

01	9/4/04	CESI		JCG	9/5/04
Rev:	Fecha:	Nombre:	Descripción:	Aprobó:	Fecha:
			COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES-SINAC) www.coes.org.pe		
			ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL		
	Nombre	Fecha	ESTUDIO ARCO SECUNDARIO		
Preparó:	CESI	9/4/04			
Revisó:					
Aprobó:	JCG	9/5/04			
Código TRANSENER:			Documento N°:		Revisión: 0
006XE-17-MT					Páginas: 18
Nombre del documento: <i>Estudio de Arco Secundario ES 006XE-17-MT.doc</i>					

INDICE

1	<i>Estudio de arco secundario</i>	3
1.1	Descripción del fenómeno	3
1.2	Datos e hipótesis del estudio	6
1.2.1	Condiciones simuladas de fallas	14
1.3	Resultados	16
2	<i>Conclusiones</i>	18

1 Estudio de arco secundario

En el ámbito de la actividad relativa al "Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú", en particular en lo que respecta al ciclo de autorecierre monofásico, en este capítulo se procede a la determinación de los tiempos mínimos admisibles para la eliminación de las fallas monofásicas en las líneas de 220kV y 138kV y en definitiva de los tiempos de espera al autorecierre mínimo mediante el estudio de las corrientes de arco secundario y de la tensión transitoria de restablecimiento.

1.1 Descripción del fenómeno

Dos importantes magnitudes asociadas a la operación de autorecierre monofásico en las líneas de alta tensión son:

- la corriente de arco secundario, que es la corriente de falla que se manifiesta y perdura sucesivamente en la apertura de los interruptores puestos en ambos extremos de la fase afectada por la falla;
- la tensión de restablecimiento que se manifiesta en el punto de falla como consecuencia de la extinción de la corriente de arco secundario.

Estas dos magnitudes son de fundamental importancia para establecer el tiempo mínimo admisible de extinción del arco y en definitiva el tiempo mínimo de espera a adoptar para el autorecierre rápido monofásico.

La intensidad de estas dos magnitudes depende fuertemente de diversos factores tales como:

- parámetros de la línea;
- longitud de la línea;
- presencia de transposiciones en la línea;
- presencia de reactores derivación;
- presencia de compensación capacitiva serie;
- la potencia en transito en la línea.

La corriente de arco secundario se alimenta por el acoplamiento capacitivo y por el acoplamiento mutuo inductivo entre la fase en falla aislada y las fases sanas todavía bajo tensión.

El acoplamiento capacitivo es el factor más importante en cuanto es prácticamente independiente del estado de carga de la línea.

De acuerdo a la bibliografía internacional, los ensayos experimentales y a la experiencia del CESI, para los sistemas eléctricos con tensión nominal entre los 200-300kV es posible afirmar que: los valores de corriente de arco secundario inferiores a 20A (rms) no son críticos respecto a la extinción de la misma en el rango de los valores de tiempo de espera del autorecierre rápido monofásico usados normalmente (0,5-1,5s).

El éxito del autorecierre depende de la posibilidad de extinguir el arco secundario antes que aparezca la maniobra de recierre del interruptor de línea; si la corriente de arco secundaria excede los 30A (rms) el tiempo de extinción puede ser demasiado grande para consentir el recierre rápido.

Es difícil dar una mayor precisión en la definición del valor de la corriente de arco secundario que asegure la extinción cierta del arco en un determinado tiempo, dado que depende de otros factores (además de los ya mencionados) sobre los cuales pesa un elevado grado de incertidumbre. Estos son por ejemplo: las características del arco (longitud, recorrido), las condiciones meteorológicas (en especial manera el viento), el efectivo valor de la corriente de cortocircuito¹.

También la tensión transitoria de restablecimiento es un factor importante en la verificación de la posibilidad de extinción del arco, si bien no parezca ser posible imponer un valor límite que permita evitar el reencendido del arco eléctrico. De cualquier manera, diferentes autores indican un valor comprendido entre 40kV y 50kV rms (para sistemas de 200kV) como límite después del cual la extinción de la corriente de arco secundario requiere tiempos particularmente elevados, esto sucede también en el caso que la corriente de arco secundario no sea de gran valor.

La derivada primera del primer pico de la tensión de reestablecimiento (RRTRV) es un factor no despreciable en el fenómeno del reencendido del arco. El reencendido del arco secundario se puede retener escasamente probable para valores de RRTRV inferiores al límite prudencial de 10kV/ms.

A continuación se analizan en detalle los factores que influyen la posibilidad de extinción del arco secundario:

1. Parámetros de línea

Los parámetros más importantes son los valores de capacidad de secuencia directa y homopolar y su relación.

En una línea sin compensación derivada (reactores derivación) al crecer esta relación, crece también la corriente de arco secundario mientras que la tensión de reestablecimiento disminuye.

La presencia de compensación en derivación complica el problema en cuanto aparece también el grado de compensación tanto en la secuencia directa cuanto en la homopolar.

2. Longitud de la línea

Al aumentar la longitud de la línea tanto la corriente de arco secundario como la tensión de reestablecimiento aumentan.

3. Transposiciones

¹ En sistemas de tensiones nominales mayores a 400kV, para corrientes de cortocircuito monofásicos inferiores a aprox. 2,5kA rms el tiempo de extinción del arco puede aumentar sensiblemente (con $Z_0/Z_d=1 \Rightarrow$ 950 MVA para 220kV y 600 MVA para 138kV). Este efecto aparece menos evidente al disminuir la tensión nominal del sistema, esto se debe a las distintas características del arco eléctrico, que volviéndose más corto asume, en la fase de extinción, un comportamiento "lineal" con la corriente. En particular, para sistemas de tensión igual o inferior a 220kV no se observa ningún fenómeno de aumento del tiempo de extinción del arco para valores decrecientes de la corriente.

