

△						
△						
△						
△						
△ 0	02/06/2014	EMISION PARA APROBACION	ACI	ACI	MAT	CNA
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	PROY.	EJEC.	CONTR.	APROB.
APROBACION						
REPRESENTANTE TECNICO TECHINT - PANEDILE NOTA DE PEDIDO N°: FECHA:/...../.....			JEFE DE INSPECCION E.P.S.E. ORDEN DE SERVICIO N°: FECHA:/...../.....			
GOBIERNO DE SAN JUAN E. P. S. E.						
APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO PUNTA NEGRA						
TECHINT – PANEDILE – UTE						
ÁREA: EM PUNTA NEGRA TITULO: AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV TIPO ELABORADO: MEMORIA DE CALCULO			 TECHINT Ingeniería y Construcción  PANEDILE ARGENTINA			
			Documento N°: 3135-2-CA02-120-001/0			
TABLERO: N/A			 ICSA		Documento ICSA N°: A619-SE-E01-P-MC-00	

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 2 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

ÍNDICE

1. OBJETIVO	4
2. DOCUMENTACION DE REFERENCIA	4
3. CONSIDERACIONES GENERALES	4
4. DESCRIPCION	4
4.1. PARAMETROS DE LAS LINEAS	4
4.2. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA	6
4.3. CRITERIOS GENERALES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LINEA	10
4.3.1. Protección de impedancia	10
4.3.2. Protecciones de sobrecorriente.....	12
4.3.3. Funciones complementarias habilitadas en los relés de línea	15
4.3.4. Funciones de respaldo habilitadas en los Controladores de Bahía REC650	18
4.4. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DE LOS CONTROLADORES DE LOS CAMPOS DE TRANSFORMADORES	19
4.4.1. Protecciones de sobrecorriente.....	19
4.4.2. Funciones complementarias para la unidad de Bahía de los Campos de Transformadores .	21
4.5. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DEL CONTROLADOR DEL ACOPLE DE BARRAS	22
4.5.1. Protecciones de Sobrecorriente	22
4.5.2. Funciones complementarias para la unidad de Bahía del Acople de Barras	23
4.6. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRA	23
4.6.1. Función Diferencial (87B).....	25
4.7. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LÍNEAS 1 Y 2 DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA	26
4.7.1. ET Caracoles	26
4.7.2. ET Punta Negra:.....	34
4.8. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LÍNEAS 1 Y 2 DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES DE 132 KV.....	42
4.8.1. ET Punta Negra	42
4.8.2. EM Punta de Rieles	48
4.9. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR 01 Y 02 DE ET PUNTA NEGRA	54
4.10. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE ACOPLE DE BARRAS DE 132 KV EN ET PUNTA NEGRA	56
4.11. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE BARRAS DE 132 KV EN ET PUNTA NEGRA	57
5. ANEXOS	58
5.1. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA (REL511)	58

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 3 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.2.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA (REF545)	66
5.3.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET PUNTA NEGRA A ET CARACOLES (REL650)	70
5.4.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET PUNTA NEGRA A ET CARACOLES (REC650)	79
5.5.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES (REL650)	84
5.6.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES (REC650)	93
5.7.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE EM PUNTA DE RIELES A ET PUNTA NEGRA (REL511)	98
5.8.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE EM PUNTA DE RIELES A ET PUNTA NEGRA (REF545)	106
5.9.	PARAMETROS DE LAS PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE ET PUNTA NEGRA (REC650).....	110
5.10.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DEL ACOPLE DE BARRAS DE ET PUNTA NEGRA (REC650).....	115
5.11.	PARAMETROS DE LA PROTECCION DE BARRAS DE ET PUNTA NEGRA (REB670)	120

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 4 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

1. OBJETIVO

El siguiente documento presenta una propuesta preliminar de los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones asociadas a las líneas 1 y 2 Punta Negra – Caracoles y líneas 1 y 2 Punta Negra – Punta Rieles a 132 KV, con la incorporación de las unidades de generación de la Central Punta Negra al Sistema Interconectado de la provincia de San Juan.

2. DOCUMENTACION DE REFERENCIA

A continuación se detallan los documentos de referencia necesarios para la elaboración de este documento:

- Estudio de ajustes de Protecciones CH Caracoles al Sistema Interconectado de la Provincia de San Juan (SIP) mayo 2008
- Flujos de carga y Análisis de Cortocircuito EPSE – IEE febrero 2013
- Technical Reference Manual & Application Manual REL511
- Technical Reference Manual & Application Manual REL650
- Technical Reference Manual & Application Manual REF545
- Technical Reference Manual & Application Manual REC650
- Technical Reference Manual & Application Manual REB670

3. CONSIDERACIONES GENERALES

La revisión y propuesta de los ajustes de las protecciones aplican para ambas líneas paralelas en cada uno de los extremos.

4. DESCRIPCION

Se presenta una propuesta de los criterios de ajustes y coordinación de las funciones de protección asociadas a los relés líneas, de barras, controladores de bahía de línea, de transformador y de acople de barras, considerando criterios prácticos a fin de brindar la máxima selectividad y desempeño para fallas internas y externas.

Para el análisis se utilizaron aspectos del documento “Estudio de los Ajustes de Protecciones Interconexión CH Caracoles al Sistema Interconectado de la Provincia de (SIP), así como recomendaciones del fabricante de los relés de Protecciones, bibliografía especializada de protecciones y análisis de los flujos de carga y cortocircuito.

4.1. **PARAMETROS DE LAS LINEAS**

Los parámetros de las líneas utilizados son:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 5 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Tabla 1: Parámetros de Líneas en valores primarios

ET ORIGEN	ET DESTINO	TENSIÓN	LONGITUD	SECUENCIA DIRECTA		SECUENCIA HOMOPOLAR		IMPEDANCIA MUTUA	
				R1	X1	R0	X0	Rm	Xm
		Kv	Km	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω
SJU	PRI	132	5,52	0,734	2,170	1,961	5,698	N/D	N/D
QUL	PRI	132	7,58	1,637	3,096	3,032	11,370	N/D	N/D
CAV	PRI	132	15,39	2,586	11,728	6,480	23,879	N/D	N/D
CAR	PNE	132	16,2	2,559	6,739	5,686	17,885	0,0065	0,3159
PNE	PRI	132	31,7	3,804	12,300	10,366	34,775	0,0697	-0,501

NOTA: N/D significa que el valor no está disponible.

Pero siendo que en los relés de protección, los parámetros de la línea se utilizan en valores secundarios, a continuación se muestran los valores de impedancia de las líneas de interés en valores secundarios.

Siendo:

$$Z_{sec} = \frac{U_{sec}}{U_{prim}} \cdot \frac{I_{prim}}{I_{sec}} \cdot Z_{prim}$$

Hacemos:

$$K = \frac{U_{sec}}{U_{prim}} \cdot \frac{I_{prim}}{I_{sec}}$$

Entonces:

$$Z_{sec} = K \cdot Z_{prim}$$

Con:

$$I_{prim} = 400 \text{ A};$$

$$I_{sec} = 1 \text{ A};$$

$$U_{prim} = 132.000 \text{ V}$$

$$U_{sec} = 110 \text{ V}$$

Tenemos:

$$K = \frac{110}{132.000} \cdot \frac{400}{1} = \frac{1}{3} = 0,33$$

De acuerdo a lo mencionado, tenemos la siguiente tabla de las líneas de interés, en valores secundarios:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 6 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Tabla 2: Parámetros de Línea en valores Secundarios

ET ORIGEN	ET DESTINO	TENSIÓN	LONG.	SECUENCIA DIRECTA		SECUENCIA HOMOPOLAR		IMPEDANCIA MUTUA	
				R1 _{SEC}	X1 _{SEC}	R0 _{SEC}	X0 _{SEC}	Rm	Xm
		Kv	Km	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω	Ω
CAR	PNE	132	16,2	0,85	2,25	1,90	5,96	0,00217	0,1053
PNE	PRI	132	31,7	1,27	4,10	3,46	11,59	0,0232	-0,167

A continuación se muestra un esquema del sistema interconectado en cuestión, con las indicaciones de potencia de generación e impedancias de líneas (en valores primarios).

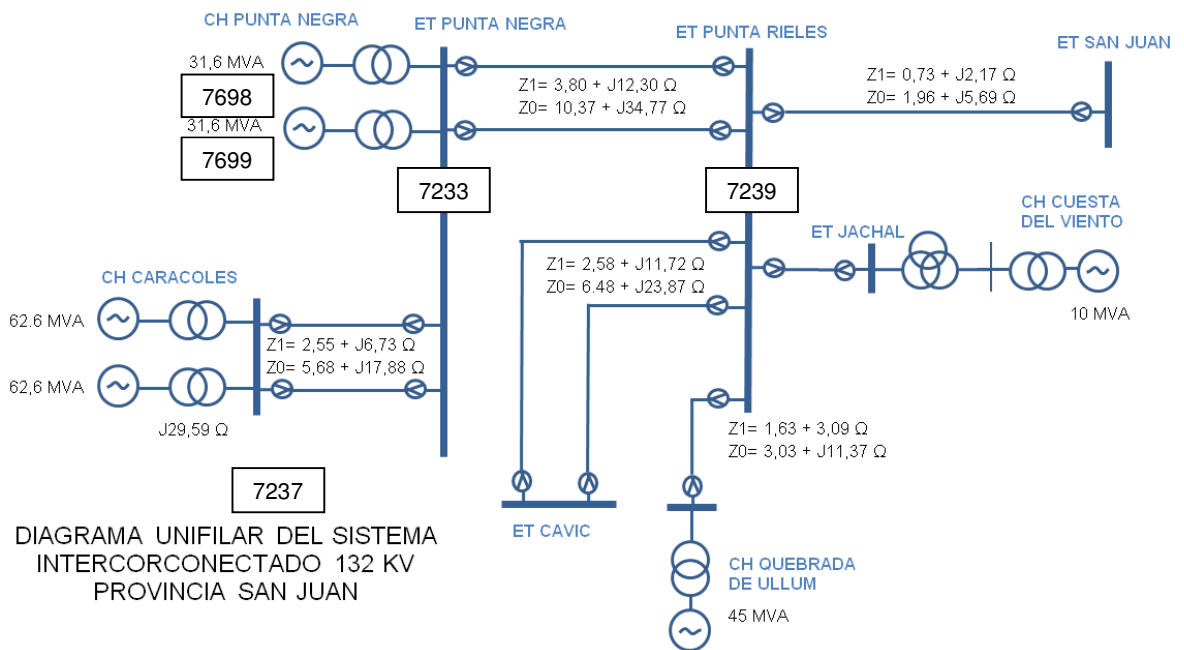


Figura 1: Unifilar de la Red de distribución de San Juan

4.2. CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA

Según el estudio provisto por EPSE, las potencias de cortocircuitos aportadas a través de cada una de las vinculaciones al nodo Punta Negra 132 KV, estimadas en la época de mayor demanda (Valle Verano) del año 2015, son las que se muestran en la siguiente tabla:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 7 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Tabla 3: Potencias de Cortocircuito estimadas en la época de Valle Verano del año 2015

ESTACIÓN	Número de Nodo	Nivel de Tensión [KV]	Capacidad [MVA]	Potencia de Cortocircuito [MVA]	
				CC MONOFASICO	CC TRIFASICO
CARACOLES 1	7237	132	2500	227	314
CARACOLES 2	7237	132	2500	227	314
PUNTA DE RIELES 1	7239	132	7202	513	475
PUNTA DE RIELES 2	7239	132	7202	513	475
GEN. PTA NEGRA 1	7698	13.2	1500	195	314
GEN. PTA NEGRA 2	7699	13.2	1500	195	314
TOTAL PTA NEGRA	7233	132	2500	1862	2199

En esta tabla se puede apreciar la potencia de cortocircuito trifásica y monofásica en el nodo 7233, correspondiente a las barras de la ET Punta Negra, y los aportes de potencia desde los diferentes nodos vinculados.

Siendo:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U_L \cdot \sqrt{3}} ;$$

Tenemos la siguiente tabla que expresa los aportes de cortocircuito en valores de corriente hacia el nodo ET Punta Negra, en condición de máxima generación.

Tabla 4: Corrientes de cortocircuito en condiciones de máxima generación

ESTACIÓN	Número de Nodo	Nivel de Tensión de Referencia [KV]	Corriente de Cortocircuito [KA]	
			I _{cc} MONOFASICO	I _{cc} TRIFASICO
CARACOLES 1	7237	132	0,99	1,38
CARACOLES 2	7237	132	0,99	1,38
PUNTA DE RIELES 1	7239	132	2,25	2,08
PUNTA DE RIELES 2	7239	132	2,25	2,08
GEN. PTA NEGRA 1	7698	132	0,85	1,38
GEN. PTA NEGRA 2	7699	132	0,85	1,38
TOTAL PTA NEGRA	7233	132	8,15	9,63

Mientras que en otro estudio, de Etapa 1, realizado en colaboración con EPSE, el IEE (Instituto de Energía Eléctrica Fundación Universidad Nacional de San Juan), con última revisión en febrero de 2013, obtuvimos las siguientes potencias de cortocircuito trifásicas y monofásicas evaluadas en cada nodo, en diferentes situaciones de generación:

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 8 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Tabla 5: Potencias de Cortocircuito para fallas trifásicas en barras – Demanda Pico Verano

Estación	Número de Nodo	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Potencia de Cortocircuito [MVA] – CC TRIFÁSICO			
				CASO BASE Punta Negra F/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2016	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2019
ET SAN JUAN	7110	220	5000	1830	1930	1948	2013
	7244	132	5000	1700	1912	1915	1956
	7502	33	1500	838	884	888	901
CENTRAL ULLUM	7212	132	2500	965	1007	1018	1027
	7621	13.2	1000	378	380	381	381
	7622	13.2	1000	378	380	381	381
ET PUNTA DE RIELES	7239	132	7202	1628	1879	1887	1920
CENTRAL QUEBRADA DE ULLUM	7240	132	5715	1301	1423	1455	1472
	7680	13.2	1000	597	607	608	609
ET CAVIC	7241	132	10000	1303	1419	1459	1478
	7504	33	2800	646	674	676	681
	7810	13	750	438	452	452	454
ET JACHAL	7243	132	5000	249	242	255	256
	7543	33	750	111	112	113	113
	7843	13.2	500	72	72	72	72
CENTRAL SAMIENTO	7503	33	915	580	601	602	607
	7691	13.2	460	407	410	410	411
	7693	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAUCETE	7206	132	5000	706	716	744	750
ET CRUZ DE PIEDRA	7208	132	5000	3838	3856	3918	4609
	7102	220	5000	2907	2924	2965	3876
ET GRAN MENDOZA	7104	220	5000	2438	2470	2491	3808
CENTRAL LOS CARACOLES	7237	132	2500	1218	1477	1480	1490
	7694	13.2	1500	787	823	814	815
	7695	13.2	1500	787	823	814	815
CENTRAL PUNTA NEGRA	7233	132	2500	1302	1676	1679	1694
	7698	13.2	1500	---(*)	840	841	844
	7699	13.2	1500	---(*)	840	841	844

(*): Ampliación no existente

Tabla 6: Potencias de Cortocircuito para fallas monofásicas – Demanda Pico Verano

Estación	Número de Nodo	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Potencia de Cortocircuito [MVA] – CC MONOFÁSICO			
				CASO BASE Punta Negra F/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2016	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2019
ET SAN JUAN	7110	220	5000	1981	2066	2074	2129
	7244	132	5000	2265	2489	2500	2546
	7502	33	1500	1150	1203	1207	1223
CENTRAL ULLUM	7212	132	2500	976	1010	1011	1017
	7621	13.2	1000	359	360	360	361
	7622	13.2	1000	359	360	360	361
ET PUNTA DE RIELES	7239	132	7202	1938	2188	2194	2223
CENTRAL QUEBRADA DE ULLUM	7240	132	5715	1118	1188	1189	1197
	7680	13.2	1000	484	489	489	490
ET CAVIC	7241	132	10000	359	368	368	368
	7504	33	2800	321	327	326	326
	7810	13	750	262	266	265	265
ET JACHAL	7243	132	5000	153	156	155	155
	7543	33	750	131	132	132	132
	7843	13.2	500	0	0	0	0
CENTRAL SAMIENTO	7503	33	915	426	434	434	434
	7691	13.2	460	424	425	426	426
	7693	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAUCETE	7206	132	5000	591	609	609	612
ET CRUZ DE PIEDRA	7208	132	5000	4228	4252	4305	5002
	7102	220	5000	2989	3011	3039	3898
ET GRAN MENDOZA	7104	220	5000	2537	2565	2581	3860
CENTRAL LOS CARACOLES	7237	132	2500	1476	1796	1797	1805
	7694	13.2	1500	1308	1337	1337	1339
	7695	13.2	1500	1308	1337	1337	1339
CENTRAL PUNTA NEGRA	7233	132	2500	1426	2027	2030	2043
	7698	13.2	1500	---(*)	943	944	946
	7699	13.2	1500	---(*)	943	944	946

(*): Ampliación no existente

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 9 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Tabla 7: Potencias de Cortocircuito para fallas trifásicas en barras – Demanda Valle Invierno

Estación	Número de Nodo	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Potencia de Cortocircuito [MVA] – CC TRIFÁSICO			
				CASO BASE Punta Negra F/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2016	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2019
ET SAN JUAN	7110	220	5000	1298	1426	1441	1482
	7244	132	5000	976	1146	1153	1178
	7502	33	1500	618	676	678	687
CENTRAL ULLUM	7212	132	2500	661	727	729	736
	7621	13.2	1000	355	360	360	361
	7622	13.2	1000	F/S	F/S	F/S	F/S
ET PUNTA DE RIELES	7239	132	7202	868	1043	1048	1068
CENTRAL QUEBRADA DE ULLUM	7240	132	5715	741	869	872	885
	7680	13.2	1000	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAVIC	7241	132	10000	750	879	883	897
	7504	33	2800	411	451	451	455
	7810	13	750	307	334	334	336
ET JACHAL	7243	132	5000	202	213	213	213
	7543	33	750	84	86	85	85
	7843	13.2	500	60	64	60	60
CENTRAL SAMIENTO	7503	33	915	364	395	395	398
	7691	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
	7693	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAUCETE	7206	132	5000	539	594	595	600
ET CRUZ DE PIEDRA	7208	132	5000	3191	3257	3480	3781
	7102	220	5000	2226	2276	2996	3136
ET GRAN MENDOZA	7104	220	5000	2091	2150	2894	3093
CENTRAL LOS CARACOLES	7237	132	2500	581	725	727	734
	7694	13.2	1500	F/S	F/S	F/S	F/S
	7695	13.2	1500	F/S	F/S	F/S	F/S
CENTRAL PUNTA NEGRA	7233	132	2500	660	846	849	860
	7698	13.2	1500	---(*)	635	637	643
	7699	13.2	1500	---(*)	F/S	F/S	F/S

(*): Ampliación no existente

Tabla 8: Potencias de Cortocircuito para fallas monofásicas – Demanda Valle Invierno

Estación	Número de Nodo	Nivel de Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Potencia de Cortocircuito [MVA] – CC MONOFÁSICO			
				CASO BASE Punta Negra F/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2015	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2016	CASO AMPLIADO Punta Negra E/S Año: 2019
ET SAN JUAN	7110	220	5000	1497	1618	1629	1664
	7244	132	5000	1330	1550	1558	1588
	7502	33	1500	853	935	937	948
CENTRAL ULLUM	7212	132	2500	670	718	719	723
	7621	13.2	1000	344	347	348	348
	7622	13.2	1000	F/S	F/S	F/S	F/S
ET PUNTA DE RIELES	7239	132	7202	1077	1295	1299	1319
CENTRAL QUEBRADA DE ULLUM	7240	132	5715	556	614	614	617
	7680	13.2	1000	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAVIC	7241	132	10000	22	22	22	22
	7504	33	2800	22	23	23	23
	7810	13	750	23	23	23	23
ET JACHAL	7243	132	5000	142	147	147	146
	7543	33	750	104	107	107	106
	7843	13.2	500	0	0	0	0
CENTRAL SAMIENTO	7503	33	915	23	23	23	23
	7691	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
	7693	13.2	460	F/S	F/S	F/S	F/S
ET CAUCETE	7206	132	5000	504	538	537	539
ET CRUZ DE PIEDRA	7208	132	5000	3678	3736	4030	4307
	7102	220	5000	2393	2436	3295	3373
ET GRAN MENDOZA	7104	220	5000	2288	2340	3171	3348
CENTRAL LOS CARACOLES	7237	132	2500	548	745	745	750
	7694	13.2	1500	F/S	F/S	F/S	F/S
	7695	13.2	1500	F/S	F/S	F/S	F/S
CENTRAL PUNTA NEGRA	7233	132	2500	661	962	964	974
	7698	13.2	1500	---(*)	393	753	759
	7699	13.2	1500	---(*)	F/S	F/S	F/S

(*): Ampliación no existente

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 10 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Y siendo:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U_L \cdot \sqrt{3}};$$

Obtuvimos la siguiente tabla resumen, con las corrientes de cortocircuito en los nodos de interés para las situaciones de máxima y mínima generación:

Tabla 9: Corrientes de Cortocircuito de los nodos de Interés

Estación	Número de Nodo	Nivel de Tensión de referencia [KV]	Caso Ampliado, Punta Negra E/S, Año 2015			
			Corriente de cortocircuito monofásica [KA]		Corriente de cortocircuito trifásica [KA]	
			Pico Verano	Valle Invierno	Pico Verano	Valle Invierno
ET Punta de Rieles	7239	132	9,58	4,57	8,23	5,67
CH Los Caracoles	7237	132	7,86	3,26	6,47	3,17
	7694	132	5,85	F/S	3,60	F/S
	7695	132	5,85	F/S	3,60	F/S
CH Punta Negra	7233	132	8,88	4,22	7,34	3,70
	7698	132	4,13	3,30	3,68	2,78
	7699	132	4,13	F/S	3,68	F/S

4.3. CRITERIOS GENERALES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LINEA

4.3.1. Protección de impedancia

Las Líneas tanto de ET Caracoles a ET Punta Negra, como de ET Punta Negra a EM Punta de Rieles están compuestas por una doble terna. Se conoce que cuando hay dos líneas paralelas, existe el fenómeno de inductancia mutua, que afecta a la impedancia de secuencia cero, impedancia que se ve reducida notablemente cuando a la línea paralela la abrimos y aterramos en sus dos extremos, ya que le proporcionamos un camino a la corriente de secuencia cero. Siendo esta corriente presente únicamente para fallas monofásicas.

