

EL57A – Sistemas Eléctricos de Potencia

Pauta Ejercicio 2

Pauta por: Eduardo Zamora

Parte 1) (10%)

Dado el estado de los interruptores y desconectores en S/E Malacas, el circuito equivalente del sistema es:

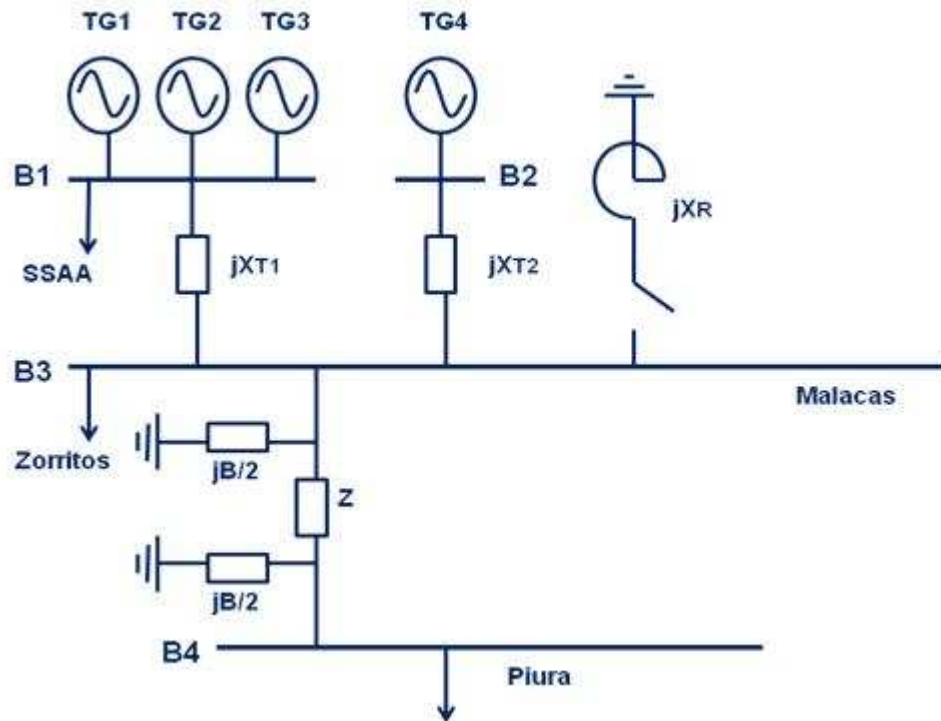


Figura 1: Circuito equivalente parte 1.

Numeramos las barras en el siguiente orden: BT de T1, BT de T2, Malacas, Piura. Consideramos primero el reactor desconectado. Para el cálculo en p.u. usamos:

Zona	S_B [MVA]	V_B [kV]	Z_B [Ω]	I_B [A]
Generación	100	13,2	1,7424	4373,87
Transmisión	100	220	484	262,4319

Tabla 1: Bases para cálculo en p.u.

Calculamos cada uno de los parámetros del sistema:

$$jX_{T1} = j0,12 \cdot \frac{220^2}{60} \cdot \frac{1}{484} = j0,2000 [p. u.]$$

$$jX_{T2} = j0,12 \cdot \frac{220^2}{125} \cdot \frac{1}{484} = j0,0960 [p. u.]$$

$$jX_R = j \frac{220^2}{20} \cdot \frac{1}{484} = j5,0000 [p. u.]$$

$$Z = 160 \cdot (0,05 + j0,41) \cdot \frac{1}{484} = 0,0165 + j0,1355 [p. u.]$$

$$\frac{jB}{2} = 160 \cdot j \frac{2,7 \cdot 10^{-6}}{2} \cdot 484 = j0,1045 [p. u.]$$

Los elementos de la diagonal de la matriz de admitancia quedan (con reactor desconectado):

$$y_{11} = \frac{1}{jX_{T1}} = -j5,000$$

$$y_{22} = \frac{1}{jX_{T2}} = -j10,4167$$

$$y_{33} = \frac{1}{jX_{T1}} + \frac{1}{jX_{T2}} + \frac{1}{Z} + \frac{jB}{2} = 0,8855 - j22,5844$$

$$y_{44} = \frac{1}{Z} + \frac{jB}{2} = 0,8855 - j7,1677$$

Y fuera de la diagonal:

$$y_{13} = y_{31} = -\frac{1}{jX_{T1}} = j5,000$$

$$y_{23} = y_{32} = -\frac{1}{jX_{T2}} = j10,4167$$

$$y_{43} = y_{34} = -\frac{1}{Z} = -0,8855 + j7,2722$$

$$y_{12} = y_{21} = y_{41} = y_{14} = y_{34} = y_{43} = 0$$

La matriz resulta:

$$\begin{pmatrix} -j5,000 & 0 & j5,000 & 0 \\ 0 & -j10,4167 & j10,4167 & 0 \\ j5,000 & j10,4167 & 0,8855 - j22,5844 & -0,8855 + j7,2722 \\ 0 & 0 & -0,8855 + j7,2722 & 0,8855 - j7,1677 \end{pmatrix}$$