La presencia de transposiciones en las líneas sin compensación en derivación no influye sensiblemente el valor máximo de la corriente de arco secundario ni de la tensión de reestablecimiento.

La transposición de las líneas sin compensación tiene el solo efecto de modificar la posición en la línea en la cual se manifiestan los valores máximos de la corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento, de modo tal que los valores medidos o calculados en algunos puntos de la línea transpuesta pueden manifestarse en otros puntos o en otras fases de la misma línea si no fuera transpuesta.

En las líneas dotadas de compensación en derivación los valores de la corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento pueden diferir sensiblemente si son transpuestas o no.

4. Compensación en derivación

En presencia de reactores en derivación con el neutro franco a tierra instalados en las líneas, la corriente de arco secundario es del mismo orden de la corriente que se verifica sin compensación en derivación, así como el valor de la tensión de reestablecimiento (debida a la resonancia de la inductancia del reactor con la capacidad de la línea) que pueden resultar del mismo orden de aquella que se verifica en ausencia de compensación en derivación.

Todavía es necesario subrayar que la tensión de reestablecimiento alcanza su valor máximo algunos ciclos después de la extinción del arco.

Tomando en consideración el modo en el cual se alcanza el reestablecimiento de la aislación en presencia de reactores derivación, usualmente es el primer pico de la tensión de reestablecimiento el más significativo en la evaluación de la posibilidad de reencendido del arco. El primer pico tiene una amplitud y una velocidad de crecimiento (derivada de la tensión de reestablecimiento RRTRV) muy inferior respecto a las líneas no compensadas; por lo tanto la presencia de reactores derivación es generalmente favorable al fin de la extinción del arco.

La utilización de reactores en derivación dotados de reactores de neutro pueden además constituir un óptimo remedio para reducir el valor de la corriente de arco secundario.

5. Compensación serie y derivada

En las líneas dotadas de compensación serie y en derivación las corrientes de arco secundario pueden alcanzar valores muy elevados. La intensidad de la corriente de arco secundario es prácticamente dependiente de la energía almacenada en los capacitores. La presencia de descargadores y circuitos de amortiguamiento en paralelo a los capacitores pueden dar una ayuda en la disipación de la energía acumulada en los

capacitores y como consecuencia una rápida disminución de la corriente de arco secundario

6. Flujo de potencia

Al aumentar el flujo activo en la línea también los valores de corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento tienden a aumentar. Esto se debe al acoplamiento electromagnético y el fenómeno es tanto más visible cuanto más elevada es la longitud de la línea.

1.2 Datos e hipótesis del estudio

Los criterios generales adoptados para la modelación de los elementos de la red para el estudio de las corrientes de arco secundario se basa en las recomendaciones generales y reglas definidas por organismos internacionales tales como CIGRE e IEC.

En particular, las líneas, la capacidad, los reactores y otros aparatos de la red, objeto de este estudio, fueron representados de manera detallada, como por ejemplo tomando en consideración la variabilidad de los parámetros eléctricos de las líneas con la frecuencia y las características no lineales de los descargadores.

Además es importante subrayar que la elección del grado de aproximación de los modelos representativos de los componentes fue hecha tomando en consideración la física del fenómeno a analizar.

Las demás partes de la red (equivalentes de red) fue representada mediante oportunos equivalentes de Thevenin a 60Hz.

Sobre la base de las consideraciones expuestas en el párrafo precedente se procedió a reagrupar las líneas del sistema eléctrico peruano en 220kV y 138kV según un criterio de similitud mediante el cual fueron definidas cuatro categorías de líneas caracterizadas por los siguientes parámetros:

- nivel de tensión;
- longitud de la línea;
- parámetros característicos de la línea;
- presencia de reactores en derivación y/o compensación serie.

Tipo	Vn [kV]	Longitud [km]	Compensación	Líneas de referencia	R [Ω/km]	X [Ω/km]	B [μF/km]
A	220	~300	Serie y Derivada	Cotaruse-Socabaya C.Armiño-Cotaruse	0.0396	0.384	11.47
B	220	~250	No	Independencia- C.Armiño	0.06	0.53	8.8
C	220	~200	No	San Juan- Independencia	0.08	0.49	8.9
D	138	~150	No	Azangaro-San Gaban	0.11	0.5	8.9

Tabla 1: tipología de líneas del sistema eléctrico peruano tomadas en consideración en el estudio del arco secundario. En la columna "líneas de referencia" fueron indicadas las líneas utilizadas como modelo de referencia en el cálculo de parámetros característicos de las cuatro tipologías de líneas.