Por lo dicho se evaluará la necesidad de realizar dos grupos de parámetros: uno para el caso en que las dos líneas estén energizadas, y el otro para el caso en que la línea paralela esté abierta y aterrada en ambos extremos.

Análisis de la influencia de la impedancia mutua:

En la norma IEEE Std C37.113-1999 se clasifican a las líneas en cortas, medias y largas, de acuerdo a la relación entre la impedancia de la fuente y la impedancia de la línea a proteger: (SIR), o en términos de la tensión nominal de la línea y la longitud física:

A continuación vemos una tabla en donde podemos considerar a las líneas en cuestión, por interpolación, como líneas cortas.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 11 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Table 7: Definition of short and very short line

Line category	Un	Un
	110 kV	500 kV
Very short line	1.1-5.5 km	5-25 km
Short line	5-11 km	25-50 km

Al considerar a las líneas de ET Caracoles a ET Punta Negra, y de ET Punta Negra a EM Punta de Rieles como cortas, podemos inferir sún el fabricante, que el efecto de la impedancia mutua en líneas cortas puede hacerse despreciable, y que el alcance de la carga en la línea no debería limitar a las zonas de impedancia, ya que la línea posee una baja impedancia y podría no distinguir correctamente entre una falla y una sobrecarga.

La inferencia sobre la impedancia mutua la vamos corroborar analíticamente calculando las impedancias de las zonas de falla monofásicas, para las líneas de ET Punta Negra a EM Punta de Rieles, para los casos con 1 y con 2 ternas energizadas.

Los parámetros de las líneas de ET Punta Negra a EM Punta de Rieles se pueden ver en la tabla 2, y sún estos procedemos a calcular las zonas de impedancia:

$$R1PP = K1\% \times R1_{SEC}$$

$$X1PP = K1\% \times X1_{SEC}$$

$$RFPP = K2\% \times X1PP$$

$$R1PE = K1\% \times R1_{SEC}$$

$$X1PE = K1\% \times X1_{SEC}$$

$$RFPE = K3\% \times X1PE$$

$$R_{0E} = R_0 \cdot \left(1 + \frac{X_{m0}^2}{R_0^2 + X_0^2}\right)$$

$$X_{0E} = X_0 \cdot \left(1 - \frac{X_{m0}^2}{R_0^2 + X_0^2}\right)$$

$$R0PE = K1\% \times R_{0E}$$

$$X0PE = K1\% \times X_{0E}$$

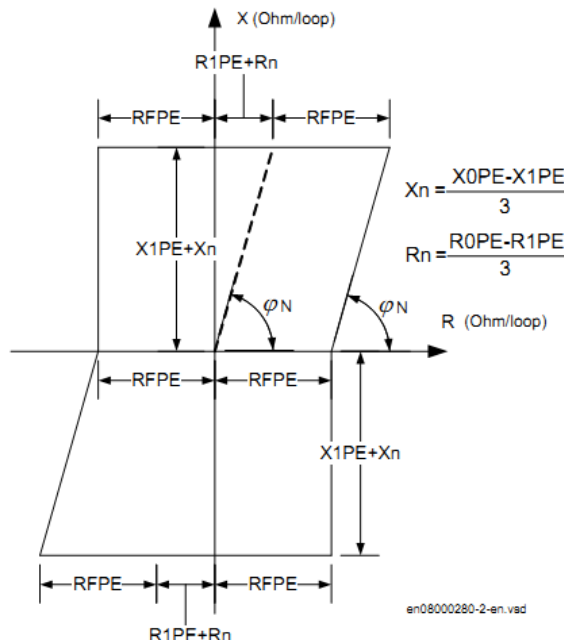


Figura 2: Esquema cuadrilateral de la función de impedancia

ZONAS	R1PP	X1PP	R1PE	X1PE	R0PE-1	X0PE-1	R0PE-2	X0PE-2	Rn-1	Xn-1	Rn-2	Xn-2
Z1	1,016	3,28	1,016	3,28	2,769	9,270	2,787	9,138	0,58	2,00	0,59	1,95
Z2	1,524	4,92	1,524	4,92	4,153	13,905	4,180	13,708	0,88	3,00	0,89	2,93
Z3	0,635	2,05	0,635	2,05	1,730	5,794	1,742	5,712	0,37	1,25	0,37	1,22
Z4	2,54	8,2	2,54	8,2	6,921	23,176	6,966	22,846	1,46	4,99	1,48	4,88

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 12 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

En esta tabla vemos que la máxima diferencia de impedancia para las zonas 1 y 2 es de aprox. 0,2 ohm reactivo y 0,03 ohm resistivo, traducido a error relativo sería: de 2,5% reactivo, y 0,15% resistivo, siendo que el relé tiene un error del +/-2% para localizar la falla. Por lo que estos errores los asumimos como aceptables, dejando por ende un solo grupo de parámetros, que contemplará ambo tipo de fallas, pero con los ajustes para 2 ternas energizadas.

A continuación, mostramos los criterios de ajustes para las distintas zonas de la función de impedancia:

ZONA	CRITERIO DE IMPEDANCIA	CRITERIO DE TIEMPO
Z1	Proteger fallas hasta el 80% de la línea para fallas Fase-Fase o Fase-Tierra, con un alcance resistivo de 2,5 veces el alcance reactivo para fallas Fase-Fase, y 3,5 veces para fallas Fase-Tierra.	Tiempo de operación instantáneo
Z2	Cubrir con un alcance reactivo del 120% de la línea más un 20% de la línea más corta que le continúe. Se considera un alcance resistivo de 2,5 veces el alcance reactivo para fallas Fase-Fase, y 3,5 veces para fallas Fase-Tierra. Z2 es también utilizada para el esquema "POTT".	Tiempo de retardo de 600 ms. 200 ms más que el ajuste del resto de las ET, a fin de coordinar el sobrealcance con el resto de las protecciones.
Z3	Se utiliza en dirección reversa para dar respaldo a la barra trasera correspondiente, el lado de alta del transformador elevador, cubrir el 20% de longitud de la línea paralela no cubierta por el relé de extremo opuesto, y condicionar el esquema de "Weak Infeed" para fallas externas. Se ajusta al 50% de la impedancia del transformador elevador, verificando no cubrir más que el 50% de la línea paralela, de ser necesario se debe ajustar al 50% de la impedancia de la línea paralela. Se considera un alcance resistivo de 2,5 veces el alcance reactivo para fallas Fase-Fase, y 3,5 veces para fallas Fase-Tierra.	Se fija el tiempo de operación en 400 ms. El ajuste de esta zona debe ser superior al sobrealcance por Z2 del extremo opuesto, de manera de bloquear el disparo de Z2 cuando se detecte Z3, con un tiempo menor al de Z2.
Z4	Se utiliza hacia adelante para operar con el esquema de "SOTF" (Cierre Bajo Falla). Se ajusta al 200% de la impedancia de línea. Se considera un alcance resistivo de 2,5 veces el alcance reactivo para fallas Fase-Fase, y 3,5 veces para fallas Fase-Tierra.	Tiempo de operación instantáneo.
Z5	RESERVA	N/A

4.3.2. Protecciones de sobrecorriente

Función Sobrecorriente Direccional de Fase 67F

La función de Sobrecorriente direccional de fase para proteger a las líneas se utiliza como un respaldo de la función de impedancia. Dicha función la realiza la unidad de

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 13 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

bahía, y no así en la protección de Línea. Motivo por el cual dicha función debe coordinarse y tener un tiempo mayor a la actuación de la función de impedancia.

La función de sobrecorriente de fase tiene la posibilidad de ajustarse por escalones, y configurarse en direcciones diferentes en cada escalón.

Por ende, cada escalón se configurara para dar respaldo a cada una de las zonas de impedancia.

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO	Protege en dirección de la línea contra sobrecarga o pequeños niveles de sobrecorriente que se mantengan por tiempos prolongados. Se puede ajustar al 160% de la $I_{NOMINAL}$. O a un 20% de la corriente de falla para la situación de mínima generación, en el caso que la corriente de la fuente de generación de esa línea sea cero.	El tiempo de operación depende del tiempo de mantenimiento de las corrientes de energización de los transformadores estimada en $t=3s$, por lo que consideramos que al 60% de ese tiempo el valor de sobrecorriente ya está por debajo del umbral de arranque $T=1,8$ sundos.
AJUSTE ALTO	Se ajusta en sentido reverso para dar respaldo a la barra y transformador que están hacia atrás. Se ajusta para el aporte mínimo de corriente de falla, que es el 80% de la corriente de falla en situación de mínima generación.	Con un tiempo de 900ms, coordinado con la Z3 de la protección de línea del mismo extremo y Z2 de la protección de línea del extremo opuesto.
AJUSTE MUY ALTO	Da respaldo a la protección principal de línea, en este caso a fallas en sentido directo como si fuese en Z1. Como su ajuste de tiempo es casi instantáneo, se lo considera a un 80% de la máxima corriente de falla de fase, aportada por el extremo en el cual mide la protección.	Se ajusta con un tiempo de retardo de 300 ms para darle prioridad a la evaluación de impedancia, y tener en cuenta el tiempo muerto de un recierre.

Función Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N

La función de sobrecorriente Direccional de tierra es una función para proteger al sistema de las fallas de alta resistencia, que dado la características de la falla presenta una alta resistencia, no siendo detectada por la función de sobrecorriente de fase, ni por la función de impedancia.

Esta función es implementada por la protección de Línea, permitiendo al sistema realizar un recierre ante una falla de estas características, pero también es utilizada como respaldo en el controlador de Bahía.

Cumpliendo con la filosofía “mantenimiento de las unidades de protección con el sistema en caliente, permitido”, es que tanto el ajuste de sobrecorriente como el de tiempo de actuación lo proponemos idénticos para ambas protecciones, en cada uno de los escalones.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 14 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Cada escalón de ajuste de sobrecorriente puede ser ajustado con direcciones diferentes, lo que da la posibilidad de proteger en ambas direcciones.

A continuación se muestra una tabla con los criterios de ajuste de sobrecorriente y tiempo de actuación de cada escalón:

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO	Protege en dirección de la línea contra grandes desequilibrios de corriente, no mayor a un 30% de la corriente nominal. Se recomienda: $I_{pickup} = 0,30 \times I_{nominal}$	El tiempo de operación se recomienda dejarlo en el valor ya ajustado en los relés existentes: $T=1,2$ segundos. Ya que la energización de los transformadores para esta corriente tiene un efecto más reducido.
AJUSTE ALTO	Se ajusta en sentido reverso para dar respaldo a la barra y transformadores que están hacia atrás. Se considerará la situación de mínimo aporte a un cortocircuito ubicado hacia atrás. 80% de la corriente de falla en situación de mínima generación.	Se ajusta para la corriente mínima de falla, que es en situación de mínima generación, con un tiempo de 900ms, coordinado con la Z3 de la protección de línea correspondiente y Z2 de la protección de línea del extremo opuesto.
AJUSTE MUY ALTO	Da respaldo a la protección principal de línea, en este caso a fallas monofásicas en sentido directo. Como su ajuste de tiempo es casi instantáneo, se lo considera a un 80% de la corriente de falla en situación de mínima generación, aportada por el extremo en el cual mide la protección.	Se ajusta con un tiempo de retardo de 300 ms para darle prioridad a la evaluación de impedancia, y tener en cuenta el tiempo muerto de un recierre.

Función Sobrecorriente No Direccional de fase Instantánea

Para la protección de Línea se habilita esta función solo para fallas bifásicas o trifásicas, en donde no existe posibilidad de recierre, y por ende disparamos de forma instantánea a toda la Línea.

La función 50, de sobrecorriente Instantánea, tiene mayor velocidad de evaluación que la función de impedancia, por lo que la protección de Línea podrá despejar la línea, para fallas bifásicas o trifásicas, de manera más rápida que si fuese por evaluación de impedancia.

Sin embargo esta función es habilitada también en el controlador de Bahía o protección de sobrecorriente, pero solo para emitir una alarma de su ocurrencia, ya que al ser una protección de respaldo no puede haber un disparo instantáneo por parte de esta protección.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 15 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Se ajusta para un 90% de la corriente de falla en condiciones de Maxima generación, protegiendo a la línea de forma instantánea ante una falla bifásica o trifásica.	Instantáneo: t=0 S.

Función Sobrecorriente No Direccional de Tierra Instantánea

La función de sobrecorriente de tierra 50N no puede ser utilizada para despejar la falla, la función de sobrecorriente direccional de tierra (67N) es la encargada de evaluar las fallas de alta impedancia, y permitir realizar recierre, todo esto coordinado con la función de impedancia, lo cual elimina toda posibilidad de la función 50N para despejar a la línea de manera instantánea. Dicho esto, queda en evidencia, la tarea de despejar la línea para fallas de tierra solo lo debe realizar, de forma temporizada, la función 67N. Por lo que la función 50N es utilizada solo para advertencia, como Alarma.

50N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Se ajusta para un 90% de la corriente de falla monofásica en condiciones de Maxima generación, que sería el caso más favorable, pero en condiciones de falla franca a tierra, es decir, con resistencia casi cero.	Instantáneo: t=0 S.

4.3.3. Funciones complementarias habilitadas en los relés de línea

a) Cierre bajo falla (SOTF para REL511, ZCVPSOF para REL650):

Se recomienda habilitar esta lógica utilizando como medición la zona 4.

b) Función Recierre Automático - 79 (AR para REL511, STBRREC para REL650)

Se recomiendan mantener los actuales criterios de ajustes de las líneas Caracoles – Punta de Rieles, es decir habilitar sólo la opción de recierre monofásico con un tiempo muerto de 250 ms, de acuerdo al esquema de recierre actualmente utilizado por las líneas de DISTROCUYO y de ENERGIA DE SAN JUAN.

c) Verificación de Sincronismo – 25 (SYN para REL511, y SESRSYN para REL650)

Se habilitara para asurar el correcto recierre o energización de la línea, con el fin de minimizar el riesgo de falla por sincronización fuera de fase.

d) Falla de Interruptor – 50BF (BFP para REL511, y CCRBRF para REL650)

Se recomiendan mantener el actual criterio de ajuste de tiempo, en 150 ms para el disparo. La corriente de arranque de la función se recomienda ajustar a un pequeño valor, tal que asure la circulación de corriente por el interruptor, 20% In. No se recomienda utilizar redisparo sobre el interruptor fallado.

El tiempo de ajuste se obtiene de las siguientes consideraciones:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 16 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Demora del relé de protección: $T_{out} \approx 20 \text{ ms}$

Demora del relé auxiliar: $T_{aux} \approx 5 \text{ ms}$

Tiempo de Operación del Interruptor: $T_{int} \approx 70 \text{ ms}$

Compuesto por:

Tiempo de apertura del interruptor $\approx$ de 40 ms a 50 ms: $T_{apint} \approx 50 \text{ ms}$

Tiempo de arco del interruptor $\approx$ de 10 ms a 20 ms: $T_{arco} \approx 20 \text{ ms}$

Tiempo de Reposición de la PFI: $T_{rep} \approx 20 \text{ ms}$

Error temporizador de PFI: $T_{err} \approx \pm 20 \text{ ms}$

Margen de seguridad adoptado: $T_{MS} \approx 10 \text{ ms}$

Por lo tanto, el tiempo asociado al despeje de falla, es:

$T_{1PFI} = T_{out} + T_{aux} + T_{int} + T_{rep} + T_{err} + T_{MS}$

$T_{1PFI} = 20 \text{ ms} + 5 \text{ ms} + 70 \text{ ms} + 20 \text{ ms} + 20 \text{ ms} + 15 \text{ ms} = 150 \text{ ms}$

- e) Supervisión oscilación de Potencia – 68 (PSD para REL511, y ZMRPSB para REL650)

Se recomienda mantener los actuales criterios de ajustes, es decir la zona interna “X1 IN y R1 IN” ajustadas al 160% Z2 y la zona externa “KX y RX” ajustados al 120% de “X1 IN y R1 IN” con los mismos tiempos de evaluación de la trayectoria de la impedancia aparente.

- f) Localizador de falla (LOC para REL511, y LMBRFLO para REL650)

Se configuran los parámetros de la línea con los equivalentes de Thevenin en cada extremo.

- g) Supervisión de sobrecarga (OVL D para REL511, y LPTTR para REL650)

Se recomienda mantener los actuales ajustes, 118% In, cercana a la capacidad térmica de la línea, para un tiempo de 15 s.

- h) Corriente reversa “Current Reversal” y Fuente débil “Weak infeed logic”

Se recomienda mantener los ajustes actuales sún la tabla anexa ZCAL para REL511, y ZCWSPSCH para REL650.

Esta función es la encargada de responder con un ECO en el esquema de protección seleccionado (POTT) en el caso de que la función mida un aporte débil a la falla desde su extremo. Y bloquear dicho ECO si se mide corriente reversa.

- i) Disparo demorado por sobretensión – 59 (TOV para REL511, y OV2PTOV para REL650)

Se recomienda mantener los actuales ajustes de la CH Caracoles, que se muestran en la tabla anexa, como TOV para REL511, y OV2PTOV para REL650.

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 17 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

j) Esquema de comunicación para aceleración de zona de impedancia (ZCOM para REL511, y ZCPSCH para REL650)

Se recomienda cambiar el ajuste a sobrealcance permitido (POTT), con medición en Z2, como se especificó anteriormente.

k) Característica de Direccionalidad (ZDIR para REL511, y ZDNRDIR para REL650)

Se aplica el criterio de direccionalidad para la evaluación de fallas de Impedancia, en donde los ángulos típicos son: ArgDir. -15º, y ArgNegRes 115º.

l) Criterio general de falla o Selección de fase para la función de impedancia (GFC para REL511, y FDPSPDIS para REL650)

Se recomiendan los nuevos valores de ajustes, mostrados de la tabla GFC para REL511, y FDPSPDIS para REL650. Esta función realiza una evaluación de la impedancia de la línea, con algoritmos y parámetros diferentes, dando un respaldo a todas las zonas de impedancia. El algoritmo de esta función se diferencia en la cantidad de mediciones de V e I que toma para realizar el cálculo de impedancia, evaluando 6 tipos de fallas: 3 del tipo Fase-Fase y 3 del tipo Fase-Tierra. Además permite configurarle una condición de sobrecorriente, la cual se prefiere no activar.

m) Sobrecorriente direccional de tierra temporizada (WEF para REL511, y EF4PTOC para REL650)

Se utiliza como respaldo para fallas a tierra de alta resistencia, utilizando un esquema de teleprotección para la aceleración del disparo. En el punto 4.3.2 se detallan los criterios de ajustes de los escalones de tiempo definido.

n) Sobrecorriente de Fase Instantánea (IOC para REL511, y SPTPIOC para REL650)

Se utiliza para evaluación de fallas bifásicas o trifásicas de alto ajuste. En el punto 4.3.2 se detallan los criterios de ajuste de nivel de corriente y tiempo de actuación (t=0).

o) Sobrecorriente de Neutro Instantánea (TEF para REL511, y EFPIOC para REL650)

Se recomienda habilitar solo como alarma, ya que no podría actuar de forma instantánea, por el hecho que se le da prioridad a la función de impedancia y a la direccional de tierra de tiempo definido, las cuales utilizan un esquema de teleprotección y evalúan la posibilidad de realizar un recierre monofásico.

