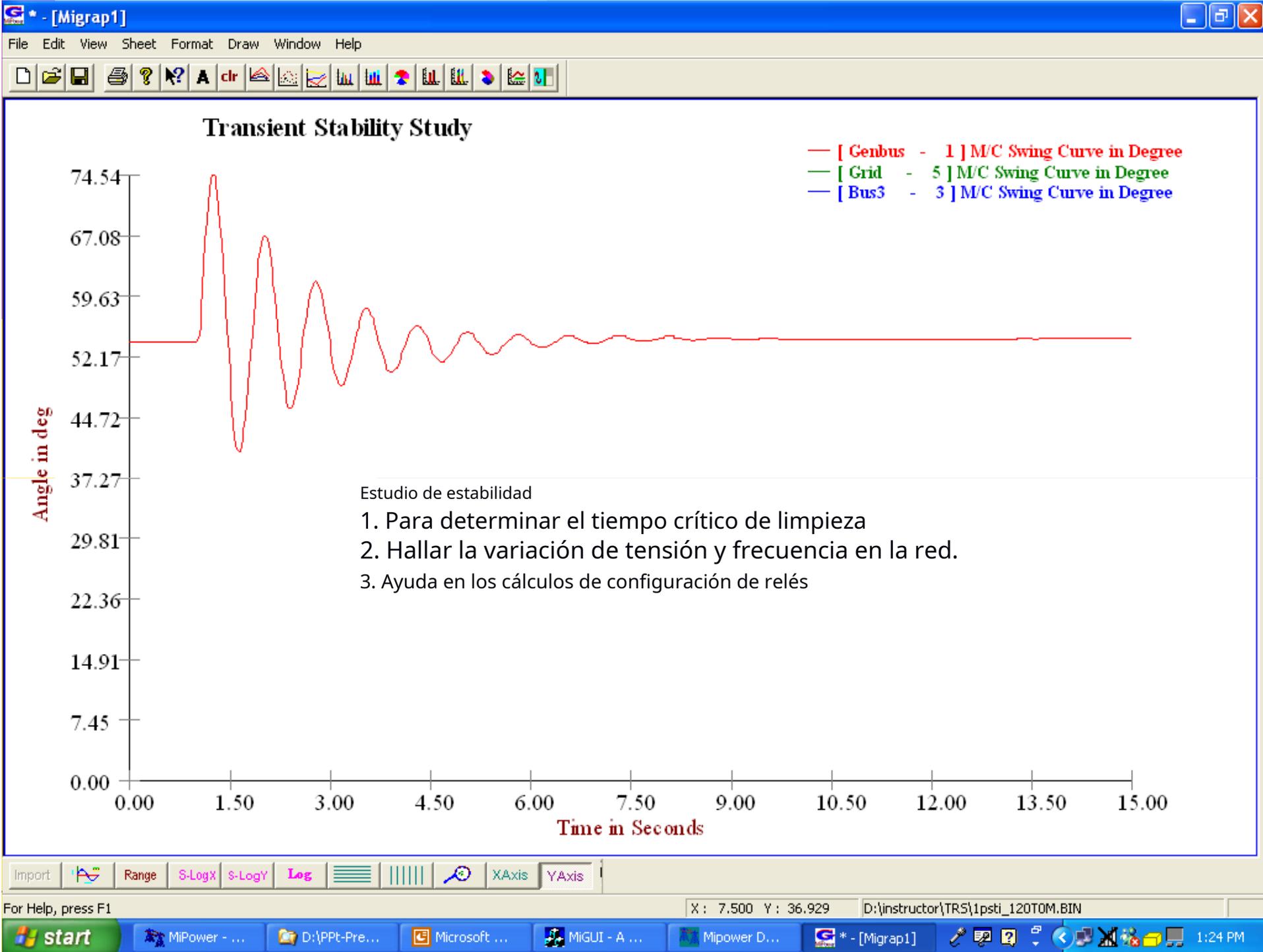
— [ Genbus - 1 ] M/C Current Magnitude in Amps



5ta simulación de estudio de habilidad

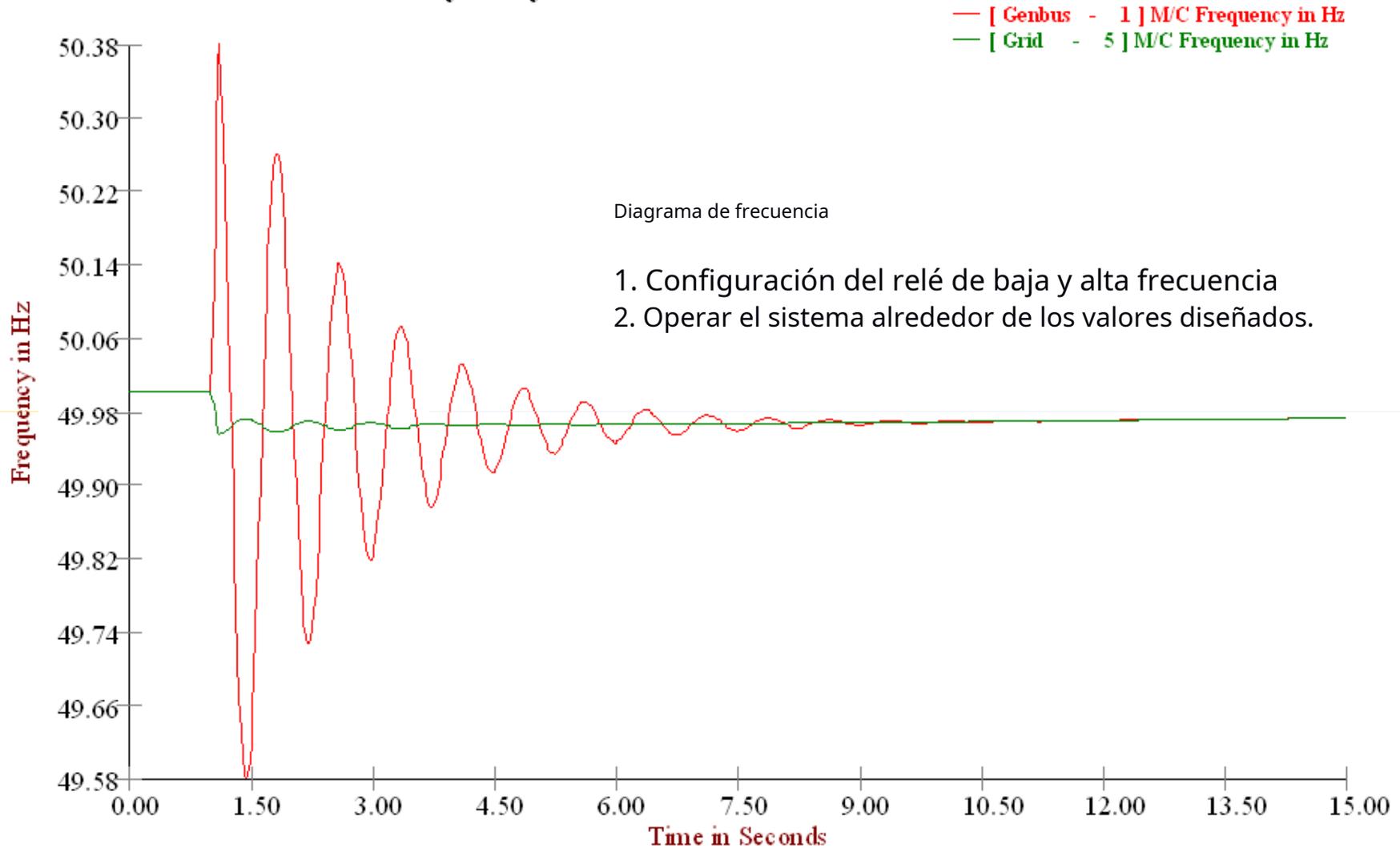
and its so ortan cen

Dakota del Norte Computadores Carolina del Norte



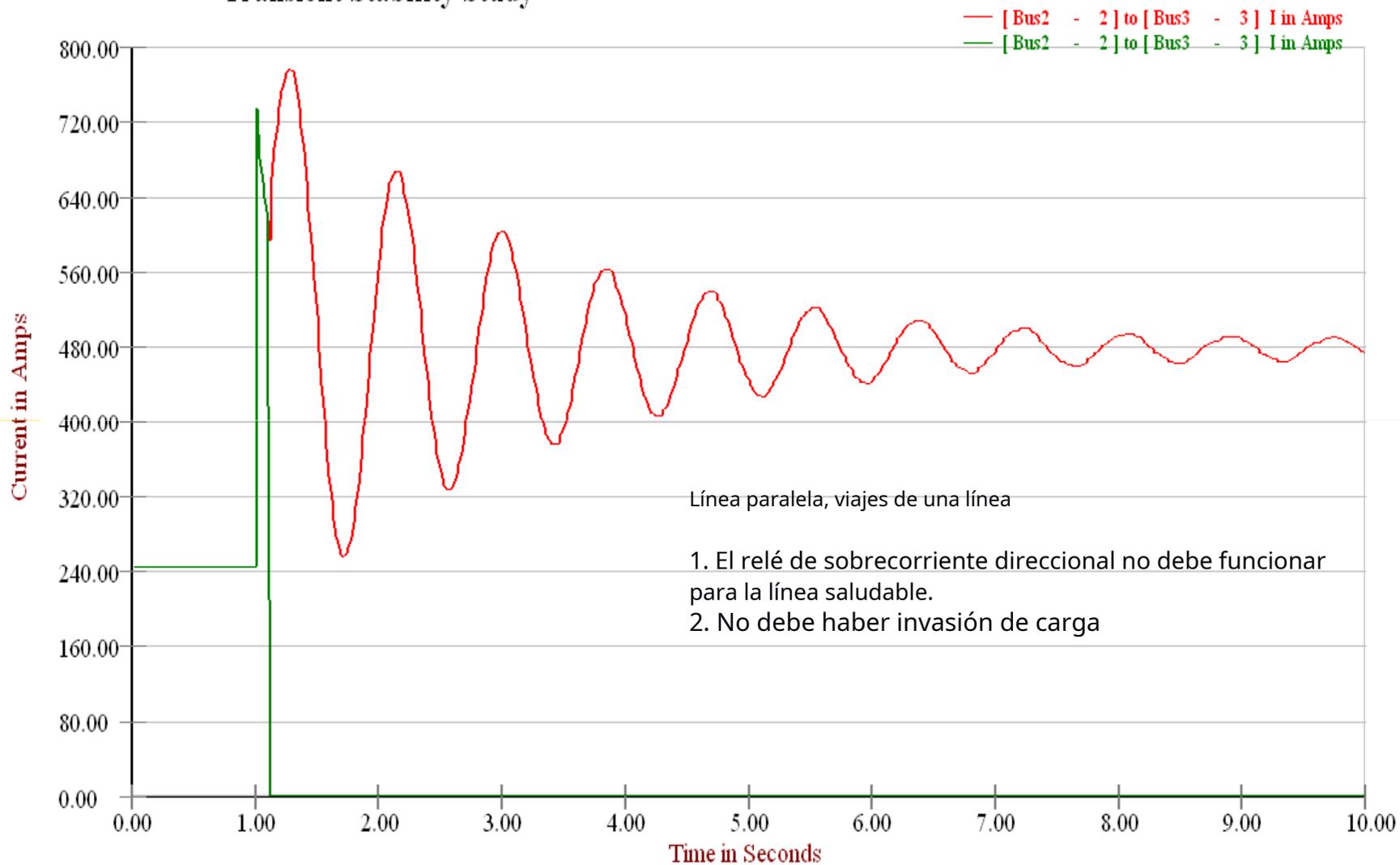


### Transient Stability Study



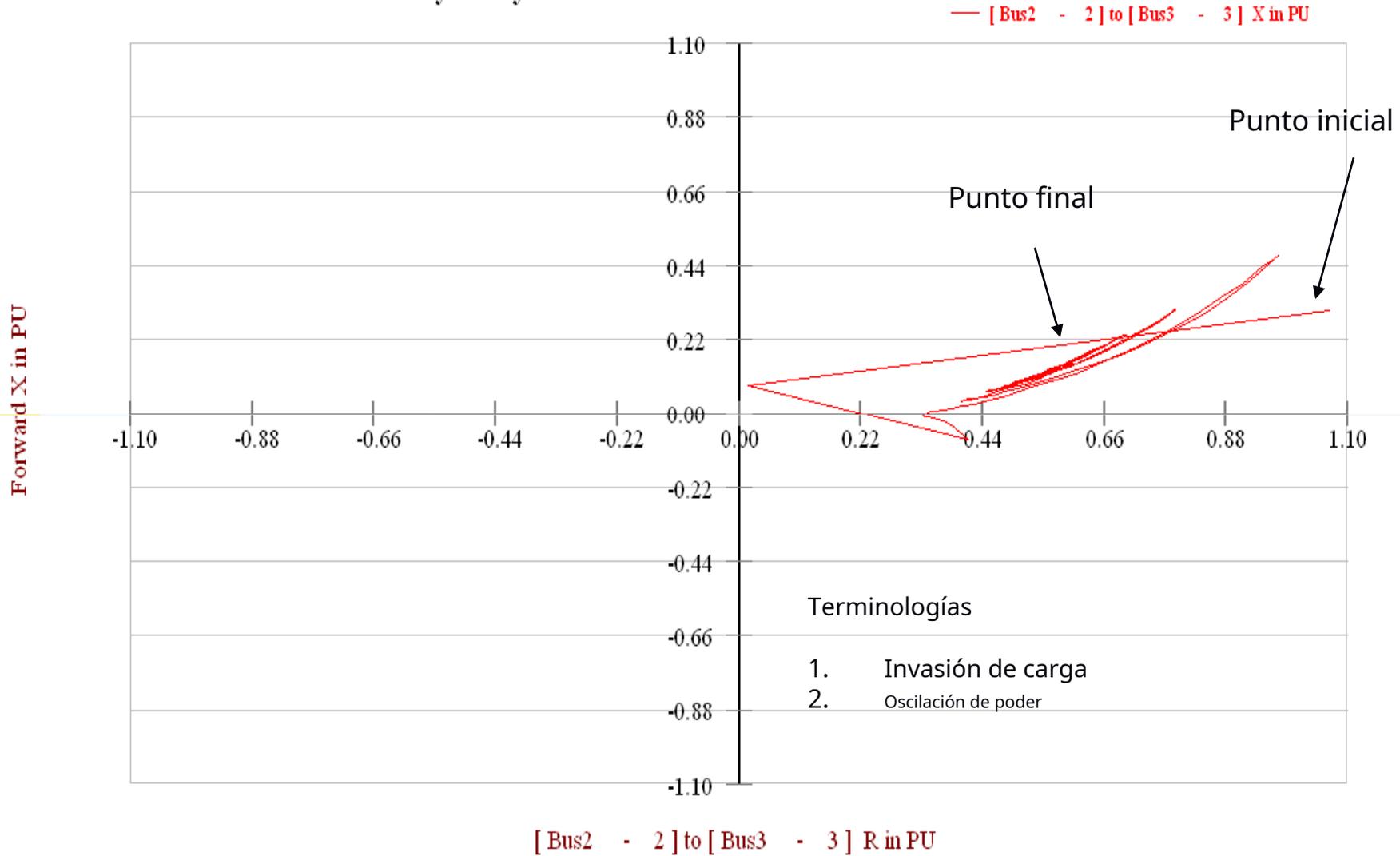


### Transient Stability Study





### Transient Stability Study

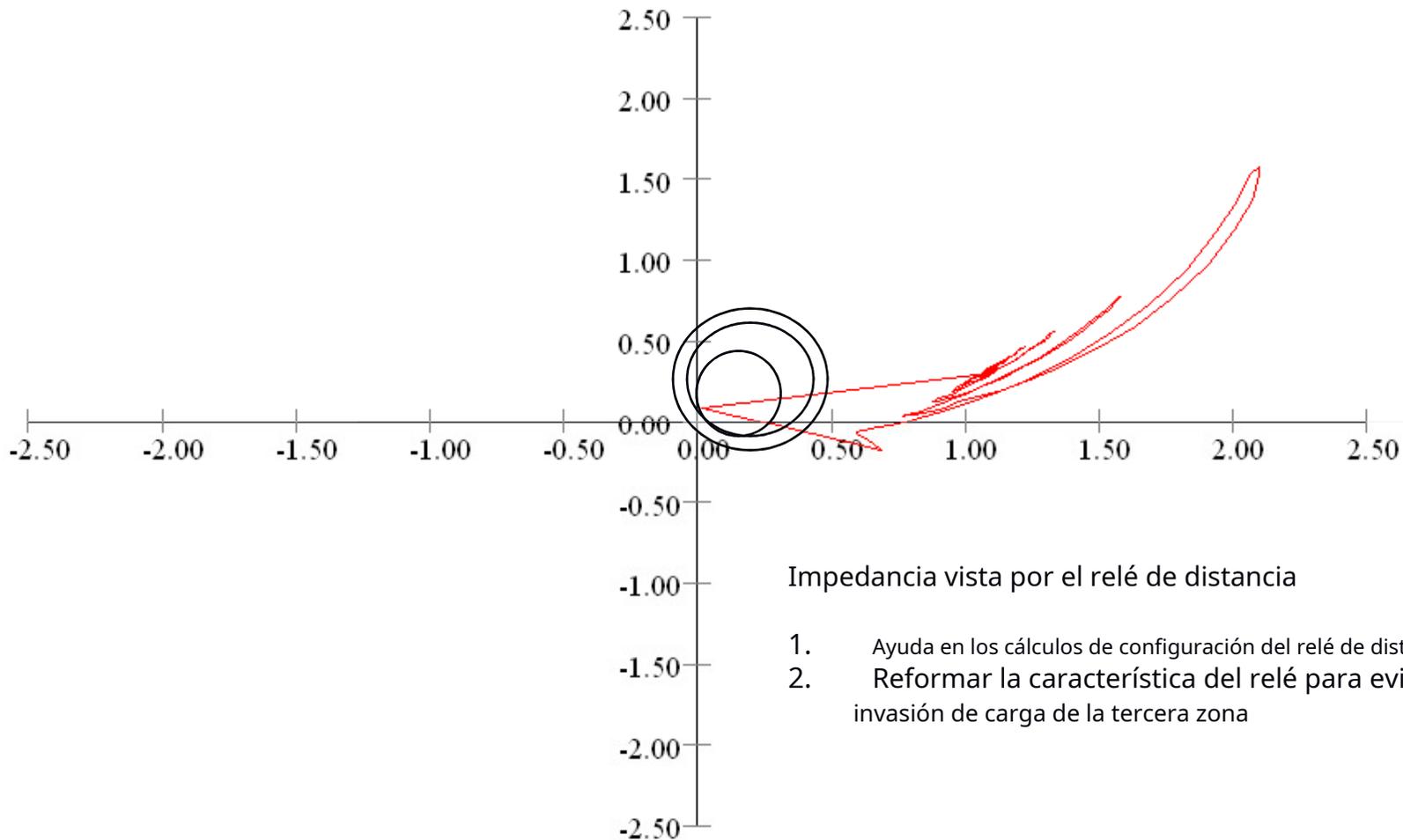




### Transient Stability Study

— [ Bus2 - 2 ] to [ Grid - 5 ] X in PU

Forward X in PU



Impedancia vista por el relé de distancia

1. Ayuda en los cálculos de configuración del relé de distancia
2. Reformar la característica del relé para evitar invasión de carga de la tercera zona

[ Bus2 - 2 ] to [ Grid - 5 ] R in PU



X: 0.315 Y: -0.574

### Transient Stability Study

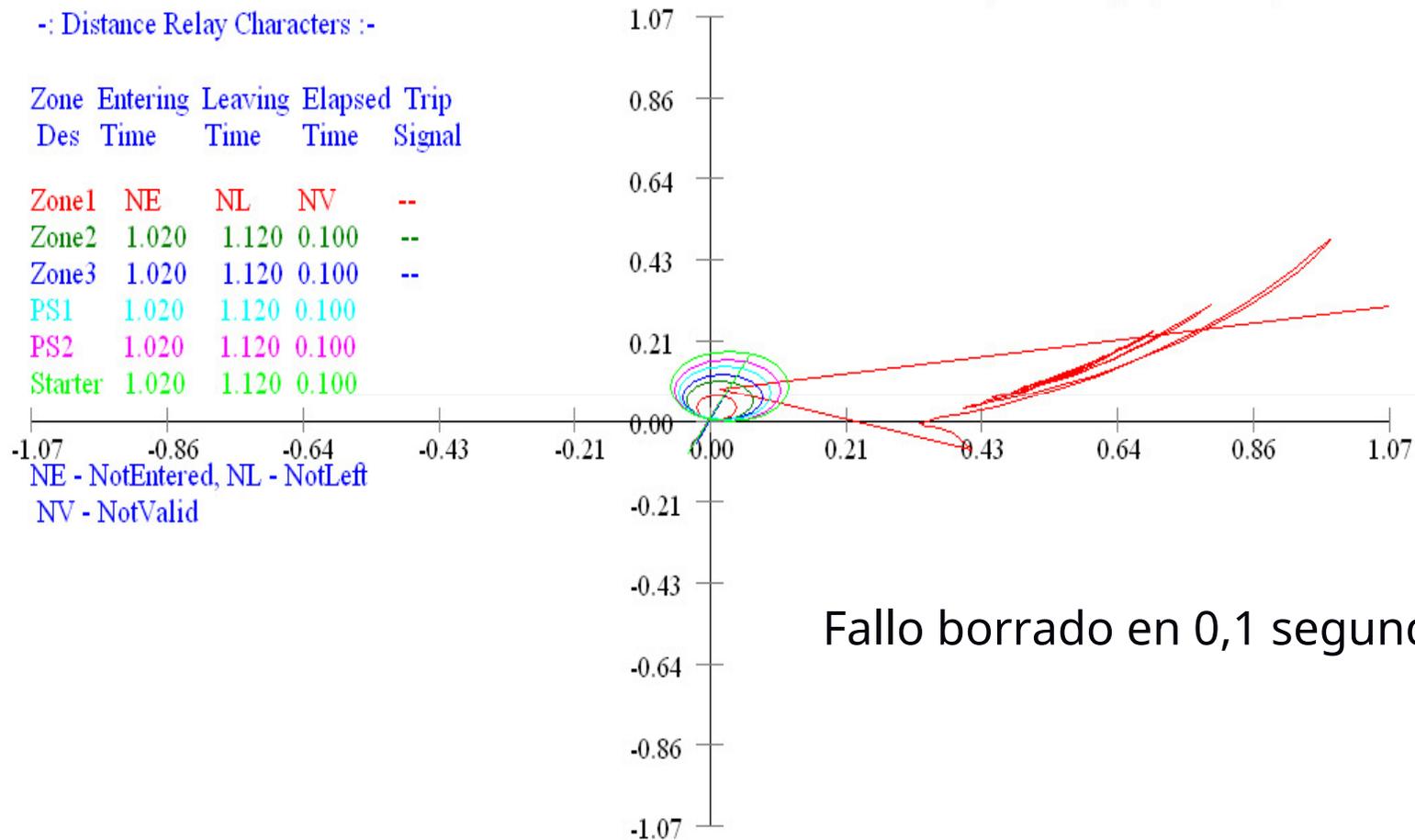
-: Distance Relay Characters :-

Zone	Entering Des Time	Leaving Time	Elapsed Time	Trip Signal
Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.120	0.100	--
Zone3	1.020	1.120	0.100	--
PS1	1.020	1.120	0.100	
PS2	1.020	1.120	0.100	
Starter	1.020	1.120	0.100	

Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.120	0.100	--
Zone3	1.020	1.120	0.100	--
PS1	1.020	1.120	0.100	
PS2	1.020	1.120	0.100	
Starter	1.020	1.120	0.100	