Estas cuatro categorías constituyen una muestra significativa de las líneas de la red eléctrica peruana en 220 y 138kV con relación a los parámetros que influyen en mayor grado en el fenómeno del arco secundario, en cuanto representan las configuraciones circuitales para las cuales se esperan los valores más críticos de corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento. De hecho fue elegido, tomar en consideración ante todo, las líneas caracterizadas por una longitud mayor de 200km para el nivel de tensión de 220kV y, de 150km para el nivel de 138kV, dado que por debajo de este valor, sin compensación serie, no se retiene crítico el fenómeno del arco secundario (en la hipótesis de considerar un tiempo de espera del recierre monofásico de 500ms). Las mismas líneas fueron luego ulteriormente reagrupadas en relación a los parámetros eléctricos característicos (kilométricos) que fueron vinculados a la configuración geométrica de las líneas. Un caso particular lo constituyen las líneas Cotaruse-Socabaya y C. Armiño-Cotaruse que constituyen el tipo "A", en las cuales fue focalizada la atención por la presencia de los dispositivos de compensación en derivación y en serie instalados en la estación Cotaruse, en cuanto particularmente críticos al fin del estudio del fenómeno del arco secundario.

Mediante esta muestra de configuraciones se espera obtener resultados factibles para otras líneas del sistema eléctrico peruano caracterizadas por similares parámetros eléctricos, longitudes y flujo de potencia. Parece entonces lícito extender los resultados obtenidos para estas cuatro categorías de líneas en las otras líneas del sistema eléctrico peruano y a mayor razón, y en virtud de un comportamiento menos crítico, para las líneas caracterizadas con una longitud y un flujo de potencia inferior a aquellas tomadas en consideración.

Una excepción se debe hacer para las líneas del tipo A debido a la presencia de dispositivos de compensación en la estación Cotaruse, para los cuales se efectuó un estudio particularizado cuyos resultados no son por lo tanto extensibles a las otras munidas de reactores en derivación y capacitores serie.

Arco eléctrico

El modelo del arco eléctrico adoptado en el presente estudio prevé el uso de una resistencia lineal tiempo - invariante, de valor muy pequeño e igual a 0,1 Ohm. Tal modelo es seguramente una simplificación del comportamiento real del arco eléctrico, el cual es asimilable a una resistencia no lineal variable en el tiempo; se trata en particular de una resistencia cuyo valor es muy elevado para corrientes pequeñas y se vuelve pequeño para corrientes crecientes y además su valor aumenta en el tiempo. El hecho de utilizar un valor de resistencia de arco extremadamente pequeño que se mantiene constante en el tiempo, nos pone en una condición seguramente conservadora, y nos permite obtener valores de corriente de arco secundario más elevadas que aquellas reales. Este modelo del arco eléctrico, no tiene efectos sobre la evolución de la tensión de reestablecimiento y sobre el valor de su derivada, en cuanto esta se manifiesta al pasaje de la corriente de arco secundario por el cero, cuando el arco se extingue.

Los resultados de las simulaciones obtenidas con este modelo no tienen en cuenta el fenómeno de la extinción del arco por efecto de su alargamiento

y en definitiva del aumento de su resistencia en el tiempo y es que también por este motivo se consideran cautelares.

La verificación del éxito de la extinción del arco secundario y por lo tanto de la ausencia del reencendido se realiza sobre la base de los criterios estadísticos a los cuales se asocian a los límites de corriente y tensión (reportados en el párrafo 1.1) que aseguran una buena probabilidad de extinción de la falla.

Líneas Aéreas

Las líneas de interconexión fueron modeladas con la rutina J-Marti, que toma en consideración la configuración Geométrica (asimétrica), considerando una "minimum frequency characteristic" igual a 0,6Hz, "maximum frequency characteristic" igual a 600kHz, correspondientes a seis décadas con diez puntos por década, "steady state frequency" igual a 60Hz y a una "modal calculation frequency" de 500Hz (ver figura 1). Fueron simuladas tres transposiciones físicas dividiendo la línea en cuatro partes (1/6, 1/3, 1/3, 1/6 de la longitud total de la línea).

El valor de la resistividad del terreno fue adoptado de 500Ωm.

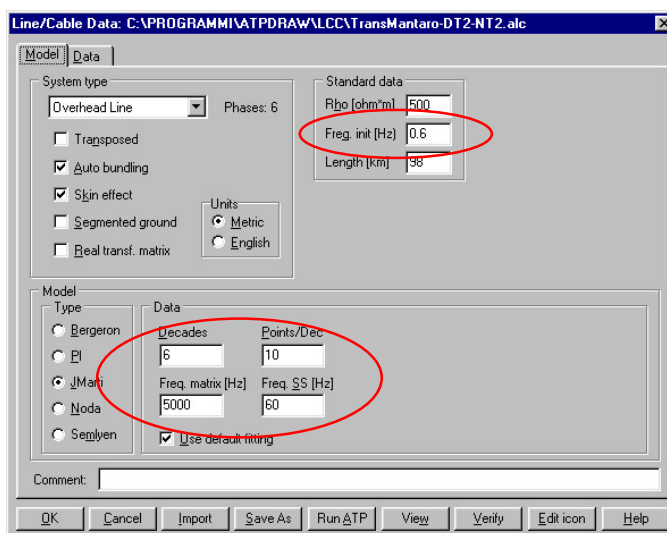


figura 1: rutina ATP J-Marti para la modelización de las líneas aéreas de 220 kV y 138 kV

Las características geométricas de las líneas están indicadas en las siguientes tablas.

Se hace notar que fueron considerados también los hilos de guardia también si su presencia no influye a los fines del objeto del estudio.