Para el caso del relé REL511, se implementa la función TEF, la cual es de tiempo definido, pero ese tiempo se selecciona igual a cero (t=0).

p) Esquema de comunicación para disparo por sobrecorriente de tierra (EFC para REL511, y ECPSCH para REL650)

Se recomienda activar esta función, de manera que exista un esquema de teleprotección para fallas de sobrecorriente monofásica de alta resistencia. Siendo

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 18 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

este esquema el correcto y necesario para despejar de manera rápida y selectiva este tipo de fallas. Ajustes recomendados: $I_o=10\% I_n$, $U_o = 5\% U_n$, y tiempo básico de 300 ms.

q) Discrepancia de Polos – 52PD (PD para REL511, y CCRPLD para REL650)

Se recomienda activar esta función para corroborar que los interruptores trifásicos del tipo monopoles cierren en su conjunto y a la misma vez. Verificación muy útil cuando existe la función de recierre, como en nuestro caso. Ver tabla de parámetros anexada.

4.3.4. Funciones de respaldo habilitadas en los Controladores de Bahía REC650

a) Verificación de Sincronismo – 25 (SESRYN para REC650)

Se habilitará esta función en el relé de control de Bahía para que sirva de redundancia de la misma función habilitada en el relé de línea (REL650), con tiempo superior.

b) Falla de Interruptor – 50BF (CCRBRF para REC650)

Se habilitará esta función en el relé de control de Bahía para que sirva de redundancia de la misma función habilitada en el relé de línea (REL650), con el mismo tiempo ajustado en el REL650, superior a los 150ms.

La corriente de arranque de la función se recomienda ajustar a un pequeño valor, tal que asegure la circulación de corriente por el interruptor, $20\% I_n$. No se recomienda utilizar redisparo sobre el interruptor fallado.

c) Discrepancia de Polos – 52PD (CCRPLD para REC650)

Se recomienda activar esta función para corroborar que los interruptores trifásicos del tipo monopoles cierren en su conjunto y a la misma vez. Verificación muy útil cuando existe la función de recierre, como en nuestro caso. Ver tabla de parámetros anexada.

d) Disparo demorado por sobretensión – 59 (OV2PTOV para REC650)

Se recomienda colocar los mismos ajustes que se utilizaron en el relé de Línea REL650.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 19 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.4. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DE LOS CONTROLADORES DE LOS CAMPOS DE TRANSFORMADORES

A continuación se presentan los criterios generales para los ajustes de las protecciones de los campos de transformadores.

Estas protecciones tienen como fin proteger al tramo de línea existente entre el interruptor de transformador y las barras, proporcionando a su vez respaldo al transformador.

Las funciones de protección de estos relés son: Sobrecorriente de Fase Instantánea (50), Sobrecorriente de Fase Direccional (67), Sobrecorriente de Tierra Instantánea (50N) solo como alarma, Sobrecorriente de Tierra Direccional (67N), Falla de Interruptor (50BF), Discrepancia de polos (52DP), Sobretensión de Fase demorada (59) y Verificación de Sincronismo (25).

Las funciones de sobrecorriente direccional tendrán 2 escalones de tiempos definidos, uno para proteger en dirección a las barras y el otro escalón en dirección al transformador.

Este criterio de protección se tomara tanto para proteger contra sobrecorrientes entre fases, como entre fase y tierra.

El margen de tiempo de coordinación mínimo entre protecciones de sobrecorriente ha sido adoptado en 200 ms considerando los siguientes errores y tiempos de operación:

- Errores de la protección (E_r): 3 %.
- Errores de TI (ECT): 3 %
- Tiempo de actuación de la protección (TP): 0.05 s.
- Tiempo de interrupción de interruptor TCB: 0.05 s.
- Tiempo de rearmado de la protección ("overshoot time", T_0): 0.035 s.
- Margen de seguridad (TS): 0.060 s.

Resultando:

$$MC = (2E_r + ECT) TP + TCB + T_0 + TS = 0,200 \text{ s.}$$

Sin embargo se agregan 100 ms como margen de seguridad por estar involucradas la protección diferencial de barra y de transformador, por lo que a los fines de mantener la discriminación del sistema se selecciona 300 ms.

4.4.1. Protecciones de sobrecorriente

Función Sobrecorriente Direccional de Fase 67F

Como mencionamos, esta función de protección está incorporada en el Controlador de Bahía de cada uno de los campos de Transformador y tiene como fin proteger tanto la línea hacia adelante del interruptor de campo hasta las barras, como hacia atrás, hasta el lado del alta del Transformador inclusive.

A continuación se muestran los criterios de ajustes para esta función:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 20 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
Escalón 1 (Hacia adelante)	Protege en dirección de la barra contra cortocircuitos en la línea que va desde el interruptor de campo hasta la barra. Se ajusta al 80% de la corriente falla trifásica aportada por cada generador de la CH Punta Negra.	El tiempo de operación depende del tiempo de coordinación con la protección de barras, se selecciona en 300 ms.
Escalón 2 (Hacia atrás)	Se ajusta en sentido reverso para dar respaldo al transformador, para la corriente de carga máxima de corta duración que soporta el transformador según su curva de sobrecarga. Según la Norma IEC 60076-7 la carga de emergencia de corto tiempo no debe superar 1,8 veces la carga nominal, por lo elegimos el 180% de la Inom del transformador como valor de arranque	El tiempo de operación se selecciona de manera de coordinar con la protección del transformador. Se considera muy importante despejar la falla, por lo que el tiempo de coordinación no deberá superar los 300 ms.

Función Sobrecorriente Direccional de Tierra 67N

Al igual que la función 67F, esta función sirve de respaldo de la línea hacia adelante y hacia atrás del interruptor de campo. Esta función da protección a fallas a tierra, sobre todo de alta impedancia.

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
Escalón 1 (Hacia adelante)	Protege en dirección de la barra contra grandes desequilibrios de corriente, no mayor al 70% de la corriente monofásica de falla aportada por un generador de la CH Punta Negra. El alto valor permite discriminar fallas fuera de la zona de protección.	El tiempo de operación se recomienda no superar los 300 ms. Esta protección solo debe coordinar con la protección de barras.
Escalón 2 (Hacia atrás)	Se ajusta en sentido reverso para dar respaldo al transformador contra grandes desequilibrios de corriente. Este valor se elige de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, y no debe exceder el 70% de las Inom del Trafo. Elegimos como valor de compromiso para permitir la coordinación con las otras protecciones el 40% de la Inom en 132KV.	El tiempo de operación se recomienda no superar los 300 ms. Esta protección solo coordina con la protección del transformador.

Función Sobrecorriente No Direccional de fase Instantánea

Esta función es utilizada para proteger el transformador contra altas corrientes de fallas aportadas por todo el sistema a este.

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Se ajusta al 90% de la corriente de falla trifásica aportada por el transformador a la ET Punta Negra.	0 s

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 21 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Función Sobrecorriente No Direccional de Tierra Instantánea

Esta función sirve solo como alarma, ya que debe ser coordinada con las funciones de protección de barras y de transformador.

50N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Como criterio práctico se ajusta al 70% de la corriente nominal del transformador de la ET Punta Negra.	0 s

4.4.2. Funciones complementarias para la unidad de Bahía de los Campos de Transformadores

a) Verificación de Sincronismo – 25 (SESRSYN para REC650)

Se habilitara esta función en el relé de control de Bahía para que sirva de redundancia del sistema de sincronismo o suridad extra para el caso de energización de una línea muerta.

b) Falla de Interruptor – 50BF (CCRBRF para REC650)

Se habilitara esta función en el relé de control de Bahía, con un tiempo de 150 ms al igual que el ajustado en los demás Relés.

La corriente de arranque de la función se recomienda ajustar a un pequeño valor, tal que asure la circulación de corriente por el interruptor, 20% In. No se recomienda utilizar redisparo sobre el interruptor fallado.

c) Discrepancia de Polos – 52PD (CCRPLD para REC650)

Se recomienda activar esta función para corroborar que el interruptor trifásico cierre o abra todos sus polos en su conjunto y a la misma vez. Esta función para el caso de interruptores tripolares, utiliza para su evaluación los valores de corriente de cada fase. Se recomienda como valor umbral para determinar una discrepancia de polos, el 20% de la Inominal, mismo valor seleccionado en la función 50BF.

d) Disparo demorado por sobretensión – 59 (OV2PTOV para REC650)

Se recomienda colocar los mismos ajustes que se utilizaron en los relés de protección de Línea.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 22 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.5. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DEL CONTROLADOR DEL ACOPLE DE BARRAS

A continuación se presentan los criterios generales para los ajustes de las protecciones del campo de Acople de Barras

Estas protecciones tienen como fin proteger al tramo de Barra que une a las Barras A y B, así como del Interruptor que las vincula, ubicado sobre el mismo tramo de Barra.

Las funciones activas en este relé de protección son: Sobrecorriente instantánea (50), Sobrecorriente Temporizada (51), y Sobrecorriente de Tierra instantánea (50N), Sobrecorriente de Tierra Temporizada (51N), Falla de Interruptor (50BF), Discrepancia de polos (52DP), Sobretensión de Fase temporizada (59), y Verificación de Sincronismo (25).

Las funciones de Sobrecorriente de Fase-Fase y Fase-Tierra temporizada tienen solo un escalón de tiempo definido.

4.5.1. Protecciones de Sobrecorriente

El acople de barra es protegida por un conjunto de funciones de sobrecorriente no direccionales, de fase y de tierra. A continuación se presentan los criterios de ajustes de las funciones de sobrecorrientes activas en el Controlador de Bahía del Acople de Barras.

Función Sobrecorriente No Direccional de Fase Instantánea

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Se ajusta al 90% de la corriente de falla trifásica aportada por el sistema al nodo de la ET de Punta Negra, en situación de mínima generación. Con el fin de ser lo suficientemente sensible, y selectivo al mismo tiempo	0 s

Función Sobrecorriente No Direccional de Tierra Instantánea

50N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Se ajusta al 80% de la corriente de falla monofásica aportada por el sistema al nodo de la ET de Punta Negra, en situación de mínima generación. Con el fin de ser lo suficientemente sensible, y selectivo al mismo tiempo	0 s

Función Sobrecorriente No Direccional de Fase Temporizada

51	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
TEMPORIZADA	Se ajusta al 70% de la corriente de falla trifásica aportada por el sistema al nodo de la ET Punta Negra, en situación de mínima generación.	El tiempo de operación se recomienda no inferior a 300 ms, para coordinación con las demás protecciones

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 23 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Función Sobrecorriente No Direccional de Tierra Temporalizada

51N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
TEMPORIZADA	Se ajusta al 50% de la corriente de falla monofásica aportada por el sistema al nodo de la ET Punta Negra, en situación de mínima generación.	El tiempo de operación se recomienda no inferior a 300 ms, para coordinación con las demás protecciones.

4.5.2. Funciones complementarias para la unidad de Bahía del Acople de Barras

e) Verificación de Sincronismo – 25 (SESRYN para REC650)

Se habilitara esta función en el relé de control de Bahía para que sirva de redundancia del sistema de sincronismo o suridad extra para el caso de energización de una línea muerta.

f) Falla de Interruptor – 50BF (CCRBRF para REC650)

Se habilitara esta función en el relé de control de Bahía, con un tiempo de 150 ms al igual que el ajustado en los demás Relés.

La corriente de arranque de la función se recomienda ajustar a un pequeño valor, tal que asure la circulación de corriente por el interruptor, 20% In. No se recomienda utilizar redisparo sobre el interruptor fallado.

g) Discrepancia de Polos – 52PD (CCRPLD para REC650)

Se recomienda activar esta función para corroborar que el interruptor trifásico cierre o abra todos sus polos en su conjunto y a la misma vez. Esta función para el caso de interruptores tripolares, utiliza para su evaluación los valores de corriente de cada fase. Se recomienda como valor umbral para determinar una discrepancia de polos, el 20% de la Inominal, mismo valor seleccionado en la función 50BF.

h) Disparo demorado por sobretensión – 59 (OV2PTOV para REC650)

Se recomienda colocar los mismos ajustes que se utilizaron en los relés de protección de Línea.

4.6. CRITERIOS GENERALES DE LOS AJUSTES DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRA

A continuación se presentan los criterios generales para los ajustes de la protección Diferencial de Barra.

El tipo de Protección de Barras que se utiliza es de distribución centralizada, la cual está conformada por una unidad central que toma la medición de los TI de cada bahía, conectados a cada entrada de corriente del IED. La protección actúa enviando una orden de Disparo al interruptor del campo en falla.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 24 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

A continuación mostramos un esquema de esta configuración:

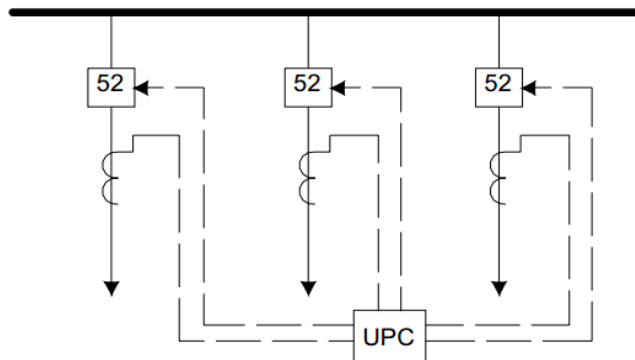


Figura 3: Esquema de una protección Diferencial de Barras de distribución centralizada

La protección de Barra del tipo centralizada está diseñada para proteger los diferentes tipos de configuración de barra. En el caso de la ET Punta Negra, posee la configuración de doble barra con interruptor de acople.

El objetivo principal de la protección de Barra será el de despejar todos los campos que estén conectados a la barra en falla, sin influir en aquellos campos que no pertenezcan a misma.

Esta protección de Barras utiliza el criterio de baja impedancia, la cual determina la corriente diferencial como un porcentaje de la suma algebraica de las corrientes, de manera de obtener la máxima sensibilidad.

Es decir, esta protección se basa en la detección de fallas con el principio de la corriente diferencial, donde la sumatoria de todas las corrientes que entran y salen de la barra debe ser cero.

$$\sum I_E + I_S = 0$$

I_E : Corrientes Entrantes

I_S : Corrientes Salientes

$$I_D = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n|$$

I_D : Corrientes Diferenciales

En la figura se muestra la característica de operación.

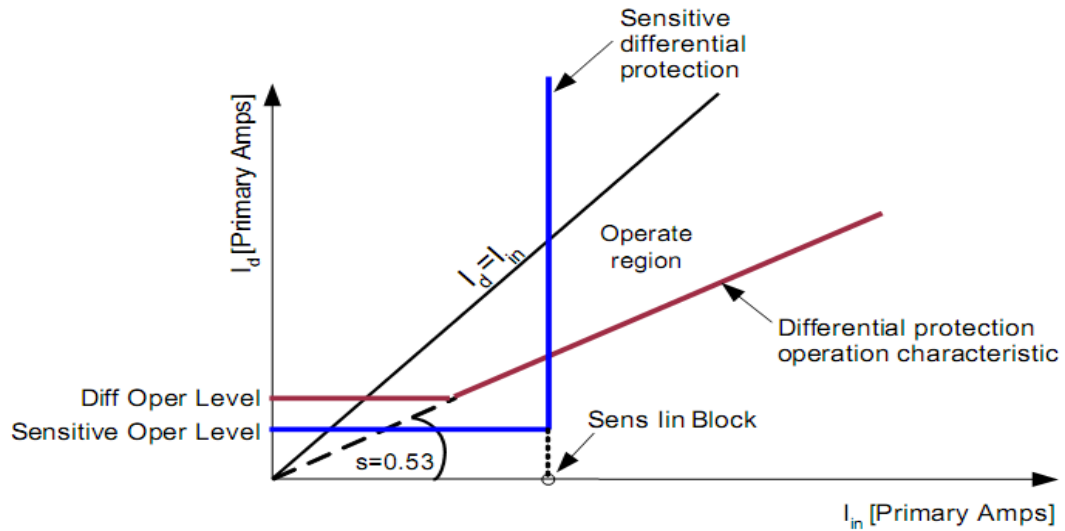


Figura 4: Característica de la Protección Diferencial Porcentual

El relé de protección ABB posee una pendiente fija ajustada a un valor de 0.53 dejando solo la posibilidad de ajustar el valor de mínima corriente de operación (Diff Oper Level). Todos los puntos que se encuentran por encima de la curva, son para los cuales la función actuara.

El equipo de protección tiene la posibilidad de dividir la configuración de la Barra en diferentes zonas de protección. En el caso particular de ET Punta Negra, que posee dos Barras con interruptor de acople, se va considerar a cada barra como una zona protección A y B.

4.6.1. Función Diferencial (87B)

Esta función se encarga de proteger las Barras ante cualquier falla.

Los criterios de ajustes que se tendrán en cuenta son:

87B	DIFERENCIAL DE BARRA	CRITERIO DE TIEMPO
DIFERENCIAL	Se estipulara un valor de corriente teniendo en cuenta que este valor debe ser menor a la corriente de cortocircuito de Barras mínima. Mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra. Considerando que la protección de barra no debe actuar ante contingencias, y eventualidades de circuitos de corrientes abiertos se toma el valor del 100% de la corriente nominal del TI de mayor valor. La detección para TI abierto se restringe para el 10% de la corriente nominal del TI de menor valor.	$T_{tirp} = 0 \text{ s}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 26 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.7. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LÍNEAS 1 Y 2 DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA

Las protecciones de estas líneas están conformadas por un relé de Línea, y un Relé de Control y protección de Bahía, el primero implementa la función de impedancia (21) como principal, equipado a su vez con una característica de arranque por máxima corriente instantánea (50) para fallas bifásicas o trifásicas, que actuará en forma independiente de las primera, posibilitando la operación del relé para el caso de muy altas corrientes aún con ausencia de tensión de medición. Como funciones complementarias utilizamos: para la protección contra fallas a tierra de alta resistencia, la función de sobrecorriente de tierra instantánea (50N) como alarma, la función de sobrecorriente de tierra direccional (67N) con un esquema de disparo permisivo; la función de discrepancia de polos (52PD); la función de falla de interruptor (50BF); la función de disparo por sobretensión temporizada (59), la función de verificación de sincronismo (25), recierre (79), y bloqueo por oscilación de potencia (68).

El Relé de Control de Bahía y protección cuenta con las funciones de: protección contra fallas de sobrecorriente direccional de fase (67) y de Fase-Tierra (67N) utilizadas como respaldo de la función de impedancia, y coordinada con tal. Este relé también posee funciones complementarias: función de sobrecorriente de Fase (50) y de Tierra (50N) únicamente como alarmas; función de discrepancia de polos (52PD); función de falla de interruptor (50BF); función de disparo por sobretensión temporizada (59) y función de verificación de sincronismo (25). Además posee la lógica para el comando de los interruptores de la Bahía en cuestión

Debido a que las líneas son cortas (16,2 Km) y de baja impedancia, se recomienda utilizar entre ambos extremos, el esquema de teleprotección de aceleración de zona con sobrealcance permitido "POTT", con la finalidad de lograr un mayor alcance para fallas resistivas en la línea, evitando que la función pueda ocasionar un subalcance y no discriminar tal falla. Por otra parte también se recomienda ajustar las lógicas de "weak infeed" para detectar fallas de débil contribución, así como también, la lógica de "current reversal" especial para líneas paralelas, la función de oscilación de potencia para bloquear disparos no selectivos, y la función "SOTF", "cierre bajo falla" para desvincular una línea de manera rápida, cuando se la intenta energizar con una falla.