Si se cierra el interruptor del reactor (como elemento pasivo, 20 [MVar], 220 [kV]), no ocurre nada, ya que como sus desconectores están abiertos, el reactor sigue fuera, y la matriz se conserva tal cual. De todas formas, si un desconector estuviera cerrado, cambiaría y_{33} , agregándose un elemento shunt a la barra 3:

$$y'_{33} = y_{33} + \frac{1}{jX_R} = 0,8855 - j22,7844$$

Parte 2) (15%)

Primero caracterizamos cada una de las barras.

Barra	Tipo	Dato 1 [p.u.]	Dato 2 [p.u.]
1	PV	$P_{INY} = 3 \cdot 0,15 - 0,08 \cdot 0,93 = 0,3756$	$V = 1$
2	PV	$P_{INY} = 0,8792$	$V = 1$
3	PQ	$P_{INY} = -0,06 \cdot 0,96 = -0,0576$	$Q_{INY} = -0,06 \cdot \sqrt{1^2 - 0,96^2} = -0,0168$
4	Slack	$\text{ángulo} = 0^\circ$	$V = 1,02$

Tabla 2: Clasificación de Barras.

Usamos como tensiones iniciales $V_1 = 1 \angle 0^\circ$, $V_2 = 1 \angle 0^\circ$, $V_3 = 1 \angle 0^\circ$, $V_4 = 1,02 \angle 0^\circ$. Notar que consideramos las potencias del despacho en p.u., y los consumos de SSAA y Zorritos. No consideramos el consumo de Piura pues es nuestra barra Slack^[1].

Realizaremos una iteración de Gauss – Seidel con actualización de variables:

Barra 1 (PV):

Cálculo de potencia reactiva usando valores de tensiones anteriores:

$$Q_1 = \text{Im} \left\{ (V_1) \cdot \left(\sum_{k=1}^4 y_{1k}^* \cdot V_k^* \right) \right\}$$

$$Q_1 = \text{Im} \{ (V_1) \cdot ((y_{11}^*) \cdot (V_1^*) + (y_{13}^*) \cdot (V_3^*)) \}$$

$$Q_1 = \text{Im} \{ (1) \cdot ((j5) \cdot (1) + (-j5) \cdot (1)) \} = 0$$

Cálculo de corriente inyectada en la barra (también usa tensión anterior):

$$I_1 = \left(\frac{P_1 + jQ_1}{V_1} \right)^* = \frac{0,3756}{1} = 0,3756$$

^[1] El despacho entregado (con pérdidas) no es suficiente para satisfacer el consumo de 130 MW en Piura, ya que además se debe abastecer SSAA y Zorritos. Esto no será relevante ya que en ningún momento se imponen 130 MW en Piura, por tratarse de la barra Slack.

Actualización del ángulo de la tensión en la barra PV:

$$\angle V_1 = \delta_1 = \angle \left\{ \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[I_1 - \sum_{k \neq 1} (y_{1k} \cdot V_k) \right] \right\}$$

$$\delta_1 = \angle \left\{ \frac{1}{-j5} \cdot [0,3756 - (j5) \cdot (1)] \right\} = \angle \{1,0028 \angle 4,30^\circ\} = 4,30^\circ$$

$$V_1 = 1 \angle 4,30^\circ$$

Barra 2 (PV):

$$Q_2 = \text{Im}\{(1) \cdot ((j10,4167) \cdot (1) + (-j10,4167) \cdot (1))\} = 0$$

$$I_2 = \left(\frac{P_1 + jQ_1}{V_1} \right)^* = \frac{0,8792}{1} = 0,8792$$

$$\delta_2 = \angle \left\{ \frac{1}{-j10,4167} \cdot [0,8792 - (j10,4167) \cdot (1)] \right\} = \angle \{1,0036 \angle 4,82^\circ\} = 4,82^\circ$$

$$V_2 = 1 \angle 4,82^\circ$$

Barra 3 (PO):

$$I_3 = \left(\frac{P_3 + jQ_3}{V_3} \right)^* = \left(\frac{-0,0576 - j0,0168}{1} \right)^* = -0,0576 + j0,0168$$

$$V_3 = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[I_3 - \sum_{k \neq 3} (y_{3k} \cdot V_k) \right]$$

$$V_3 = \frac{-0,0576 + j0,0168 - j5 \cdot (1 \angle 4,3^\circ) - j10,4167 \cdot (1 \angle 4,82^\circ) - (-0,8855 + j7,2722) \cdot 1,02}{0,8855 - j22,5844}$$

$$V_3 = \frac{2,095774 - j22,766632}{0,8855 - j22,5844} = 1,0116 \angle 3,01^\circ$$