		1 st line	2 nd line
Outer diameter of sub-conductors	[mm]	26.7	26.7
Number of sub-conductors	[no.]	2	2
Distance among sub-conductors	[mm]	400	400
Sub-conductor DC resistance	[Ω/km]	0.0815	0.0815
Conductor phase A height at tower	[m]	24.8	24.8
Conductor phase B height at tower	[m]	32.8	32.8
Conductor phase C height at tower	[m]	40.8	40.8
Conductor phase A Horizontal	[m]	-5.8	5.8
Conductor phase B Horizontal	[m]	-5.8	5.8
Conductor phase C Horizontal	[m]	-5.8	5.8
Number of ground wires	[no.]	2	2
Outer diameter of ground wire	[mm]	0.555	0.555
Inner diameter of ground wire	[mm]	0.0	0.0
Ground Wire DC resistance	[Ω/km]	2.766	2.766
Ground Wire height at tower	[m]	47.6	47.6
Ground Wire Horizontal	[m]	-5	5

Tabla 2: tipo A (double circuit)

Outer diameter of sub-conductors	[mm]	32.842
Number of sub-conductors	[no.]	1
Distance among sub-conductors	[mm]	0
Sub-conductor DC resistance	[Ω/km]	0.05126
Outer diameter of ground wire	[mm]	0.555
Number of ground wires	[no.]	1
Ground Wire DC resistance	[Ω/km]	2.766
Conductor phase A height at tower	[m]	20
Conductor phase B height at tower	[m]	20
Conductor phase C height at tower	[m]	28.4
Conductor phase A Horizontal	[m]	-6.4
Conductor phase B Horizontal	[m]	6.4
Conductor phase C Horizontal	[m]	6.4
Ground Wire height at the tower	[m]	32
Ground Wire Horizontal	[m]	-2.35

Tabla 3: tipo B (single circuit)

Outer diameter of sub-conductors	[mm]	26.9
Number of sub-conductors	[no.]	1
Distance among sub-conductors	[mm]	0
Sub-conductor DC resistance	[Ω /km]	0.0832
Outer diameter of ground wire	[mm]	0.555
Number of ground wires	[no.]	1
Ground Wire DC resistance	[Ω /km]	2.766
Conductor phase A height at tower	[m]	20
Conductor phase B height at tower	[m]	20
Conductor phase C height at tower	[m]	28.4
Conductor phase A Horizontal	[m]	-6.4
Conductor phase B Horizontal	[m]	6.4
Conductor phase C Horizontal	[m]	6.4
Ground Wire height at the tower	[m]	32
Ground Wire Horizontal	[m]	-2.35

Tabla 4: tipo C (single circuit)

		1 st line	2 nd line
Outer diameter of sub-conductors	[mm]	22.63	22.63
Number of sub-conductors	[no.]	1	1
Distance among sub-conductors	[mm]	0	0
Sub-conductor DC resistance	[Ω /km]	0.110	0.110
Conductor phase A height at tower	[m]	32.38	32.38
Conductor phase B height at tower	[m]	38.13	38.13
Conductor phase C height at tower	[m]	43.88	43.88
Conductor phase A Horizontal	[m]	-5	5
Conductor phase B Horizontal	[m]	-5.75	5.75
Conductor phase C Horizontal	[m]	-5	5
Number of ground wires	[no.]	2	2
Outer diameter of ground wire	[mm]	0.555	0.555
Inner diameter of ground wire	[mm]	0	0
Ground Wire DC resistance	[Ω /km]	2.766	2.766
Ground Wire height at tower	[m]	48.6	48.6
Ground Wire Horizontal	[m]	-5	5

Tabla 5: tipo D (double circuit)

Equivalentes de red

Los equivalentes de red a 60Hz fueron realizados mediante el modelo ATP "symmetric RL coupled line" (type 51-52-53), en el cual los datos son relativos a la impedancia de secuencia positiva y homopolar obtenidos de los cálculos de cortocircuito (trifásicos y monofásicos). Las fuentes de tensión fueron modeladas mediante generadores ideales de tensión cuyas amplitudes y fases fueron calculados a partir de la tensión sobre las barras y por el flujo de potencia activa y reactiva mediante las fórmulas de la caída de tensión.

Para tener en cuenta el efecto de las líneas adyacentes a aquellas objeto del presente estudio, fue puesto en paralelo al equivalente de la red a 60Hz una resistencia R_{surge} representativa de la impedancia característica de las líneas adyacentes y de valor igual al módulo de la impedancia característica de las mismas (ver figura 2). En particular R_{surge} vale 370 Ohm y 420 Ohm respectivamente para las líneas de 220kV y 138kV.

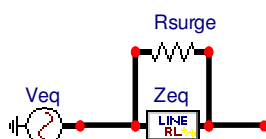


figura 2: equivalente de red

Se efectuó un análisis de la sensibilidad de los valores de corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento al variar la potencia de cortocircuito (a partir de una potencia mínima de 1000MVA para el nivel de tensión de 220kV y 600MVA para 138kV hasta un máximo de 4500MVA) de los dos extremos de la línea en examen y de la relación

$\left(\frac{Z_0}{Z_1} \right)$ entre la impedancia equivalente de cortocircuito de secuencia

homopolar y la impedancia de cortocircuito de secuencia directa (en el rango $0,5^2$ a 3). Tal análisis demostró una baja dependencia de la corriente de arco secundario y de la tensión de reestablecimiento de las anteriormente dichas magnitudes. En virtud a la escasa relación entre las propiedades de cortocircuito de los nodos que alimentan la línea en objeto y el fenómeno del arco secundario que está fuertemente ligado al nivel de la tensión del sistema (ver nota 1) nos es

² En particular se asociaron a los valores de potencia de cortocircuito más elevados los valores de la relación (Z_0/Z_1) menores y viceversa. En esta manera para las potencias de cortocircuito más bajas, se obtienen corrientes de cortocircuito monofásicas mínimas del orden de 1,5kA.

consentido, a mayor razón, de extender los resultados obtenidos, con estas hipótesis, a las otras líneas del sistema eléctrico peruano. Las simulaciones fueron efectuadas utilizando la red equivalente calculada en las condiciones de máximo flujo de potencia relativo al escenario AV04MAX.