NE - NotEntered, NL - NotLeft  
NV - NotValid

Forward X in PU



Fallo borrado en 0,1 segundos

[ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] R in PU



X: 0.222 Y: -0.982

### Transient Stability Study

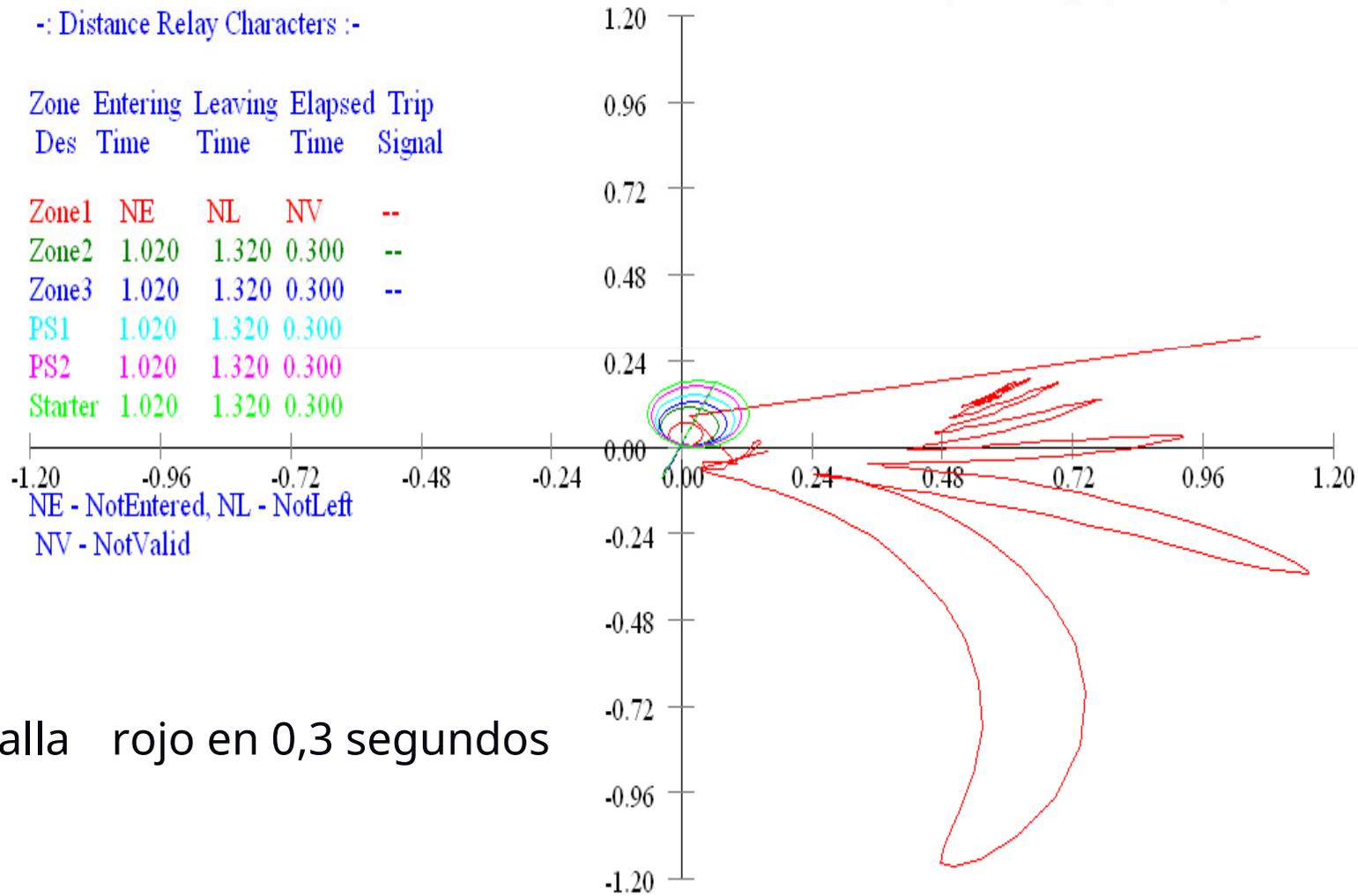
-: Distance Relay Characters :-

Zone	Entering Des Time	Leaving Time	Elapsed Time	Trip Signal
Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.320	0.300	--
Zone3	1.020	1.320	0.300	--
PS1	1.020	1.320	0.300	
PS2	1.020	1.320	0.300	
Starter	1.020	1.320	0.300	

Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.320	0.300	--
Zone3	1.020	1.320	0.300	--
PS1	1.020	1.320	0.300	
PS2	1.020	1.320	0.300	
Starter	1.020	1.320	0.300	

NE - NotEntered, NL - NotLeft  
NV - NotValid

Forward X in PU



[ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] R in PU

cle falla rojo en 0,3 segundos



X: 0.868 Y: -1.099

### Transient Stability Study

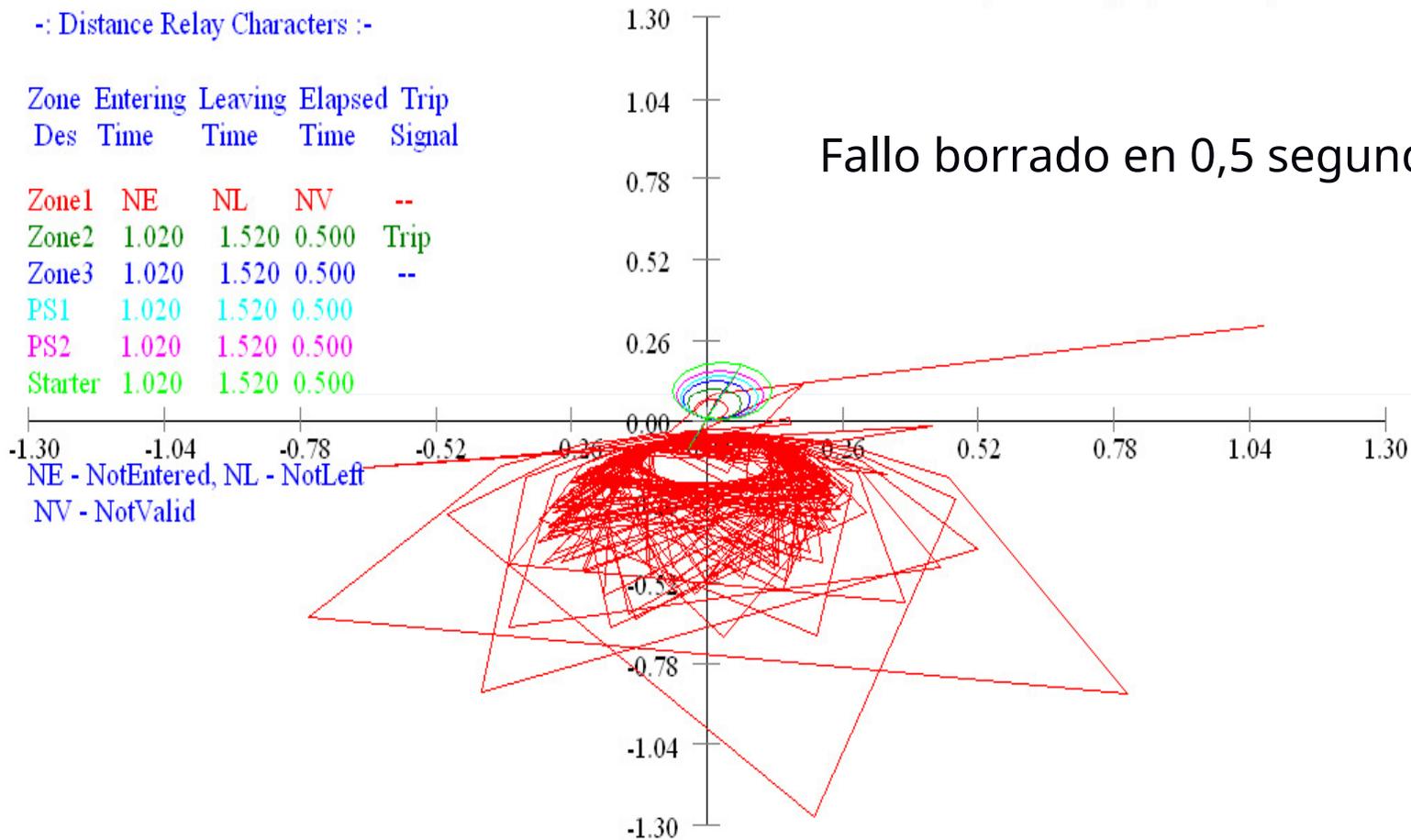
-: Distance Relay Characters :-

Zone	Entering Des Time	Leaving Time	Elapsed Time	Trip Signal
Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.520	0.500	Trip
Zone3	1.020	1.520	0.500	--
PS1	1.020	1.520	0.500	
PS2	1.020	1.520	0.500	
Starter	1.020	1.520	0.500	

Zone1 NE NL NV --  
 Zone2 1.020 1.520 0.500 Trip  
 Zone3 1.020 1.520 0.500 --  
 PS1 1.020 1.520 0.500  
 PS2 1.020 1.520 0.500  
 Starter 1.020 1.520 0.500

NE - NotEntered, NL - NotLeft  
 NV - NotValid

Forward X in PU



— [ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] X in PU

Fallo borrado en 0,5 segundos

[ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] R in PU

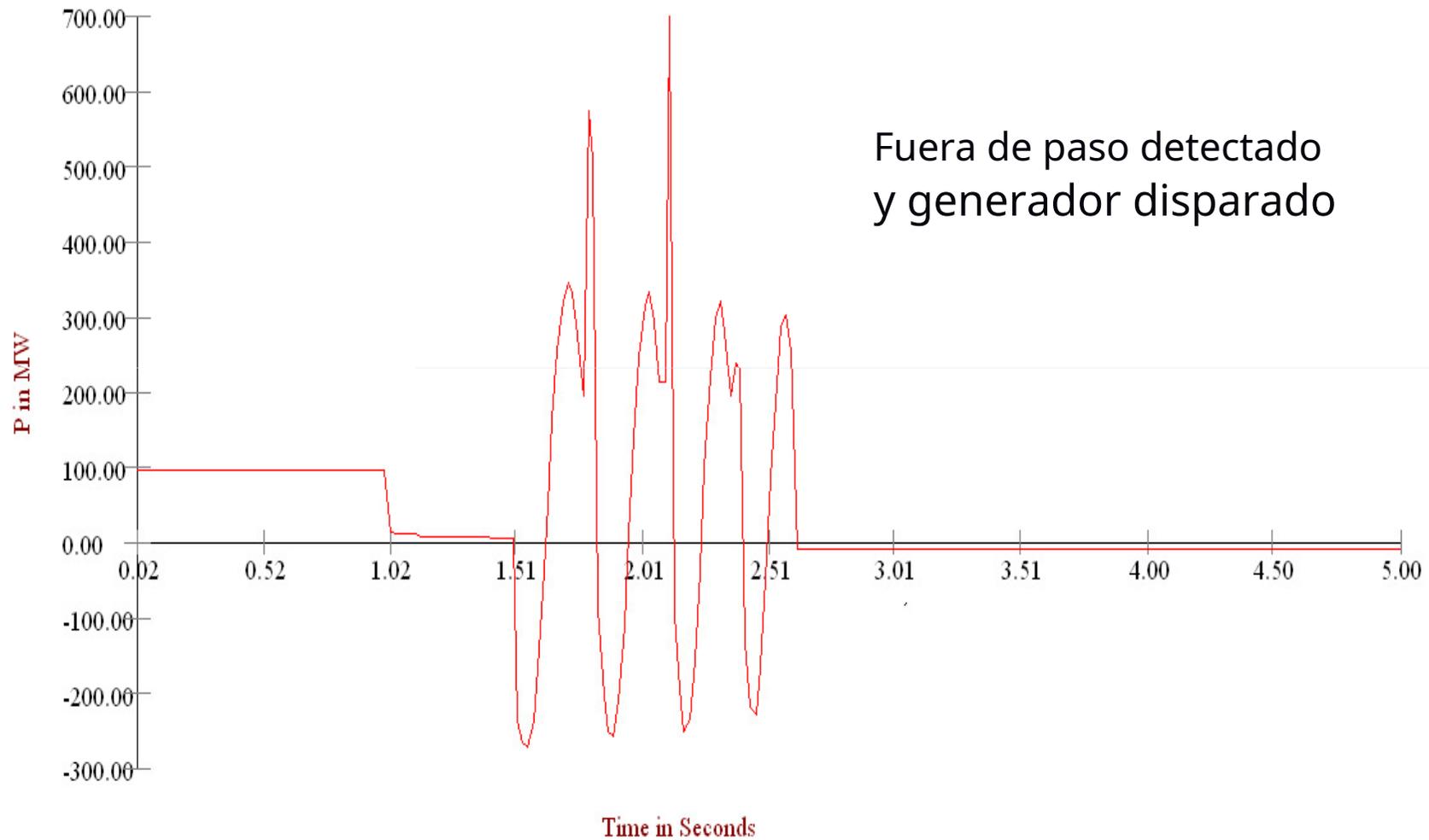


X: 3.052 Y: -81.818

### Transient Stability Study

[ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] P in MW

Fuera de paso detectado  
y generador disparado



For Help, press F1

X: 3.052 Y: -81.818 E:\nagaraja\TR5\1example10TOL.BIN



X: 2.353 Y: -2.327

### Transient Stability Study

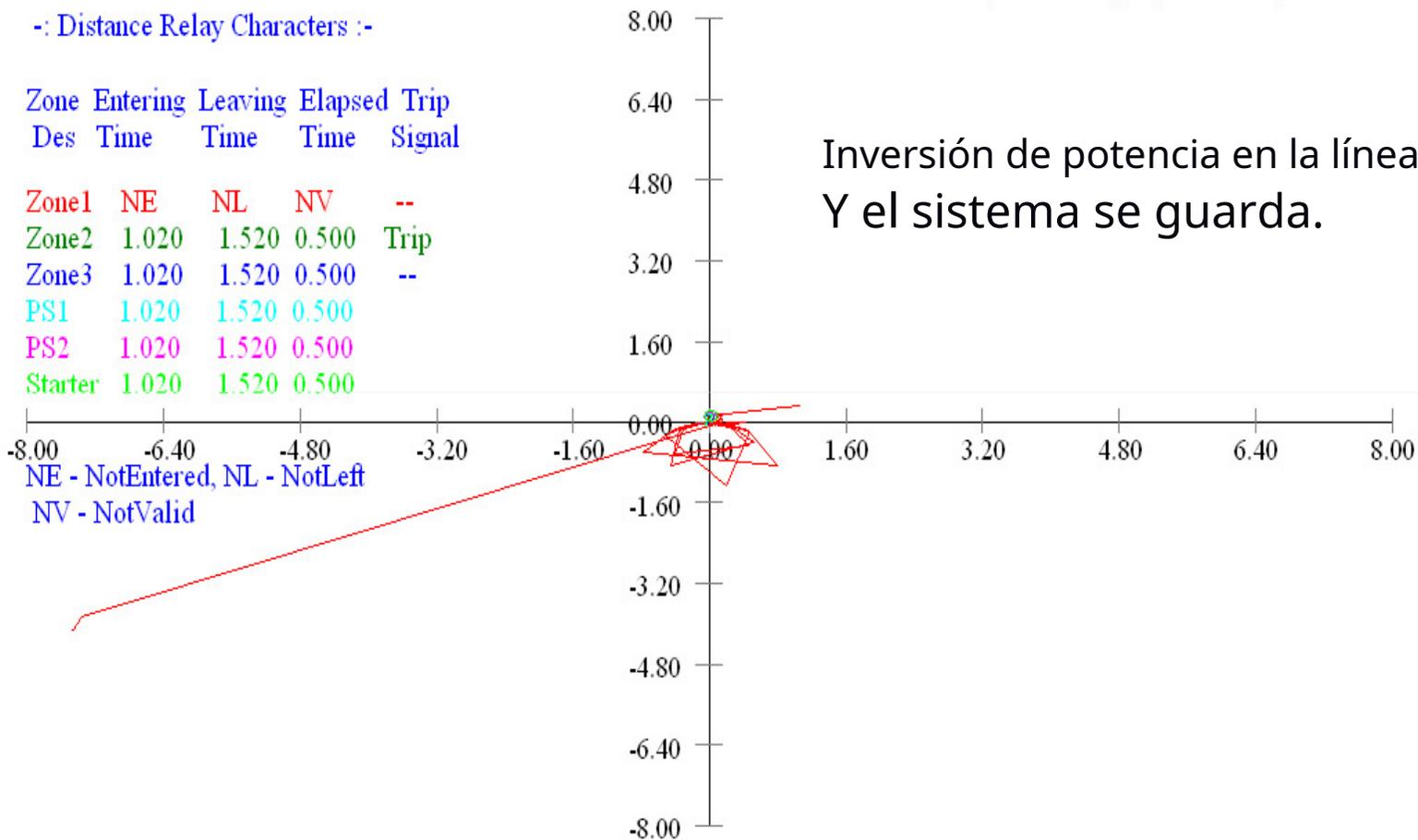
-: Distance Relay Characters :-

Zone	Entering Des	Leaving Time	Elapsed Time	Trip Signal
Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.520	0.500	Trip
Zone3	1.020	1.520	0.500	--
PS1	1.020	1.520	0.500	
PS2	1.020	1.520	0.500	
Starter	1.020	1.520	0.500	

Zone1	NE	NL	NV	--
Zone2	1.020	1.520	0.500	Trip
Zone3	1.020	1.520	0.500	--
PS1	1.020	1.520	0.500	
PS2	1.020	1.520	0.500	
Starter	1.020	1.520	0.500	

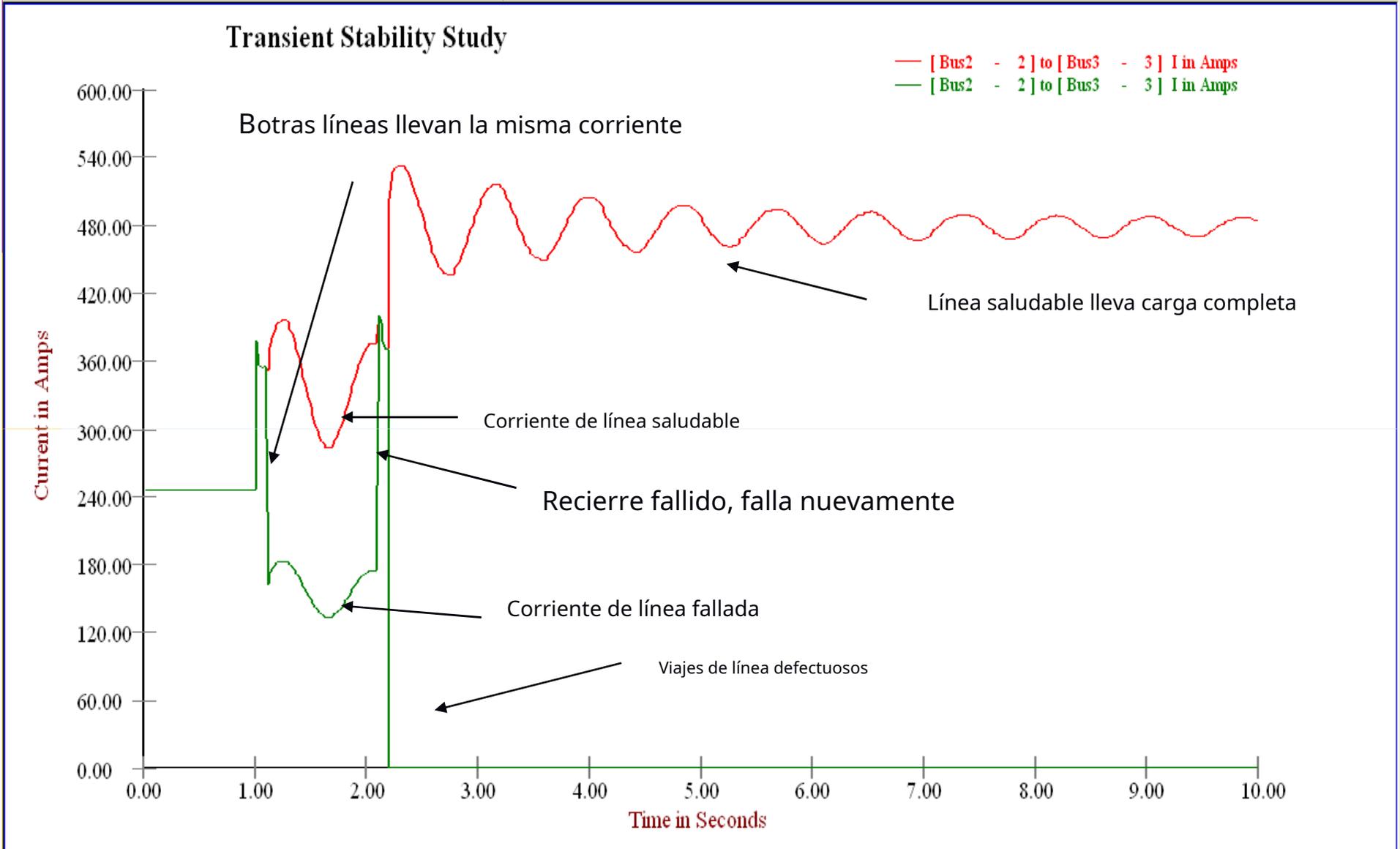
NE - NotEntered, NL - NotLeft  
NV - NotValid

Forward X in PU



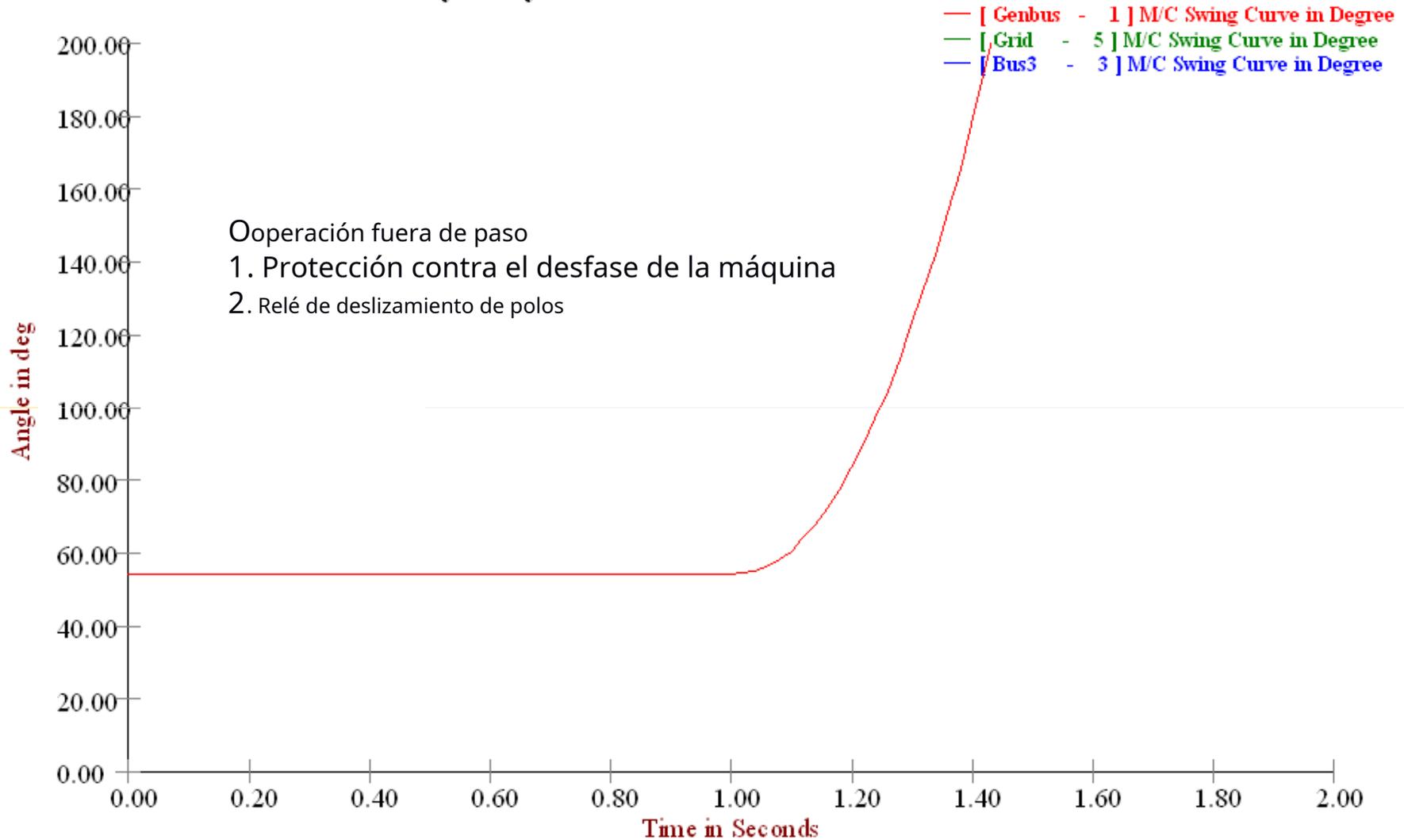
Inversión de potencia en la línea  
Y el sistema se guarda.