Al cabo de la primera iteración:

$$V_1 = 1 \angle 4,30^\circ$$

$$V_2 = 1 \angle 4,82^\circ$$

$$V_3 = 1,0116 \angle 3,01^\circ$$

$$V_4 = 1,02 \angle 0^\circ$$

De esta forma, no es necesario conectar el reactor en S/E Malacas (Talara), ya que la tensión se encuentra bastante cerca de su valor nominal (el reactor tendría el efecto de disminuir la tensión).

Parte 3) (30%)

El sistema ahora tiene la topología dada por la Figura 2.

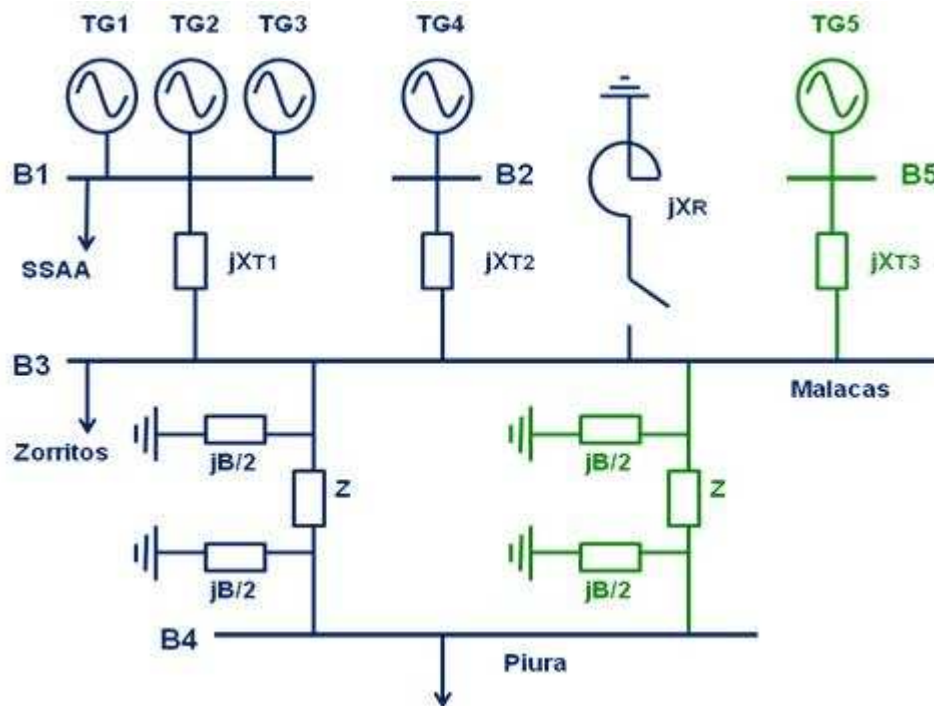


Figura 2: Circuito equivalente con proyecto TG5 y 2º circuito Talara – Piura.

Es fácil ver que las pérdidas son constantes. Independiente de qué generadores sean despachados, la potencia sujeta a pérdidas son siempre los 300 [MW] destinados a Piura. Para calcular las pérdidas supongamos factor de potencia 0,96 inductivo en Piura (al igual que en Zorritos). Mantendremos la tensión en 1,02 [p.u.] en Piura.

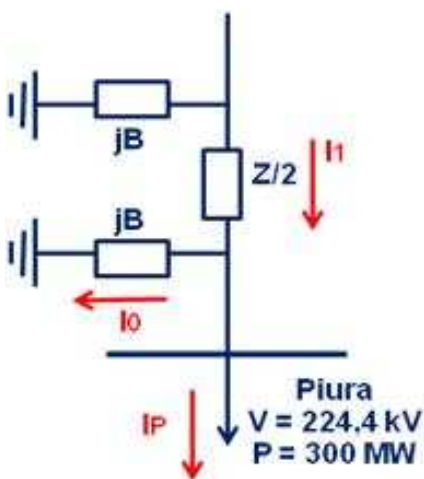


Figura 3: Modelo de pérdidas.