Reactor derivación y reactor de neutro

Relativamente a los reactores implementados en los modelos fue considerado un factor de calidad de $\frac{X}{R} = 300$.

Capacitores serie

Relativamente a los capacitores implementados en los modelos fue considerado un valor conservativo de la pérdida específica igual a 0,15W/kVar.

Descargadores y resistencias alineales

Estos componentes de la instalación instalados en la estación Cotaruse se modelaron con una resistencia no lineal (modelo ATP - type 92).

Las características de estos componentes están dadas en la Tabla 6.

Location	Tipo	Protective Level	Coordinating current	(MCOV)	Energy
Cotaruse Norte	Descargador	112.4 kV _{pk}	8 kA	34.56 kV	25 MJ
	Resistencia no-lineal	15 kV _{pk}	---	423 V	400 kJ (4 shots)
Cotaruse Sud	Descargador	149.9 kV _{pk}	7 kA	46.08 kV	25 MJ
	Resistencia no-lineal	15 kV _{pk}	---	569 V	400 kJ (4 shots)

Tabla 6: características de los elementos no-lineales

Las curvas de tensión V-I de los descargadores de protección de los capacitores serie de la estación Cotaruse están dadas en la figura 3.

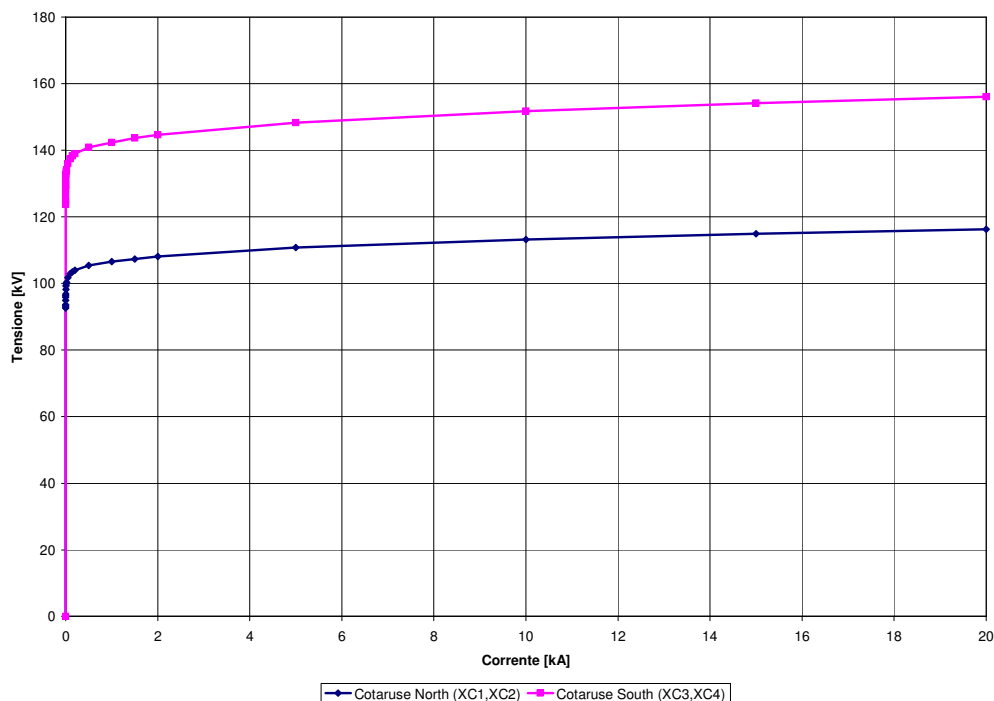


figura 3: características V-I de los descargadores de la estación Cotaruse

Circuitos de amortiguación de los capacitores serie

En paralelo con los capacitores serie de la estación Cotaruse hay circuitos de amortiguación del tipo resistivo inductivo que se conectan mediante un interruptor de by-pass. El tiempo máximo de intervención del mencionado interruptor es de 67ms (teniendo en cuenta el tiempo de maniobra del interruptor). Tal circuito se conecta a continuación de la intervención de las protecciones de distancia de la línea o de la protección de sobretensión de los capacitores.

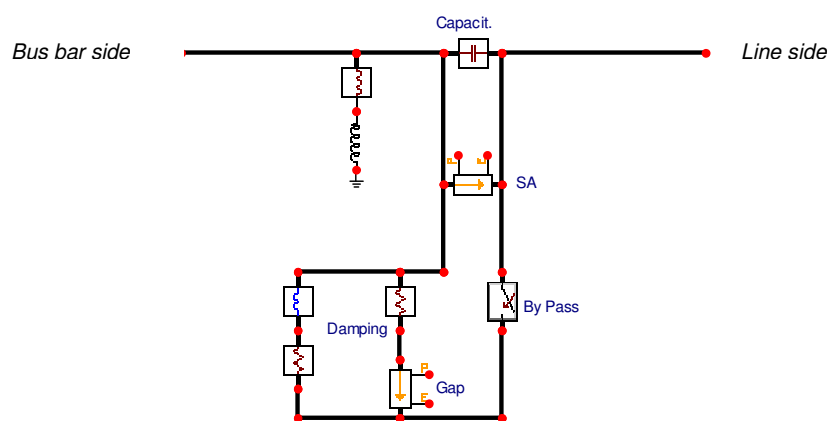


figura 4: Esquema del circuito de amortiguación de los capacitores serie

Las características de los circuitos de amortiguación se indican en la tabla siguiente.