4.7.1. ET Caracoles

PROTECCION PRINCIPAL DE LINEA (REL511)

La protección principal está conformada por un relé de protección marca ABB, modelo REL 511 con las siguientes funciones activas:

FUNCIONES REL511	CODIGO	ACTIVADA
Impedancia de Zona 1 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM1	X
Impedancia de Zona 2 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y	ZM2	X

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 27 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

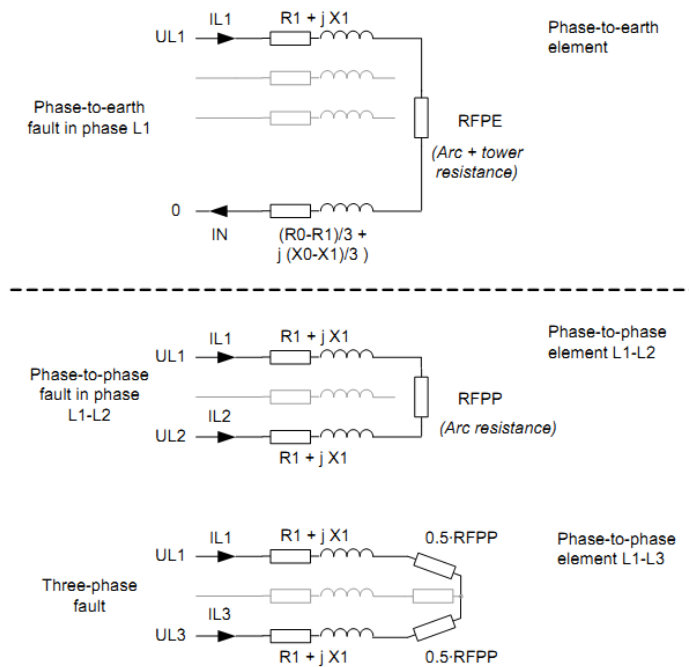
Ph-Pe Para 2 Ternas.		
Impedancia de Zona 3 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM3	X
Impedancia de Zona 4 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM4	X
Característica de Direccionalidad de Z	ZDIR	X
Cierre Bajo Falla	SOTF	X
Detección de línea muerta (necesaria para activar el SOTF)	DLD	X
Detección de oscilación de potencia	PSD	X
Detección de falla de fusible de TP	FUSE	X
Protección de sobrecorriente de fase Instantánea	IOC	X
Protección de sobrecorriente de Neutro temporizada	TEF	X
Supervisor de sobrecarga	OVL	X
Recierre automático	AR01	X
Verificación de sincronismo	SYN1	X
Protección de Falla de Interruptor	BFP	X
Localizador de falla	FLOC	X
Criterio de Falla General	GFC	X
Criterio de Corriente Reversa y Weak End Infeed (Fuente Débil) para la lógica de Impedancia	ZCAL	X
Protección de sobrevoltaje	TOV	X
Esquema de comunicación (POTT)	ZCOM	X
Lógica de Disparo	TR01	X
Esquema de comunicación para la lógica de sobrecorriente residual	EFC	X
Criterio de Corriente Reversa y Weak End Infeed (Fuente Débil) para la lógica de sobrecorriente residual	EFCA	X

La impedancia de una línea en falla se evaluará de forma discriminada para fallas trifásicas y monofásicas, debido que la impedancia de fallas monofásicas siempre es mayor que la de fallas trifásicas.

Además, se considerará como caso genérico a las dos líneas paralelas energizadas, ya que se demostró en el punto 4.3.1 que no es significativo el cambio de impedancia de la línea para el caso en que la línea paralela está abierta y aterrada.

En la siguiente figura mostramos los casos de fallas con las impedancias asociadas:

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 28 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			



Y a continuación, se muestran las gráficas y parámetros involucrados en el cálculo de las zonas de impedancia, tanto para fallas Fase-Fase, como para Fase-Tierra.

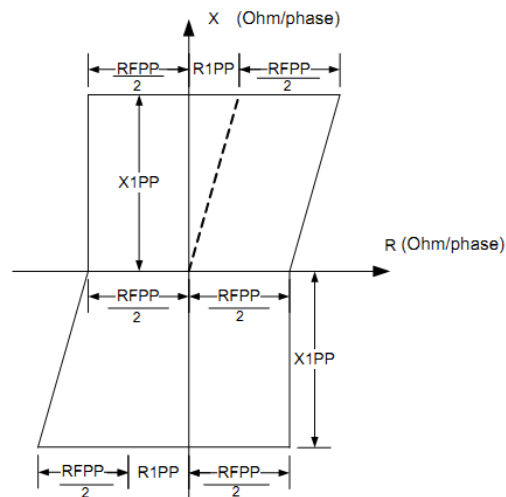


Figura 5: Característica de impedancia Fase-Fase

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 3135-2-CA02-120-001/0 A619-SE-E01-P-MC-00 Rev. 00 Pág. 29 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)		

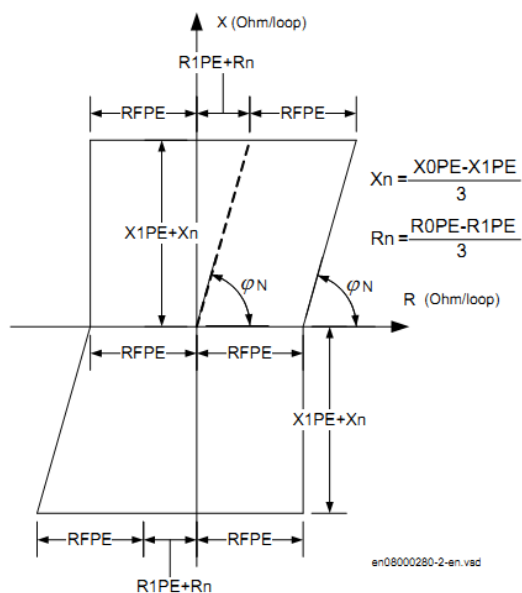


Figura 6: Característica de impedancia Fase-Tierra

De la Tabla 2, utilizamos los valores característicos de las líneas, expresados en valores secundarios y calculamos las impedancias para las zonas de protección con las siguientes ecuaciones:

$$R1PP = K1\% \times R1_{SEC}$$

$$X1PP = K1\% \times X1_{SEC}$$

$$RFPP = K2\% \times X1PP$$

$$R1PE = K1\% \times R1_{SEC}$$

$$X1PE = K1\% \times X1_{SEC}$$

$$RFPE = K3\% \times X1PE$$

$$R_{0E} = R_0 \cdot \left(1 + \frac{X_{m0}^2}{R_0^2 + X_0^2} \right)$$

$$X_{0E} = X_0 \cdot \left(1 - \frac{X_{m0}^2}{R_0^2 + X_0^2} \right)$$

$$R0PE = K1\% \times R_{0E}$$

$$X0PE = K1\% \times X_{0E}$$

$$Zx = \sqrt{R1PP^2 + X1PP^2}$$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 30 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-FASE (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K2%=2,5	$R1PP = 0,8 \times 0,85 = 0,68$ $X1PP = 0,8 \times 2,25 = 1,80$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 4,50$	$t_{1PP} = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=2,5	$R1PP = 1,2 \times 0,85 = 1,02$ $X1PP = 1,2 \times 2,25 = 2,70$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 6,75$	$T_{2PP} = 600 \text{ ms}$
Z3	K1%=0,5 K2%=2,5	$R1PP = 0,5 \times 0,85 = 0,42$ $X1PP = 0,5 \times 2,25 = 1,12$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 2,8$	$T_{3PP} = 400 \text{ ms}$
Z4	K1%=2,0 K2%=2,5	$R1PP = 2 \times 0,85 = 1,70$ $X1PP = 2 \times 2,25 = 4,50$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 11,25$	$T_{4PP} = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

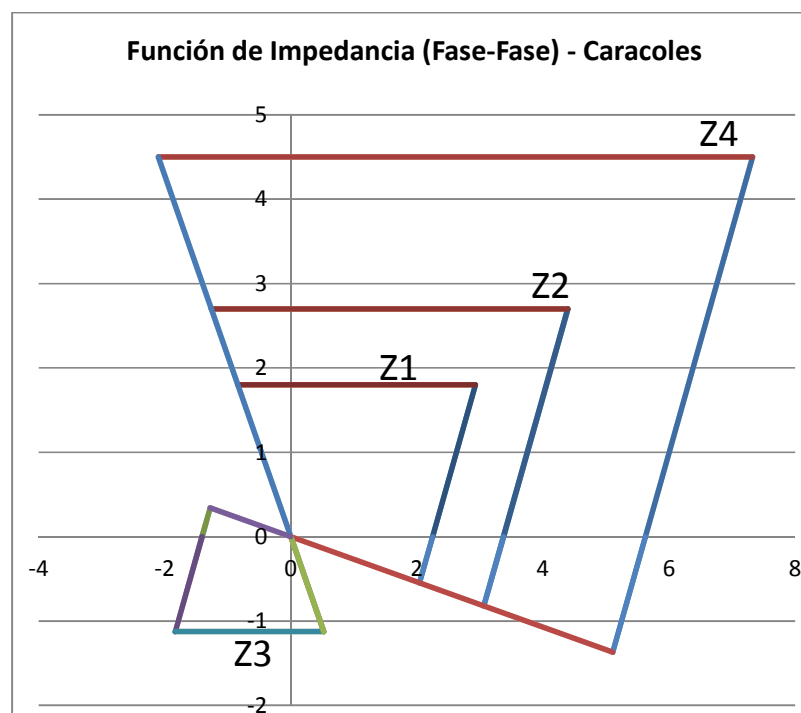


Figura 7: Esquema de zonas de protección de impedancia para fallas Fase-Fase, de ET Caracoles-ET Punta Negra

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 31 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-TIERRA (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K3%=3,5	$R_{1PE} = 0,8 \times 0,85 = 0,68$ $X_{1PE} = 0,8 \times 2,25 = 1,80$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 0,8 \times 5,69 = 4,55$ $X_{0PE} = 0,8 \times 17,99 = 14,39$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 6,30$	$t_{1PE} = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=3,5	$R_{1PE} = 1,2 \times 0,85 = 1,02$ $X_{1PE} = 1,2 \times 2,25 = 2,70$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 1,2 \times 5,69 = 6,83$ $X_{0PE} = 1,2 \times 17,99 = 21,58$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 9,45$	$T_{2PE} = 600 \text{ ms}$
Z3	K1%=0,5 K2%=3,5	$R_{1PE} = 0,5 \times 0,85 = 0,42$ $X_{1PE} = 0,5 \times 2,25 = 1,12$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 0,5 \times 5,69 = 2,846$ $X_{0PE} = 0,5 \times 17,99 = 8,99$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 3,92$	$T_{3PE} = 400 \text{ ms}$
Z4	K1%=2,0 K2%=3,5	$R_{1PE} = 2 \times 0,85 = 1,70$ $X_{1PE} = 2 \times 2,25 = 4,50$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 2 \times 5,69 = 11,38$ $X_{0PE} = 2 \times 17,99 = 35,97$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 15,75$	$T_{4PE} = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

COPIA IMPRESA SE CONSIDERA COPIA NO CONTROLADA
Plantilla: Normal

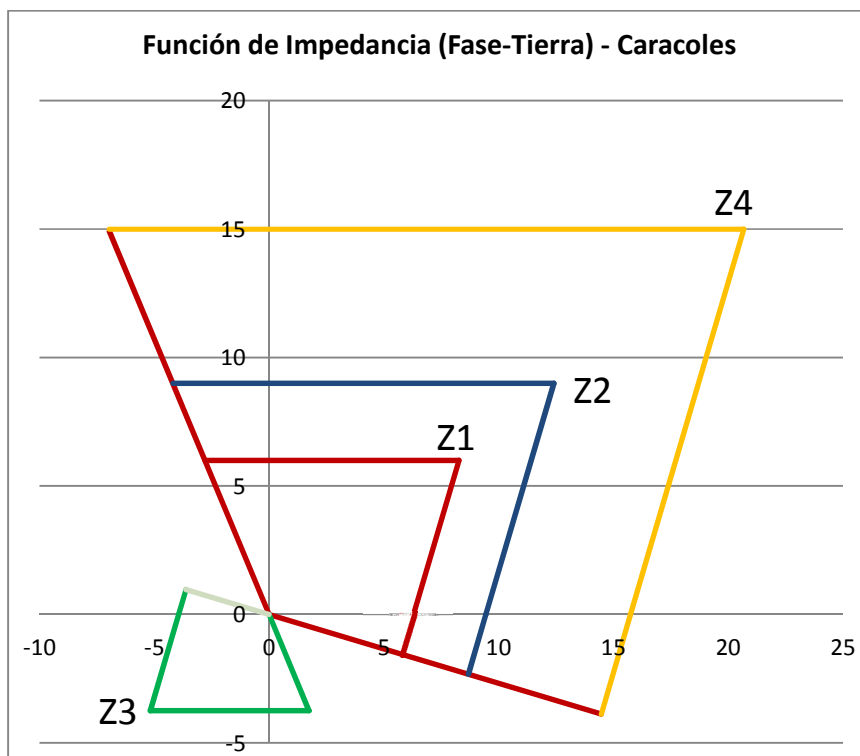


Figura 8: Esquema de zonas de protección de impedancia para fallas Fase-Tierra, de ET Caracoles-ET Punta Negra

PARÁMETROS GENERALES DE FUNCIÓN DE IMPEDANCIA

PARAMETRO	DETALLE	VALOR
ArgDir	Angulo Inferior de la característica de impedancia directa	15 °
ArgNegRes	Angulo Superior de la característica de impedancia directa	115 °

Además, como se muestra en la tabla de las funciones activas, el relé posee activas las siguientes funciones de respaldo: 50 (Sobrecorriente de fase Instantánea), y la función 67N (Sobrecorriente direccional de tierra) para fallas monofásicas de alta impedancia, con una lógica de permisivo por teleprotección.

Estas funciones también están activas en el relé de respaldo de sobrecorriente, con los mismos ajustes, por lo que tomamos los ajustes detallados en el relé de respaldo.

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 33 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

PROTECCION DE RESPALDO DE SOBRECORRIENTE (REF545)

La protección de respaldo está conformada por un relé de protección marca ABB, modelo REF545 con las siguientes funciones:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE 67F

Las funciones de sobrecorriente son de tipo direccionales a fin de brindar el respaldo deseado en sentido de la línea o reverso.

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la de cada generador de Caracoles: $I_{nom}=273\text{ A}$ en 132 KV. Tenemos: $I_{start} = 1,60 \times 274\text{ A} = 440\text{ A}$ $I_{start} = \mathbf{1,60x I_{nom}}$	$T=1,8\text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	La corriente de cortocircuito trifásica, en barras de CH Caracoles en situación de mínima generación es $I_{cc}=3,17\text{ KA}$, por lo que el aporte de cada terna sería: $I_{cc}=1,585\text{ KA}$. Entonces $I_{start} = 0,8 \times 1,585\text{ KA}$ $I_{start}=\mathbf{4,6 \times I_{nom}}$	$T=900\text{ ms.}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente trifásica de aporte de cada terna de CH Caracoles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra en situación de máxima generación es $I_{cc}=1,38\text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 1,38\text{ KA} =$ $I_{start}=\mathbf{4,02 \times I_{nom}}$	$T=300\text{ ms}$

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la de cada generador de Caracoles: $I_{nom}=273\text{ A}$ en 132 KV. Tenemos: $I_{start} = 0,30 \times 273\text{ A} = 81,9\text{ A}$ $I_{start} = \mathbf{0,30 \times I_{nom}}$	$T = 1,2\text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	La corriente de cortocircuito monofásica, en barras de CH Caracoles en situación de mínima generación es $I_{cc}=3,26\text{ KA}$, por lo que el aporte de cada terna sería: $I_{cc}=1,63\text{ KA}$. Entonces $I_{start} = 0,8 \times 1,63\text{ KA} = \mathbf{2,75 \times I_{nom}}$	$T = 900\text{ ms}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente monofásica de aporte de cada terna de CH Caracoles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra en situación de máxima generación es $I_{cc}=0,98\text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 0,98\text{ KA} = \mathbf{1,65 \times I_{nom}}$	$T = 300\text{ ms}$ para el REL511, y $T=400\text{ms}$ para el REF545

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 34 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Y como funciones complementarias tenemos:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la I_{nom} de un generador de Caracoles: $I_{nom}=273$ A en 132 KV. La corriente trifásica de aporte de cada terna de ET Caracoles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,6$ KA $=5,1 \times I_{nom}$	$T=0$ S.

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTANEA 50N

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la I_{nom} de un generador de Caracoles: $I_{nom}=273$ A en 132 KV. La corriente monofásica de aporte de cada terna de ET Caracoles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,6$ KA $=5,1 \times I_{nom}$	$T=0$ S.

4.7.2. ET Punta Negra:

PROTECCIÓN PRINCIPAL DE LINEA (REL650)

La protección principal es un relé numérico Marca ABB, modelo REL650 con las siguientes funciones activas:

FUNCIONES REL650	CODIGO	ACTIVADA
Función de impedancia de 5 zonas, con característica cuadrilateral	ZQDPDIS	X
Selección de fase con limitación de alcance de carga, para función de impedancia	FDPSPDIS	X
Característica direccional de la función de impedancia	ZDNRDIR	X
Cierre bajo falla "SOTF"	ZCVPSOF	X
Recierre automático 79	STBRREC	X
Verificación de sincronismo 25	SESRSYN	X
Falla de interruptor 50BF	CCRBRF	X
Supervisión de Oscilación de Potencia 68	ZMRPSB	X
Discrepancia de Polos 52PD	CCRPLD	X

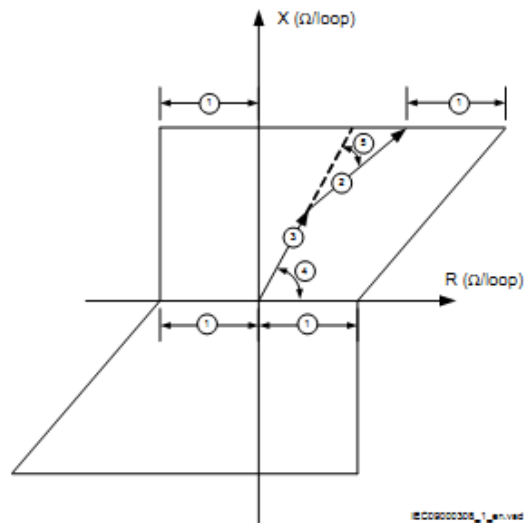


Figure 33: Characteristic for phase-to-ground measuring

- 1 RFPE
- 2 $KNMag |Z|$
where: $KN \cdot Z = ZN$
- 3 $|Z|$
where Z denotes the positive sequence vector corresponding to the zone reach
- 4 $LineAng$
- 5 $KNAng$ (negative)

Figura 10: Característica de medición de Impedancia Fase-Tierra

De la Tabla 2, utilizamos los valores característicos de las líneas, expresados en valores secundarios y calculamos las impedancias para las zonas de protección.