A la izquierda se presenta el equivalente del doble circuito Talara – Piura.

$$I_0 = 1,02 \cdot j0,2090 = j0,2132 \text{ [p.u.]}$$

$$I_p = \frac{3 - j3 \tan(\cos^{-1} 0,96)}{1,02} = 3,0637 \angle -16,26^\circ [p.u.]$$

$$I_1 = I_0 + I_p = 3,0110 < -12,36^\circ [p.u.]$$

$$P_L = Re\{Z/2\} \cdot |I_1|^2 = 0,00825 \cdot 3,0110^2 = 0,0748 [p.u]$$

$$P_L = 7,48 \text{ [MW]}$$

De esta forma tenemos en la Tabla 3 el resumen con la demanda neta y las pérdidas del sistema.

SSAA	$= 12 \cdot 0,93 = 11,16 [MW]$
Zorritos	$= 6 \cdot 0,96 = 5,76 [MW]$
Piura	$= 300 [MW]$
Pérdidas	$= 7,48 [MW]$
Total	324,40 [MW]

Tabla 3: Demanda total del sistema.

Dado que TG1, TG2 y TG3 son tan pequeños, su costo marginal no crecerá mucho (debido a la baja potencia), por lo que los supondremos despachados al máximo.

$$P'_D = 324,40 - 3 \cdot 15 = 279,4 [MW]$$

$$\lambda = \frac{P'_D + \sum \beta_i / 2\gamma_i}{\sum 1/2\gamma_i} = \frac{279,4 + 6,9/0,16 + 6,8/0,15}{1/0,16 + 1/0,15} = 28,4794 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

$$P_4 = \frac{\lambda - \beta_4}{2\gamma_4} = \frac{28,4794 - 6,9}{0,16} = 134,87 [MW]$$

$$P_5 = \frac{\lambda - \beta_5}{2\gamma_5} = \frac{28,4794 - 6,8}{0,15} = 144,53 [MW]$$

No se cumplen las restricciones de capacidad para TG4. Despachamos TG4 a potencia máxima:

$$P'_D = 324,4 - 3 \cdot 15 - 96 = 183,4 [MW]$$

$$\lambda = \frac{P'_D + \sum \beta_i / 2\gamma_i}{\sum 1/2\gamma_i} = \frac{183,4 + 6,8/0,15}{1/0,15} = 34,3100 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

$$P_5 = \frac{\lambda - \beta_5}{2\gamma_5} = \frac{34,4000 - 6,8}{0,15} = 183,4 [MW]$$

En efecto, veamos que la solución encontrada es óptima, ya que se cumplen las condiciones de KKT:

Central	P [MW]	C.Inc(P) [US\$/MWh]	CMg nodo [US\$/MWh]	Solución	¿cumple KKT?
TG1,2,3	15	9,56	34,31	Máximo	Sí, CMg > C.Inc
TG4	96	22,26	34,31	Máximo	Sí, CMg > C.Inc
TG5	183,4	34,31	34,31	Interior	Sí, CMg = C.Inc

Tabla 4: Cumplimiento de las condiciones de optimalidad del despacho.

- Ahora presentamos otro modelo de pérdidas:

Si despreciamos la rama shunt de la línea de transmisión, asumimos factor de potencia unitario en Piura, y con tensión 1 [p.u.] en esta barra, las pérdidas en MW podrán escribirse de la siguiente forma:

$$P_{pu} = R_{pu} \cdot I_{pu}^2 = R_{pu} \cdot \left(\frac{S_{pu}}{V_{pu}} \right)^2 = R_{pu} \cdot P_{pu}^2 = 0,00825 \cdot 3^2 = 0,0743 [p. u.]$$

$$P = 7,43 [MW]$$

Observamos que las pérdidas son muy similares al modelo planteado anteriormente. Por esto, el despacho será básicamente el mismo (TG1 a TG4 a plena, el resto con TG5). De esta forma resulta:

SSAA	= 12 · 0,93 = 11,16 [MW]
Zorritos	= 6 · 0,96 = 5,76 [MW]
Piura	= 300 [MW]
Pérdidas	= 7,43 [MW]
Total	324,35 [MW]

Tabla 5: Demanda total del sistema, 2° modelo de pérdidas.

$$P'_D = 324,35 - 3 \cdot 15 - 96 = 183,35 [MW]$$

$$\lambda = \frac{P'_D + \sum \beta_i / 2\gamma_i}{\sum 1/2\gamma_i} = \frac{183,35 + 6,8/0,15}{1/0,15} = 34,3025 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

$$P_5 = \frac{\lambda - \beta_5}{2\gamma_5} = \frac{34,3025 - 6,8}{0,15} = 183,35 [MW]$$

Las condiciones de optimalidad son análogas:

Central	P [MW]	C.Inc(P) [US\$/MWh]	CMg nodo [US\$/MWh]	Solución	¿cumple KKT?
TG1,2,3	15	9,56	34,3025	Máximo	Sí, CMg > C.Inc
TG4	96	22,26	34,3025	Máximo	Sí, CMg > C.Inc
TG5	183,35	34,3025	34,3025	Interior	Sí, CMg = C.Inc

Tabla 6: Cumplimiento de las condiciones de optimalidad del despacho, 2° modelo de pérdidas.