[ Bus1 - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] R in PU





### Transient Stability Study

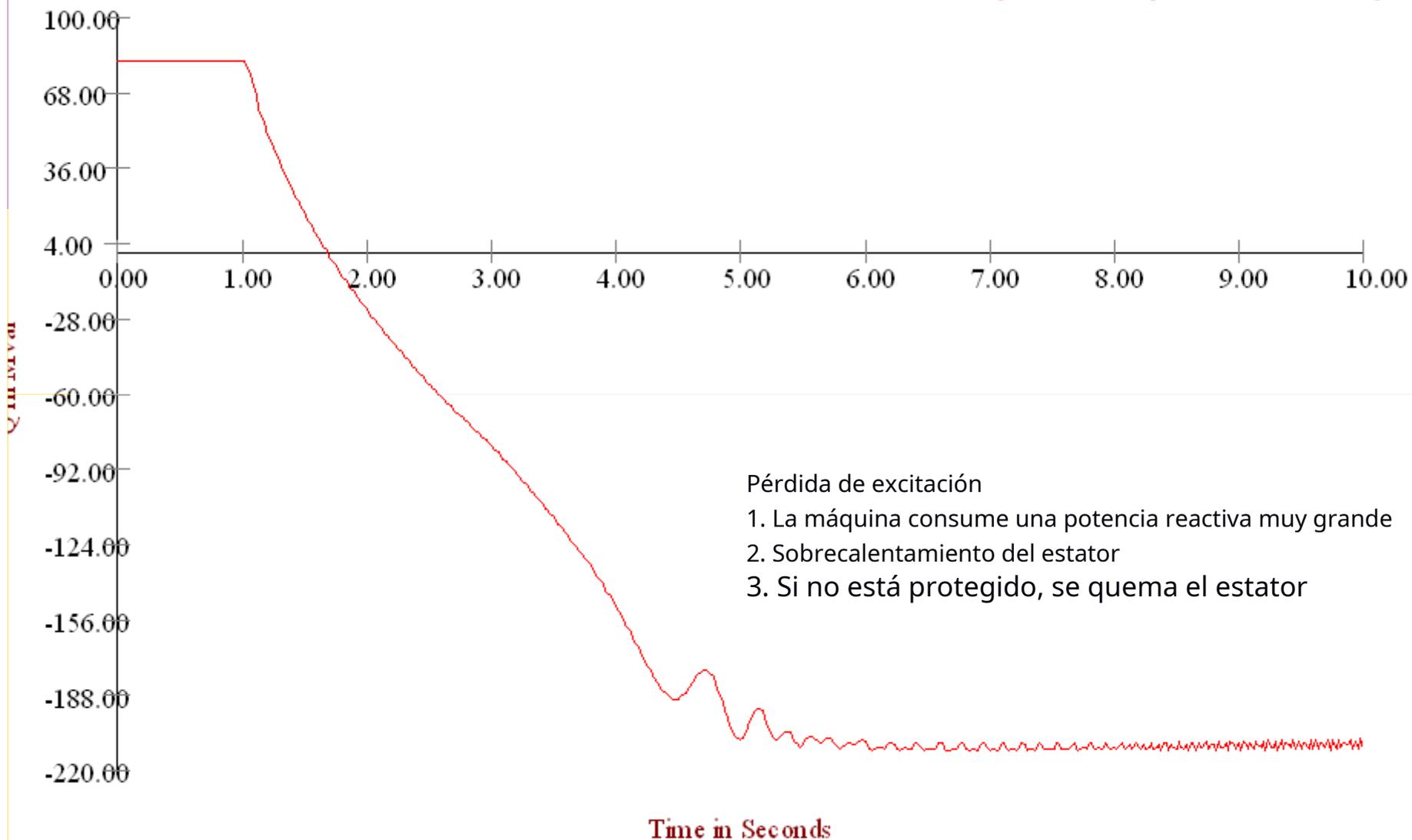


Ingeniero de Protección  
de señales y relés, como  
Licenciado en Electricidad  
sobre el comportamiento del sistema



### Transient Stability Study

— [ Genbus - 1 ] M/C Electrical Power Q in Mvar



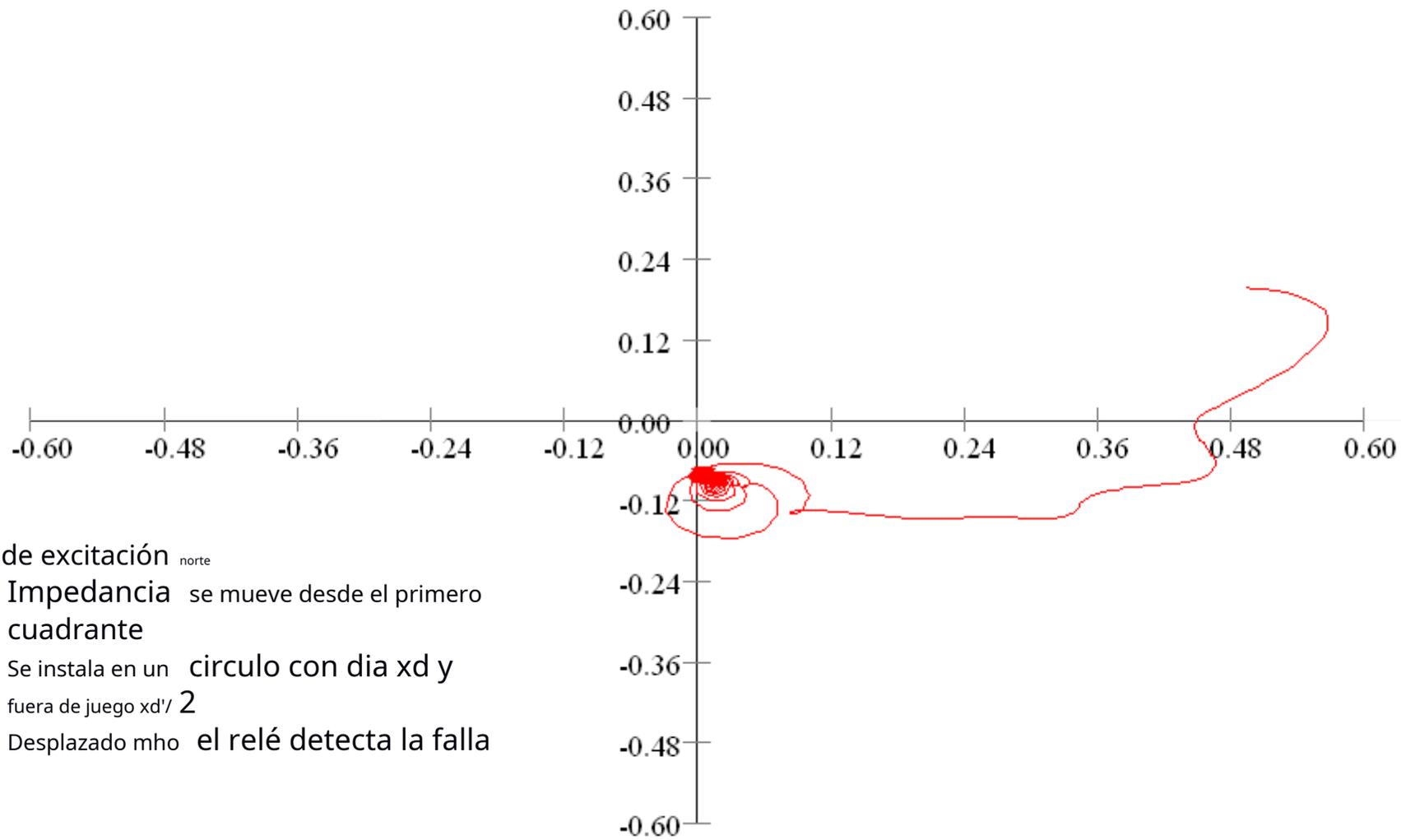
Pérdida de excitación

- 1. La máquina consume una potencia reactiva muy grande
- 2. Sobrecalentamiento del estator
- 3. Si no está protegido, se quema el estator



### Transient Stability Study

— [ Genbus - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] X in PU



[ Genbus - 1 ] to [ Bus2 - 2 ] R in PU

bajas de excitación norte

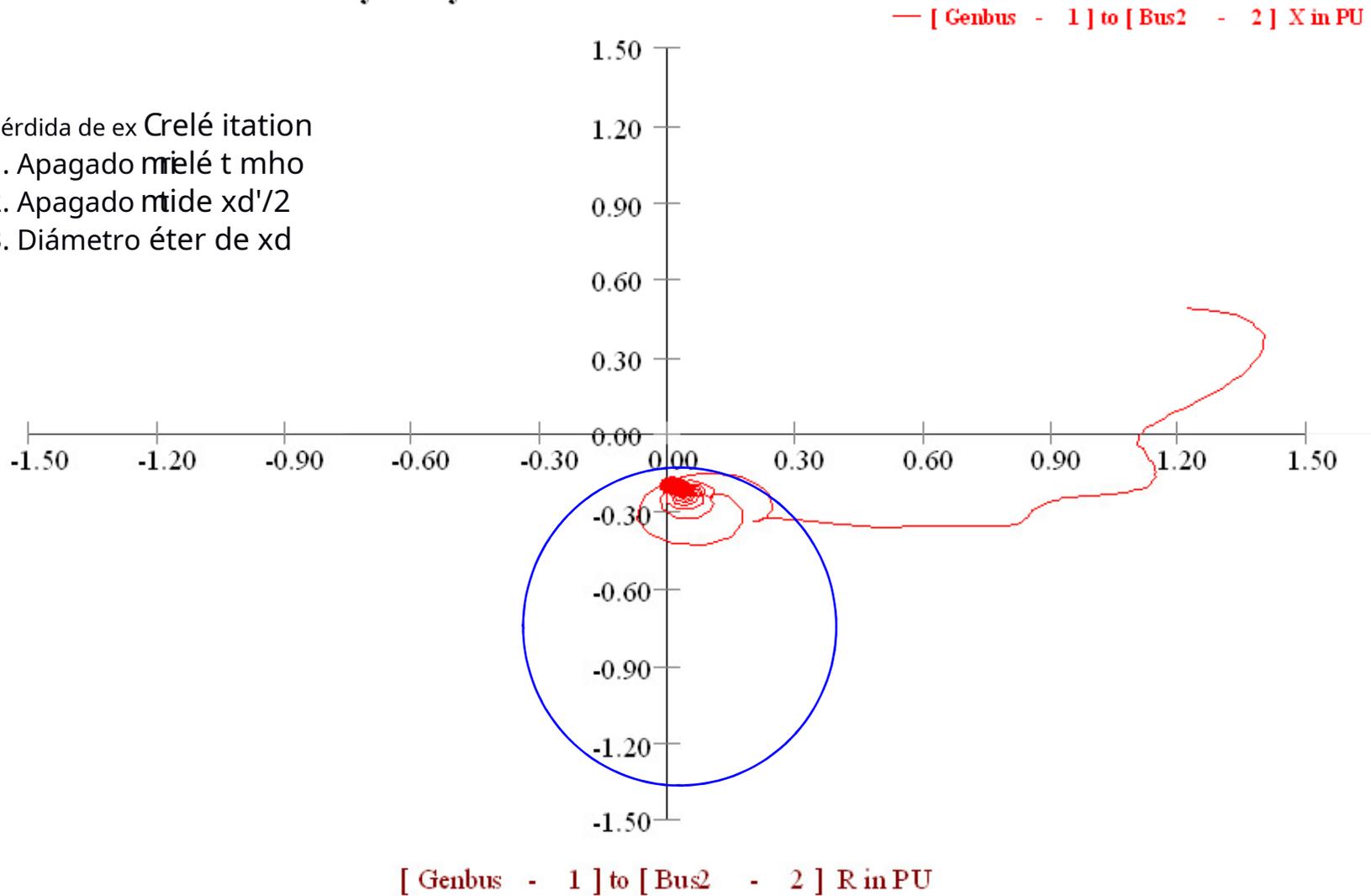
1. Impedancia se mueve desde el primero cuadrante
2. Se instala en un círculo con dia xd y fuera de juego xd/ 2
3. Desplazado mho el relé detecta la falla



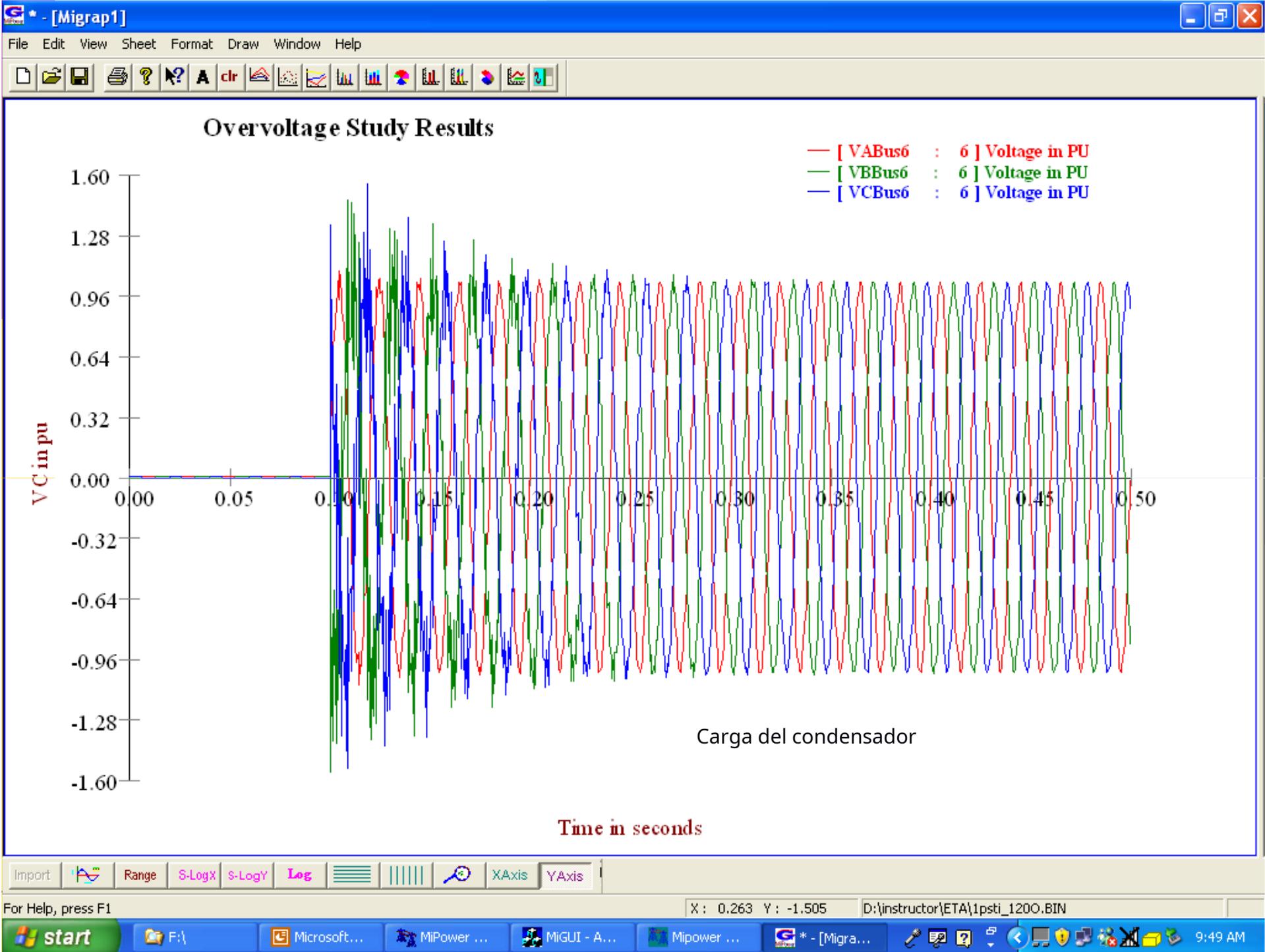
### Transient Stability Study

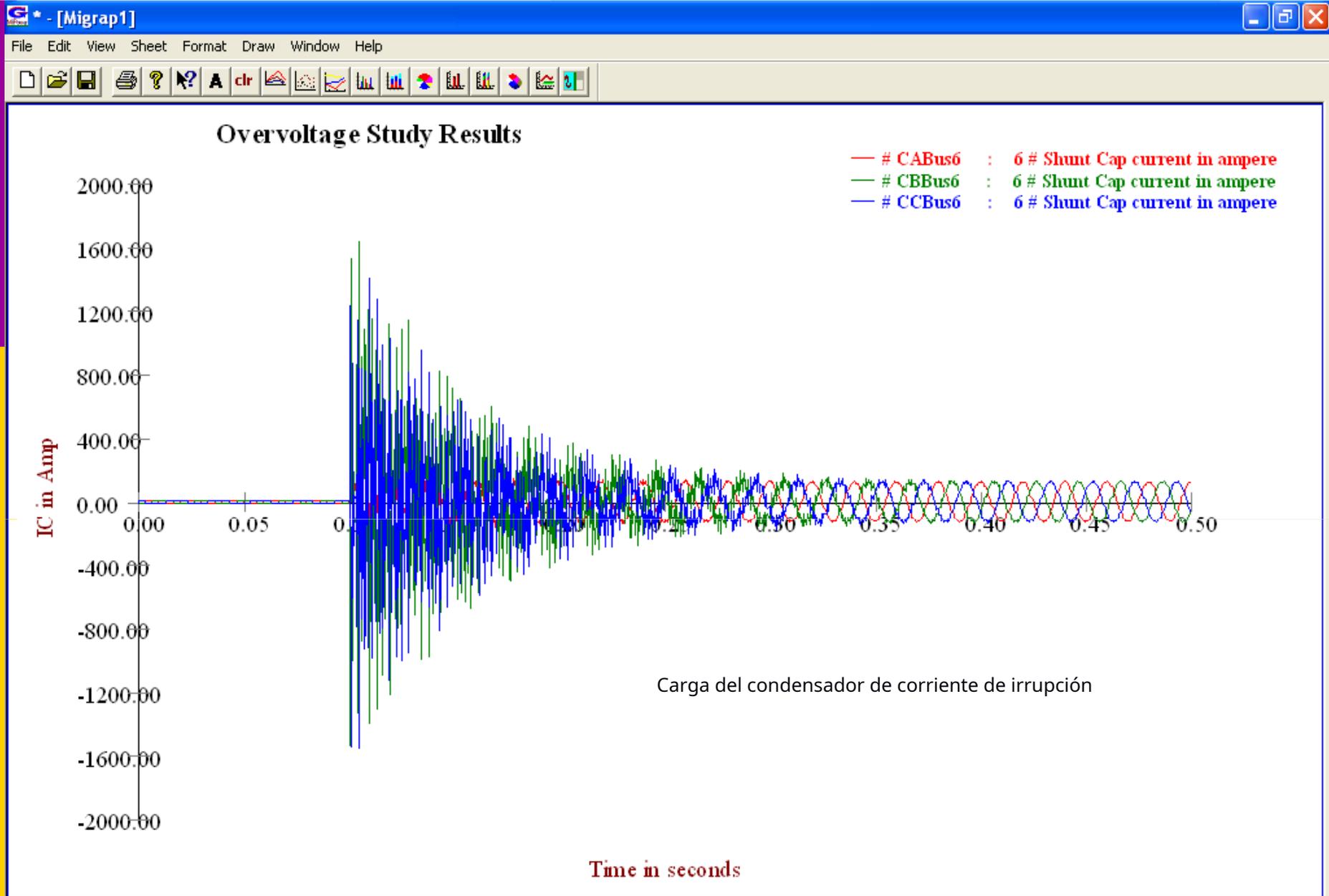
- pérdida de ex Crelé itation
- 1. Apagado mrelé t mho
- 2. Apagado mride xd'/2
- 3. Diámetro éter de xd

Forward X in PU



¿Por qué limitar la corriente?  
reCAtobieo c ap CAtorr  
¿bancos?



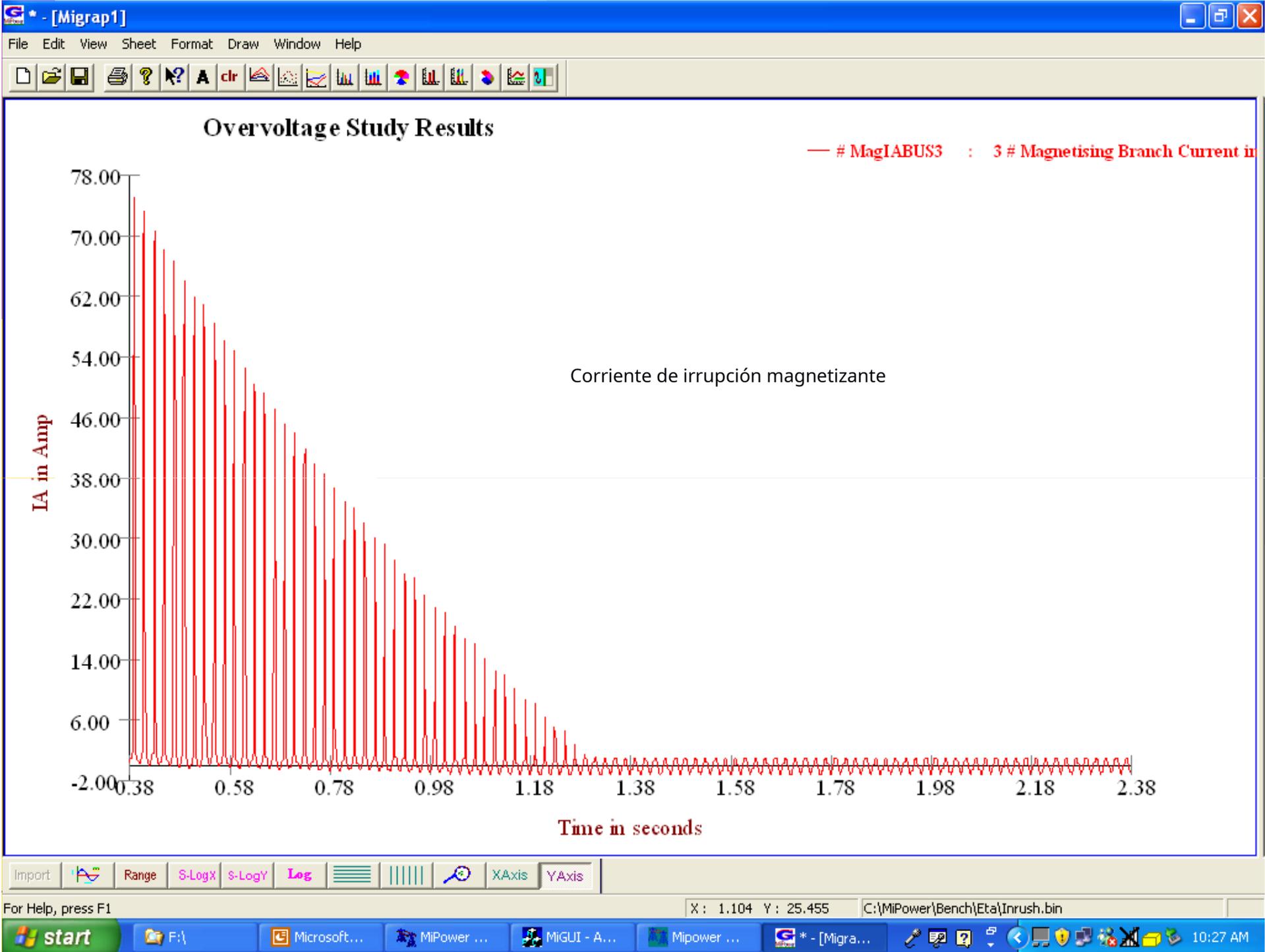


Import Range S-LogX S-LogY Log XAxis YAxis

For Help, press F1 X: 0.315 Y: -1518.182 D:\instructor\ETA\1psti\_1200.BIN

start F:\ Microsoft... MiPower ... MIGUI - A... Mipower ... \* - [Migra... 9:51 AM

2 armónicos y 5 el  
Harmonico restringido for  
tr diferencial de respuesta  
proteccion