Location	Discharge frequency	Reactor		Resistor lineare	Resistor no-lineal (MCOV)
		Inductancia	Resistencia		
Cotaruse Nord	840 Hz	701 μH	0.03 Ω	8.1 Ω (860 kJ)	423 V (400 kJ)
Cotaruse Sud		943 μH	0.04 Ω	9.9 Ω (1240 kJ)	569 V (400 kJ)

Tabla 7: características de los circuitos de amortiguación de los capacitores serie de la estación Cotaruse. Entre paréntesis están indicados los valores máximos de la energía disipable por los elementos resistivos por unidad sobre 4 shots.

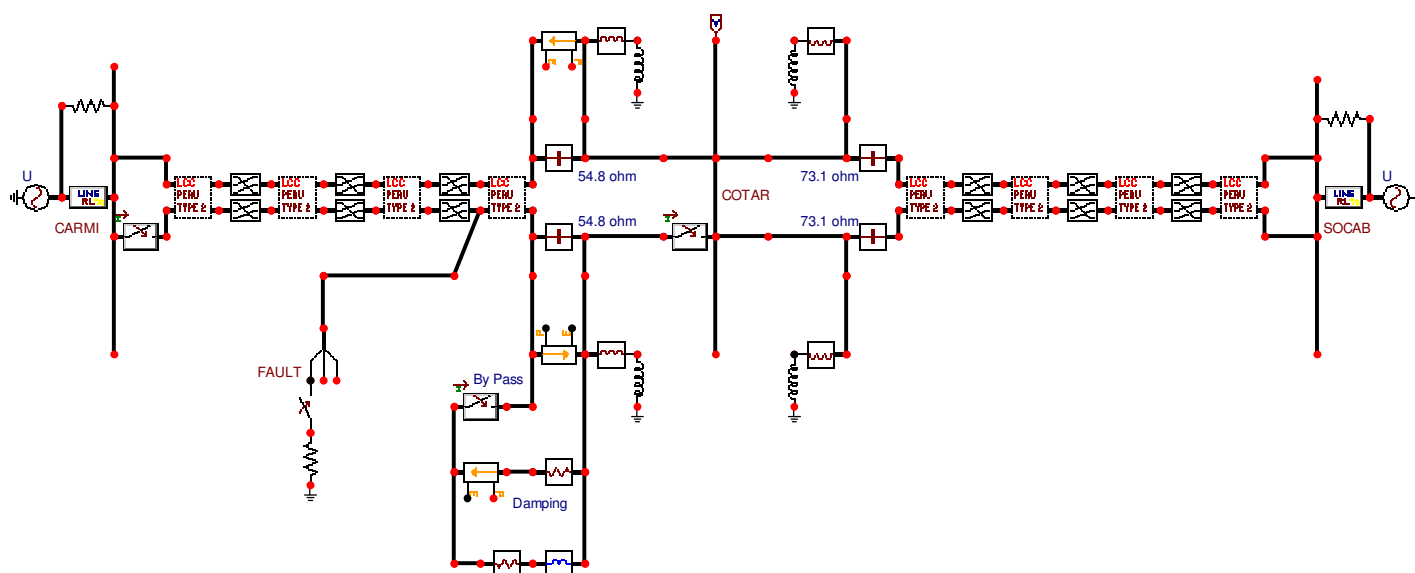


figura 5: modelo ATP de las líneas C.Armiño-Cotaruse Cotaruse-Socabaya, del descargador y del circuito de amortiguación de los capacitores serie de una de las líneas C.Armiño-Cotaruse

1.2.1 Condiciones simuladas de fallas

Para una dada línea el valor de la corriente de arco secundario y el valor de la tensión de reestablecimiento dependen además de los parámetros descriptos, también de la posición de la falla (fault location), desde el instante de inicio de la falla y del valor de la resistencia de arco eléctrico. Tales magnitudes fueron evaluadas de vez en vez en los diferentes puntos de la línea: en los extremos y en correspondencia al centro de la línea. El instante más crítico de aparición de la falla es aquel que corresponde al pasaje por cero de la tensión. En cuanto se refiere al valor de la resistencia del arco se adoptó un valor conservativo constante en el tiempo igual a 0,1 Ohm.

La simulación consiste en la aplicación de la una falla monofásica en el instante más crítico seguida luego por la apertura (no contemporánea³) de los interruptores colocados a los extremos de la línea; la corriente de arco secundario se mide luego de 500ms (tiempo de espera mínimo para el ciclo de recierre monofásico). Se miden por lo tanto la tensión de reestablecimiento y su derivada, asumiendo la extinción del arco secundario.

Deben hacerse algunas aclaraciones, por lo que respecta a las simulaciones que interesan la estación de Cotaruse debido a la presencia de los aparatos de compensación serie y derivada. De hecho se modelaron explícitamente los descargadores de protección de los capacitores serie y de los circuitos de amortiguación de los mismos.

Además la presencia de los circuitos de amortiguación de los capacitores serie imponen de establecer una secuencia de eventos verosímiles a los fines de la correcta representación del transitorio sucesivo a la intervención de las protecciones de línea.