Parte 4) (15%)

Generadores: $X_{pu} = X_{bp} \cdot \frac{S_B}{S_{nom}}$

Unidad	S_{nom} [MVA]	$X^{(1)}$ [p.u.]	$X^{(2)}$ [p.u.]	$X^{(0)}$ [p.u.]	Conexión
TG1,2,3	20	0,66	0,66	0,535	Yn
TG4	115	0,1226	0,1226	0,0870	Yn
TG5	235	0,0809	0,0809	0,0038	Yn

Tabla 7: Impedancias de secuencia de generadores.

Transformadores: $X_{pu} = X_{bp} \cdot \frac{S_B}{S_{nom}}$

Unidad	S_{nom} [MVA]	$X^{(1)} = X^{(2)} = X^{(0)}$ [p.u.]	Conexión
TR1	60	0,2	Yn-d
TR2	125	0,096	Yn-d
TR3	215	0,0605	Yn-d

Tabla 8: Impedancias de secuencia de transformadores.

Línea: $Z_{pu} = \frac{Z'_L \cdot d}{Z_B} = \frac{Z'_L \cdot 160}{484}$

Línea	$Z^{(1)}$ [p.u.]	$Z^{(2)}$ [p.u.]	$Z^{(0)}$ [p.u.]
L	0,0165+j0,1355	0,0165+j0,1355	0,1071+j0,6948

Tabla 9: Impedancias de secuencia de línea.

Equivalente de CC en Piura: Asumimos $X^{(1)} = X^{(2)}$.

$$I_{CC3f} = 35 \text{ [kA]} = \frac{35000}{262,4319} = 133,3679 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{CC1f} = 33 \text{ [kA]} = \frac{33000}{262,4319} = 125,7469 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{CC3f} = \frac{1}{X_P^{(1)}} \rightarrow X_P^{(1)} = X_P^{(2)} = \frac{1}{132,8617} = 0,007498 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{CC1f} = \frac{3}{X_P^{(1)} + X_P^{(2)} + X_P^{(0)}} \rightarrow X_P^{(0)} = \frac{3}{I_{CC1f}} - X_P^{(1)} - X_P^{(2)} = 0,008861 \text{ [p.u.]}$$

Bajos los supuestos usuales, despreciamos las corrientes de carga (consumos pasivos), las ramas shunt, y consideramos solo fuentes de secuencia positiva de valor $1 < 0^\circ$ p.u.

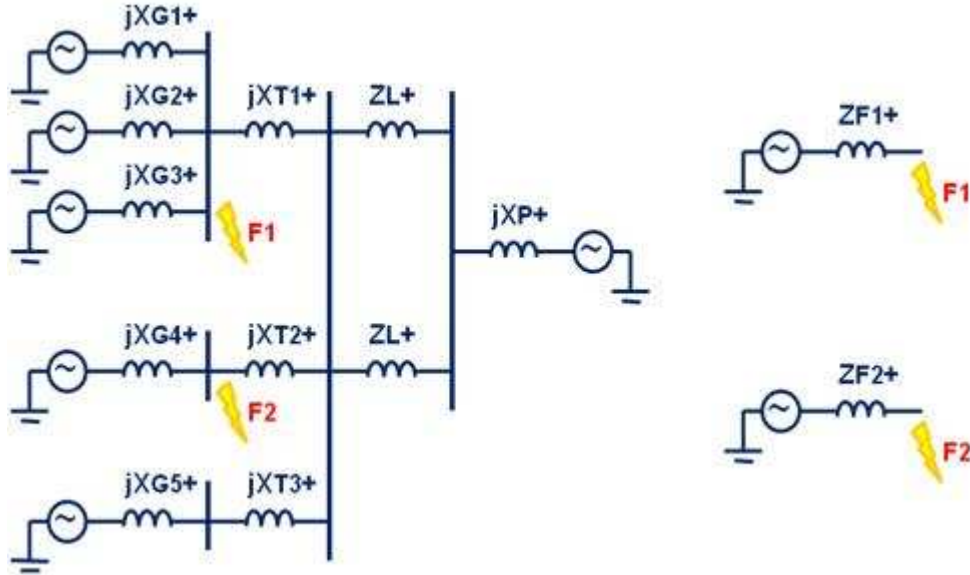


Figura 4: A la izquierda, malla de secuencia positiva. A la derecha, mallas equivalentes para fallas F1 y F2.