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-FASE (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K2%=2,5	$R1PP = 0,8 \times 0,85 = 0,68$ $X1PP = 0,8 \times 2,25 = 1,80$ $RFPP1 = 2,5 \times X1PP = 4,50$ $Z1 = \sqrt{0,68^2 + 1,80^2} = 1,92$	$tPP1 = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=2,5	$R1PP = 1,2 \times 0,85 = 1,02$ $X1PP = 1,2 \times 2,25 = 2,70$ $RFPP2 = 2,5 \times X1PP = 6,75$ $Z2 = \sqrt{1,02^2 + 2,70^2} = 2,89$	$tPP2 = 600 \text{ ms}$
Z3	K1%=0,5 K2%=2,5	$R1PP = 0,5 \times 0,85 = 0,42$ $X1PP = 0,5 \times 2,25 = 1,12$ $RFPP3 = 2,5 \times X1PP = 2,8$	$tpp3 = 400 \text{ ms}$

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 37 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

		$Z3 = \sqrt{0,42^2 + 1,12^2} = 1,20$	
Z4	K1%=2,0 K2%=2,5	$R1PP = 2 \times 0,85 = 1,70$ $X1PP = 2 \times 2,25 = 4,50$ $RFPP4 = 2,5 \times X1PP = 11,25$ $Z4 = \sqrt{1,70^2 + 4,50^2} = 4,81$	tPP4 = 0 s
Z5		RESERVA	N/A

PARÁMETROS GENERALES DE LA FUNCIÓN DE IMPEDANCIA

PARAMETRO	DETALLE	VALOR
IMinPUPP	Mínima variación de corriente de Pickup Ph-Ph	15% IB
IMinPUPG	Mínima corriente de Pickup Ph-Gnd	15% IB
IMinOpIR	Mínima corriente residual de operación Ph-Gnd	5% IB
LineAng	Angulo de Línea de Z1, Z2, Z3, Z4 y Z5	69,3°
KNMag1	Magnitud del Factor KN de compensación retorno por tierra para Z1	2,28
KNMag2	Magnitud del Factor KN de compensación retorno por tierra para Z2, Z3, Z4 y Z5	2,28
KNAng1	Angulo del Factor KN de compensación de retorno por tierra para Z1	3,59°
KNAng2	Angulo del Factor KN de compensación de retorno por tierra para Z2, Z3, Z4 y Z5	3,59°

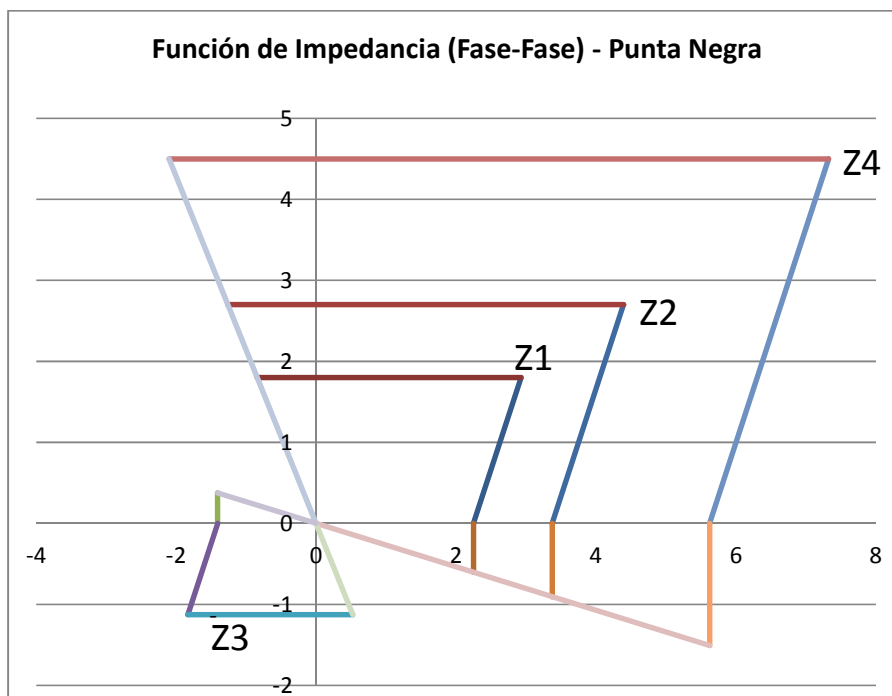


Figura 11: Esquema de protección de impedancia para fallas Fase-Fase, de ET Punta Negra-ET Caracoles

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-TIERRA (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K3%=3,5	$R_{1PE} = 0,8 \times 0,85 = 0,68$ $X_{1PE} = 0,8 \times 2,25 = 1,80$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 0,8 \times 5,69 = 4,55$ $X_{0PE} = 0,8 \times 17,99 = 14,39$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 6,30$	$tLG1 = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=3,5	$R_{1PE} = 1,2 \times 0,85 = 1,02$ $X_{1PE} = 1,2 \times 2,25 = 2,70$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 1,2 \times 5,69 = 6,83$ $X_{0PE} = 1,2 \times 17,99 = 21,58$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 9,45$	$tLG2 = 600 \text{ ms}$
Z3	K1%=0,5 K2%=3,5	$R_{1PE} = 0,5 \times 0,85 = 0,42$ $X_{1PE} = 0,5 \times 2,25 = 1,12$	$tLG3 = 400 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 39 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

		$R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 0,5 \times 5,69 = 2,846$ $X_{0PE} = 0,5 \times 17,99 = 8,99$ $R_{FPE} = 3,5 \times X_{1PE} = 3.92$	
Z4	$K1\% = 2,0$ $K2\% = 3,5$	$R_{1PE} = 2 \times 0,85 = 1,70$ $X_{1PE} = 2 \times 2,25 = 4,50$ $R_{0E} = 5,69$ $X_{0E} = 17,99$ $R_{0PE} = 2 \times 5,69 = 11,38$ $X_{0PE} = 2 \times 17,99 = 35,97$ $R_{FPE} = 3,5 \times X_{1PE} = 15,75$	$tLG4 = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

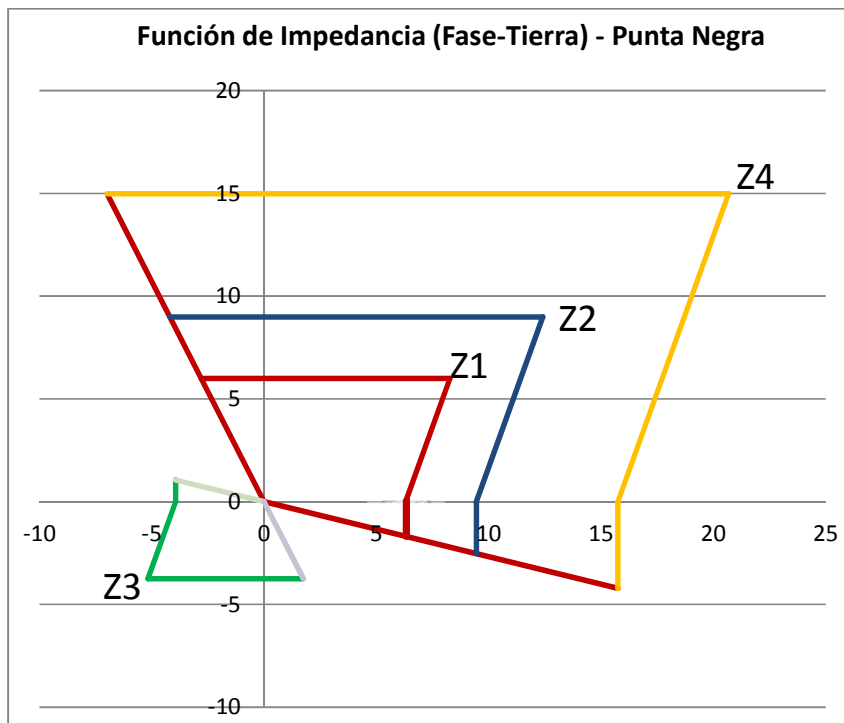


Figura 12: Esquema de protección de impedancia para fallas Fase-Tierra, de ET Punta Negra-ET Caracoles

Además, como se muestra en la tabla de las funciones activas, el relé posee activas las siguientes funciones de respaldo: 50 (Sobrecorriente de fase Instantánea), 50N (Sobrecorriente residual Instantánea) solo como alarma, y la función 67N (Sobrecorriente direccional de tierra) para fallas monofásicas de alta impedancia, con un esquema permisivo por teleprotección.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 40 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Estas funciones también están activas en el relé de respaldo de sobrecorriente, con los mismos ajustes, por lo que tomamos los ajustes detallados en el relé de respaldo.

PROTECCIÓN DE RESPALDO DE SOBRECORRIENTE (REC650)

La protección que se utiliza de respaldo, corresponde a la unidad de control de Bahía REC650 con las siguientes funciones de protección:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE 67F

Las funciones de sobrecorriente son de tipo direccional a fin de brindar el respaldo deseado en sentido de la línea o reverso. A continuación presentamos los ajustes recomendados para cada escalón de tiempo definido de las funciones de sobrecorriente:

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la de cada generador de Caracoles: $I_{nom}=273\text{ A}$ en 132 KV. Se toma como corriente de sobrecarga, el 20% de la corriente de falla en situación de mínima generación. Siendo esta corriente de falla $I_{cc}=1,58\text{KA}$. Entonces $I_{start}= 0,2 \times 1,58\text{ KA} = 317\text{A}$ $I_{start}= 1,2 \times I_{nom}$	$T=1,8\text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	El aporte de corriente de CH Caracoles, por terna, a un CC en barras de ET Punta Negra es $I_{cc}=1,5\text{ KA}$, por lo que $I_{start} = 0,8 \times 1,5\text{ KA} = 1,2\text{KA}$ $I_{start} = 4,4 \times I_{nom}$	$T=900\text{ ms.}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente trifásica de aporte de cada terna, para un cortocircuito en barras de ET Caracoles en situación de máxima generación es $I_{cc}=1,38\text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 1,38\text{ KA} = 1,1\text{KA}$ $I_{start}=4,0 \times I_{nom}$	$T=300\text{ ms}$

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la de cada generador de Caracoles: $I_{nom}=273\text{ A}$ en 132 KV. Tenemos: $I_{start} = 0,30 \times I_{nom} = 81,9\text{ A}$ $I_{start} = 81,8\text{ A}$	$T = 1,2\text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	La corriente de cortocircuito monofásica por cada terna, para un CC en barras de ET Punta Negra, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=0,98\text{ KA}$. Entonces $I_{start} = 0,8 \times 0,98\text{ KA} = 0,784\text{ KA}$ $I_{start} = 2,87 \times I_{nom}$	$T = 900\text{ ms}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente monofásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de ET Caracoles, en situación de máxima generación es $I_{cc}=1,0\text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 1,0\text{ KA} = 0,8\text{ KA}$ $I_{start} = 2,93 \times I_{nom}$	$T = 300\text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 41 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Y como funciones complementarias tenemos:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la I_{nom} de un generador de Caracoles: $I_{nom}=273$ A en 132 KV. La corriente trifásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de ET Caracoles, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,6$ KA $=5,1 \times I_{nom}$	$T=0$ S.

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTANEA 50N

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la I_{nom} de un generador de Caracoles: $I_{nom}=273$ A en 132 KV. La corriente monofásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de ET Caracoles, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,6$ KA $=5,1 \times I_{nom}$	$T=0$ S.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 42 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.8. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE LÍNEAS 1 Y 2 DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES DE 132 KV

Las protecciones de estas líneas están conformadas por un relé de Línea, y un Relé de Control y protección de Bahía, el primero implementa la función de impedancia (21) como principal, equipado a su vez con una característica de arranque por máxima corriente instantánea (50) para fallas bifásicas o trifásicas, que actuará en forma independiente de las primera, posibilitando la operación del relé para el caso de muy altas corrientes aún con ausencia de tensión de medición. Como funciones complementarias utilizamos: para la protección contra fallas a tierra de alta resistencia, la función de sobrecorriente de tierra instantánea (50N) como alarma, la función de sobrecorriente de tierra direccional (67N) con un esquema de disparo permisivo; la función de discrepancia de polos (52PD); la función de falla de interruptor (50BF); la función de disparo por sobretensión temporizada (59), la función de verificación de sincronismo (25), recierre (79), y bloqueo por oscilación de potencia (68).

El Relé de Control de Bahía y protección cuenta con las funciones de: protección contra fallas de sobrecorriente direccional de fase (67) y de Fase-Tierra (67N) utilizadas como respaldo de la función de impedancia, y coordinada con tal. Este relé también posee funciones complementarias: función de sobrecorriente de Fase (50) y de Tierra (50N) únicamente como alarmas; función de discrepancia de polos (52PD); función de falla de interruptor (50BF); función de disparo por sobretensión temporizada (59) y función de verificación de sincronismo (25). Además posee la lógica para el comando de los interruptores de la Bahía en cuestión

Debido a que como hemos mencionamos, la línea es corta (31,7 Km) y de baja impedancia, se recomienda utilizar el esquema de teleprotección de aceleración de zona con sobrealcance permitido "POTT". Por otra parte también se recomienda ajustar las lógicas de "weak infeed" para detectar fallas de débil contribución, así como también, la lógica de "current reversal" especial para líneas paralelas, la función de oscilación de potencia para bloquear disparos no selectivos, y la función "SOTF", "cierre bajo falla" para desvincular una línea de manera rápida, cuando se la intenta energizar con una falla.

4.8.1. ET Punta Negra

PROTECCIÓN PRINCIPAL DE LINEA

La protección principal es un relé numérico Marca ABB, modelo REL650, con las siguientes funciones activas:

FUNCIONES REL650	CODIGO	ACTIVADA
Función de impedancia de 5 zonas, con característica cuadrilateral	ZQDPDIS	X
Selección de fase con limitación de alcance de carga, para función de impedancia	FDPSPDIS	X
Característica direccional de la función de impedancia	ZDNRDIR	X

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 43 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Cierre bajo falla “SOTF”	ZCVPSOF	X
Recierre automático 79	STBRREC	X
Verificación de sincronismo 25	SESRSYN	X
Falla de interruptor 50BF	CCRBRF	X
Supervisión de Oscilación de Potencia 68	ZMRPSB	X
Discrepancia de Polos 52PD	CCRPLD	X
Sobretensión temporizada 59	OV2PTOV	X
Localizador de falla	LMBRFLO	X
Falla de Sobrecorriente instantánea de Fase 50	SPTPIOC	X
Falla de Sobrecorriente Instantánea de Neutro 50N	EFPIOC	X
Corriente reversa “Current Reversal” Fuente débil “Weak infeed logic”	ZCWSPSCH	X
Esquema de comunicación para aceleración de zona de impedancia	ZCPSCH	X
Esquema de comunicación para aceleración de disparo por 67N	ECPSCH	X
Sobrecorriente direccional de tierra 67N	EF4PTOC	X
Supervisión de sobrecarga	LPTTR	X

De la Tabla 2, utilizamos los valores característicos de las líneas, expresados en valores secundarios y calculamos las impedancias para las zonas de protección.

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-FASE (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K2%=2,5	$R1PP = 0,8 \times 1,27 = 1,02$ $X1PP = 0,8 \times 4,10 = 3,28$ $RFPP1 = 2,5 \times X1PP = 8,20$ $Z1 = \sqrt{1,02^2 + 3,28^2} = 3,43$	tPP1 = 0 s
Z2	K1%=1,2 K2%=2,5	$R1PP = 1,2 \times 1,27 = 1,52$ $X1PP = 1,2 \times 4,10 = 4,92$ $RFPP2 = 2,5 \times X1PP = 12,30$ $Z2 = \sqrt{1,52^2 + 4,92^2} = 5,15$	tPP2 = 600 ms
Z3	K1%=0,5 K2%=2,5	$R1PP = 0,5 \times 1,27 = 0,64$ $X1PP = 0,5 \times 4,10 = 2,05$ $RFPP3 = 2,5 \times X1PP = 5,12$ $Z3 = \sqrt{0,64^2 + 2,05^2} = 2,15$	tpp3 = 400 ms

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 44 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Z4	$K1\%=2,0$ $K2\%=2,5$	$R1PP = 2 \times 1,27 = 2,54$ $X1PP = 2 \times 4,10 = 8,20$ $RFPP4 = 2,5 \times X1PP = 20,50$ $Z4 = \sqrt{2,54^2 + 8,20^2} = 8,58$	$tPP4 = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

PARÁMETROS GENERALES DE LA FUNCIÓN DE IMPEDANCIA

PARAMETRO	DETALLE	VALOR
IMinPUPP	Mínima variación de corriente de Pickup Ph-Ph	15% IB
IMinPUPG	Mínima corriente de Pickup Ph-Gnd	15% IB
IMinOpIR	Mínima corriente residual de operación Ph-Gnd	5% IB
LineAng	Angulo de Línea de Z1, Z2, Z3, Z4 y Z5	72,8°
KNMag1	Magnitud del Factor KN de compensación retorno por tierra para Z1	0,59
KNMag2	Magnitud del Factor KN de compensación retorno por tierra para Z2, Z3, Z4 y Z5	0,59
KNAng1	Angulo del Factor KN de compensación de retorno por tierra para Z1	0,39°
KNAng2	Angulo del Factor KN de compensación de retorno por tierra para Z2, Z3, Z4 y Z5	0,39°

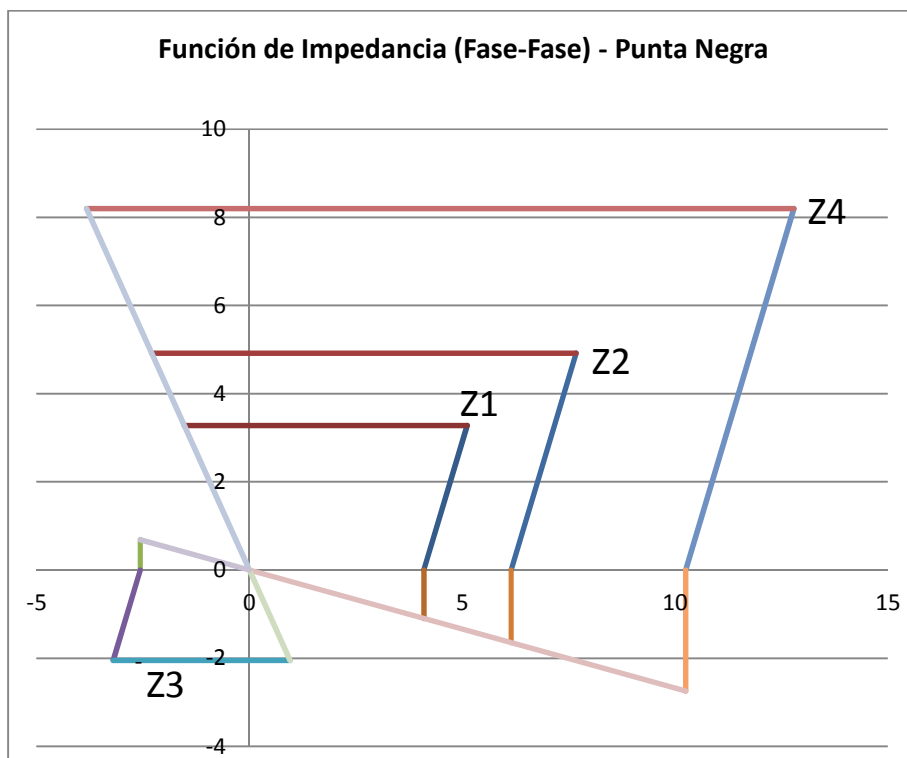


Figura 13: Esquema de Protección de impedancia para fallas Fase-Fase, de la ET Punta Negra-EM Punta de Rieles

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-TIERRA (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K3%=3,5	$R_{1PE} = 0,8 \times 1,27 = 1,02$ $X_{1PE} = 0,8 \times 4,10 = 3,28$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 0,8 \times 3,48 = 2,79$ $X_{0PE} = 0,8 \times 11,42 = 9,14$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 11,48$	$t_{LG1} = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=3,5	$R_{1PE} = 1,2 \times 1,27 = 1,52$ $X_{1PE} = 1,2 \times 4,10 = 4,92$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 1,2 \times 3,48 = 4,18$ $X_{0PE} = 1,2 \times 11,42 = 13,71$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 17,22$	$t_{LG2} = 600 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO				3135-2-CA02-120-001/0
					A619-SE-E01-P-MC-00
					Rev. 00
					Pág. 46 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)					

Z3	K1%=0,5 K2%=3,5	$R_{1PE} = 0,5 \times 1,27 = 0,64$ $X_{1PE} = 0,5 \times 4,10 = 2,05$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 0,5 \times 3,48 = 1,74$ $X_{0PE} = 0,5 \times 11,42 = 5,71$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 7,17$	$t_{LG3} = 400 \text{ ms}$
Z4	K1%=2,0 K2%=3,5	$R_{1PE} = 2 \times 1,27 = 2,54$ $X_{1PE} = 2 \times 4,10 = 8,20$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 2 \times 3,48 = 6,97$ $X_{0PE} = 2 \times 11,42 = 22,85$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 28,7$	$t_{LG4} = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

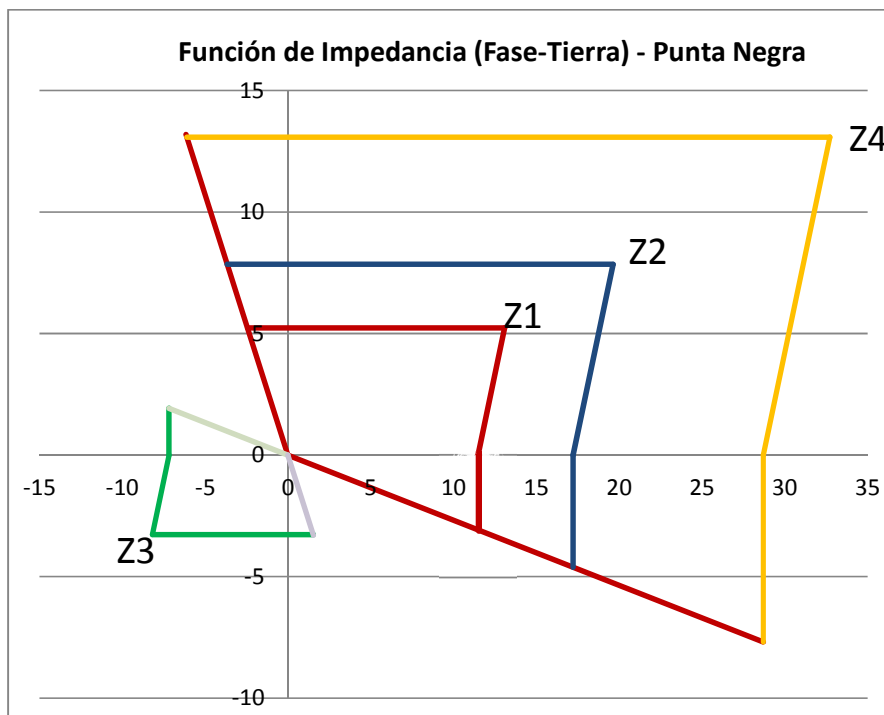


Figura 14: esquema de protección de impedancia para fallas Fase-Tierra, de la ET Punta Negra-EM Punta de Rieles

Además, como se muestra en la tabla de las funciones activas, el relé posee activas las siguientes funciones de respaldo: 50 (Sobrecorriente de fase Instantánea), 50N

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 47 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

(Sobrecorriente residual Instantánea) solo como alarma, y la función 67N (Sobrecorriente direccional de tierra) para fallas monofásicas de alta impedancia.