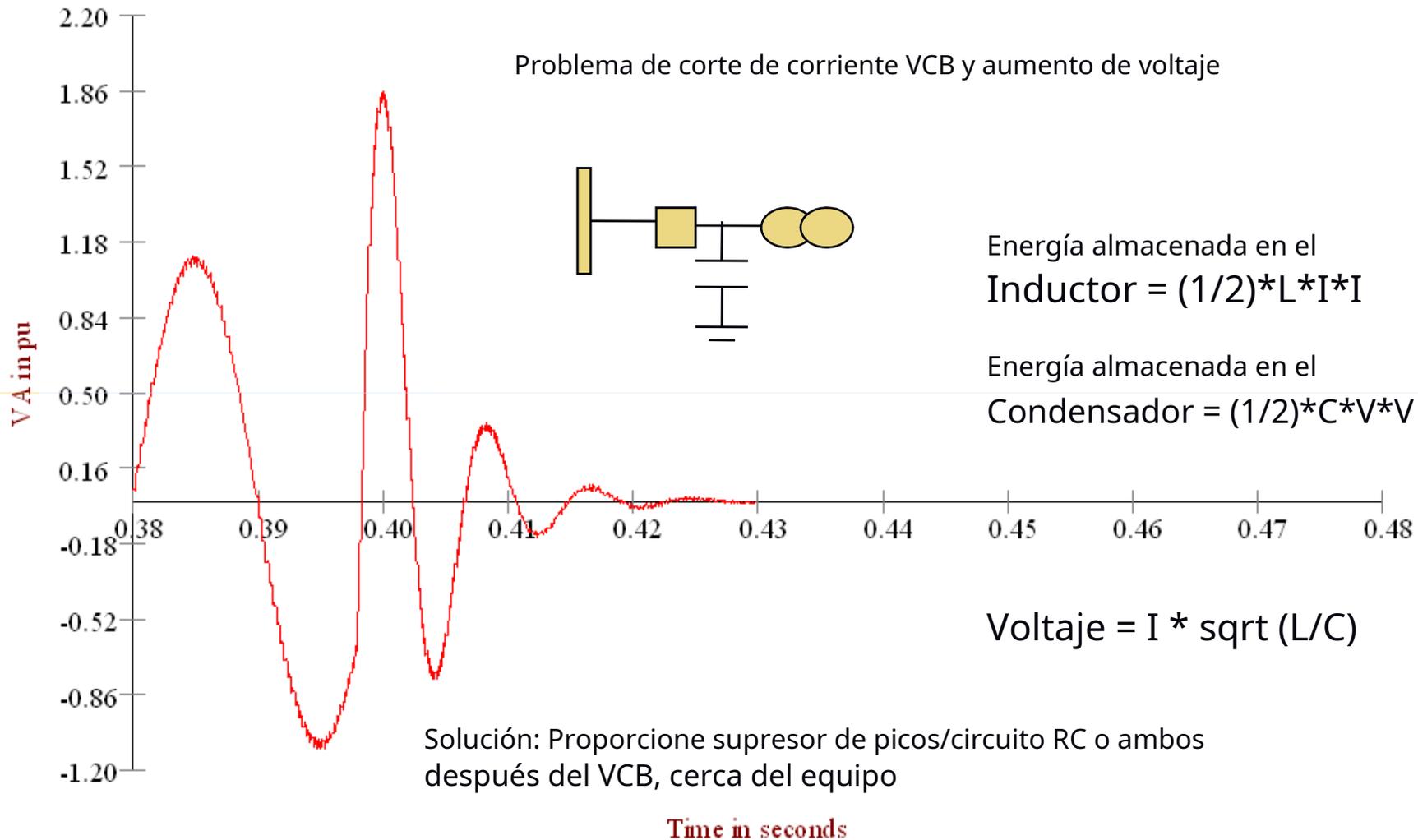






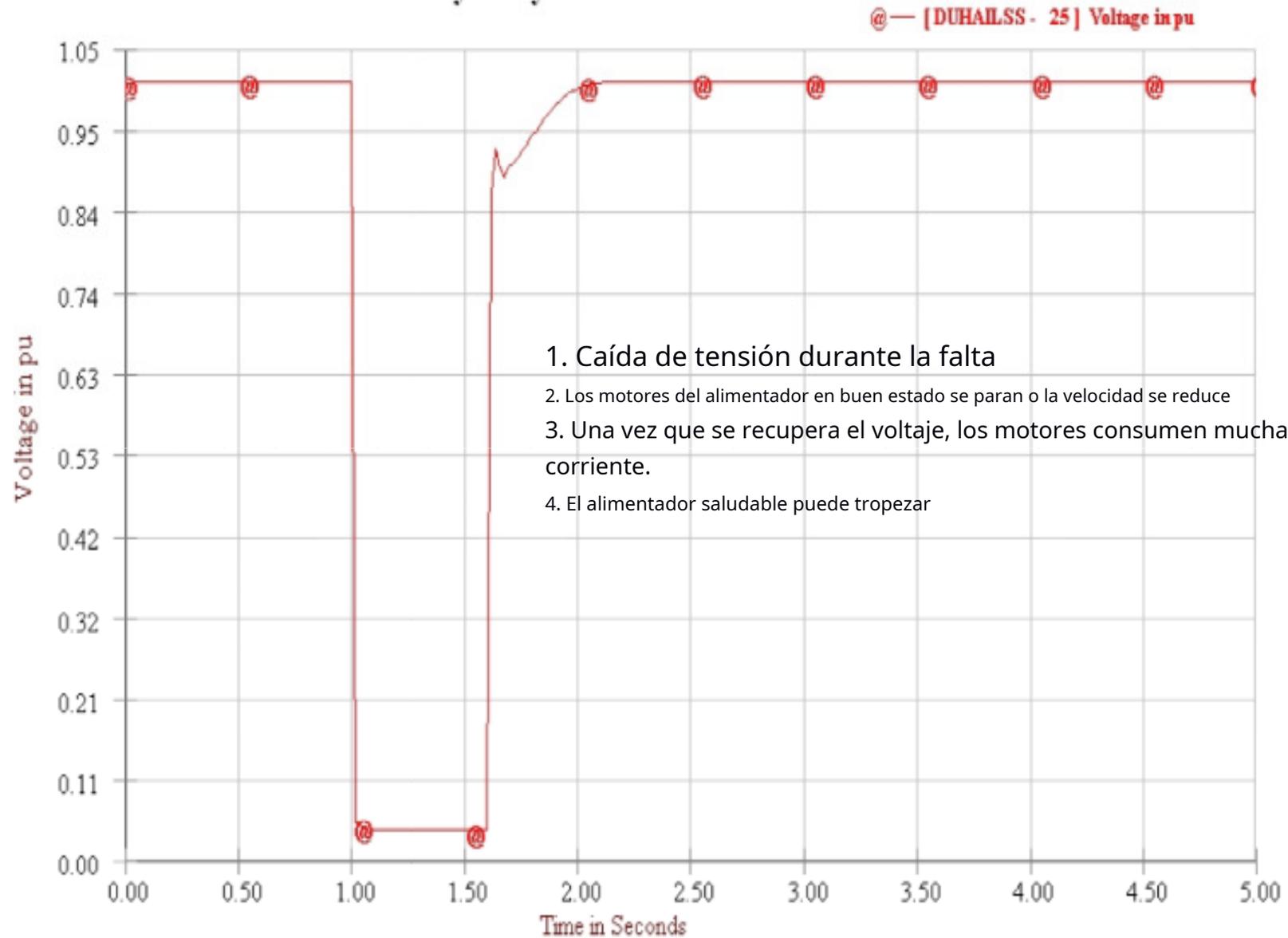
### Overvoltage Study Results

[ VABUS21 : 21 ] Voltage in PU

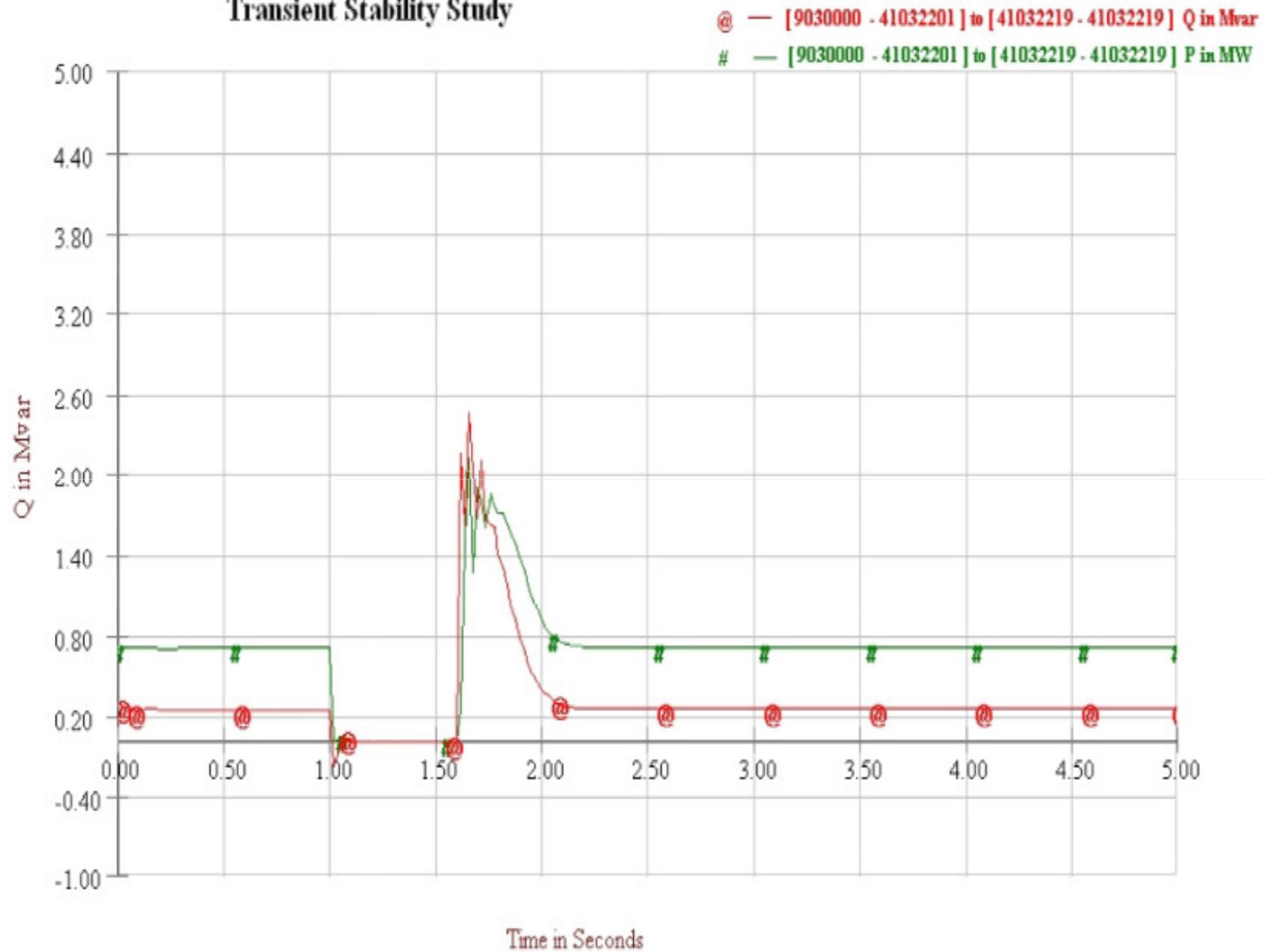


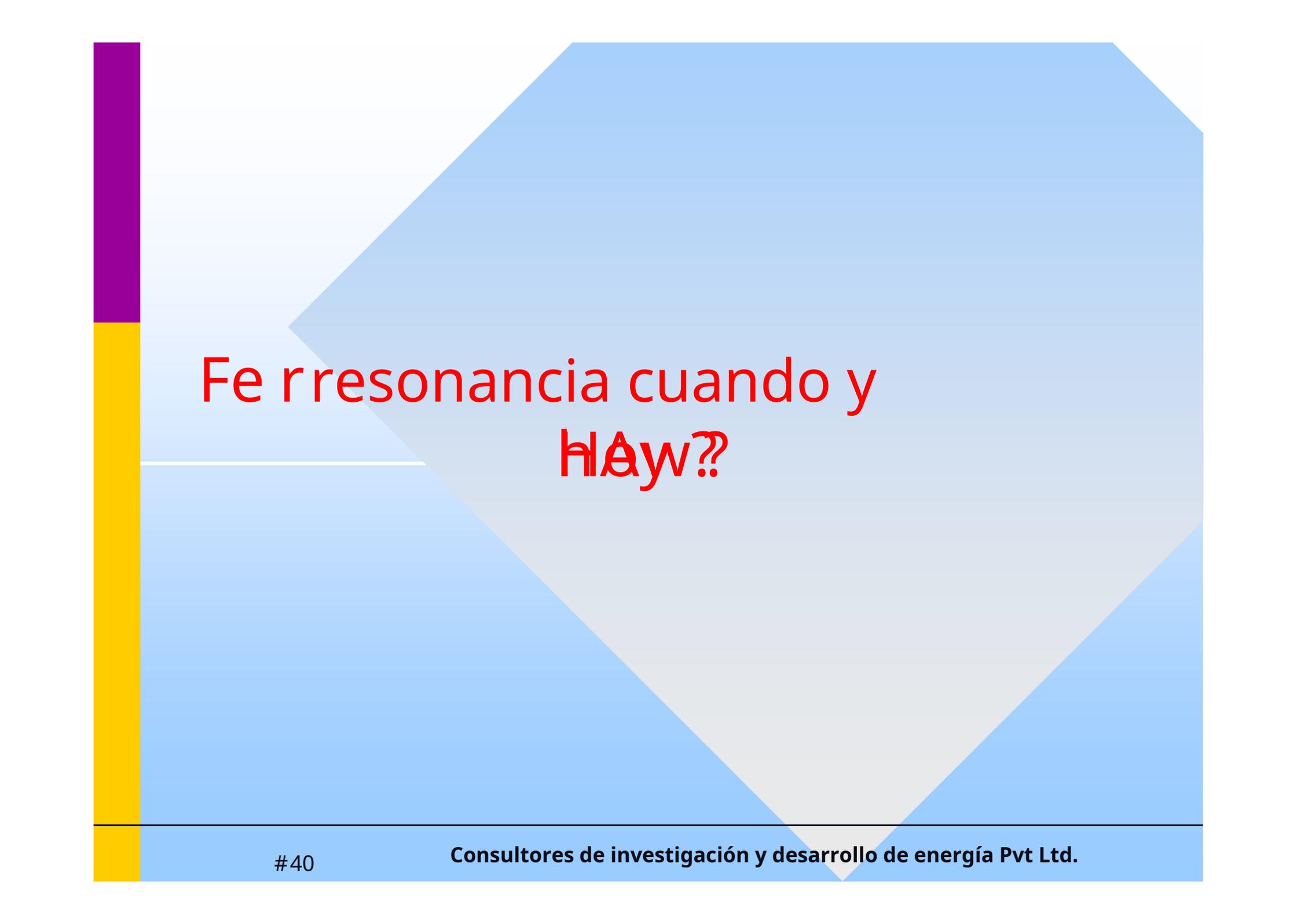
Si Propinas mpháticas, qué  
es yo un s?

## Transient Stability Study



### Transient Stability Study



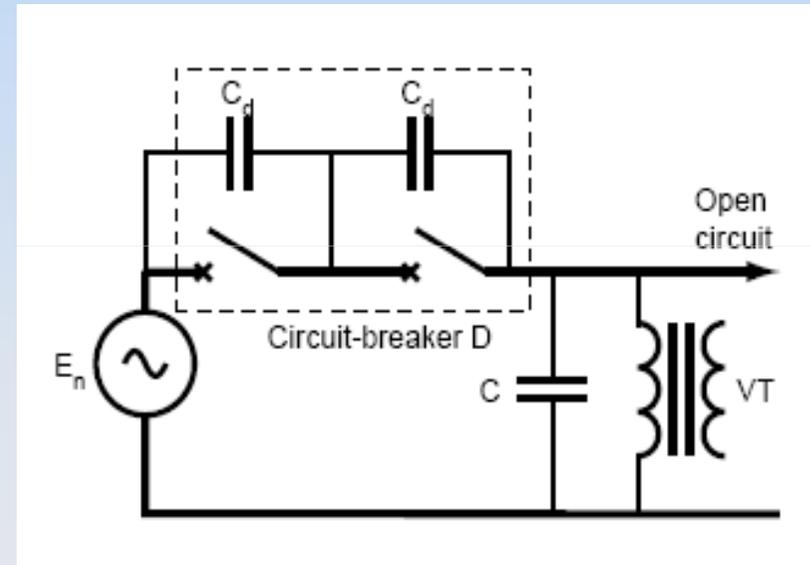
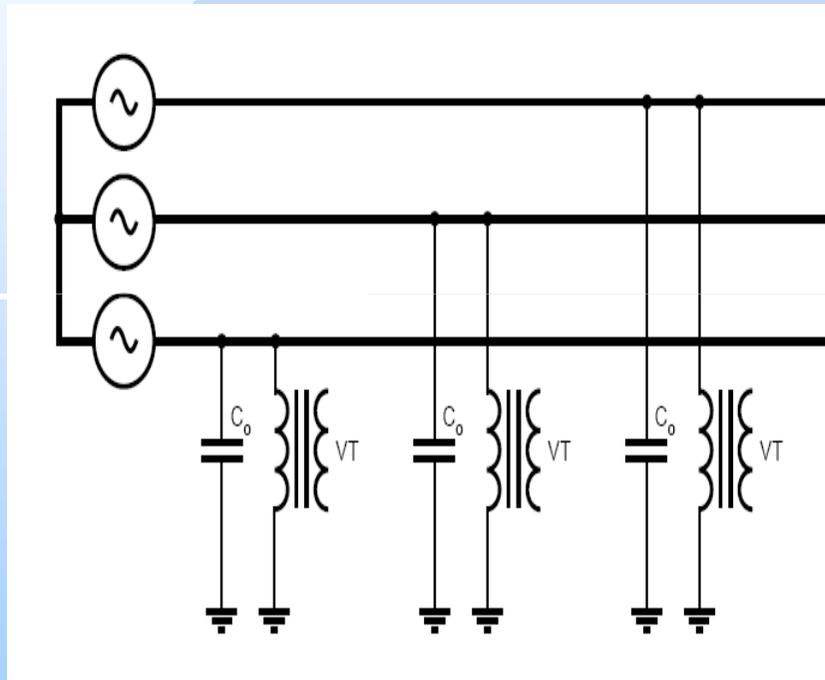


Fe rresonancia cuando y  
Hay??

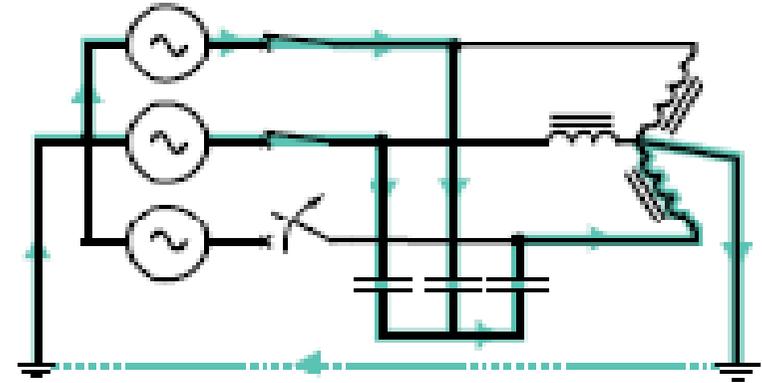
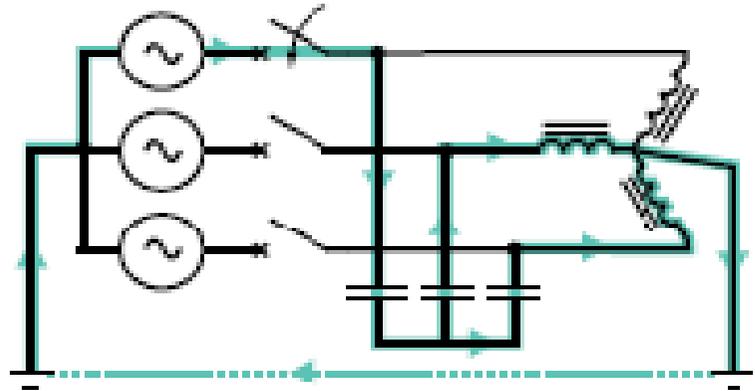
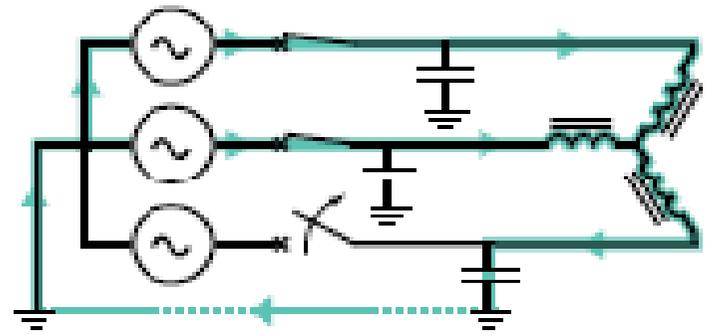
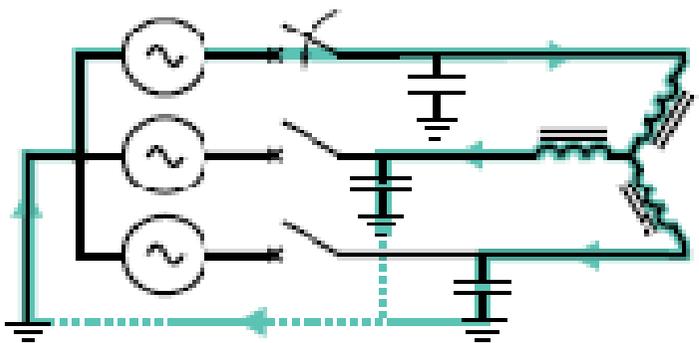
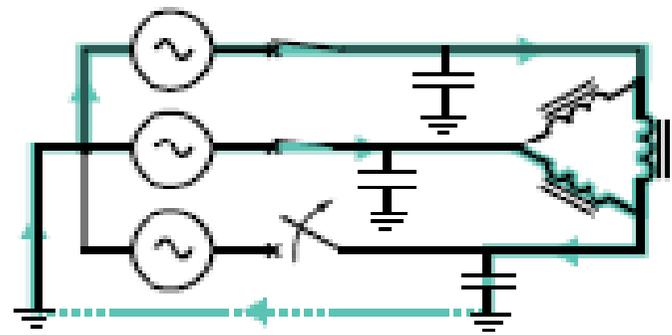
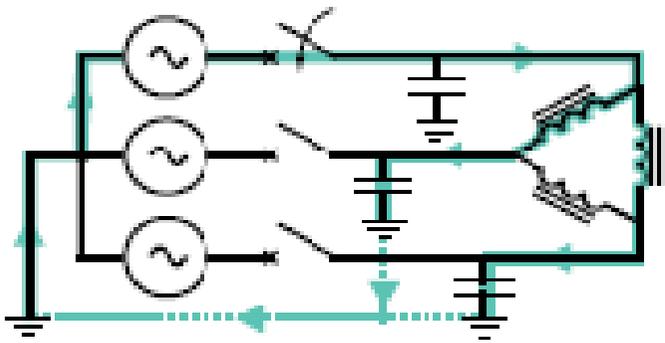
# Ferroresonancia (FR) TOV

- ◆ An fenómenos oscilantes que ocurren en un circuito eléctrico  
Circuito que debe contener al menos:
  1. una inductancia no lineal
  2. un condensador,
  3. una fuente de energía (generador y susidos),,
  4. pérdidas bajas.
- ◆ Transitorios, rayos sobre voltajes, energización o desconexión energizando transformadores o cargas, ocurrencia o la eliminación de fallas, etc... puede iniciar ferroresonancia.
- ◆ La característica principal de este fenómeno es que más  
tHan una respuesta de estado estacionario estable es posible para  
tEl mismo conjunto de parámetros de red.