Se estudiará el sistema equivalente para las fallas F1 y F2, dado que son las fallas relevantes para estudiar la capacidad de apertura de los interruptores de 13,2 [kV] en TR1 y TR2 (parte 5). En ambos casos el sistema se puede reducir a uno de la forma:

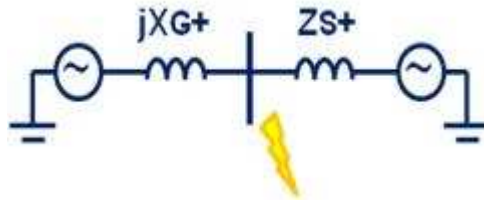


Figura 5: Paso intermedio para determinar malla de secuencia positiva.

Para F1:

$$jX_{G+} = jX_{G1+} || jX_{G2+} || jX_{G3+} = jX_{G1+}/3 = j0,22$$

$$Z_{S+} = jX_{T1+} + (jX_{P+} + Z_{L+}/2) || (jX_{T2+} + jX_{G4+}) || (jX_{T3+} + jX_{G5+}) = 0,002337 + j0,240222$$

$$Z_{F1+} = jX_{G+} || Z_{S+} = 0,000534 + j0,114836$$

Para F2:

$$jX_{G+} = jX_{G4+} = j0,1226$$

$$Z_{S+} = jX_{T2+} + (jX_{P+} + Z_{L+}/2) || (jX_{T1+} + jX_{G1+}/3) || (jX_{T3+} + jX_{G5+}) = 0,002811 + j0,140099$$

$$Z_{F2+} = jX_{G+} || Z_{S+} = 0,000612 + j0,065390$$

^[2] Para esta parte, solo se exigirá mostrar las mallas con sus respectivas impedancias, no siendo necesario reducirlas. Esto solo será de utilidad para la parte siguiente.

Sec (-):

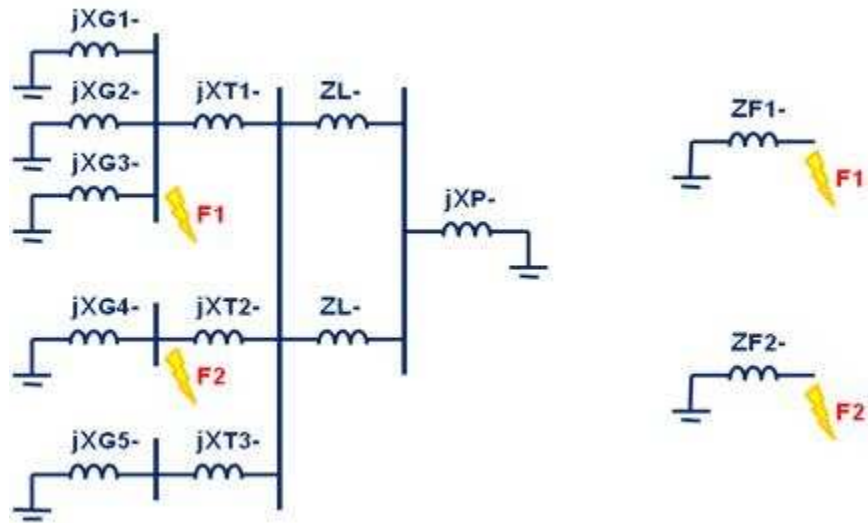


Figura 6: A la izquierda, malla de secuencia negativa. A la derecha, mallas equivalentes para fallas F1 y F2.

Como los valores de reactancia de secuencia negativa son iguales a los de secuencia positiva, ambas mallas tendrán igual impedancia de secuencia:

$$Z_{F1-} = Z_{F1+} = 0,000534 + j0,114836$$

$$Z_{F2-} = Z_{F2+} = 0,000612 + j0,065390$$

Sec (0): Los transformadores están en Δ en BT, por lo que la malla de sec(0) se abre. Notar que la corriente de secuencia cero queda circulando al interior de la delta.