Estas funciones también están activas en el relé de respaldo de sobrecorriente, con los mismos ajustes, por lo que tomamos los ajustes detallados en el relé de respaldo.

FUNCION DE RESPALDO DE SOBRECORRIENTE (REC650)

La protección que se utiliza de respaldo, es la unidad de control de Bahía REC650 con las siguientes funciones de protección:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE 67F

Las funciones de sobrecorriente son de tipo direccionales a fin de brindar el respaldo deseado en sentido de la línea o reverso.

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273) \text{ A}$ $Inom=411 \text{ A}$ en 132 KV. Tenemos: $Istart = 1,60 \times Inom = 1,60 \times 411 \text{ A} = 657,6 \text{ A}$	$T=1,8 \text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	El aporte de corriente de EM Punta de Rieles por terna, a un CC en barras de ET Punta Negra es $Icc=1,5 \text{ KA}$, por lo que $Istart = 0,8 \times 1,5 \text{ KA}=1,2\text{KA}$ $Istart = 4,4 \times Inom$	$T=900 \text{ ms.}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente trifásica de aporte de cada terna, para un cortocircuito en barras de EM Punta de Rieles en situación de máxima generación es $Icc=1,38 \text{ KA}$, por lo que: $Istart=0,8 \times 1,38 \text{ KA} = 1,1\text{KA}$ $Istart=4,0 \times Inom$	$T=300 \text{ ms}$

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273) \text{ A}$ $Inom=411 \text{ A}$ en 132 KV. Tenemos: $Istart = 0,30 \times Inom = 0,30 \times 411 \text{ A}$ $Istart = 123,3 \text{ A}$	$T = 1,2 \text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	La corriente de cortocircuito monofásica por cada terna, para un CC en barras de ET Punta Negra, en situación de máxima generación es: $Icc=0,98 \text{ KA}$. Entonces $Istart = 0,8 \times 0,98 \text{ KA} = 1,9 \times Inom$	$T = 900 \text{ ms}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente monofásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de EM Punta de Rieles, en situación de máxima generación es $Icc=3,0 \text{ KA}$, por lo que: $Istart=0,8 \times 3,0 \text{ KA} = 5,84 \times Inom$	$T = 300 \text{ ms}$ para el REL650 y $T=400 \text{ ms}$ para el REC650

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 48 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Y como funciones complementarias tenemos:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273) \text{ A}$ $Inom=411 \text{ A}$ en 132 KV. La corriente trifásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de EM Punta de Rieles, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6 \text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,6 \text{ KA} = 5,1 \times Inom$	T=0 S.

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTANEA 50N

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273) \text{ A}$ $Inom=411 \text{ A}$ en 132 KV. La corriente monofásica de aporte de cada terna de ET Punta Negra, para un cortocircuito en barras de EM Punta de Rieles en situación de máxima generación es $I_{cc}=0,98 \text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 0,98 \text{ KA} = 4,0 \times Inom$	T=0 S.

4.8.2. EM Punta de Rieles

PROTECCION PRINCIPAL DE LINEA (REL511)

La protección principal está conformada por un relé de protección marca ABB, modelo REL 511 con las siguientes funciones activas:

FUNCIONES REL511	CODIGO	ACTIVADA
Impedancia de Zona 1 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM1	X
Impedancia de Zona 2 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM2	X
Impedancia de Zona 3 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM3	X
Impedancia de Zona 4 entre Ph-Ph; Ph-Pe Para 1 Terna; Y Ph-Pe Para 2 Ternas.	ZM4	X
Característica de Direccionalidad de Z	ZDIR	X
Cierre Bajo Falla	SOTF	X
Detección de línea muerta (necesaria para activar el SOTF)	DLD	X

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 49 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Detección de oscilación de potencia	PSD	X
Detección de falla de fusible de TP	FUSE	X
Protección de sobrecorriente de fase Instantánea	IOC	X
Protección de sobrecorriente de Neutro temporizada	TEF	X
Supervisor de sobrecarga	OVL	X
Recierre automático	AR01	X
Verificación de sincronismo	SYN1	X
Protección de Falla de Interruptor	BFP	X
Localizador de falla	FLOC	X
Criterio de Falla General	GFC	X
Criterio de Corriente Reversa y Weak End Infeed (Fuente Débil) para la lógica de Impedancia	ZCAL	X
Protección de sobrevoltaje	TOV	X
Esquema de comunicación (POTT)	ZCOM	X
Lógica de Disparo	TR01	X
Esquema de comunicación para la lógica de sobrecorriente residual	EFC	X
Criterio de Corriente Reversa y Weak End Infeed (Fuente Débil) para la lógica de sobrecorriente residual	EFCA	X

La impedancia de una línea en falla se evaluará de forma discriminada para fallas trifásicas y monofásicas, debido que la impedancia de fallas monofásicas siempre es mayor que la de fallas trifásicas.

Se utilizaran las mismas ecuaciones descriptas para la ET Caracoles, Punto 4.7.1., al que se considerará un solo grupo de parámetros para el caso genérico de las dos líneas paralelas energizadas.

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-FASE (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K2%=2,5	$R1PP = 0,8 \times 1,27 = 1,02$ $X1PP = 0,8 \times 4,10 = 3,28$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 8,20$	$t_{1PP} = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=2,5	$R1PP = 1,2 \times 1,27 = 1,52$ $X1PP = 1,2 \times 4,10 = 4,92$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 12,30$	$T_{2PP} = 600 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 50 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Z3	K1%=0,5 K2%=2,5	$R1PP = 0,5 \times 1,27 = 0,64$ $X1PP = 0,5 \times 4,10 = 2,05$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 5,12$	$T_{3PP} = 400 \text{ ms}$
Z4	K1%=2,0 K2%=2,5	$R1PP = 2 \times 1,27 = 2,54$ $X1PP = 2 \times 4,10 = 8,20$ $RFPP = 2,5 \times X1PP = 20,50$	$T_{4PP} = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

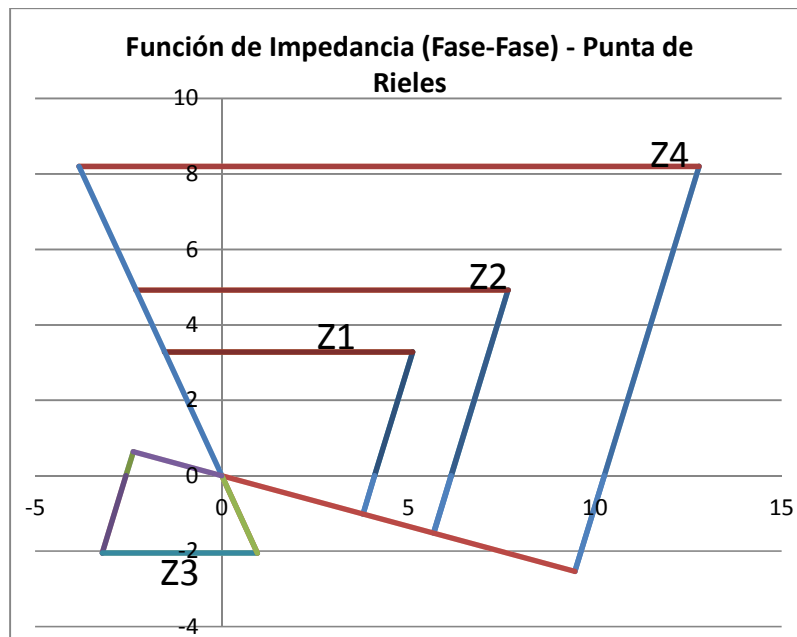


Figura 15: Esquema de protección de impedancia para fallas Fase-Fase, de EM Punta de Rieles

FUNCION DE IMPEDANCIA PARA FALLAS FASE-TIERRA (21)

ZONA	COEF.	IMPEDANCIA	TIEMPO
Z1	K1%=0,8 K3%=3,5	$R1PE = 0,8 \times 1,27 = 1,02$ $X1PE = 0,8 \times 4,10 = 3,28$ $R0E = 3,48$ $X0E = 11,42$ $R0PE = 0,8 \times 3,48 = 2,79$ $X0PE = 0,8 \times 11,42 = 9,14$ $RFPE = 3,5 \times X1PE = 11,48$	$t_{1PE} = 0 \text{ s}$
Z2	K1%=1,2 K2%=3,5	$R1PE = 1,2 \times 1,27 = 1,52$ $X1PE = 1,2 \times 4,10 = 4,92$ $R0E = 3,48$	$T_{2PE} = 600 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 51 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

		$X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 1,2 \times 3,48 = 4,18$ $X_{0PE} = 1,2 \times 11,42 = 13,71$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 17,22$	
Z3	$K1\% = 0,5$ $K2\% = 3,5$	$R_{1PE} = 0,5 \times 1,27 = 0,64$ $X_{1PE} = 0,5 \times 4,10 = 2,05$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 0,5 \times 3,48 = 1,74$ $X_{0PE} = 0,5 \times 11,42 = 5,71$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 7,17$	$T_{3PE} = 400 \text{ ms}$
Z4	$K1\% = 2,0$ $K2\% = 3,5$	$R_{1PE} = 2 \times 1,27 = 2,54$ $X_{1PE} = 2 \times 4,10 = 8,20$ $R_{0E} = 3,48$ $X_{0E} = 11,42$ $R_{0PE} = 2 \times 3,48 = 6,97$ $X_{0PE} = 2 \times 11,42 = 22,85$ $RFPE = 3,5 \times X_{1PE} = 28,7$	$T_{4PE} = 0 \text{ s}$
Z5		RESERVA	N/A

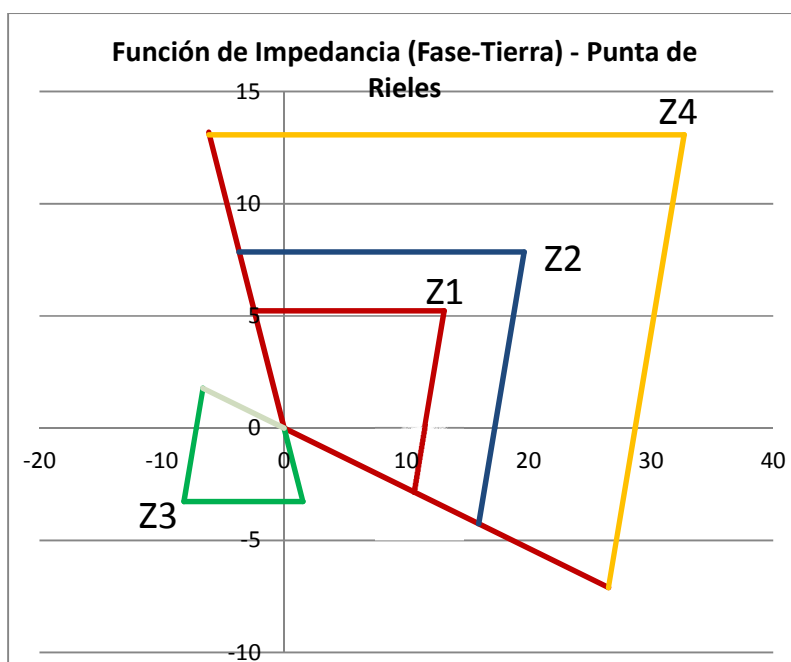
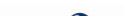


Figura 16: Esquema de protección de impedancia para fallas Fase-Tierra, de EM Punta de Rieles

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 52 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

PARÁMETROS GENERALES DE FUNCIÓN DE IMPEDANCIA

PARAMETRO	DETALLE	VALOR
ArgDir	Angulo Inferior de la característica de impedancia directa	15 °
ArgNegRes	Angulo Superior de la característica de impedancia directa	115 °

Además, como se muestra en la tabla de las funciones activas, el relé posee activas las siguientes funciones de respaldo: 50 (Sobrecorriente de fase Instantánea), y la función 67N (Sobrecorriente direccional de tierra) para fallas monofásicas de alta impedancia, con un esquema permisivo por teleprotección.

Estas funciones también están activas en el relé de respaldo de sobrecorriente, con los mismos ajustes, por lo que tomamos los ajustes detallados en el relé de respaldo.

PROTECCION DE RESPALDO DE SOBRECORRIENTE (REF545)

La protección de respaldo está conformada por un relé de protección marca ABB, modelo REF545 con las siguientes funciones:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE 67F

Las funciones de sobrecorriente son de tipo direccionales a fin de brindar el respaldo deseado en sentido de la línea o reverso.

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273) \text{ A}$ $Inom=411 \text{ A}$ en 132 KV. Se toma como corriente de sobrecarga, el 20% de la corriente de aporte a la falla en situación de mínima generación. Siendo esta corriente de falla $I_{cc}=1,20\text{KA}$. Entonces $I_{start}= 0,2 \times 1,20 \text{ KA} = 240\text{A}$ $I_{start}= 0,6 \times Inom$	$T=1,8 \text{ S.}$
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	El aporte de corriente de ET Punta Negra, por terna, a un CC en barras de EM Punta de Rieles en situación de máxima generación, es $I_{cc}=1,5 \text{ KA}$, por lo que $I_{start} = 0,8 \times 1,5 \text{ KA}=1,2\text{KA}$ $I_{start} = 4,4 \times Inom$	$T=900 \text{ ms.}$
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente trifásica de aporte de cada terna de EM Punta de Rieles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra en situación de mínima generación es $I_{cc}=1,38 \text{ KA}$, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 1,38 \text{ KA} = 1,1\text{KA}$ $I_{start}=4,0 \times Inom$	$T=300 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 53 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273)$ A $Inom=411$ A en 132 KV. Tenemos: $I_{start} = 0,30 \times Inom = 0,30 \times 411A = 123,3 A$	$T = 1,2$ S.
AJUSTE ALTO (Sentido Reverso)	La corriente de cortocircuito monofásica por cada terna, para un CC en barras de EM Punta de Rieles, en situación de máxima generación es: $I_{cc}=1,6$ KA. Entonces $I_{start} = 0,8 \times 1,6$ $KA = 3,89 \times Inom$	$T = 900$ ms
AJUSTE MUY ALTO (Sentido Directo)	La corriente monofásica de aporte de cada terna de EM Punta de Rieles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra, en situación de mínima generación es $I_{cc}=1,3$ KA, por lo que: $I_{start}=0,8 \times 1,3 KA = 3,16 \times Inom$	$T = 300$ ms para el REL511, y 400 ms para el REF545

Y como funciones complementarias tenemos:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273)$ A $Inom=411$ A en 132 KV. La corriente trifásica de aporte de cada terna de EM Punta de Rieles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra en situación de mínima generación es $I_{cc}=1,38$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,38 KA = 5,0 \times Inom$	$T=0$ S.

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTANEA 50N

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Siendo la corriente nominal de la línea igual a la suma de la Inom de un generador de Punta Negra y un generador de Caracoles: $Inom=(138+273)$ A $Inom=411$ A en 132 KV. La corriente monofásica de aporte de cada terna de EM Punta de Rieles, para un cortocircuito en barras de ET Punta Negra en situación de mínima generación es $I_{cc}=0,98$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 0,98 KA = 4,0 \times Inom$	$T=0$ S.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 54 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.9. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR 01 Y 02 DE ET PUNTA NEGRA

En los campos 01 y 02, de la ET Punta Negra, se utilizan para el control y protección equipos de control de Bahía, marca ABB, modelo REC650.

Estos equipos controladores de Bahía además de realizar el control de los interruptores y seccionadores de los campos de Transformadores de Punta Negra, cuentan con las siguientes funciones de protección activas: sobrecorriente instantánea de fase (50), sobrecorriente instantánea de tierra (50N), sobrecorriente direccional de Fase-Fase (67) y sobrecorriente direccional de Fase-Tierra (67N), Discrepancia de Polos (52DP), Sobretensión temporizada de fases (59), Verificación de Sincronismo (25) y Falla de interruptor (50BF).

A continuación se muestran las tablas con los ajustes de sobrecorriente:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE 67F

Las funciones de sobrecorriente son de tipo direccionales a fin de brindar el respaldo deseado en sentido de la barra o reverso son:

67F	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE 1 (Sentido Directo)	Siendo la corriente nominal de cada trafo de ET Punta Negra: $I_{nom}=184 \text{ A en } 132 \text{ KV.}$ Y la corriente de aporte del Trafo a una falla Trifásica en la ET Punta Negra: $I_{cc}=1,20\text{KA.}$ Entonces: $I_{start}= 0,8 \times 1,20 \text{ KA} = 1,0 \text{ KA}$ $I_{start}= 3,6 \times I_{nom}$	$T=300 \text{ ms}$
AJUSTE 2 (Sentido Reverso)	Se ajusta en sentido reverso para dar respaldo al transformador. Según la Norma IEC 60076-7 la carga de emergencia de corto tiempo no debe superar 1,8 veces la carga nominal. Por lo que la corriente en sentido reverso no deberá superar 1,8 veces la I_{nom} . $I_{nom}=184 \text{ A, por lo que } I_{start} = 1,8 \times 184\text{A}=331,2\text{A}$ $I_{start} = 1,8 \times I_{nom}$	$T=300 \text{ ms}$

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA 67N

67N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE 1 (Sentido Directo)	Siendo la $I_{nom}=184 \text{ A en } 132 \text{ KV.}$ Y la corriente de aporte del Trafo a una falla monofásica en la ET Punta Negra: $I_{cc}=1,40\text{KA.}$ Entonces: $I_{start}= 0,7 \times 1,40 \text{ KA} = 0,87 \text{ KA}$ $I_{start}= 3,3 \times I_{nom}$	$T=300 \text{ ms}$
AJUSTE 2 (Sentido Reverso)	Siendo la $I_{nom}=184 \text{ A en } 132 \text{ KV}$ Entonces: $I_{start} = 0,4 \times 184\text{A} = 73,6\text{A}$ $I_{start} = 0,4 \times I_{nom}$	$T=300 \text{ ms}$

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 55 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Y como funciones complementarias tenemos:

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la $I_{nom}=184$ A en 132 KV. La corriente trifásica de aporte de cada transformador a un cortocircuito en barras de ET Punta Negra es: $I_{cc}=1,38$ KA, por lo que: $I_{start}=0,9 \times 1,38$ KA $=5,0 \times I_{nom}$	T=0 S.

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTANEA 50N

50N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO (ALARMA)	Siendo la $I_{nom}=184$ A en 132 KV. La corriente máxima admisible del Transformador para fallas monofásicas se fijó en: $0,7 \times I_{nom}$ Entonces: $I_{start}=0,7 \times 184$ A $=128,8$ A $I_{start} = 0,7 \times I_{nom}$	T=0 S.

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 56 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.10. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE ACOPLE DE BARRAS DE 132 KV EN ET PUNTA NEGRA

El acople entre las Barras A y B de la ET Punta Negra utiliza como equipo de control y protección un solo equipo, marca ABB, modelo REC650

Este equipo controlador de Bahía además de realizar el control del interruptor y seccionadores del acople de barras, cuenta con las siguientes funciones de protección activas: sobrecorriente instantánea de fase (50), sobrecorriente instantánea de tierra (50N), sobrecorriente temporizada de Fase-Fase (51) y sobrecorriente temporizada de Fase-Tierra (51N), Discrepancia de Polos (52DP), Sobretenión temporizada de fases (59), Verificación de Sincronismo (25) y Falla de interruptor (50BF).