# ejemplos de sistemas en riesgo de ferresonancia.

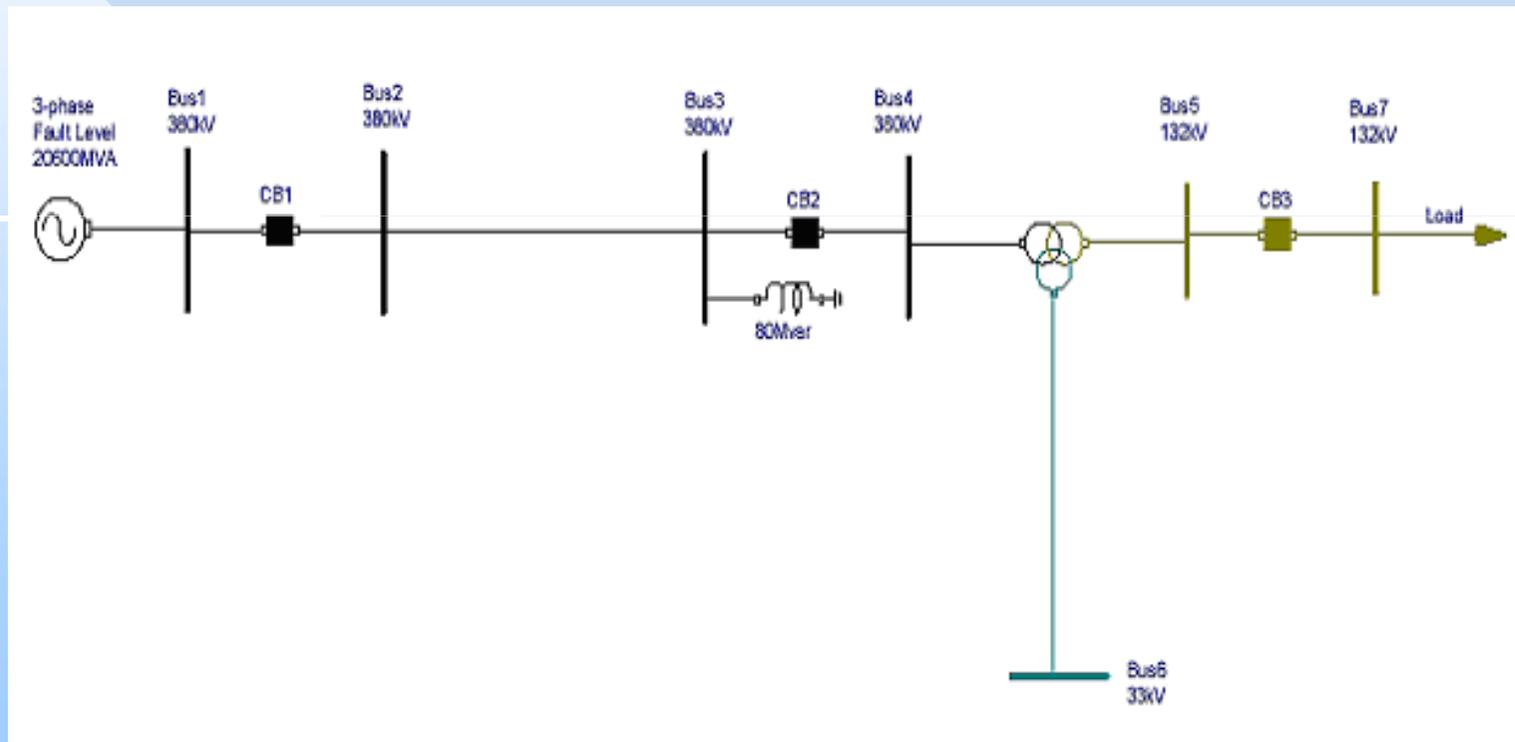


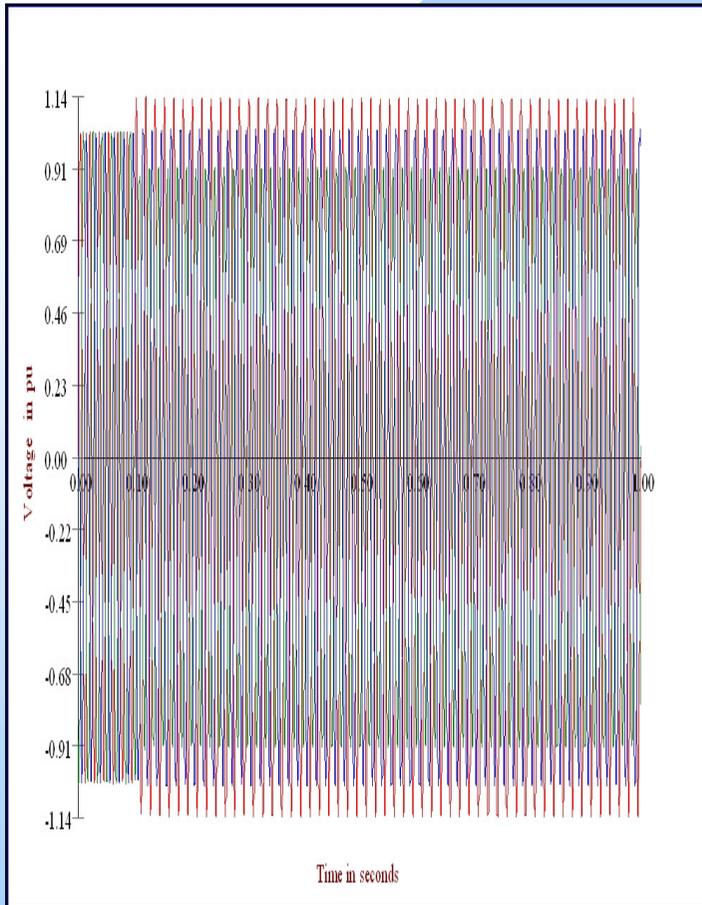
Cont.



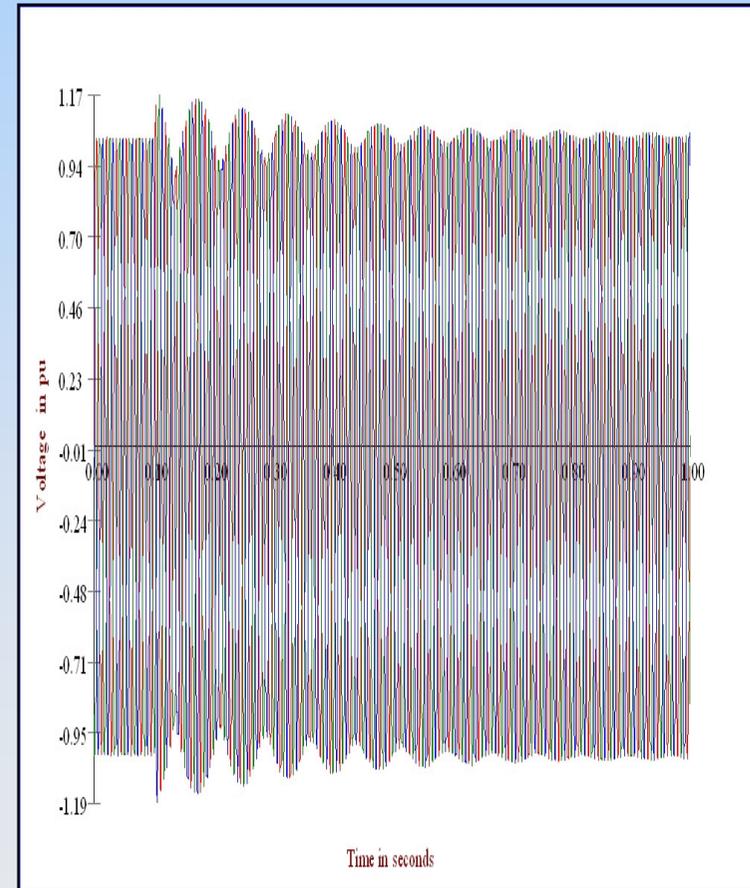
California  
Naciones Unidas

# Se estudio para predecir y recording de TOV y FR



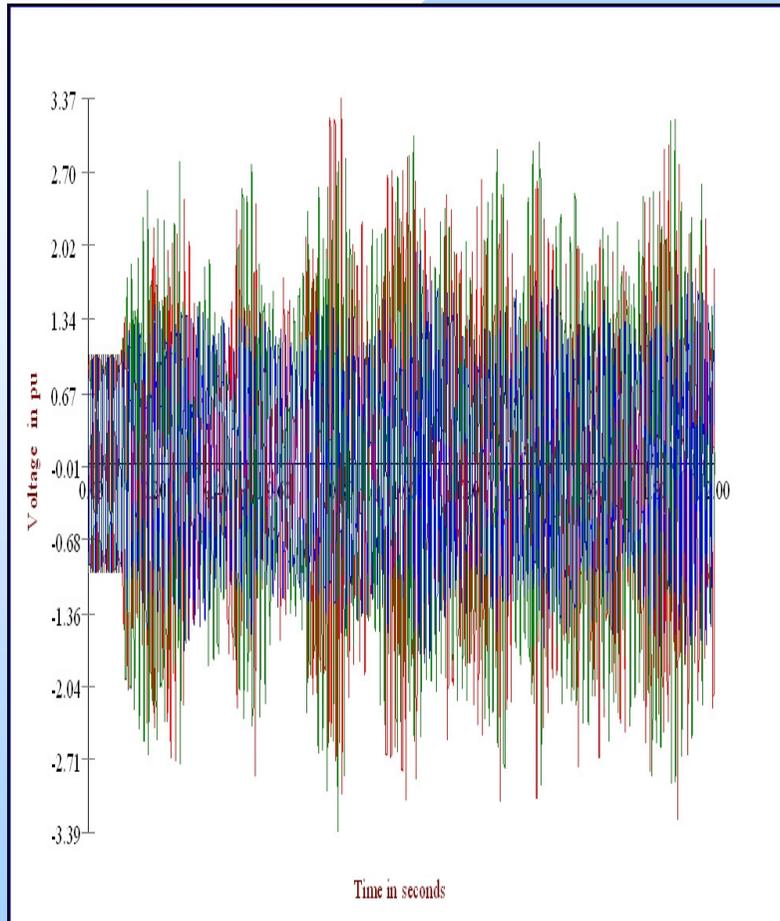


1 polo

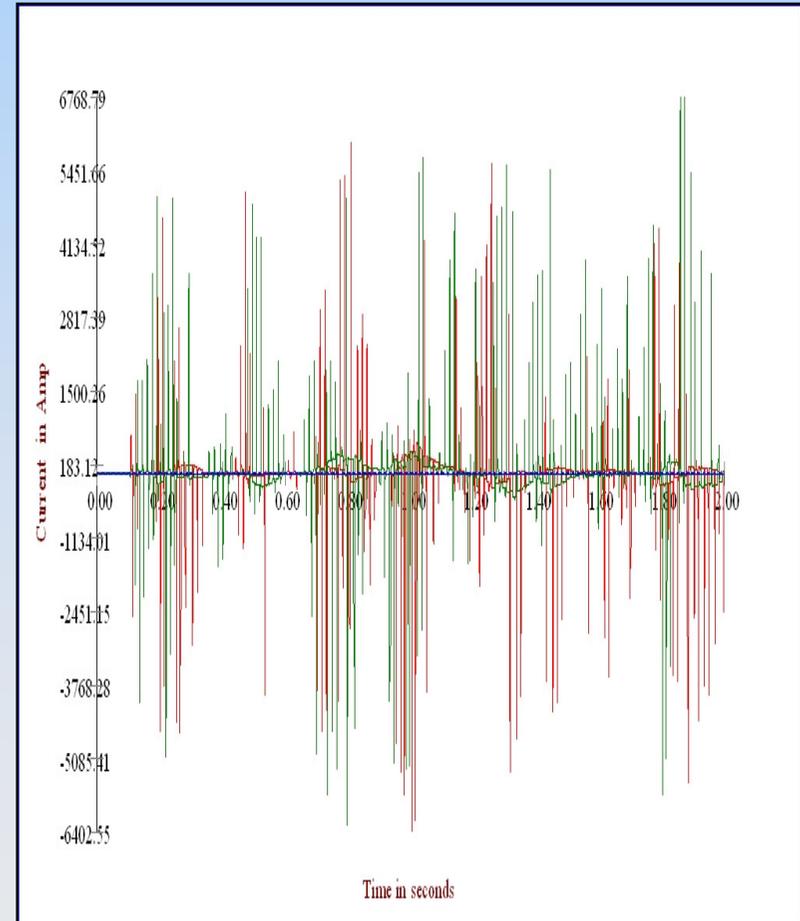


3 polos

Lado HT LR abriendo CB2



Voltaje

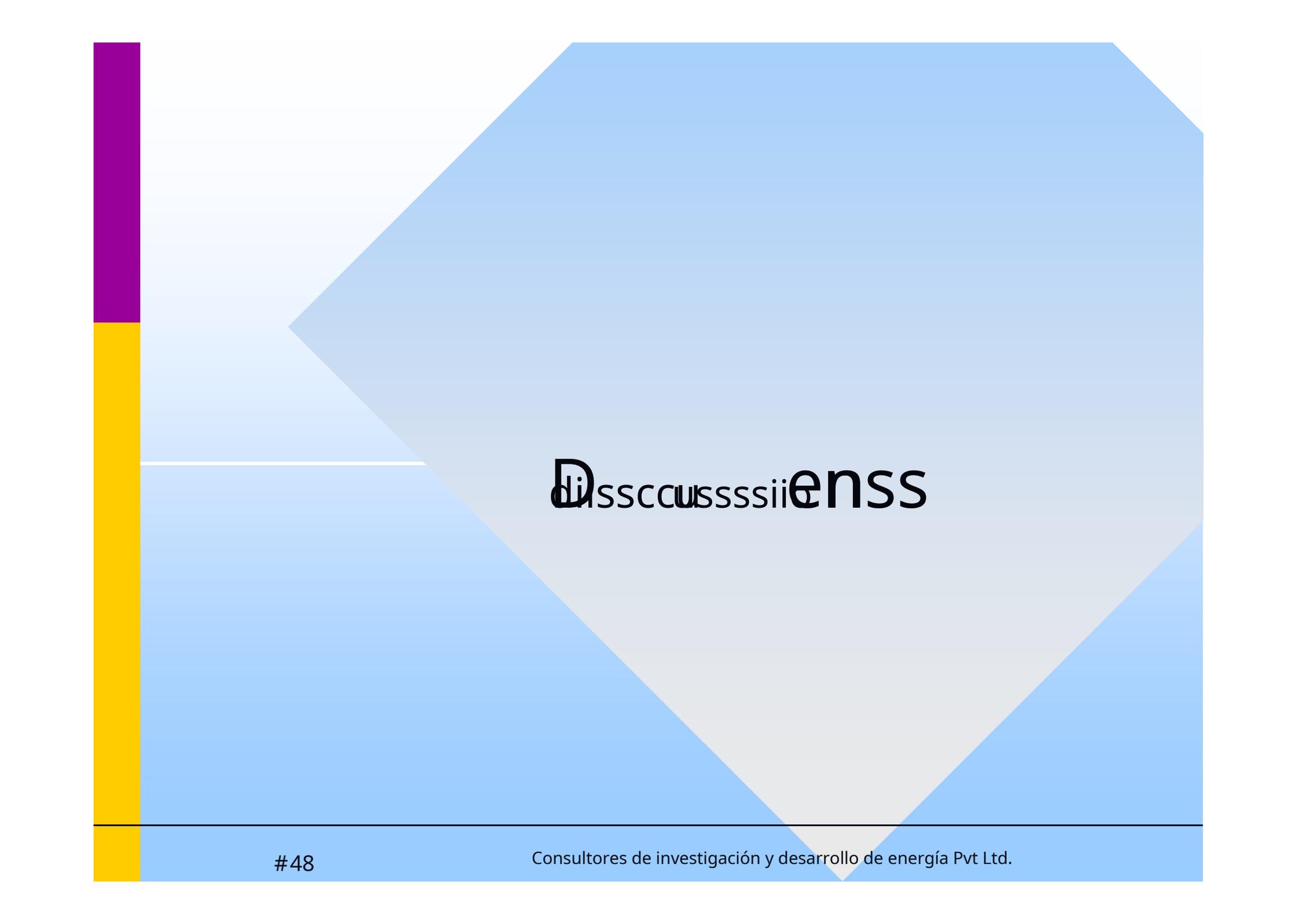


Actual

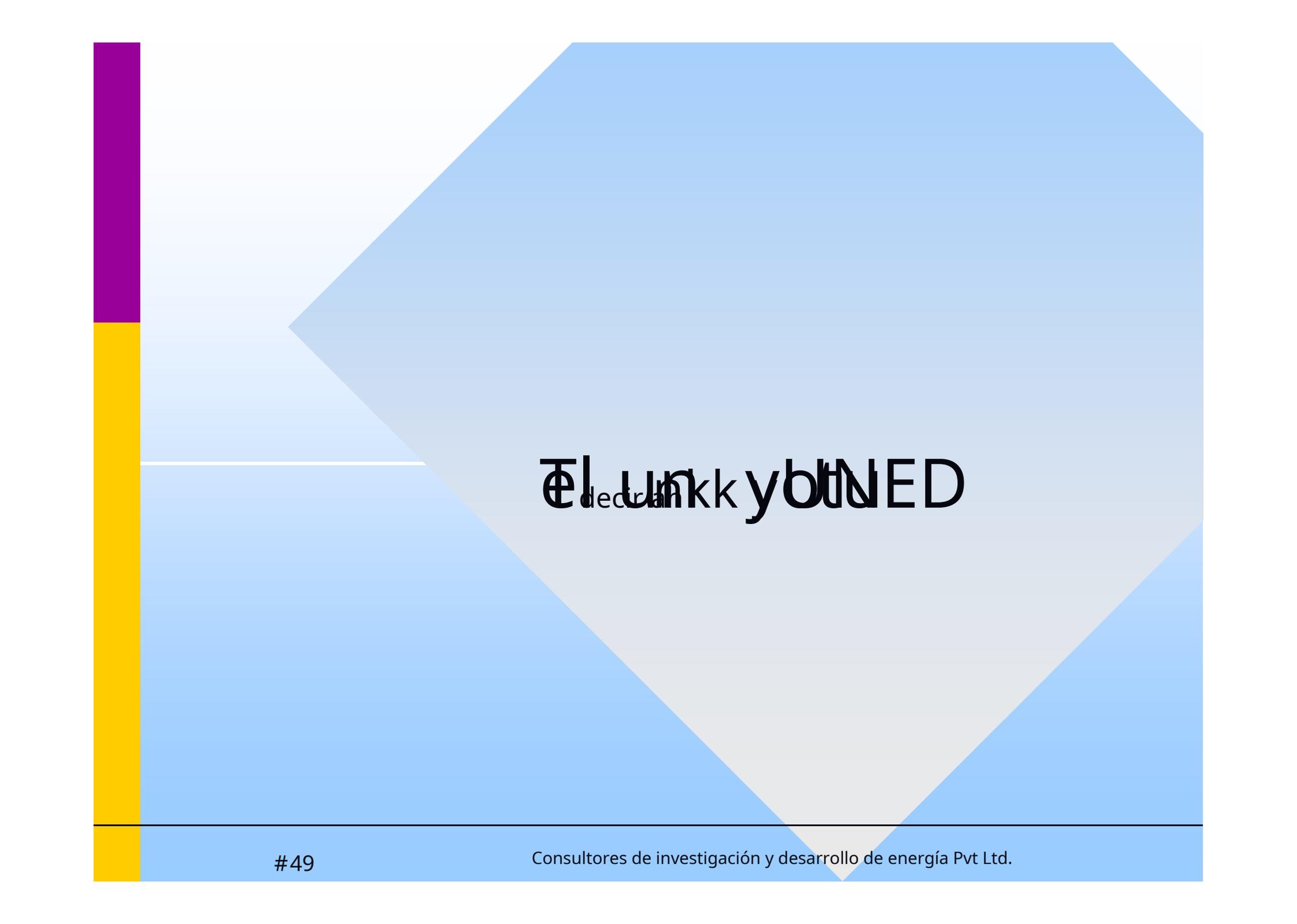
Existencia FR cuando apertura bipolar de CB1

## Conclusiones

1. Los diversos temas en la protección son discutido
2. Se concluye que una estrecha coordinación para el departamento de protección con otros departamentos **es requerido.**
3. Las herramientas de simulación ayudan a aprender el aspectos de protección
4. El sistema automatizado de análisis de fallas ayudará en la comprensión del disparo del relé mejor las incidencias.



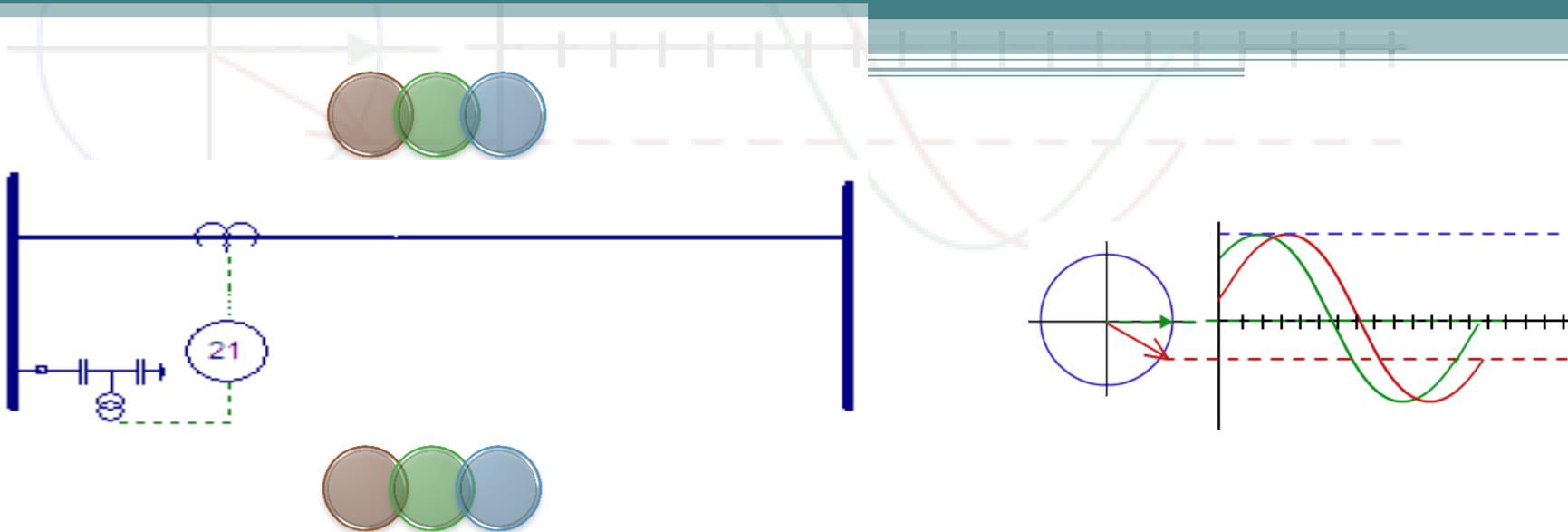
# Discussion



El unkk yotNED

# Análisis de disparo - Metodología

Dra. Nagaraja R,  
Director general,  
Consultor de investigación y desarrollo de energía Pvt. Limitado