La secuencia de eventos simulada es la siguiente:

- aplicación de la falla monofásica;
- intervención del interruptor by-pass luego de un tiempo máximo de 67ms;
- apertura (no contemporánea⁴) de los interruptores de línea;
- apertura del interruptor de by-pass luego de 200ms de su cierre (capacitor descargado). Este tiempo de maniobra del interruptor de by-pass está fuertemente ligado al valor de la máxima energía disipable por el circuito de amortiguación de los capacitores serie, en la rama constituido por las resistencias lineales y no lineales, cuyos datos están indicados en la Tabla 7. En todas las simulaciones efectuadas nos hemos mantenidos preventivamente por debajo de los 2/3 de los límites máximos.

Como ya se dijo, los estudios de arco secundario comprenden la simulación y análisis de las maniobras de apertura monofásicas en todas las categorías de las líneas indicadas en la Tabla 1, en las condiciones de flujo de potencia relativas al escenario AV04MAX. Con el fin de una verificación adicional, fueron estudiadas también las corrientes de arco secundario y las correspondientes tensiones de reestablecimiento imponiendo las condiciones de flujo activo máximo. En particular para las líneas de 220kV se impuso un flujo máximo de 250MW (350MW para las líneas C.Armiño-Cotaruse, Cotaruse-Socabaya) y para las líneas de 138kV un flujo máximo de 130MW, con la intención de maximizar todas las posibles condiciones de flujo verificables en la red peruana para estos niveles de tensión.

En el caso de líneas de doble terna o líneas paralelas fueron analizadas las maniobras sea con la segunda línea en servicio o no.

³ La apertura del interruptor más cercano a la falla está fijada en 80ms luego de la aplicación de la falla; el segundo interruptor se abre luego de ulteriores 40 ms

⁴ La apertura del interruptor más cercano a la falla fue fijada en un rango de 70-120 ms luego de la aplicación de la falla; el segundo interruptor se abre luego de otros 40-60 ms

1.3 Resultados

En la Tabla 8 se resumen los resultados más críticos encontrados con referencia a las fallas aplicadas en el centro y en los extremos de la línea.

Line type	Fault Condition	FAULT LOCATION					
		END A		CENTER		END B	
		I [Arms]	TRV [kVrms]	I [Arms]	TRV [kVrms]	I [Arms]	TRV [kVrms]
B	AV04MAX	9.38	12.4	10.31	13.85	11.71	15.35
	250 MW Una terna	13.82	18.32	11.38	15.3	14.69	19.51
C	AV04MAX	8.39	12.6	9.47	14.66	10.75	16.03
	250 MW	11.79	17.7	9.94	16.81	13.06	19.72
D	AV04MAX	3.5	7.17	3.25	6.51	3.59	6.95
	70 MW	3.52	6.96	3.62	7.22	4.20	8.35
	130 MW Una terna	7.77	15.74	5.59	11.65	8.07	16.77

Tabla 8: resultados del estudio para las líneas tipo B, C e D

Los valores de la derivada de la tensión de reestablecimiento (RRTRV) no presentan valores críticos particulares en cuanto se mantienen siempre por debajo de 5kV/ms.

En las Tabla 9 y Tabla 10, se resumen los resultados más críticos encontrados con referencia a las fallas aplicadas en correspondencia de la primera transposición adyacente⁵ a la estación de Cotaruse y a los extremos de la línea.

Line type	Fault Condition	FAULT LOCATION					
		Cotaruse		Cotaruse 1st Tr.		Campo Armiño	
		I* [Arms]	Twait [s]	I* [Arms]	Twait [s]	I* [Arms]	Twait [s]
A	AV04MAX	23.3÷30.3	0.5	16.6÷30.1	0.5	15.0÷24.3	0.5
	AV04MAX Una terna	15.8÷27.6					
	350 MW	21.4÷27.4					

* los valores de la corriente de arco secundario son los valores mínimos (medidos como mínimo en un período de frecuencia de red) calculados en los primeros 500ms después de la apertura del primer extremo de la línea.

⁵ De los resultados de las simulaciones efectuadas para esta configuración circuital se nota que los valores de la corriente de arco secundario son generalmente decrecientes a medida que se alejan de la estación Cotaruse. Por lo tanto se eligió indicar el valor de la corriente de arco secundario que se manifiesta en correspondencia de la primera transposición adyacente a la estación Cotaruse en lugar de aquella asociada al centro de la línea, en cuanto es más crítica.

Tabla 9: resultados del estudio para la línea Campo Armiño – Cotaruse (tipo A)