A continuación se muestran las tablas con los ajustes de sobrecorriente:

FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

50	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente de cortocircuito de falla trifásica del nodo ET Punta Negra en situación de mínima generación: $I_{cc}=5,3KA$ $I_{start}=0,9 \times 5,3KA=2,5 \times I_{nom}$	T=0 s

FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA INSTANTÁNEA 50N

50N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
INSTANTANEO	Siendo la corriente de cortocircuito de falla monofásica del nodo ET Punta Negra en situación de mínima generación: $I_{cc}=5,3KA$ $I_{start}=0,8 \times 5,3KA=2,2 \times I_{nom}$	T=0 s

FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

51	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
TEMPORIZADA	Siendo la corriente de cortocircuito de falla trifásica del nodo ET Punta Negra en situación de mínima generación: $I_{cc}=5,3KA$ $I_{start}=0,7 \times 5,3KA=2,0 \times I_{nom}$	T=300 ms

FUNCIÓN SOBRECORRIENTE DE TIERRA TEMPORIZADA 51N

51N	CRITERIO DE SOBRECORRIENTE	CRITERIO DE TIEMPO
TEMPORIZADA	Siendo la corriente de cortocircuito de falla monofásica del nodo ET Punta Negra en situación de mínima generación: $I_{cc}=5,3KA$ $I_{start}=0,5 \times 5,3KA=1,7 \times I_{nom}$	T=300 ms

	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 57 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

4.11. CRITERIOS PARTICULARES DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE BARRAS DE 132 KV EN ET PUNTA NEGRA

Para la protección de barra de la ET punta negra se utilizara el Relé de la Marca ABB, modelo REB 670.

Los bloques que se utilizaran son:

FUNCIONES REB 670	CODIGO	ACTIVADA
Función diferencial	BZNTPDIF	X
Verificación de Zona	BCZTPDIF	X
Control de Bahía	BUTPTRC	X
Interconexión de Zona	BZITGGIO	X

La configuración de la protección tiene en cuenta el trabajo conjunto de todos estos bloques ya que no hay uno específico que se encargue de todo.

En el bloque BUTPTRC se lo configura para incluir el funcionamiento de los bloques BZNTPDIF, BCZTPDIF, BZITGGIO.

Existirá el bloque BZNTPDIF_A y BZNTPDIF_B uno para cada zona, siendo Zona A la Barra A, Zona B la Barra B.

Ajustes:

87B	CRITERIO DE CORRIENTE DIFERENCIAL	CRITERIO DE TIEMPO
AJUSTE BAJO (Sentido Directo)	$I_{dif} = 1,00 \times I_{nom} \text{ TI mayor} = 1.00 \times 400 \text{ A}$ $I_{TC \text{ open}} = 0,10 \times I_{nom} \text{ TI menor} = 1.00 \times 200 \text{ A}$	$I_{Trip} = 0 \text{ Seg}$ $I_{TC \text{ open}} = 5 \text{ Seg}$

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 58 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5. ANEXOS

A continuación se muestran las tablas de parámetros de cada uno de los bloques configurados en las protecciones en cuestión:

5.1. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA (REL511)

LINE REFERENCE (REL511)

Parameter	Description	Setting	Unit
Line length	Line length value in present length unit	16,200	
Length unit	Line length unit in km or mile	km	
X1	Positive sequence line reactance	2,250	ohms/phase
R1	Positive sequence line resistance	0,850	ohms/phase
X0	Zero sequence line reactance	17,880	ohms/phase
R0	Zero sequence line resistance	5,690	ohms/phase
X1SA	Positive sequence source reactance, near end	4,560	ohms/phase
R1SA	Positive sequence source resistance, near end	1,724	ohms/phase
X1SB	Positive sequence source reactance, far end	5,120	ohms/phase
R1SB	Positive sequence source resistance, far end	1,930	ohms/phase
Xm0	Mutual reactance from parallel line	0,105	ohms/phase
Rm0	Mutual resistance from parallel line	0,002	ohms/phase

LINE IMPEDANCE (REL511)

1.1. DLD- (Dead Line Detection)

Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation dead Line detection function	On	
U<	Operating phase voltage	65,000	% of U1b
IP<	Operating phase current	40,000	% of I1b

1.2. GFC-- (General fault criteria)

Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation general fault criteria function	On	
Operation Z<	Operation Z<	On	
Operation I<	Operation I<	OFF	
ARGLd	Load angle in degrees	5	degrees
RLd	Resistive reach, load impedance area	4,000	ohms/loop
X1RvPP	Positive sequence reactance, reverse phase-to-phase	1,500	ohms/phase
X1FwPP	Positive sequence reactance, forward phase-to-phase	3,000	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, phase-to-phase	5,000	ohms/loop
IP>	Phase current operating value	100,000	%I1b
Timer tPP	Operation trip time delay, phase-to-phase Off/On.	On	

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 59 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

	Off=No trip		
tPP	Trip time delay, phase-to-phase	0,800	s
X1RvPE	Positive sequence reactance, reverse phase-to-earth	1,500	ohms/phase
X1FwPE	Positive sequence reactance, forward phase-to-earth	3,000	ohms/phase
XOFwPE	Zero sequence reactance, forward phase-to-earth	24,000	ohms/phase
XORvPE	Zero sequence reactance, reverse phase-to-earth	10,500	ohms/phase
RFPE	Fault resistance, phase-to-earth	13,500	ohms/loop
IN>	Residual current operating value	100,000	%I _b
TimertPE	Operation trip time delay, phase-to-earth Off/On. Off=No trip	On	
tPE	Trip time delay, phase-to-earth	0,800	s
INReleasePE	3I0 limit for releasing phase-to-earth faults	40,000	%I _{ph} Max
INBlockPP	3I0 limit for blocking phase-to-phase faults	80,000	%I _{ph} Max

1.3. PSD- (Power Swing Detection)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation power swing function, Off/On	On	
Detection	Operating mode of the internal power swing detection (PSD) function:	On	
X1IN	Positive sequence reactive reach of the inner boundary	4,000	ohms/phase
R1IN	Positive sequence resistive reach of the inner boundary	6,000	ohms/phase
KX	Reach multiplication factor for the outer reactive boundary	120,000	% of XIN
KR	Reach multiplication factor for the outer resistive boundary	120,000	% of RIN
tP1	Initial PSD timer	0,030	s
tP2	Fast PSD timer	0,010	s
tW	Hold timer for activation of fast PSD timer	0,080	s
tH	Hold timer for PSD Detected	0,500	s
tEF	Timer overcoming 1-ph reclosing dead time	0,500	s
tRi	Timer to time delay block by the residual current	0,300	s
tR2	On-delay timer for blocking of output signal at very slow swings	2,000	s

1.4. SOTF- (Switch onto fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation switch onto fault function, Off/On	On	

1.5. ZCAL- (ComlrevWei, impedance)			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Operation current reversal Off/on	On	
tPickUp	Pickup time for current reversal	0,080	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 60 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

tDelay	Delay time for current reversal	0,100	s
WEI	Operation WEI Off/Trip/Echo	Echo	
tWEI	Coordination time for WEI	0,010	s
UPN<	Voltage Ph-N for WEI	70,000	% of U1b
UPP<	Voltage Ph-Ph for WEI	70,000	% of U1b

1.7. ZCOM- (Communication)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Z< Communication function, Off/On	On	
SchemeType	Operation mode	PermissiveOR	
tCoord	Coordination timer	0,000	s
tSendmin	Minimum send time	0,100	s
Unblock	Operation unblock logic	OFF	
tSecurity	Security timer	0,035	s

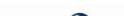
1.8. ZGeneral			
Parameter	Description	Setting	Unit
IminOp	Minimum operation current forward zones	20,000	% of I1b

1.9. ZM1--(Zone 1)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone1, Off/Direction	Forward	
OperationPP	Operation Zone1 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone1 phase-to-phase	1,800	ohms/phase
R1PP	Positivo sequence resistance, Zone1 phase-to-phase	0,680	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone1 phase-to-phase	4,500	ohms/loop
Timer t1PP	Operation trip time delay, Zone1 phase-to-phase Off/On. Off=No trip	On	
t1PP	Trip time delay, Zone1 phase-to-phase	0,000	
OperationPE	Operation Zone1 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone1 phase-to-earth	1,800	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone1 phase-to-earth	0,680	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactance, Zone1 phase-to-earth	14,390	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone1 phase-to-earth	4,550	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone1 phase-to-earth	6,300	ohms/loop
Timer t1PE	Operation trip time delay, Zone1 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t1PE	Trip time delay, Zone1 phase-to-earth	0,000	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 61 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

1.10. ZM2--(Zone 2)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone2, Off/Direction	Forward	
Operation pp	Operation Zone2 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone2 phase-to-phase	2,700	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone2 phase-to-phase	1,020	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone2 phaso-to-phase	4,500	ohms/loop
Timer t2PP	Operation trip time delay, Zone2 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t2PP	Trip time delay, Zone2 phase-to-phase	0,600	s
Operation PE	Operation Zone2 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone2 phase-to-oarth	2,700	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone2 phase-to-oarth	1,020	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone2 phaso-to-earth	21,580	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone2 phase-to-earth	6,830	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone2 phaso-to-earth	9,450	ohms/loop
Timer t2PE	Operation trip time delay, Zone2 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t2PE	Trip time delay, Zone2 phase-to-oarth	0,600	s

1.11. ZM3--(Zone 3)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone3, Off/Direction	Reverse	
Operation pp	Operation Zone3 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone3 phase-to-phase	1,130	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone3 phase-to-phase	0,430	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone3 phaso-to-phase	2,810	ohms/loop
Timer t3PP	Operation trip time delay, Zone3 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t3PP	Trip time delay, Zone3 phase-to-phase	0,400	s
Operation PE	Operation Zone3 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone3 phase-to-oarth	1,130	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone3 phase-to-oarth	0,430	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone3 phaso-to-earth	8,940	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone3 phase-to-earth	2,850	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone3 phaso-to-earth	3,940	ohms/loop
Timer t3PE	Operation trip time delay, Zone3 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t3PE	Trip time delay, Zone3 phase-to-oarth	0,400	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 62 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

1.12. ZM4--(Zone 4)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone4, Off/Direction	Forward	
Operation pp	Operation Zone4 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone4 phase-to-phase	4,500	ohms/phase
R1PP	Positivo sequence resistance, Zone4 phase-to-phase	1,700	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone4 phaso-to-phase	11,250	ohms/loop
Timer t4PP	Operation trip time delay, Zone4 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t4PP	Trip time delay, Zone4 phase-to-phase	0,000	s
Operation PE	Operation Zone4 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone4 phase-to-oarth	4,500	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone4 phase-to-oarth	1,700	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone4 phaso-to-earth	35,970	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone4 phase-to-earth	11,380	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone4 phaso-to-earth	15,750	ohms/loop
Timer t4PE	Operation trip time delay, Zone4 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t4PE	Trip time delay, Zone4 phase-to-oarth	0,000	s

1.13. ZDIR- (Direction)			
Parameter	Description	Setting	Unit
ArgDir	Lower angle of forw.dir. Characteristic	15,000	degrees
ArgNegRes	Upper angle of forw.dir. Characteristic	115,000	degrees

LOGIC (REL511)

1.1. TR01- (Trip)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation trip logic function, Off/On	ON	
Program	Restriction on type of tripping action	1/3ph	
tTripMin	Set the minimum trip pulse length	0,250	s

PHASE AND EARTH FAULT CURRENT (REL511)

1.1. BFP- (Breaker failure)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation breaker failure function, Off/On	ON	
IP>	Operating phase current	20,000	% of I1b
t2	Delay timer for backup trip	0,150	s
RetripType	Select type of retrip logic	Retripp Off	
t1	Delay timer for retrip	0,000	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 63 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

1.2. EFCA- (ComIrevWei, earth fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Current reversal logic Off/On	OFF	
tPickUp	Current reversal pickup timer	0,080	s
tDelay	Current reversal delay timer	0,100	s
WEI	Weak end infeed logic, Echo=Echo, Trip=Echo+Trip	Echo	
U>	Operating phase voltage for WEI trip	80,000	% of Ub

1.3. EFC- (Earth fault communication)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation earth fault communication function, Off/On	On	
SchemeType	Scheme type, mode of operation	Permissive	
tCoord	Communication scheme coordination time	0,000	s

1.4. IOC- (Instantaneous overcurrent)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation instantaneous overcurrent function, Off/On	On	
IP>>	Operating phase current	400,000	% of I1b
IN>>	Operating neutral current	200,000	% of I1b

1.5. TEF- (Time delayed earth fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation time delayed earth fault function, Off/On	On	
IMeasured	Current signal used for earth fault function	I4	
Characteristic	Select time characteristic for E/F protection	DEF	
IN>	Start current of E/F protection	165,000	% of I1b
IMin	Minimum operating current	30,000	% of IN
t1	Independent time delay	0,400	s
k	Time multiplier for inverse time function	0.050	
tMin	Min. operating time for inverse time delay function	0.050	s
Direction	Selection of directional or non directional E/F	Directional	
UMeasured	Voltage signal used for directional earth fault	U1 + U2 + U3	
IN> Dir	Start level of DirE/F, if DirE/F is selected	20,000	% of I1b

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 64 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

POWER SYSTEM SUPERVISION (REL511)

1.1. OVLD- (Over load)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation overload function, Off/On	ON	
IP>	Operating phase current	118	% of I1b
t	Time delay	15.000	s

SECONDARY SYSTEM SUPERVISION (REL511)

1.1. FUSE- (Fuse failure)			
Parameter	Description	Setting	Unit
ZeroSeq	Fuse failure zero sequence function On/Off	On	
3U0>	Operating zero sequence voltage	10	% of U1b
3I0<	Operating zero sequence current	20	% of I1b

VOLTAGE (REL511)

1.1. TOV- (Time delayed overvoltage)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation overvoltage function, Off/On	On	
UPE>	Operating phase voltage	120,00	% of U1b
t	Time delay phase voltage function	2,00	s
3U0>	Operating neutral voltage	50,00	% of U1b
t	Time delay neutral voltage function	2,00	s

CONTROL, SINGLE- AND MULTIPLE BAYS (REL511)

1.1. AR01- (Auto recloser)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Auto recloser, Off/Stand-by/On	Stand by	
NoOfReclosing	Maximum number of reclosing attempts	1,000	
FirstShot	Restriction of fault type for first reclosing attempt	1 ph + 1*2 ph	
Extended t1	Extended dead time for loss of permissive channel	OFF	
t1 1Ph	Open time for first auto reclosing if single-phase	0,250	s
t1 2Ph	Open time for first auto reclosing if two-phase	0,000	s
t1	Open time for first auto reclosing	0,000	s
t2	Open time for second auto reclosing	0,000	s
t3	Open time for third auto reclosing	0,000	s
t4	Open time for fourth auto reclosing	0,000	s
tSync	Auto recloser maximum wait time for sync	2,000	s
tPulse	Circuit breaker closing pulse length	0,100	s
CutPulse	Shorten closing pulse at a new trip	OFF	
tReclaim	Auto recloser reclaim time	3,000	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 65 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

tInhibit	Inhibit reset time	3,000	s
CB Ready	Select type of circuit breaker ready signal	CO	
tTrip	Block Auto reclosing for long trip duration	0,800	s
Priority	Priority selection between adjacent terminals	None	
tWaitForMaster	Maximum wait time for Master	60,000	s
AutoCont	Continue with next reclosing attempt if breaker not closes	OFF	
BlockUnsuc	Block autorecloser at unsuccessful autoreclosing	ON	
tAutoWait	Maximum wait time between shots	0,500	s
UnsucMode	Unsuccessful-signal mode	NoCBCheck	
tUnsuc	CB Checktime before unsuc	30,000	s
tCBClosed	The time a breaker must be closed before AR becomes ready for a reclosing	5,000	s

1.2. SYN1- (Synchro check)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Synchro check function, Off/Release/On	ON	
InputPhase	Select input voltage	L1	
PhaseShift	Phase shift between bus and line	0,000	degrees
URatio	Voltage ratio between bus and line	1,000	
USelection	Bus arrangement for voltage selection	SingleBus	
AutoEnerg	Auto energizing/synchronising method	Both	
ManEnerg	Manual energizing/synchronising method	Both	
ManDBDL	Manual deadbus and deadline energizing	ON	
Uhigh	High voltage limit	110,000	% of U1b
ULow	Low voltage limit	90,000	% of U1b
FreqDiff	Frequency difference limit	0,200	Hz
phaseDiff	Phase Difference limit	15,000	degrees
UDiff	Voltage difference	5,000	% of U1b
tAutoEnerg	Auto energizing period	0,150	s
tManEnerg	Manual energizing period	2,000	s
VTConnection	VT connection side	Line	
tSync	Synchrocheck operation delay time	0,000	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 66 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

5.2. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET CARACOLES A ET PUNTA NEGRA (REF545)

FUNCTION 67 (REF545)

Three-phase directional overcurrent protection, low-set stage, DOC6Low			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	1,6	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	1,8	s
Time multiplier	Time multiplier at IDMT mode	0,05	
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Forward	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Minimun time	seg	0,05	s
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

Three-phase directional overcurrent protection, high-set stage, DOC6High			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	4,6	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	0,9	s
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Reverse	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Nondir. operat.	Non- directional operation when the direction cannot be de determined	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 67 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Three-phase directional overcurrent protection, instantaneous stage, DOC6Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	4,02	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	0,3	s
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Reverse	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Nondir. operat.	Non- directional operation when the direction cannot be determined	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

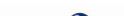
FUNCTION 67N (REF545)

Directional earth-fault protection, low-set stage, DEF2Low			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Forward	
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	IoSin(ϕ)	
Start current	Start current	30	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	1,2	s
Time Multiplier	Time multiplier at IDMT mode	0,05	
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
Min. Time	Min. Time	0,03	s
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms
Angle Correction	Angle Correction	2	°

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 68 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Directional earth-fault protection, high-set stage, DEF2High			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Reverse	
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	$I_0 \sin(\phi)$	
Start current	Start current	275	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	0,9	s
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms
Angle Correction	Angle Correction	2	°

Directional earth-fault protection, instantaneous stage, DEF2Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Forward	
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	$I_0 \cos(\phi)$	
Start current	Start current	165	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	0,3	s
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 69 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Angle Correction	Angle Correction	0	º
------------------	------------------	---	---

FUNCTION 50 (REF545)

No directional Three-phase protection, instantaneous stage, NOC3Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation Mode	Selection of operation mode	Instantaneous	
Start Current	Start current	3	xIN
Operation time	Operate time	0	s

FUNCTION 50N-ALARMA (REF545)

No directional earth-fault protection, instantaneous stage, NEF1Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation Mode	Selection of operation mode	Instantaneous	
Start Current	Start current	2	xIN
Operation time	Operate time	0	s

FUNCTION 25 (REF545)

Función de control de sincronismo/control de tensión, nivel 1, SCVCSt1			
Parameter	Description	Setting	Unit
Umax	Upper threshold voltage	110,000	xUn
Umin	Lower threshold voltage	90,000	xUn
dU	Voltage difference	0,050	xUn
dphase	Phase angle difference	15,000	º
df	Frequency difference	0,200	Hz

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 70 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.3. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET PUNTA NEGRA A ET CARACOL (REL650)

FUNCTION 21 (REL650)

Five zone distance protection, quadrilateral characteristic ZQDPDIS			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Disable / Enable	Enabled	-
RFPE1	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 1	6,300	ohm/l
RFPE2	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 2	9,450	ohm/l
RFPE3	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 3	3,938	ohm/l
RFPE4	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 4	15,750	ohm/l
RFPE5	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 5	0,000	ohm/l
RFPP1	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 1	4,500	ohm/l
RFPP2	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 2	6,750	ohm/l
RFPP3	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 3	2,813	ohm/l
RFPP4	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 4	11,250	ohm/l
RFPP5	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 5	0,000	ohm/l
Z1	Positive sequence impedance reach for zone 1	1,924	-
Z2	Positive sequence impedance reach for zone 2	2,886	-
Z3	Positive sequence impedance reach for zone 3	1,203	-
Z4	Positive sequence impedance reach for zone 4	4,810	-
Z5	Positive sequence impedance reach for zone 5	0,000	-
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	20,000	%IB
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	20,000	%IB
IMinOpIR	Minimum operate residual current for Phase-Ground loops	5,000	%IB
LineAng	Line angle for zone 1, 2, 3, 4 and 5	69,300	Deg
KNMag1	Magnitude of ground return compensation factor KN for zone 1	2,280	-
KNMag2	Magnitude of earth return compensation factor KN for zone 2, 3, 4 and 5	2,280	-
KNAng1	Angle for ground return compensation factor for zone 2, 3, 4 and 5	3,590	Deg
KNAng2	Angle for ground return compensation factor for zone 2, 3, 4 and 5	3,590	Deg
OpModetLG1	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 1	Enabled	-
OpModePP1	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 1	Enabled	-
DirModeSel1	Direction mode zone 1	Forward	-
tLG1	Time delay to trip, Ground-Earth, zone 1	0,000	s
tPP1	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 1	0,000	s
OpModeLG2	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-	Enabled	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 71 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