# Contenido

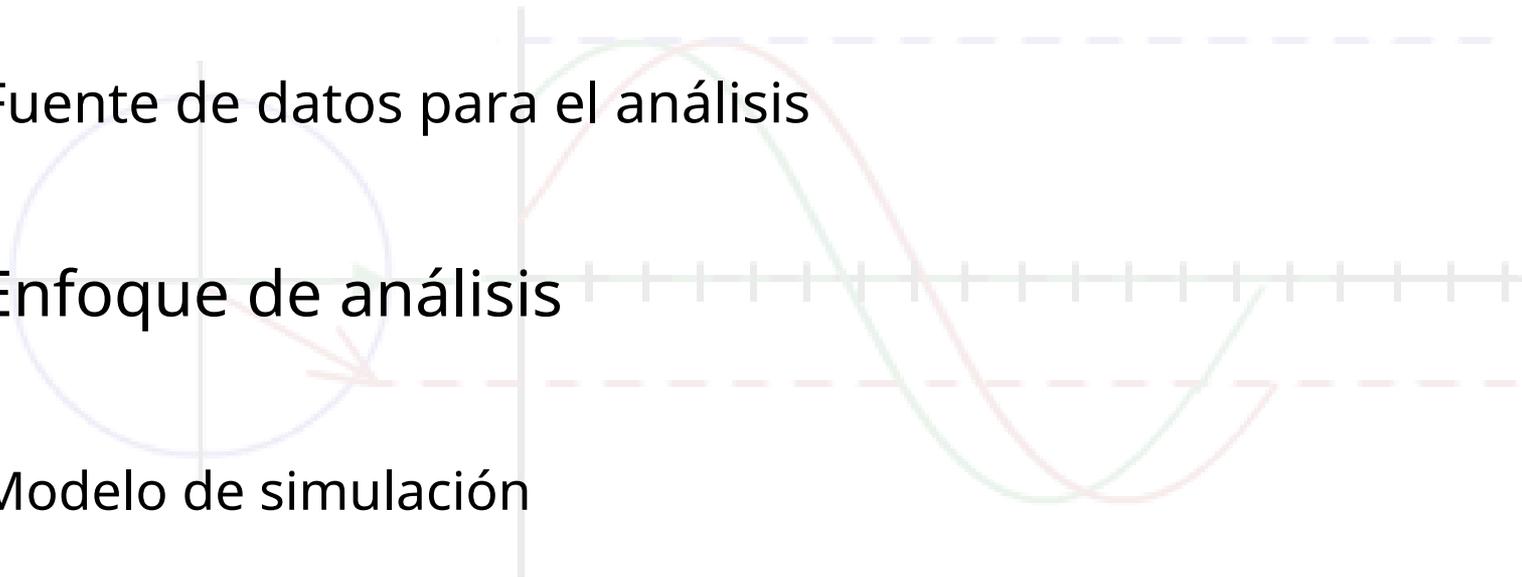
- Importancia

- Fuente de datos para el análisis

- Enfoque de análisis

- Modelo de simulación

- Conclusión y Recomendaciones

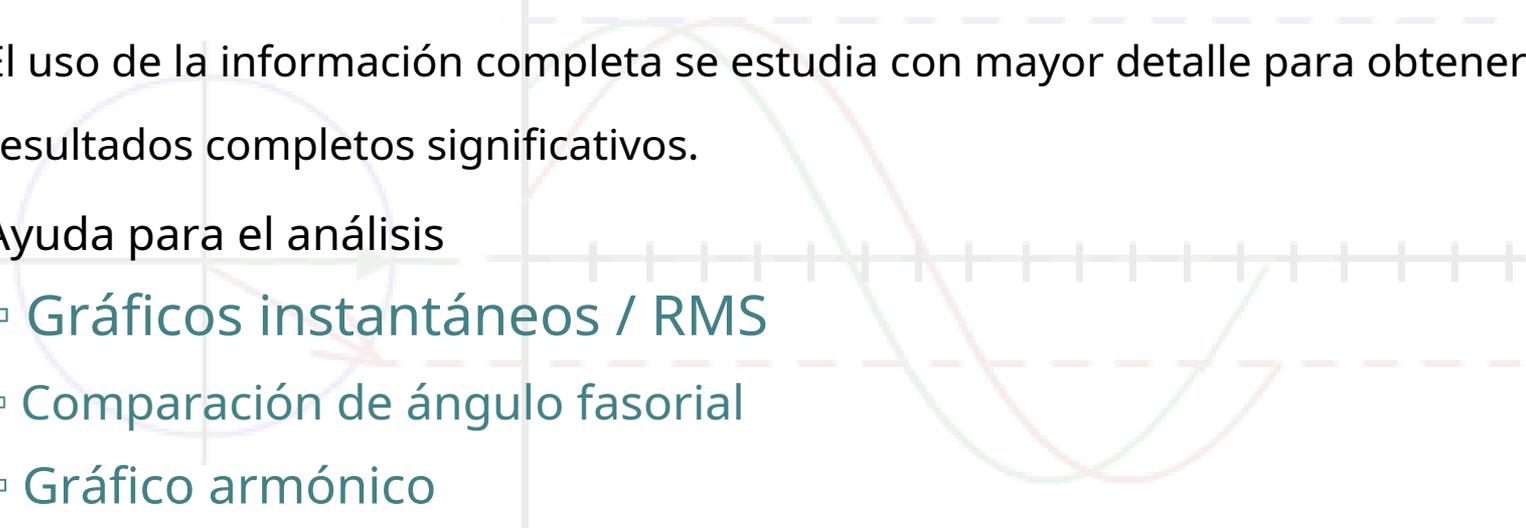


# Importancia

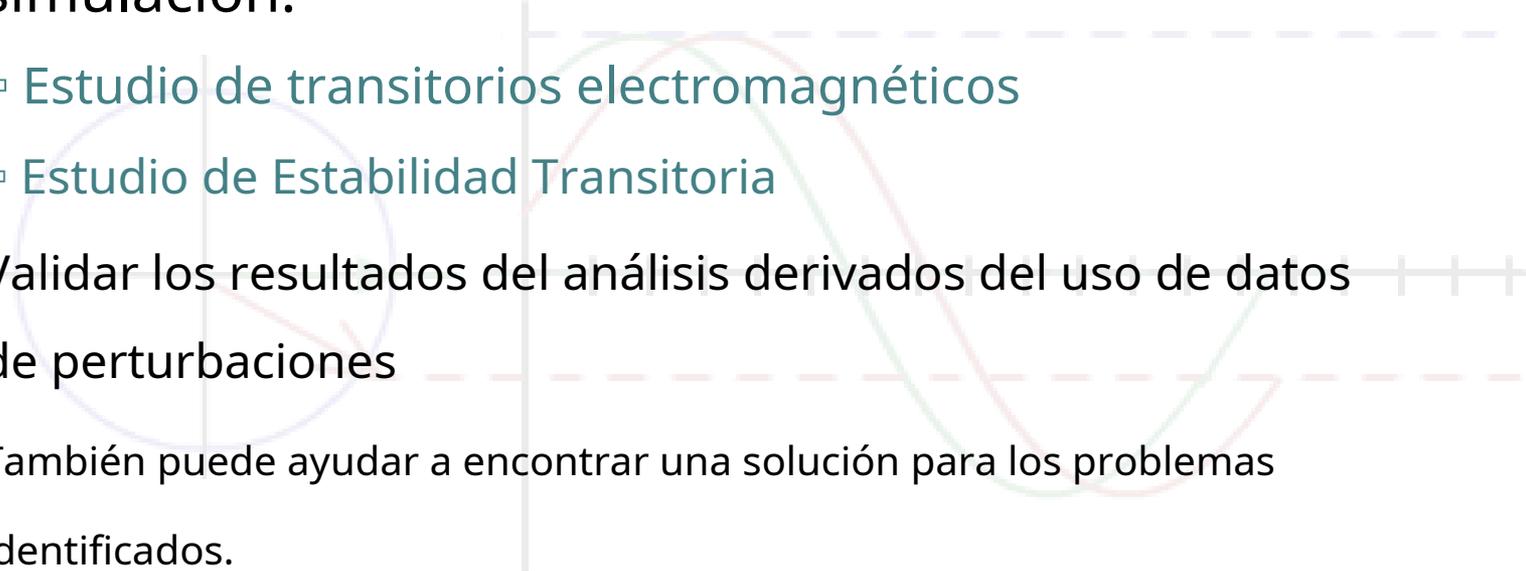
- Ayuda a identificar problemas relacionados con
  - Errores de puesta en marcha (p. ej. inversión de polaridad del TC)
  - Errores de configuración
  - Adecuación de la filosofía actual de relevadores
- Ayuda a prevenir operaciones incorrectas en el futuro.
- Mejora la eficacia del sistema de protección



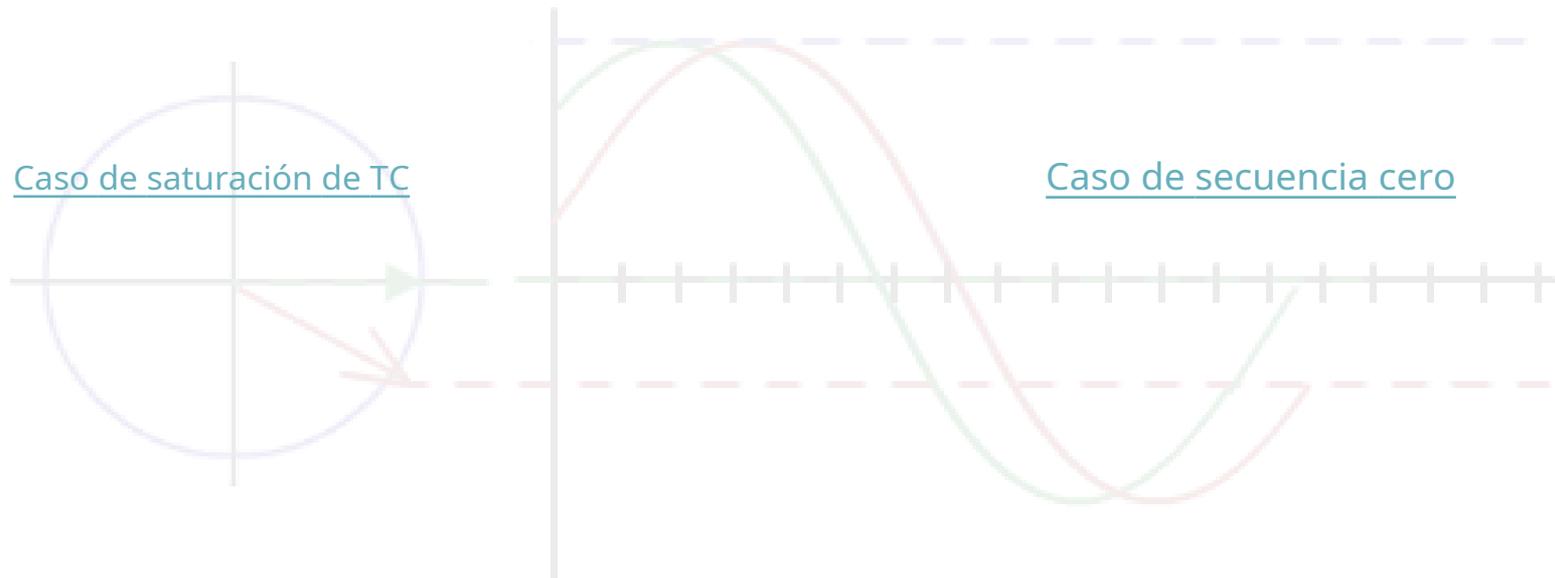
# Enfoque de análisis

- Analice todos los datos para clasificarlos como "información" completa para el análisis de fallas
  - El uso de la información completa se estudia con mayor detalle para obtener resultados completos significativos.
  - Ayuda para el análisis
    - Gráficos instantáneos / RMS
    - Comparación de ángulo fasorial
    - Gráfico armónico
    - Trayectorias de relés (Ej. Impedancia y diferencial)
    - Razonamiento de formas de onda y observaciones obtenidas
- 

## Modelo de simulación

- El escenario se puede reconstruir en la plataforma de simulación.
    - Estudio de transitorios electromagnéticos
    - Estudio de Estabilidad Transitoria
  - Validar los resultados del análisis derivados del uso de datos de perturbaciones
  - También puede ayudar a encontrar una solución para los problemas identificados.
- 

## Caso de estudio



# Conclusión y Recomendaciones

- Modificación en la configuración de los relés
- Corrección de cualquier problema relacionado con la puesta en marcha
- **Mejora en la filosofía operativa que puede prevenir futuras ocurrencias**
- Recomendaciones que pueden ayudar a reducir la aparición de perturbaciones
- Si no hay operación incorrecta, se puede estudiar la salubridad del esquema de protección.



Gracias

# OSCILACIÓN DE POTENCIA Y FUERA DE PASO

## CONSIDERACIONES SOBRE

### LINEAS DE TRANSMISIÓN



Tutorial sobre Protección



# Contenido

- Introducción
- Definiciones
- Fenómenos de oscilación de potencia y su efecto sobre el **trasmisión en línea real-time**
- Métodos de detección de oscilaciones de potencia
- Filosofía de protección PSB y OST
- Resumen y conclusiones

Agradecimientos: Todo el contenido se basa en las referencias [1] y [2]

# INTRODUCCION

- Los cambios en las regulaciones y la apertura de los mercados de energía están provocando cambios rápidos en la forma en que se opera la red eléctrica.
- Grandes cantidades de energía se envían comúnmente a través de un sistema de transmisión que no fue diseñado para tal trraan en nssaaccttiffs..
- Se están construyendo unidades generadoras de propiedad y operación independientes en ubicaciones que pueden no ser óptimas para la estabilidad del sistema y las necesidades del sistema.
- Los sistemas de las centrales eléctricas se están actualizando para obtener todos los megavattios posibles.
- Los resultados de estas actualizaciones a menudo hacen que las unidades generadoras sean más susceptibles a la inestabilidad.

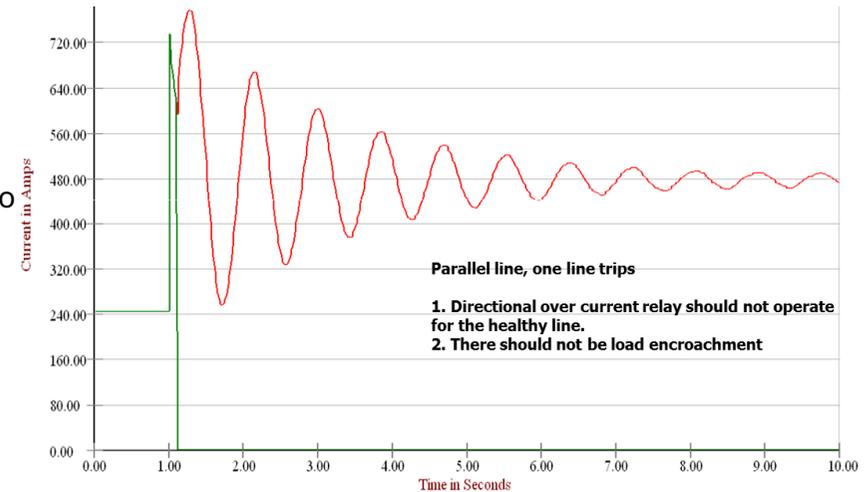
## III Implications

El apagón del 14 de agosto de 2003 en el noreste de los Estados Unidos y el sureste de Canadá ha llevado a un escrutinio sustancial de muchos aspectos del sistema

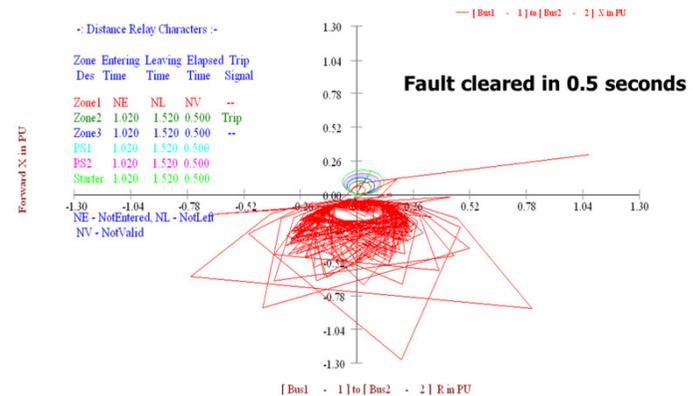
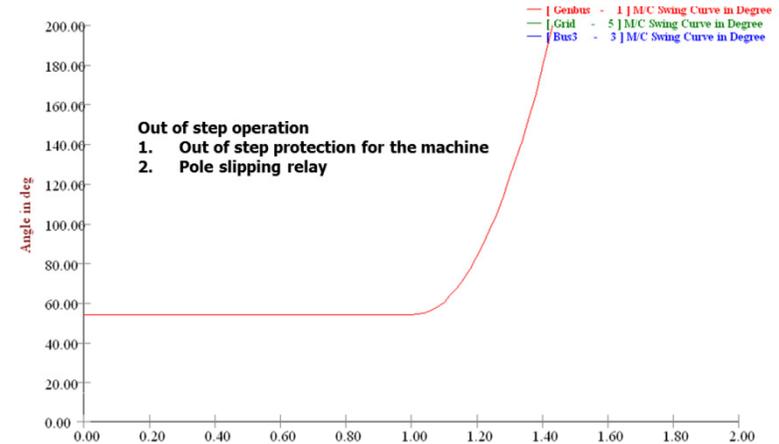
en línea de protección Uno fuera de tiempo

Los problemas difíciles y comúnmente mal entendidos que se están abordando es el de la protección contra oscilaciones de potencia y desfase aplicada a las líneas de transmisión.

**Oscilación de poder:** una variación en el flujo de potencia trifásica que ocurre cuando los ángulos del rotor del generador se suman o restan como resultado de una perturbación entre sí en respuesta a cambios en la magnitud y dirección de la carga, cambio de línea, pérdida de generación, fallas y otras perturbaciones del sistema.



**Deslizamiento de polos:** una condición por la cual un generador, o grupo de generadores, terminan cambiando (o fases) superan los 180 grados con respecto al resto del sistema eléctrico conectado.

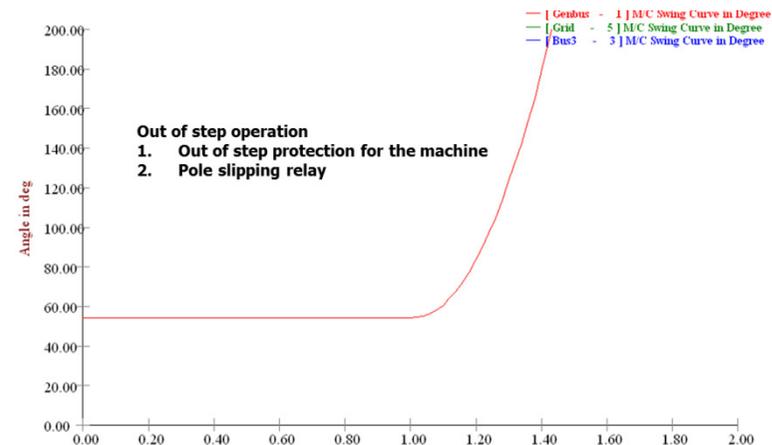
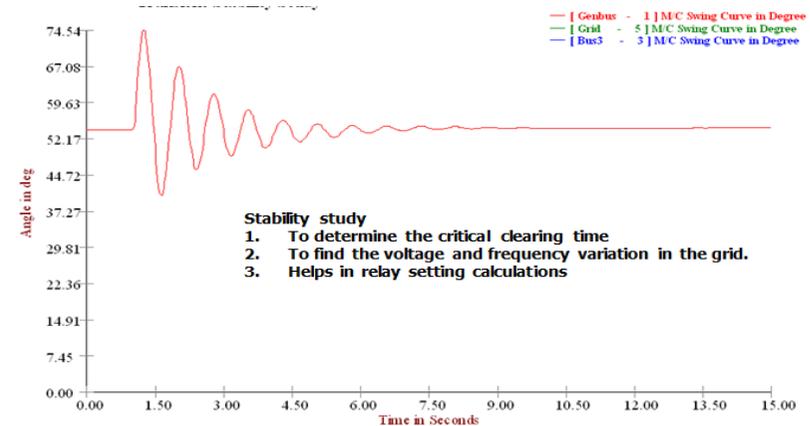


**Oscilación de potencia estable:** una oscilación de potencia se considera estable si los generadores no deslizan los polos y el sistema alcanza un nuevo estado de equilibrio, es decir, una condición de funcionamiento aceptable.

**Oscilación de potencia inestable:** una oscilación de potencia que dará como resultado un generador o grupo de generadores expppeerrrienncciinnngg ppoollee sllliippppiinnngg para lo cual se debe tomar alguna acción correctiva.

**Condición fuera de paso:** Igual que una oscilación de potencia inestable.

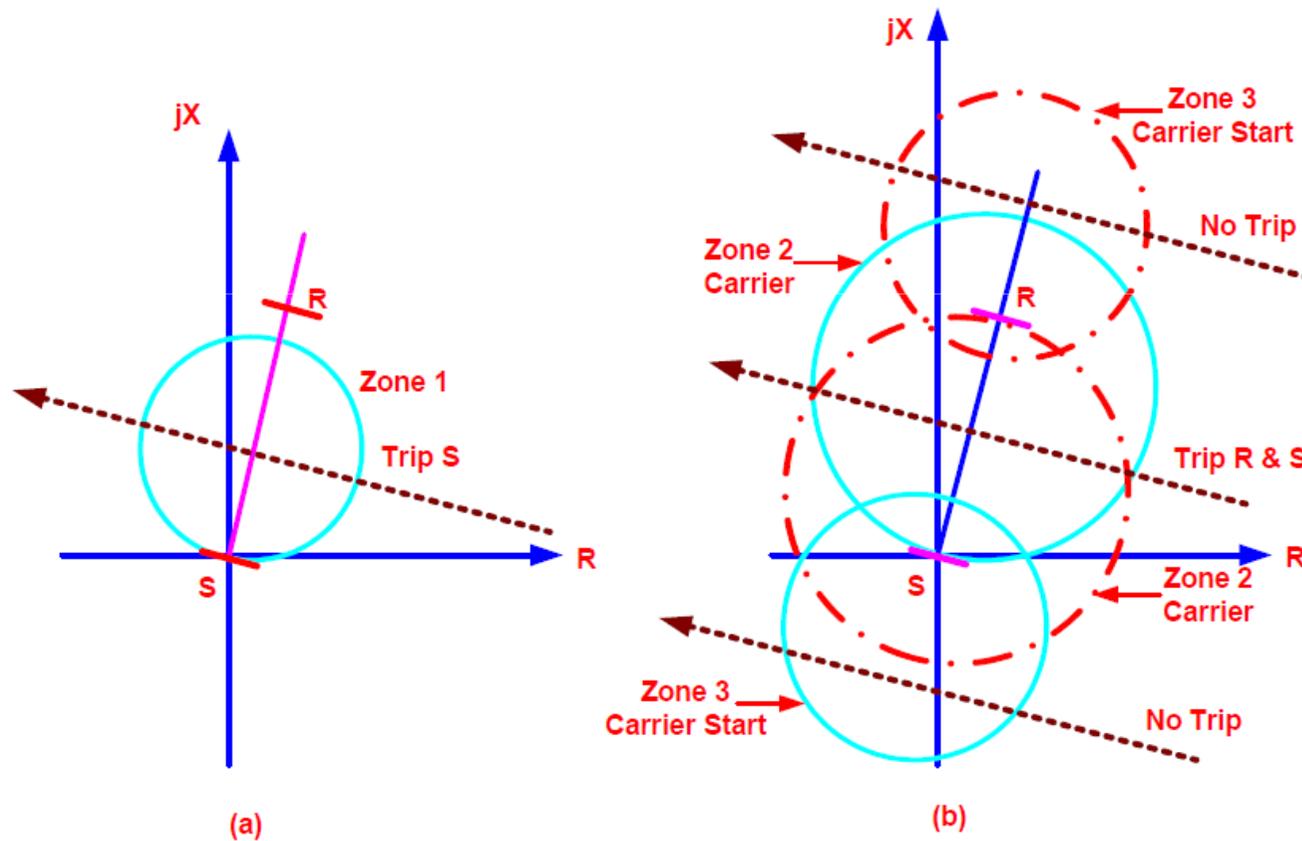
**Centro del Sistema Eléctrico o Voltaje Cero** : es el punto o puntos en el sistema donde el voltaje se vuelve cero durante una oscilación de potencia inestable.



# FENÓMENOS DE OSCILACIÓN DE POTENCIA Y SU EFECTO EN RELEVACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

**1. Problema fundamental de detección de oscilaciones de potencia:** La red eléctrica es un sistema dinámico conectado a líneas de transmisión. Los sistemas de energía en condiciones de estado estable operan muy cerca de su frecuencia nominal y, por lo general, mantienen diferencias absolutas de voltaje entre barras del 5%. La frecuencia del sistema en un sistema de 60 Hz normalmente varía menos de  $\pm 0,02$  Hz.