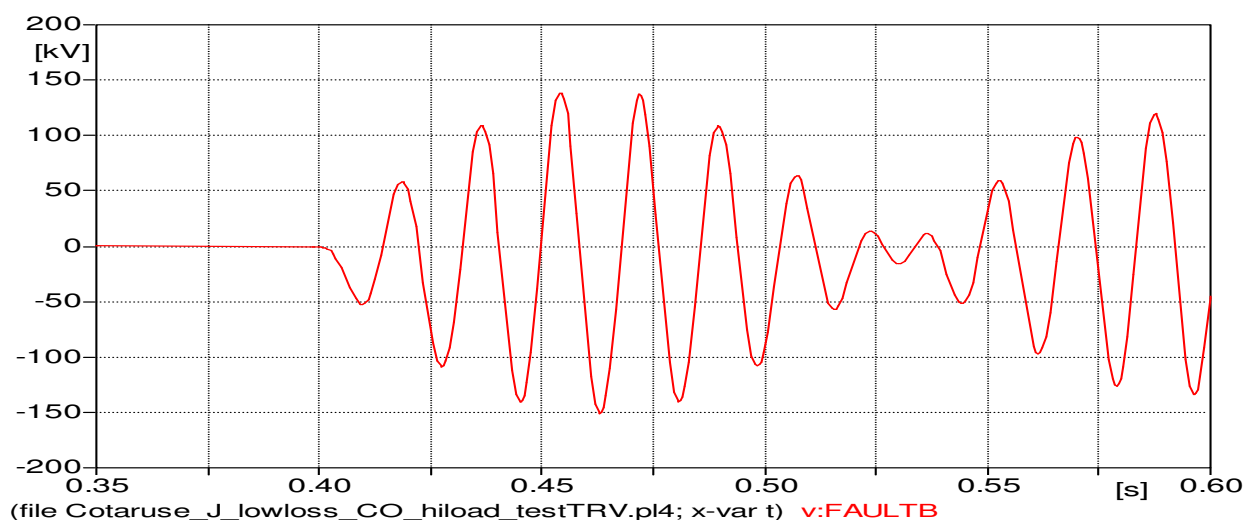
Line type	Fault Condition	FAULT LOCATION					
		Cotaruse		Cotaruse 1st Tr.		Socabaya	
		I* (t<0,5) [Arms]	Twait [s]	I* (t<0,5) [Arms]	Twait [s]	I* (t<0,5) [Arms]	Twait [s]
A	AV04MAX	18.1÷52.1	0.7	16.1÷44.9	0.7	15.0÷28.3	0.5
	AV04MAX Una terna	20.5÷44.7	0.65				
	350 MW	29.5÷58.6	0.75				

* los valores de la corriente de arco secundario son los valores mínimos (medidos por al menos un periodo de la frecuencia de red 60Hz) calculados en los primeros 500ms después de la apertura del primer extremo de la línea.

Tabla 10: resultados del estudio de la línea Cotaruse - Socabaya (tipo A)

T_{wait} representa el tiempo mínimo necesario ($\geq 500\text{ms}$) para poder medir una corriente de arco inferior a 30A (rms) y por lo tanto garantizar, con buena probabilidad la extinción del arco.

Los valores de la tensión de reestablecimiento y de su derivada no son críticos particularmente debido a la presencia de reactores en derivación, que garantizan una vuelta lenta de la tensión en los extremos de la zona sede del arco (típicamente a los extremos de los aisladores), como se puede ver en la figura 6, el peor caso encontrado en las simulaciones (falla en el inicio de la línea C.Armiño-Cotaruse inmediatamente luego del banco de capacitores) en la cual se alcanzan los valores máximos de TRV iguales a 52,5kV (pk) y de RRTRV iguales a 7,57kV/ms.


figura 6: Tensiones de reestablecimiento relativa a la falla en el inicio de la línea C.Armiño-Cotaruse (peor caso)

2 Conclusiones

De la comparación de los resultados con los límites de elevada probabilidad de extinción del arco secundario descrito en el párrafo 1.1, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Para todas las líneas, excepto la línea C.Armino-Cotaruse y sobretodo la línea Cotaruse-Socabaya, los parámetros se encuentran dentro de los límites de corriente de arco secundario y de tensión de reestablecimiento que aseguran una elevada probabilidad de extinción del arco secundario con un tiempo de espera de reencendido monofásico de 500ms, también para las peores condiciones, sea desde el punto de vista de la posición de la falla, del instante de inicio de la falla, como también del flujo de potencia de la línea.
- En el caso de la línea C.Armiño-Cotaruse, a pesar de que los valores encontrados superan de poco los límites (considerando un tiempo de espera de 500ms), se considera que la probabilidad de la extinción del arco secundario es aceptable, teniendo en cuenta que estos valores se verificaron en condiciones críticas y no muy probables⁶ de inicio de falla, para fallas cercanas a la estación Cotaruse y con baja resistencia de arco. Se hace notar que para otras posiciones de falla a lo largo de la línea, las condiciones son más favorables.
- En el caso de la línea Cotaruse-Socabaya, la probabilidad de la extinción del arco secundario es aceptable solo si se adopta un tiempo de espera de reencendido monofásico al menos de 750ms.
- Los valores de la derivada de la tensión de reestablecimiento (RRTRV) son en todos los casos aceptables e inferiores al límite admitido de 10kV/ms.

Por lo tanto se concluye que para las líneas del tipo B, C y D no se necesitan especiales acciones para favorecer la extinción del arco secundario y que el suceso del recierre monofásico está asegurado con una elevada probabilidad.

Para la línea C.Armiño-Cotaruse, no se requieren especiales acciones para favorecer la extinción del arco secundario

Para la línea Cotaruse-Socabaya, es necesario adoptar un tiempo de espera mínimo para el recierre monofásico automático de 750ms.

Sobre la base de las consideraciones formuladas en el párrafo 1.2 y hechas las salvedades que emergen para la línea C.Armiño-Cotaruse y Cotaruse-Socabaya se pueden extender los resultados obtenidos de las cuatro tipologías de líneas consideradas, a todas las líneas del sistema eléctrico peruano de 220 y 138kV. En particular se sugiere de adoptar un tiempo único de espera para todas las líneas igual a 500ms, excepto en la línea Cotaruse-Socabaya para la cual se requiere un tiempo de espera de 750ms, y así eliminar el fenómeno de arco secundario.

⁶ La condición más probable de encendido de la falla es la correspondiente al valor máximo de tensión.