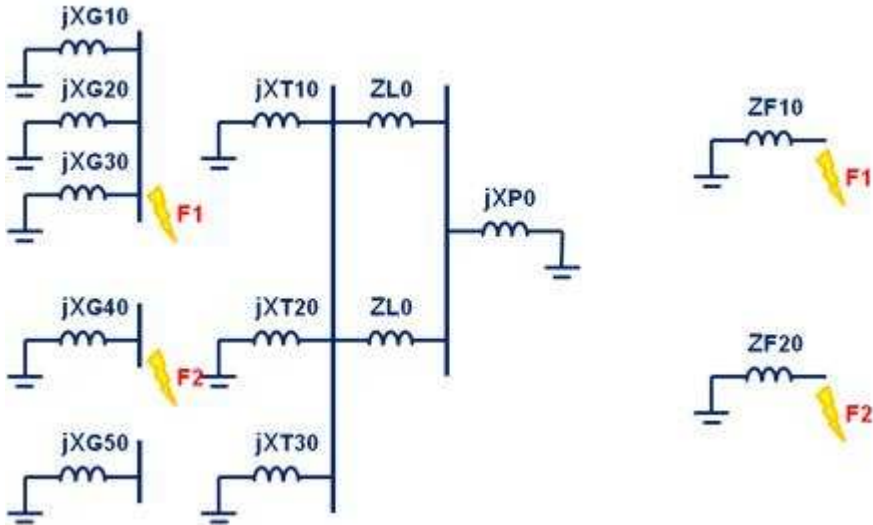


Figura 7: A la izquierda, malla de secuencia cero. A la derecha, mallas equivalentes para fallas F1 y F2.

$$Z_{F10} = jX_{G10} || jX_{G20} || jX_{G30} = \frac{j0,535}{3} = j0,1783$$

$$Z_{F20} = jX_{G40} = j0,0870$$

Parte 5) (30%)

Cortocircuito trifásico: Solo consideramos la malla de secuencia (+). Recordar que $I_B = 4373,87$ [A].

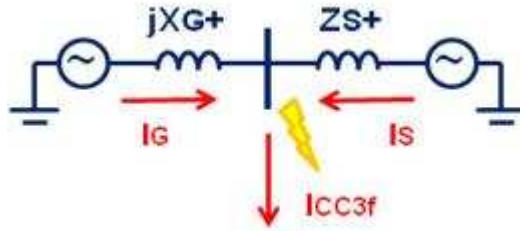


Figura 8: Aportes del cortocircuito trifásico desde el(los) generador(es), y desde el resto del sistema.

- Para F1 (falla en la barra):

$$I_G = \frac{1}{jX_{G+}} = \frac{1}{j0,22} = 4,5455 \angle -90^\circ \rightarrow I_{TG1,2,3} = \frac{I_G}{3} = 1,5152 \angle -90^\circ = 5052,69 \text{ [A]}$$

$$I_S = \frac{1}{Z_{S+}} = \frac{1}{0,002337 + j0,240222} = 4,1626 \angle -89,44^\circ = 18206,67 \text{ [A]}$$

$$I_{CC3f} = I_G + I_S = 8,7080 \angle -89,73^\circ = 38087,66 \text{ [A]}$$

Tanto los interruptores del lado del generador como el del lado del transformador soportan la corriente de falla ($I_{TG1,2,3}$ e I_S respectivamente).

- Para F2: Si la falla ocurre aguas arriba del interruptor, este verá una corriente I_S . Si la falla ocurre aguas abajo, verá I_G , por lo que es necesario calcular los 2 aportes^[3].

$$I_G = \frac{1}{jX_{G+}} = \frac{1}{j0,1226} = 8,1566 \angle -90^\circ \rightarrow I_{TG4} = I_G = 8,1566 \angle -90^\circ = 35675,91 \text{ [A]}$$

$$I_S = \frac{1}{Z_{S+}} = \frac{1}{0,002811 + j0,140099} = 7,1363 \angle -88,85^\circ = 31213,25 \text{ [A]}$$

$$I_{CC3f} = I_G + I_S = 15,2921 \angle -89,46^\circ = 66885,66 \text{ [A]}$$

Notar que el interruptor nunca ve la corriente de falla completa, solo ve uno de los dos aportes, por lo que los interruptores actuales pueden seguir operando ante falla trifásica en las barras de 13,2 [kV].

^[3] Ver al final la observación respecto al dimensionamiento de los interruptores.

Cortocircuito monofásico franco a tierra: Se conectan las mallas de secuencia en serie. $I = I^{(0)} = I^{(1)} = I^{(2)}$.

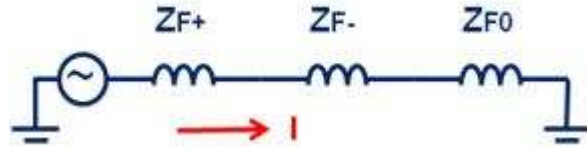


Figura 9: Cortocircuito monofásico franco a tierra.