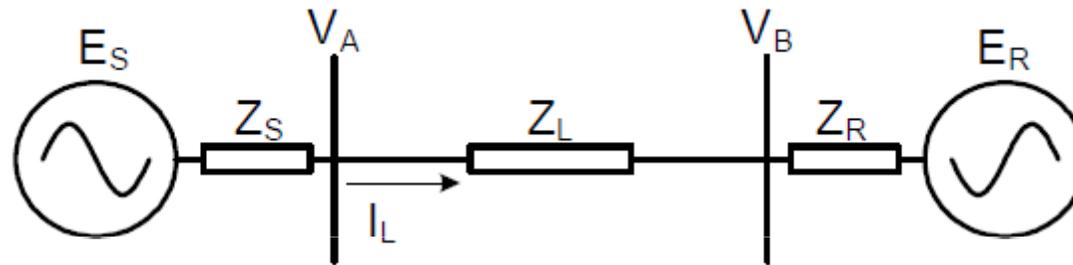
## 2. Efecto de las oscilaciones de potencia en los relés de las líneas de transmisión y sistemas de relés



Características del Esquema de Bloqueo de Comparación Direccional y Zona 1

### 3. Impedancia medida por relés de distancia

durante las oscilaciones de potencia



Sistema de dos máquinas

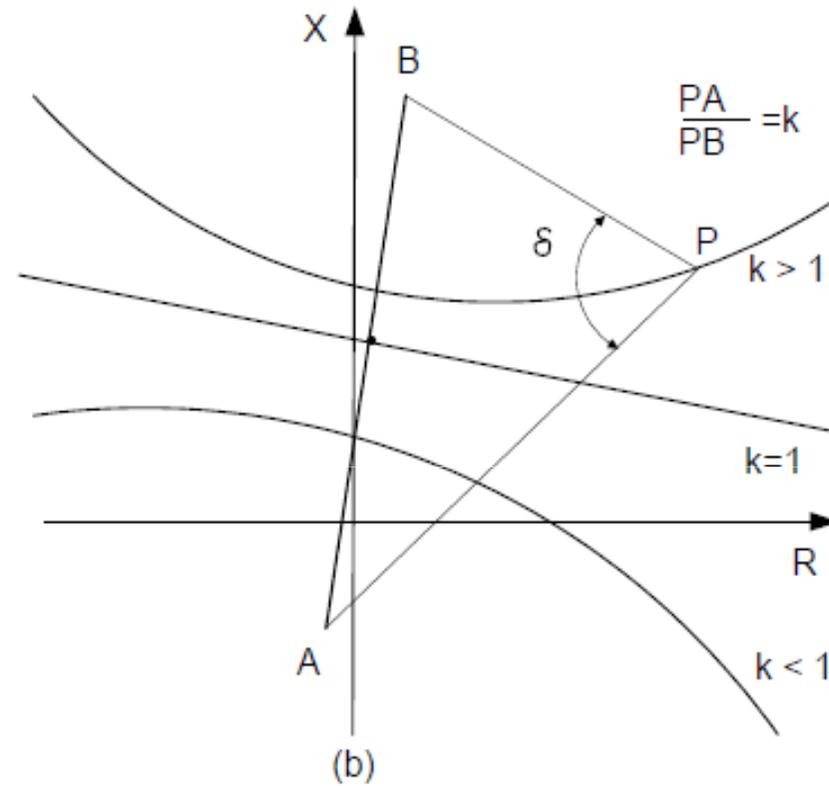
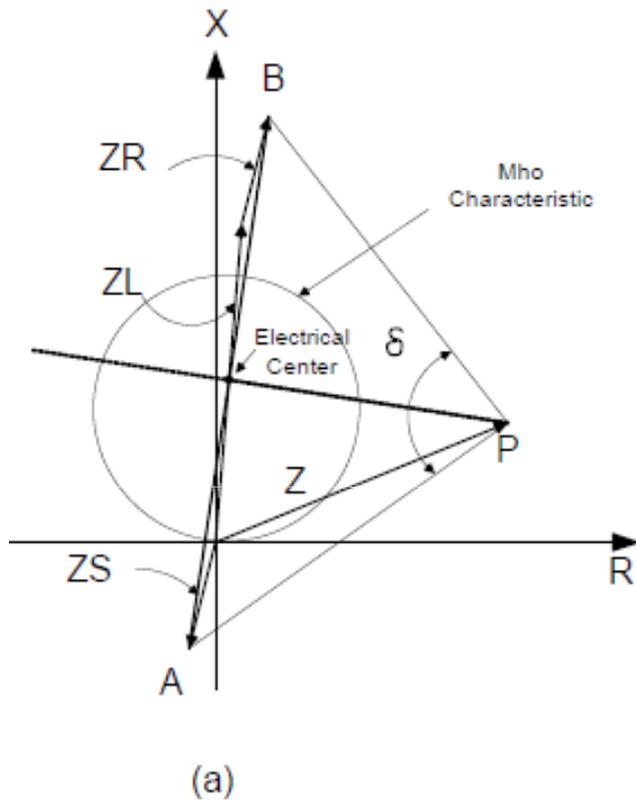
$$I_L = \frac{E_S - E_R}{Z_S + Z_L + Z_R}$$

$$Z = \frac{VA}{IL} = \frac{ES - IL \cdot ZS}{IL} = \frac{ES}{IL} - ZS = \frac{ES \cdot (ZS + ZL + ZR)}{ES - ER} - ZS$$

$$\frac{ES}{ES - ER} = \frac{k(\cos \delta + j \sin \delta)}{k(\cos \delta + j \sin \delta) - 1} = \frac{k[(k - \cos \delta) - j \sin \delta]}{(k - \cos \delta)^2 + \sin^2 \delta}$$

$$\frac{ES}{ES - ER} = \frac{1}{2} \left( 1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right)$$

$$Z = \frac{VA}{IL} = \frac{(ZS + ZL + ZR)}{2} \left( 1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - ZS$$



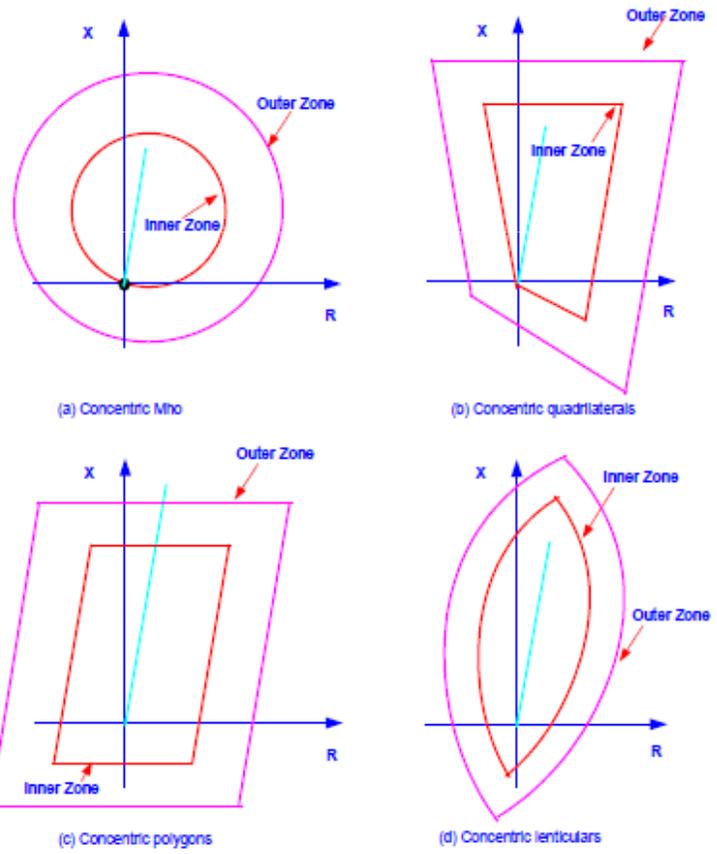
Trayectorias de impedancia en el relé durante una oscilación de potencia para diferentes valores de k

# POWER W NGDmicE EN YOniHOD

conferencia Digital de la IESS SA ANTONIO P. RAMARELLI QUITIÑO Norte Ecuador 17 de Julio 2011

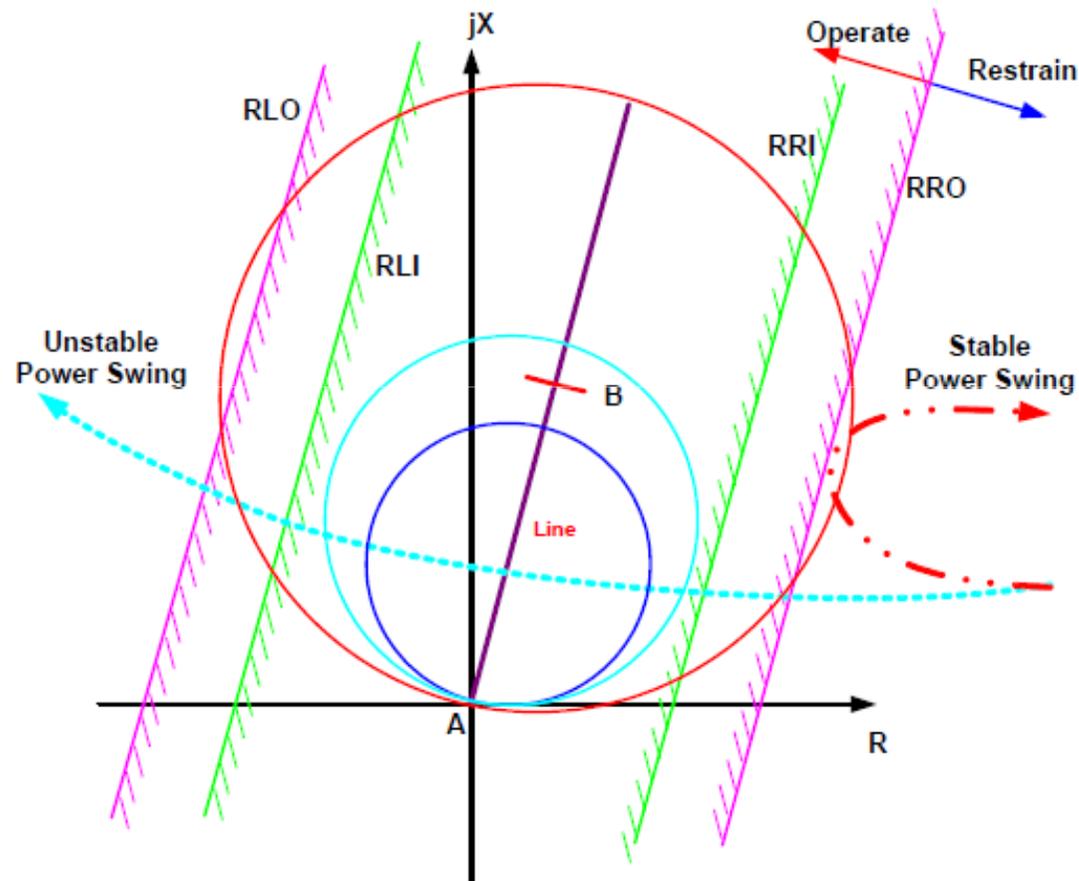
## 1. Tasa convencional de cambio de impedancia PSB y métodos OST

una. Esquemas de características concéntricas



PSB y OST  
Distancia concéntrica  
Características del relé

## b. Esquemas ciegos.



Esquema de dos anteojeiras

## C. Esquema Rdot

Retransmisión OST convencional

$$Y1 = (R-R1) \leq 0$$

Relé de punto R:

$$Y2 = (R-R1) + T1 * dR/dt \leq 0$$

Donde

Y1 e Y2 son salidas de control

R: Resistencia aparente

R1 y T1: Configuración de relés

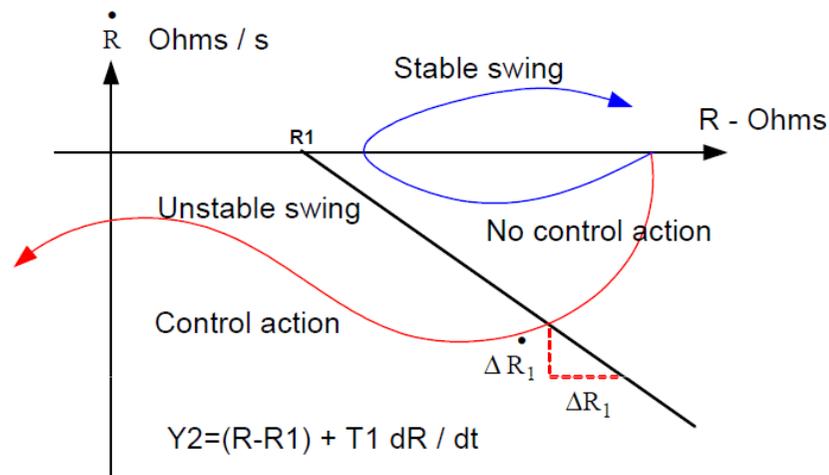
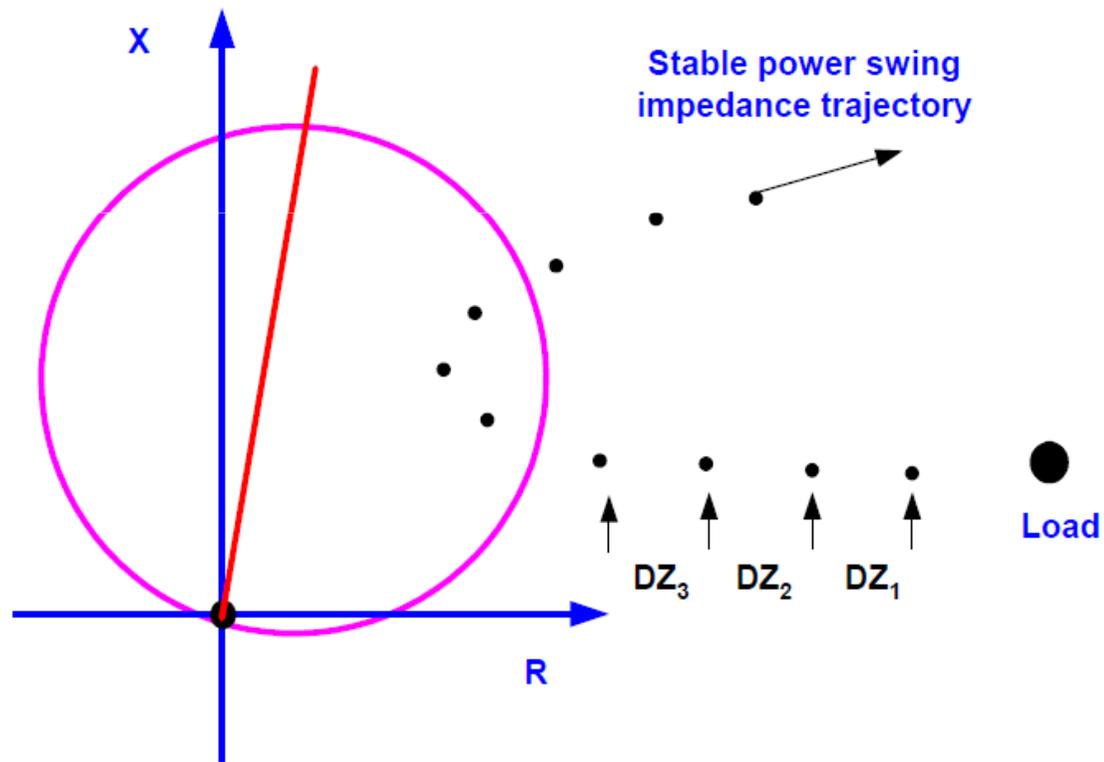


Diagrama de plano de fase que ilustra el concepto de principio de punto R

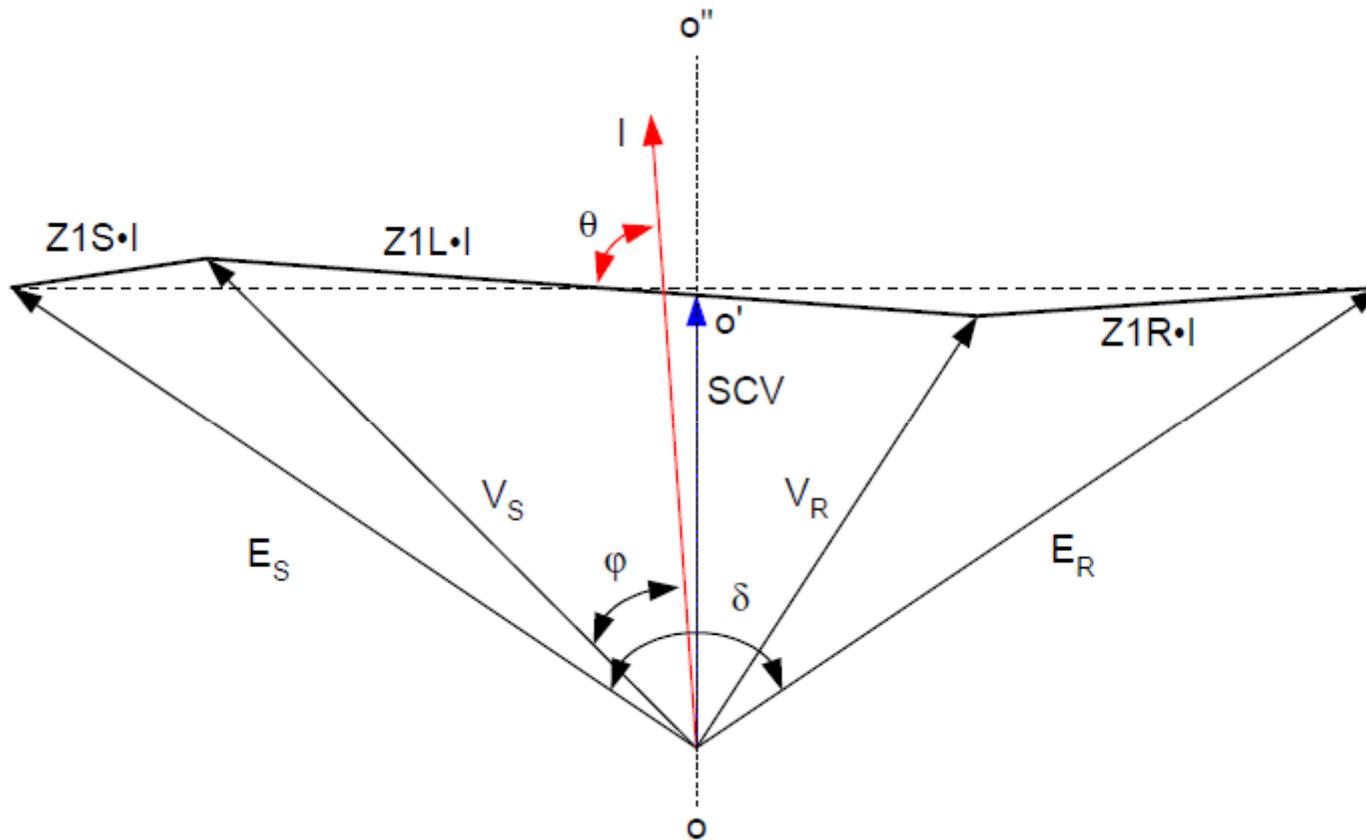
## 2. Métodos adicionales de detección de cambios de potencia

### una. Cálculo de impedancia continua



Detección de oscilaciones de potencia con cálculo de impedancia continua

## b. Voltaje de centro oscilante y su tasa de cambio



$V_S \cos \phi$  is a Projection of Local Voltage,  $V_S$ , Onto Local Current,  $I$   
Measure of Swing Center Voltage is going to detect the out of step

### C. Retransmisión fuera de paso basada en sincrofasores

1. To the extent that a two-machine system equivalent can represent a network, one approach consists of synchronous measurement of the phase angle between the voltages behind the transient reactances of the two machines. When a disturbance occurs, the new phase angle between the two machines is computed and the equal area algorithm is implemented in real time to determine whether the new point of operation is stable
2. second approach consists of measuring the positive sequence phasors at two or more strategically located buses. During a disturbance, the phase angle between the signal pairs is computed in real time, and a predictive algorithm is used to establish whether the disturbance will be stable. One application uses a model of the phase angle time waveform in the form of an exponentially damped sine wave.

$\delta_0$ : Initial phase angle;  $\alpha$ : damping constant;  $A$ : Oscillation amplitude;  $\beta$  is the phase displacement.

$$\delta(t) = \delta_0 + A e^{\alpha t} \sin (\omega t + \beta)$$

### 3. Observaciones sobre los métodos de detección de oscilaciones de potencia

Cantidades utilizadas para la detección de oscilaciones de potencia

Donde  $X_T$ : Impedancia total del sistema

$$E_S = E_R = E_1$$

Power: 
$$P = E_1 \cdot I \cdot \cos \varphi = \frac{E_1^2}{X_T} \cdot \sin \delta$$

Current: 
$$I = 2 \cdot \frac{E_1}{X_T} \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

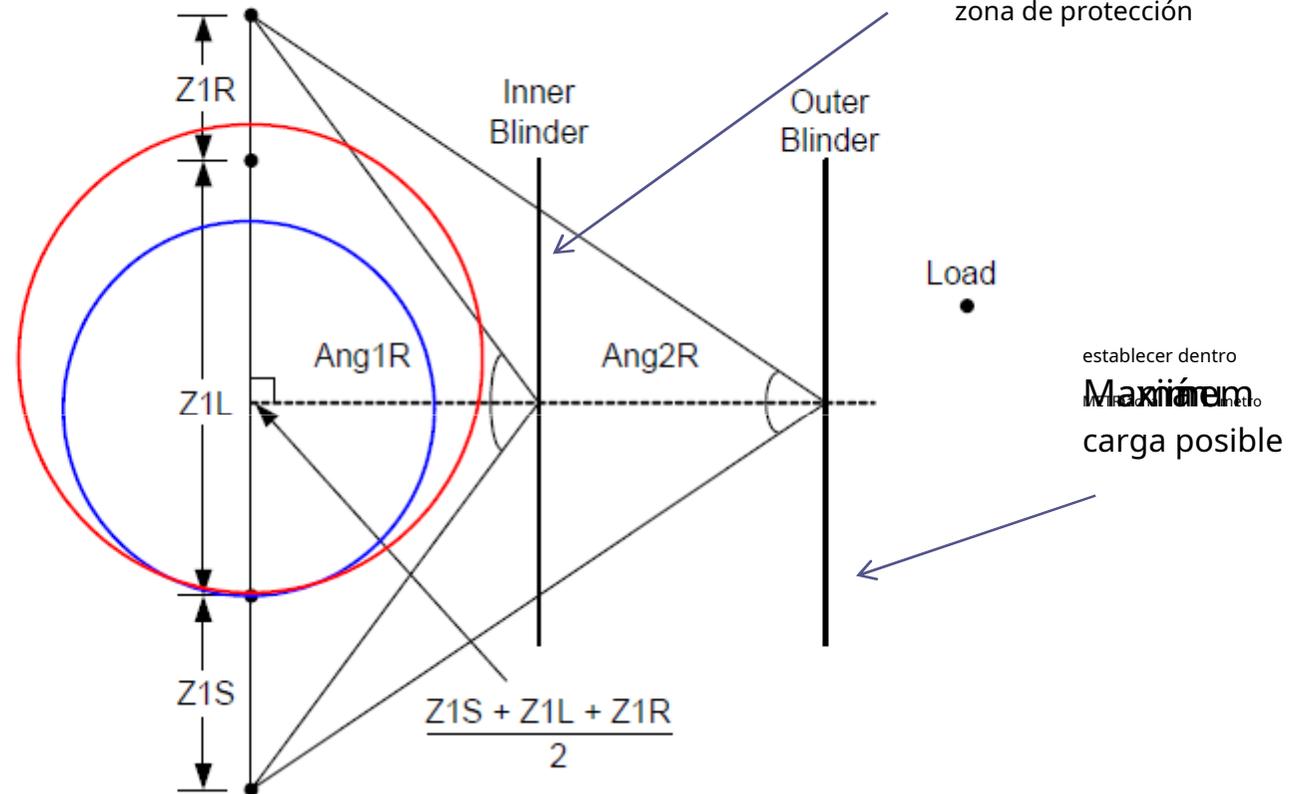
Impedance: 
$$Z = \frac{V}{I} = \frac{X_T}{2} \cdot \cot\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

Rate of change of Z: 
$$\frac{dZ}{dt} = -\frac{X_T}{2} \left( \frac{1}{1 - \cos \delta} \right) \frac{d\delta}{dt}$$

SCV: 
$$V \cos \varphi = \frac{P}{I} = E_1 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$$



$$T1 = \frac{(\text{Ang1R} - \text{Ang2R}) \cdot F_{\text{nom}}(\text{Hz})}{360 \cdot F_{\text{slip}}(\text{Hz})} (\text{cycle})$$



Ángulos de máquina de dos fuentes equivalentes durante OOS T1: Valor del temporizador de bloqueo de cambio de potencia

Deslizamiento: 4 a 7 Hz;

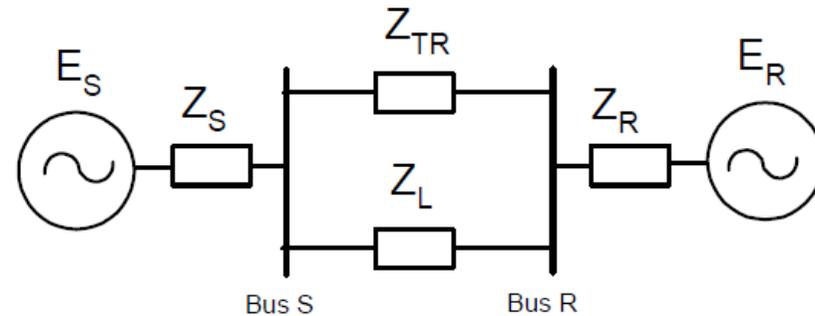
# PRD C P R D C P R D C P R D C

## 1. Funciones de protección contra oscilaciones de potencia

Uno de los métodos tradicionales para minimizar la propagación de un corte en cascada causado por la pérdida de sincronismo es el **acción de protección de potencia (POWERR SWING PROTECTION)** y tomar las medidas apropiadas para bloquear los elementos de relé que son propensos a fallar durante los cambios de energía y para separar las áreas afectadas del sistema, minimizar la pérdida de carga y mantener la máxima continuidad del servicio.