- Para F1:

$$I^{(0)} = I^{(1)} = I^{(2)} = \frac{1}{Z_{F10} + Z_{F1+} + Z_{F1-}} = \frac{1}{j0,1783 + 2 \cdot (0,000534 + j0,114836)} = 2,4511 < -89,85^\circ$$

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I^{(0)} \\ I^{(1)} \\ I^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 7,3533 < -89,85^\circ \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 32162,38 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} [A]$$

Mediante divisor de corriente determinamos qué parte de las corrientes de secuencia proviene de los generadores, y qué parte desde el sistema (realizar el divisor en cada malla de secuencia).

$$I_{G+} = I_{G-} = \frac{Z_{S+}}{Z_{S+} + jX_{G+}} \cdot I^{(1)} = \frac{0,002337 + j0,240222}{0,002337 + j0,240222 + j0,22} \cdot (2,4511 < -89,85^\circ) = 1,2794 < -90,12^\circ$$

$$I_{S+} = I_{S-} = \frac{jX_{G+}}{Z_{S+} + jX_{G+}} \cdot I^{(1)} = \frac{j0,22}{0,002337 + j0,240222 + j0,22} \cdot (2,4511 < -89,85^\circ) = 1,1717 < -89,56^\circ$$

$$I_{G0} = I^{(0)} = 2,4511 < -89,85^\circ$$

$$I_{S0} = 0$$

Calculamos así la corriente por cada interruptor:

$$\begin{pmatrix} I_{TG1,2,3}(a) \\ I_{TG1,2,3}(b) \\ I_{TG1,2,3}(c) \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{G0} \\ I_{G+} \\ I_{G-} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,6700 < -89,99^\circ \\ 0,3906 < -89,56^\circ \\ 0,3906 < -89,86^\circ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 7304,36 \\ 1708,43 \\ 1708,43 \end{pmatrix} [A]$$

$$\begin{pmatrix} I_S(a) \\ I_S(b) \\ I_S(c) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{S0} \\ I_{S+} \\ I_{S-} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2,3434 < -89,56^\circ \\ 1,1717 < 90,44^\circ \\ 1,1717 < 90,44^\circ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10249,72 \\ 5124,86 \\ 5124,86 \end{pmatrix} [A]$$

Vemos que los aportes desde cada generador, y el aporte desde el sistema, son todos soportados por los interruptores actuales (50 [kA]), para la falla F1.

- Para F2:

$$I^{(0)} = I^{(1)} = I^{(2)} = \frac{1}{Z_{F20} + Z_{F2+} + Z_{F2-}} = \frac{1}{j0,0870 + 2 \cdot (0,000612 + j0,065390)} = 4,5917 < -89,68^\circ$$

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I^{(0)} \\ I^{(1)} \\ I^{(2)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 13,7752 < -89,85^\circ \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 60250,93 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} [A]$$

Nuevamente calculamos los aportes de cada sistema a las corrientes de secuencia:

$$I_{G+} = I_{G-} = \frac{Z_{S+}}{Z_{S+} + jX_{G+}} \cdot I^{(1)} = \frac{0,002811 + j0,140099}{0,002811 + j0,140099 + j0,1226} \cdot (4,5917 < -89,68^\circ) = 2,4491 < -90,22^\circ$$

$$I_{S+} = I_{S-} = \frac{jX_{G+}}{Z_{S+} + jX_{G+}} \cdot I^{(1)} = \frac{j0,1226}{0,002811 + j0,140099 + j0,1226} \cdot (4,5917 < -89,68^\circ) = 2,1428 < -89,07^\circ$$

$$I_{G0} = I^{(0)} = 4,5916 < -89,68^\circ$$

$$I_{S0} = 0$$

Finalmente las corrientes de fase:

$$\begin{pmatrix} I_{TG4(a)} \\ I_{TG4(b)} \\ I_{TG4(c)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{G0} \\ I_{G+} \\ I_{G-} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 9,4897 < -89,96^\circ \\ 2,1427 < -89,06^\circ \\ 2,1427 < -89,06^\circ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 41506,71 \\ 9371,89 \\ 9371,89 \end{pmatrix} [A]$$

$$\begin{pmatrix} I_S(a) \\ I_S(b) \\ I_S(c) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_{S0} \\ I_{S+} \\ I_{S-} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 4,2856 < -89,07^\circ \\ 2,1428 < -90,93^\circ \\ 2,1428 < -90,93^\circ \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 18744,66 \\ 9372,33 \\ 9372,33 \end{pmatrix} [A]$$

Nuevamente tenemos que ningún aporte de cortocircuito que puedan ver los interruptores de 13,8 [kV] supera los 50 [kA]. Por lo tanto, se puede seguir operando con los mismos interruptores previos al proyecto de expansión.

^[3]**Observación (FE DE ERRATAS):** De acuerdo al enunciado, los interruptores serán dimensionados con la corriente total de cortocircuito (no con la corriente que efectivamente pasa por ellos). Considerando esto, al ver las fallas trifásica y monofásica en F2, se ven superados los 50 [kA] y por lo tanto no se puede seguir operando con los mismos interruptores. El cálculo de los aportes al cortocircuito se mantuvo en la pauta con fines pedagógicos.