## 2. Método para determinar la necesidad de protección contra oscilaciones de potencia y oos

1. Determinar zoológicos  
=  $Z_S + Z_R + (Z_{TR} \parallel Z_L)$
2. Determine  $(Z_{oos}/2) > Z_S$  o  $Z_R$ , luego el centro eléctrico cae dentro de la línea bajo consideración.



Das Suerte Si yo qu

Dónde,

$E_S$  = Tensión final de envío equivalente

$Z_S$  = Impedancia de fuente final de envío equivalente  $Z_L$  =

Impedancia de línea

$E_R$  = Voltaje final de recepción equivalente

$Z_R$  = Impedancia de fuente final de recepción equivalente

$Z_{TR}$  = Impedancia equivalente del sistema que interconecta los buses emisores y receptores

## 3. Aplicación de las funciones de protección PSB y OST

### 1. Opciones de PSB y OST

- una. Sin detección de oscilación de potencia
- b. Bloquee todos los elementos propensos a operar durante oscilaciones de potencia
- C. Bloqueo Zona 2 y Superior / Viaje con Zona 1
- d. Bloquear todas las zonas/disparo con función OST

### 2. Colocación del sistema OST

### 3. Consideraciones adicionales

- una. Requisitos de protección de distancia durante condiciones OOS
- b. Protección contra oscilaciones de potencia durante condiciones de un solo polo abierto
- C. Fallas trifásicas después de oscilaciones de potencia

## 4. Efectos de los pequeños generadores

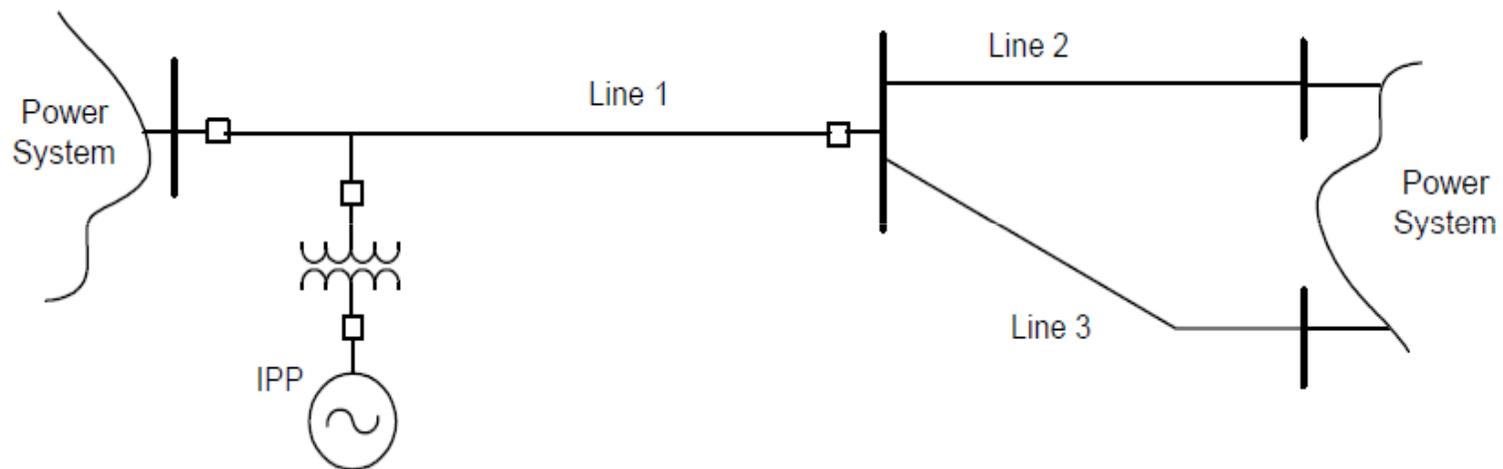


Figura : IPP conectado a la línea de transmisión

## 5. Riesgos del sistema debido a oscilaciones de potencia y condiciones de oos

1. Voltaje transitorio de recuperación (TRV) que causa la falla del interruptor
2. Aislamiento de Carga y Generación
3. Daños al equipo
4. Cascada de disparos fuera de línea
5. Disparo en cascada no deseado de unidades generadoras

## 6. Métodos para mejorar la estabilidad transitoria

Los métodos que pueden mejorar la estabilidad transitoria se discuten brevemente en esta sección y tratan de lograr uno o más de los siguientes efectos:

1. Minimizar la severidad y duración de la falla.

2. Incrementar el tiempo de respuesta del sistema.

3. Reducción del par acelerador por:

una. Control de la potencia mecánica del motor primario.

b. Aplicación de cargas artificiales.

## Métodos para mejorar la estabilidad transitoria

1. Eliminación de fallas de alta velocidad
2. Protección contra fallas de interruptores locales
3. Operación de polos independientes de interruptores automáticos

### 4. Disparo unipolar

### 5. Frenado dinámico

### 6. Compensación de derivación

### 7. Válvulas rápidas de turbinas de vapor

### 8. Activación del generador

### 9. Hacia velocidad de excitación sistema.

### 10. Separación Controlada y Desprendimiento de Carga Mediante Sistemas de Protección Especial+

una. Caída del generador.

b. Válvulas rápidas de turbina.

C. Desconexión de carga directa.

d. Inserción de resistencias de corte.

mi. Inserción de condensadores en serie.

F. Inserción de condensadores de derivación.

gramo. Isla controlada.

### 11 Reducción de la reactancia del sistema de transmisión

### 12. Estabilizadores del sistema de potencia

### 13. Reconexión de alta velocidad

# Caso de estudio

MiGUI - A Power System Network Editor - [powerswing.gui]

File Edit View Draw Elements Set Change Object(s) Configure PLOT Database Solve Tool Unit Protection Partial Analysis Quick Solve Full Screen Window Help

Set/Change Layer: General Layer Control: Select

Bus1 [1]  
1.0000  
(9.7596)

Bus2 [2]  
0.9897  
(3.9516)

Bus3 [3]  
1.0000  
(0.0000)

250.00 MVA

Zebra 220kV  
400 km

Zebra 220kV  
400 km

200.00 (28.11)  
-180.00 (-18.42)  
179.08 (0.11)

-19.54 (33.85)  
19.28 (20.96)

-19.54 (33.85)  
19.28 (20.96)

121.45 (35.56)

-140.00 (-67.81)  
-160.00 (-77.49)

**Pu on 100 MVA base**

**Zs = 0.00040+j 0.07247**

**Zt = 0.00280+j 0.05593**

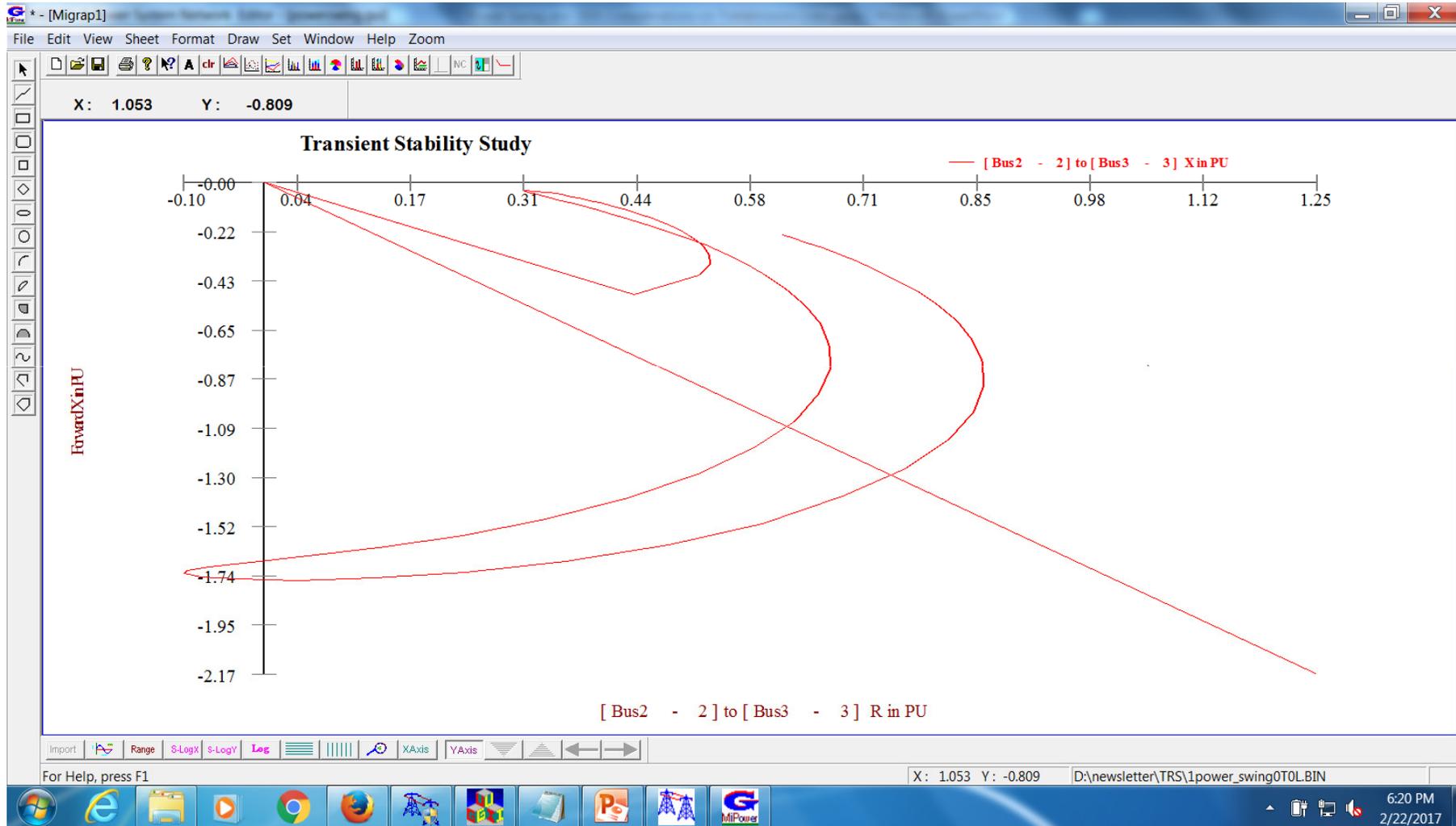
**Zl = 0.06188+j 0.32996**

**Zr = 0.00000+j 0.02500**

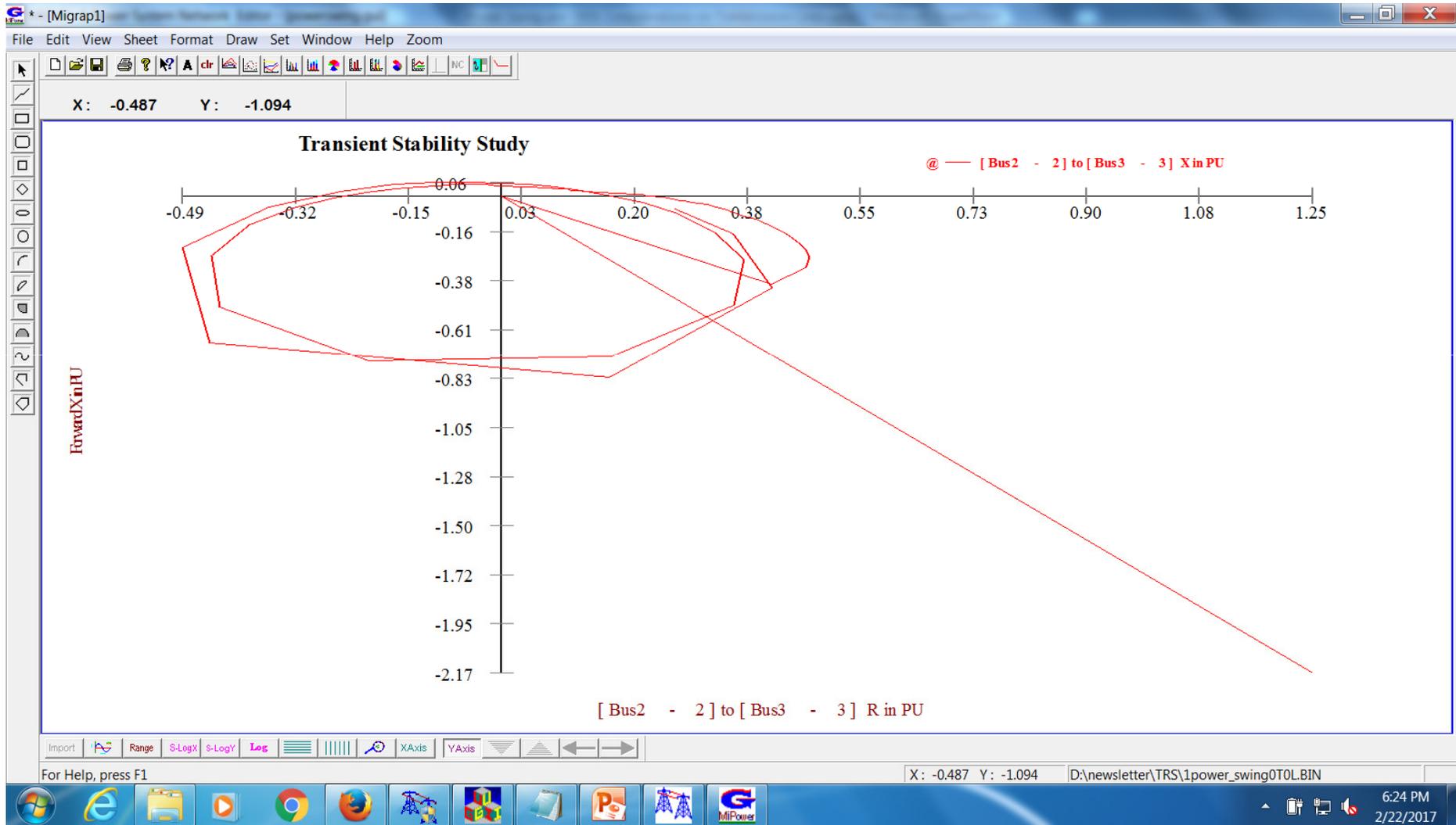
Contingency : 0 Schedule : 0 Reference X <0>,Y <0> Dist: 126.890 Km ID : 3 F BUS : 3 T BUS : NA D:\newsletter\power\_swing.mdb

Ready Snap : 1.000000 X <15>, Y <126> 0 1 Ortho

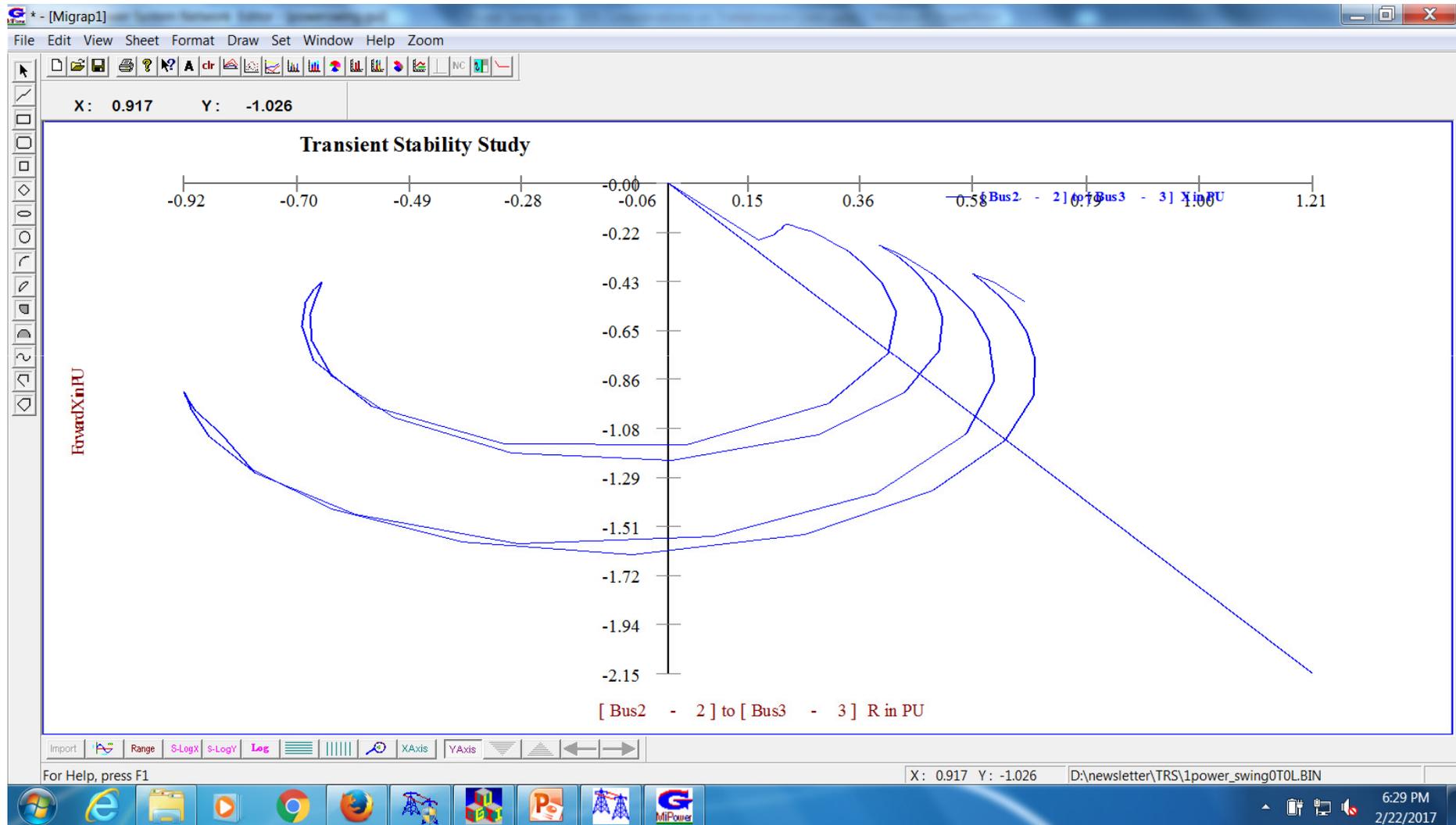
# Fallo borrado en 0,1 s; Impedancia vista por línea sana



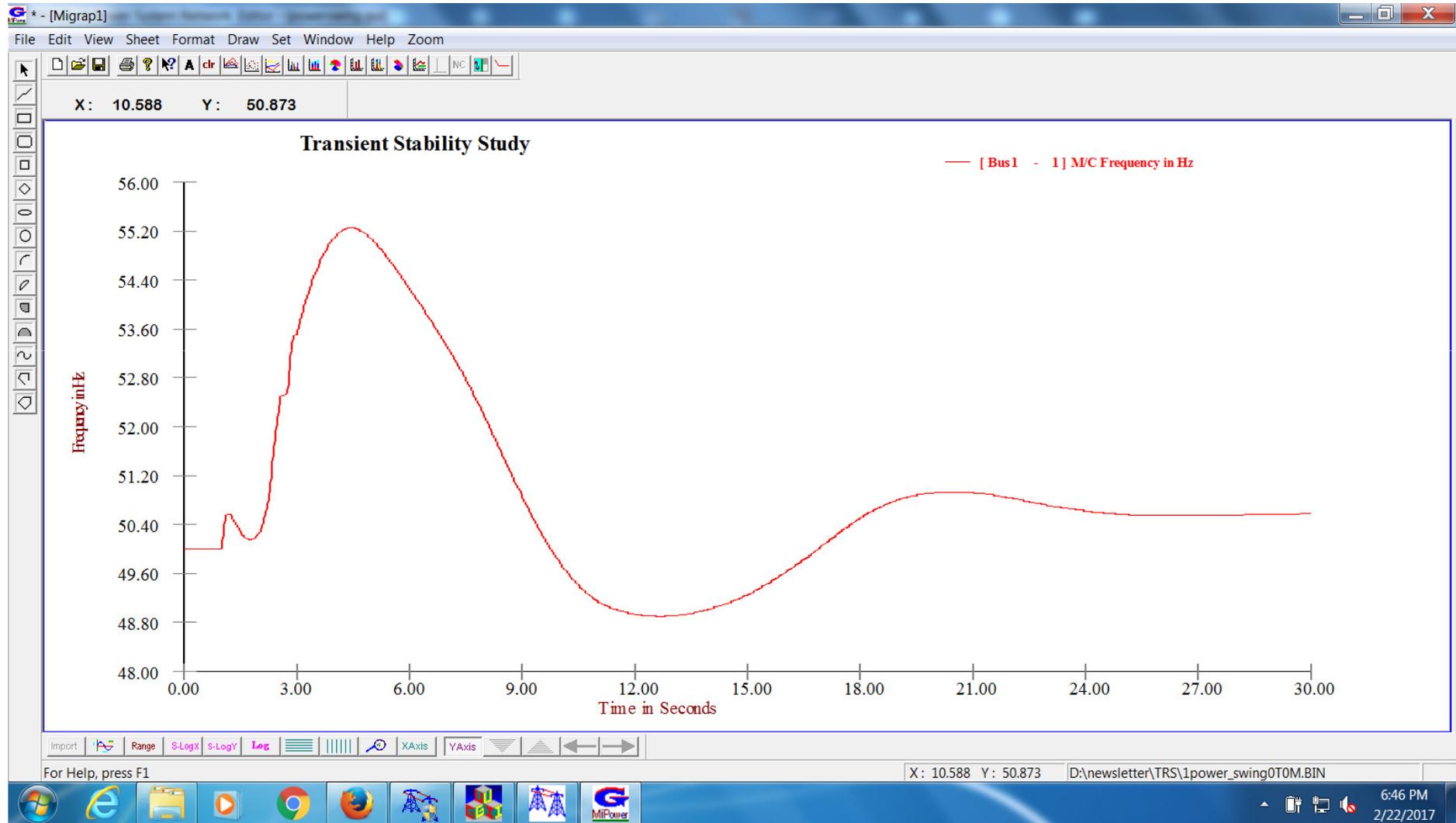
# Fallo borrado en 0,12 s; Impedancia vista por línea sana



## Longitud de la línea 40 km; Fallo borrado en 0,12 s; Impedancia vista por línea sana



Longitud de la línea 400 km; Fallo borrado en 0,12 s; Fuera de paso despejó la línea sana en 2 s;



# RESUMEN EJECUTIVO

Las oscilaciones de energía, tanto estables como inestables, pueden precipitar interrupciones generalizadas en los sistemas de energía con el resultado de que se produzcan disparos en cascada de los elementos del sistema de energía. En este documento se ha descrito la protección de los sistemas de potencia contra los efectos de las oscilaciones de potencia, tanto estables como inestables. El documento ha brindado una descripción general de las oscilaciones de energía, sus causas y detección. Se han desarrollado y elaborado métodos para detectar y proteger el sistema de potencia contra oscilaciones de potencia.

**R**eeeffffeeeerrreeeeennnncccccseesss

[1] CONSIDERACIONES DE OSCILACIÓN DE POTENCIA Y FUERA DE SINTONÍA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, IEEE PSRC D6

[2] ESTABILIDAD Y CONTROL DEL SISTEMA DE POTENCIA, PUBLICACIONES DE PRABHA KUNDUR, TATA McGraw HILL