	Ground of zone 2		
OpModetPP2	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 2	Enabled	-
DirModeSel2	Direction mode zone 2	Forward	-
tLG2	Time delay to trip, Phase-Ground, zone 2	0,600	s
tPP2	Time delay to trip, Phase-Phase zone 2	0,600	s
OpModeLG3	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 3	Enabled	-
OpModetPP3	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 3	Enabled	-
DirModeSel3	Direction mode zone 3	Reverse	-
tLG3	Time delay to trip, Phase-Ground, zone 3	0,400	s
tPP3	Time delay to trip, Phase-Phase zone 3	0,400	s
OpModeLG4	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 4	Enabled	-
OpModetPP4	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 4	Enabled	-
DirModeSel4	Direction mode zone 4	Forward	-
tLG4	Time delay to trip, Phase-ground, zone 4	0.000	s
tPP4	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 4	0,000	s
OpModeLG5	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 5	Disabled	-
OpModetPP5	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 5	Disabled	-
DirMode5	Direction mode zone 5	Forward	-
tLG5	Time delay to trip, Phase-ground, zone 5	0.000	s
tPP5	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 5	0.000	s
OpMode1	Operation mode of zone 1	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode2	Operation mode of zone 2	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode3	Operation mode of zone 3	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode4	Operation mode of zone 4	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode5	Operation mode of zone 5	Disable-Zone	-

Phase selection with load encroachment, quadrilateral characteristic FDPSPDIS			
Parameter	Description	Setting	Unit
21 enable	Operation of impedance based measurement	Enabled	-
50/51 enable	Operation of current based measurement	Disabled	-
3I0BLK_PP	3I0 limit for blocking Phase-to-Phase measuring loops	80,000	%I _{Ph}
3I0Enable_PG	3I0 limit for releasing Phase-to-Ground measuring loops	40,000	%I _{Ph}

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 72 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

RLdFwd	Forward resistive reach for the load impedance area	4,000	ohm/p
RldRev	Reverse resistive reach for the load impedance area	4,000	ohm/p
LdAngle	Load angle determining the load impedance area	5,000	Deg
X0	Zero sequence reactance reach	24,000	-
Pickup Iph	Pick up value for phase selection by over-current element	120,000	%IB
Pickup_N	3I0 pickup	40,000	%IB
X1	Positive sequence reactance reach	3,000	-
RFltFwdPP	Fault resistance reach, Phase-Phase, forward	5,000	ohm/l
RFltRevPP	Fault resistance reach, Phase-Phase, reverse	5,000	ohm/l
RFltFwdPG	Fault resistance reach, Phase-Ground, forward	13,500	ohm/l
RFltRevPG	Fault resistance reach, Phase-Ground, reverse	13,500	ohm/l
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	10,000	%IB
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	5,000	%IB

Directional impedance quadrilateral and mho ZDNRDIR			
Parameter	Description	Setting	Unit
AngNegRes	Angle of blinder in second quadrant for forward direction	115,000	Deg
AngDir	Angle of blinder in fourth quadrant for forward direction	15,000	Deg
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	5,000	%IB
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	10,000	%IB

Automatic switch onto fault logic, voltage and current based ZCVPSOF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Disable / Enable	Enabled	-
Mode	Mode of operation of SOTF Function	Impedance	-
AutoInit	Automatic switch onto fault initialization	Enabled	-
IphPickup	Current level for detection of dead line in % of Ibase	20,000	%IB
UVPickup	Voltage level for detection of dead line in % of Vbase	70,000	%VB
tDuration	Time delay for UI detection	0,020	s
tSOTF	Drop off delay time of switch onto fault function	1,000	s
tDLD	Delay time for activation of dead line detection	0,200	s

Fault locator LMBRFLO			
Parameter	Description	Setting	Unit
R1A	Source resistance A (near end)	1,930	ohm/p
X1A	Source reactance A (near end)	5,120	ohm/p

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 73 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

R1B	Source resistance B (far end)	1,724	ohm/p
X1B	Source reactance B (far end)	5,690	ohm/p
R1L	Positive sequence line resistance	0,850	ohm/p
X1L	Positive sequence line reactance	2,250	ohm/p
ROL	Zero sequence line resistance	5,690	ohm/p
XOL	Zero sequence line reactance	17,880	ohm/p
ROM	Zero sequence mutual resistance	0,002	ohm/p
XOM	Zero sequence mutual reactance	0,105	ohm/p
LineLength	Length of line	16,200	-

Current reversal and weak-end infeed logic for distance protection ZCWSPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Operating mode of Current Reversal Logic	Enabled	-
tPickUpRev	Pickup time for current reversal logic	0,080	s
tDelayRev	Time Delay to prevent Carrier send and local Trip	0,100	s
WEI	Operating mode of WEI logic	Echo	-
tPickUpWEI	Coordination time for the WEI logic	0,000	s
PU27PP	Phase to Phase voltage for detection of fault condition	70,000	%VB
PU27PN	Phase to Neutral voltage for detection of fault condition	70,000	%VB

Scheme communication logic for distance or overcurrent protection ZCPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
SchemeType	Scheme type	Permissive OR	-
tCoord	Communication scheme channel coordination time	0,000	s
tSendMin	Minimum duration of a carrier send signal (carrier continuation)	0,100	s

FUNCTION 67N (REL650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC (67N)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
VPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB
RNPol	Real part of source Z to be used for current polarisation	1,940	ohm
XNPol	Imaginary part of source Z to be used for current	6,250	ohm

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 74 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

	polarisation		
INDirPU	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%
DirModeSel1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
Pickup1	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	30,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	1,200	s
TD1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestrain1	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Reverse	-
Pickup2	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	287,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,900	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Pickup3	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
Pickup4	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
TD4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0.000	s
HarmRestrain4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 75 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

Scheme communication logic for residual overcurrent protection ECPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
SchemeType	Scheme type, Mode of Operation	Permissive UR	-
tCoord	Communication scheme channel coordination time	0,000	s
tSendMin	Minimum duration of a carrier send signal (carrier continuation)	0,100	s

FUNCTION 50 (REL650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
Pickup	Phase current pickup in % of IBase	510	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REL650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
Pickup	Operate residual current level in % of IBase	300	%IB

FUNCTION 25 (REL650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line	0,200	Hz

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 76 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

	Manual		
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnerg	Automatic energizing check mode	Both	-
ManEnerg	Manual energizing check mode	Both	-
ManEnergDBDL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnerg	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnerg	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REL650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
Pickup1	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
TD1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
Pickup2	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REL650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
Pickup_PH	Phase current pickup in % of IBase	20	%IB

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 77 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Pickup_N	Operate residual current level in % of IBase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

FUNCTION 52DP (REL650)

Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enable	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,050	s
ContactSel	Contact function selection	Disable	-
CurrentSel	Current function selection	Enable	-
CurrUnsymPU	Unsymmetrical magnitude of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelPU	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

FUNCTION 79 (REL650)

Autorecloser STBRREC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/ExternalCtrl/Enable	External ctrl	-
ARMode	AR mode selection e.g. 3ph, 1/3ph	1/3 phase	-
t1 1Ph	Open time for shot 1, single-phase	0,250	s
t1 3Ph	Open time for shot 1, delayed reclosing 3ph	0,300	s
tReset	Duration of the reset time	60,000	s
tSync	Maximum wait time for synchronism-check OK	2,000	s
tTrip	Maximum trip pulse duration	0,100	s
tCBClosedMin	Minimum time that CB must be closed before new sequence allows	5,000	s
tUnsucCl	Wait time for CB before indicating Unsuccessful/Successful	30,000	s
Priority	Priority selection between adjacent terminals None/Low/High	None	-
tWaitForMaster	Maximum wait time for release from Master	60,000	s

FUNCTION 68 (REL650)

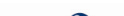
Power swing detection ZMRPSB			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disbled/Enabled operation	Enabled	-
X1InFw	Inner reactive boundary, forward	4,00	ohm
R1LIn	Line resistance for inner characteristic angle	1,20	ohm
R1FInFw	Fault resistance coverage to inner resistive line, forward	6,00	ohm

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 78 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

X1InRv	Inner reactive boundary, reverse	4,00	ohm
R1FInRv	Fault resistance line to inner resistive boundary, reverse	6,00	ohm
OperationLdCh	Operation of load discrimination characteristic	Enabled	-
RLdOutFw	Outer resistive load boundary, forward	7,2	ohm
LdAngle	Load angle determining load impedance area	0	Deg
RLdOutRv	Outer resistive load boundary, reverse	7,2	ohm
kLdRFw	Multiplication factor for inner resistive load boundary, forward	0,83	Mult
kLdRRv	Multiplication factor for inner resistive load boundary, reverse	0,83	Mult
IMinPUPG	Minimum operate current in % of IBase	10	%IB

FUNCTION FUSE (REL650)

Fuse failure supervision SDDRFUF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enable	-
OpModeSel	Operating mode selection	V0I0	-
3V0PU	Pickup of residual overvoltage element in % of Vbase	20	%VB
3I0PU	Pickup of residual undercurrent element in % of Ibase	10	%IB
3V2PU	Pickup of negative sequence overvoltage element in % of Vbase	30	%VB
3I2PU	Pickup of negative sequence undercurrent element in % of Ibase	10	%IB
OpDVDI	Operation of change based function Disable/Enable	Disable	-
DVPU	Pickup of change in phase voltage in % of Vbase	60	%VB
DIPU	Pickup of change in phase current in % of Ibase	15	%IB
VPPU	Pickup of phase voltage in % of VBase	70	%VB
50P	Pickup of phase current in % of IBase	10	%IB
SealIn	Seal in functionality Disable/Enable	Disable	-
VSealInPU	Pickup of seal-in phase voltage in % of VBase	70	%VB
IDLDPU	Pickup for phase current detection in % of IBase for dead line detection	5	%IB
VDLDPU	Pickup for phase voltage detection in % of VBase for dead line detection	60	%VB

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 79 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.4. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET PUNTA NEGRA A ET CARACOLES (REC650)

FUNCTION 67 (REC650)

Four step phase overcurrent protection OC4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
DirMode1	Directional mode of step 1 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
I1>	Phase current operate level for step1 in % of Ibase	120	%IB
t1	Definite time delay of step 1	1,8	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0	s
DirMode2	Directional mode of step 2 off / non-directional / forward / reverse	Reverse	-
I2>	Phase current operate level for step 2 in % of Ibase	440	%IB
t2	Definite time delay of step 2	0,9	s
DirMode3	Directional mode of step 3 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
I3>	Phase current operate level for step3 in % of Ibase	400	%IB
t3	Definite time delay of step 3	0,3	s
DirMode4	Directional mode of step 4 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
Characterist4	Selection of time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
I4>	Phase current operate level for step 4 in % of Ibase	175	%IB
t4	Definite time delay of step 4	2.000	s
k4	Time multiplier for the inverse time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step4 in % of Ibase	17	%IB
t4Min	Minimum operate time for inverse curves for step 4	0.000	s

FUNCTION 67N (REC650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
UPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 80 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

RNPoI	Real part of source Z to be used for current polarisation	1,940	ohm
XNPoI	Imaginary part of source Z to be used for current polarisation	6,250	ohm
IN>Dir	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%
DirMode1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
IN1>	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	30,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	1,200	s
k1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestrain	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirMode2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Reverse	-
IN2>	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	287,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,900	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	On	-
DirMode3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
IN3>	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirMode4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
IN4>	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
k4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0,000	s
HarmRestrain4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 81 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 50 (REC650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IP>>	Operate phase current level in % of IBase	510	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REC650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IN>>	Operate residual current level in % of Ibase	300	%IB

FUNCTION 25 (REC650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line Manual	0,200	Hz
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnerg	Automatic energizing check mode	Both	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 82 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

ManEnerg	Manual energizing check mode	Both	-
ManEnergyDB DL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnerg	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnerg	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REC650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characteristic1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
U1>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
U2>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REC650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
IP>	Operate phase current level in % of IBase	20	%IB
IN>	Operate residual current level in % of Ibase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 83 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 52DP (REC650)

Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,200	s
ContSel	Contact function selection	Off	-
CurrSel	Current function selection	CB oper monitor	-
CurrUnsymLevel	Unsym magn of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelLevel	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 84 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

5.5. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES (REL650)

FUNCTION 21 (REL650)

Five zone distance protection, quadrilateral characteristic ZQDPDIS

Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Disable / Enable	Enabled	-
RFPE1	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 1	11,480	ohm/l
RFPE2	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 2	17,220	ohm/l
RFPE3	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 3	7,175	ohm/l
RFPE4	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 4	28,700	ohm/l
RFPE5	Fault resistance reach, Phase-Ground, zone 5	0,000	ohm/l
RFPP1	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 1	8,200	ohm/l
RFPP2	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 2	12,300	ohm/l
RFPP3	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 3	5,125	ohm/l
RFPP4	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 4	20,500	ohm/l
RFPP5	Fault resistance reach, Phase-Phase, zone 5	0,000	ohm/l
Z1	Positive sequence impedance reach for zone 1	3,434	-
Z2	Positive sequence impedance reach for zone 2	5,151	-
Z3	Positive sequence impedance reach for zone 3	2,146	-
Z4	Positive sequence impedance reach for zone 4	8,584	-
Z5	Positive sequence impedance reach for zone 5	0,000	-
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	20,000	%IB
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	20,000	%IB
IMinOpIR	Minimum operate residual current for Phase-Ground loops	5,000	%IB
LineAng	Line angle for zone 1, 2, 3, 4 and 5	72,800	Deg
KNMag1	Magnitude of ground return compensation factor KN for zone 1	0,590	-
KNMag2	Magnitude of earth return compensation factor KN for zone 2, 3, 4 and 5	0,590	-
KNAng1	Angle for ground return compensation factor for zone 2, 3, 4 and 5	0,400	Deg
KNAng2	Angle for ground return compensation factor for zone 2, 3, 4 and 5	0,400	Deg
OpModetLG1	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 1	Enabled	-
OpModePP1	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 1	Enabled	-
DirModeSel1	Direction mode zone 1	Forward	-
tLG1	Time delay to trip, Ground-Earth, zone 1	0,000	s
tPP1	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 1	0,000	s
OpModeLG2	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-	Enabled	-

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 85 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

	Ground of zone 2		
OpModetPP2	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 2	Enabled	-
DirModeSel2	Direction mode zone 2	Forward	-
tLG2	Time delay to trip, Phase-Ground, zone 2	0,600	s
tPP2	Time delay to trip, Phase-Phase zone 2	0,600	s
OpModeLG3	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 3	Enabled	-
OpModetPP3	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 3	Enabled	-
DirModeSel3	Direction mode zone 3	Reverse	-
tLG3	Time delay to trip, Phase-Ground, zone 3	0,400	s
tPP3	Time delay to trip, Phase-Phase zone 3	0,400	s
OpModeLG4	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 4	Enabled	-
OpModetPP4	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 4	Enabled	-
DirModeSel4	Direction mode zone 4	Forward	-
tLG4	Time delay to trip, Phase-ground, zone 4	0.000	s
tPP4	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 4	0,000	s
OpModeLG5	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Ground of zone 5	Disabled	-
OpModetPP5	Operation mode Off / On of zone timer, Phase-Phase of zone 5	Disabled	-
DirMode5	Direction mode zone 5	Forward	-
tLG5	Time delay to trip, Phase-ground, zone 5	0.000	s
tPP5	Time delay to trip, Phase-Phase, zone 5	0.000	s
OpMode1	Operation mode of zone 1	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode2	Operation mode of zone 2	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode3	Operation mode of zone 3	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode4	Operation mode of zone 4	Enable Ph-E PhPh	-
OpMode5	Operation mode of zone 5	Disable-Zone	-

Phase selection with load encroachment, quadrilateral characteristic FDPSPDIS			
Parameter	Description	Setting	Unit
21 enable	Operation of impedance based measurement	Enabled	-
50/51 enable	Operation of current based measurement	Disabled	-
3I0BLK_PP	3I0 limit for blocking Phase-to-Phase measuring loops	80,000	%I _{Ph}
3I0Enable_PG	3I0 limit for releasing Phase-to-Ground measuring loops	40,000	%I _{Ph}
RLdFwd	Forward resistive reach for the load impedance area	7,000	ohm/p

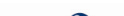
 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 86 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

RldRev	Reverse resistive reach for the load impedance area	7,000	ohm/p
LdAngle	Load angle determining the load impedance area	5,000	Deg
X0	Zero sequence reactance reach	16,000	-
Pickup Iph	Pick up value for phase selection by over-current element	120,000	%IB
Pickup_N	3I0 pickup	40,000	%IB
X1	Positive sequence reactance reach	5,500	-
RFltFwdPP	Fault resistance reach, Phase-Phase, forward	8,000	ohm/l
RFltRevPP	Fault resistance reach, Phase-Phase, reverse	8,000	ohm/l
RFltFwdPG	Fault resistance reach, Phase-Ground, forward	21,000	ohm/l
RFltRevPG	Fault resistance reach, Phase-Ground, reverse	21,000	ohm/l
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	10,000	%IB
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	5,000	%IB

Directional impedance quadrilateral and mho ZDNRDIR			
Parameter	Description	Setting	Unit
AngNegRes	Angle of blinder in second quadrant for forward direction	115,000	Deg
AngDir	Angle of blinder in fourth quadrant for forward direction	15,000	Deg
IMinPUPG	Minimum pickup phase current for Phase-to-ground loops	5,000	%IB
IMinPUPP	Minimum pickup delta current (2 x current of lagging phase) for Phase-to-phase loops	10,000	%IB

Automatic switch onto fault logic, voltage and current based ZCVPSOF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Disable / Enable	Enabled	-
Mode	Mode of operation of SOTF Function	Impedance	-
AutoInit	Automatic switch onto fault initialization	Enabled	-
IphPickup	Current level for detection of dead line in % of Ibase	20,000	%IB
UVPickup	Voltage level for detection of dead line in % of Vbase	70,000	%VB
tDuration	Time delay for UI detection	0,020	s
tSOTF	Drop off delay time of switch onto fault function	1,000	s
tDLD	Delay time for activation of dead line detection	0,200	s

Fault locator LMBRFLO			
Parameter	Description	Setting	Unit
R1A	Source resistance A (near end)	1,930	ohm/p
X1A	Source reactance A (near end)	5,120	ohm/p
R1B	Source resistance B (far end)	1,830	ohm/p
X1B	Source reactance B (far end)	7,660	ohm/p

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 87 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

R1L	Positive sequence line resistance	1,270	ohm/p
X1L	Positive sequence line reactance	4,100	ohm/p
R0L	Zero sequence line resistance	3,460	ohm/p
X0L	Zero sequence line reactance	11,590	ohm/p
R0M	Zero sequence mutual resistance	0,023	ohm/p
X0M	Zero sequence mutual reactance	0,167	ohm/p
LineLength	Length of line	31,700	-

Current reversal and weak-end infeed logic for distance protection ZCWSPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Operating mode of Current Reversal Logic	Enabled	-
tPickUpRev	Pickup time for current reversal logic	0,080	s
tDelayRev	Time Delay to prevent Carrier send and local Trip	0,100	s
WEI	Operating mode of WEI logic	Echo	-
tPickUpWEI	Coordination time for the WEI logic	0,000	s
PU27PP	Phase to Phase voltage for detection of fault condition	70,000	%VB
PU27PN	Phase to Neutral voltage for detection of fault condition	70,000	%VB

Scheme communication logic for distance or overcurrent protection ZCPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
SchemeType	Scheme type	Permissive OR	-
tCoord	Communication scheme channel coordination time	0,000	s
tSendMin	Minimum duration of a carrier send signal (carrier continuation)	0,100	s

FUNCTION 67N (REL650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC (67N)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
VPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB
RNPoI	Real part of source Z to be used for current polarisation	1,940	ohm
XNPoI	Imaginary part of source Z to be used for current polarisation	6,250	ohm
INDirPU	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 88 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

DirModeSel1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
Pickup1	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	30,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	1,200	s
TD1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestraining1	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Reverse	-
Pickup2	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	287,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,900	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestraining2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Pickup3	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestraining3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirModeSel4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
Pickup4	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
TD4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0.000	s
HarmRestraining4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

Scheme communication logic for residual overcurrent protection ECPSCH			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
SchemeType	Scheme type, Mode of Operation	Permissive UR	-
tCoord	Communication scheme channel coordination time	0,000	s
tSendMin	Minimum duration of a carrier send signal (carrier continuation)	0,100	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 89 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

FUNCTION 50 (REL650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
Pickup	Phase current pickup in % of IBase	510	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REL650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
Pickup	Operate residual current level in % of IBase	300	%IB

FUNCTION 25 (REL650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line Manual	0,200	Hz
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnergy	Automatic energizing check mode	Both	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 90 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

ManEnergy	Manual energizing check mode	Both	-
ManEnergyDBDL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnergy	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnergy	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REL650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
Pickup1	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
TD1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
Pickup2	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REL650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
Pickup_PH	Phase current pickup in % of IBase	20	%IB
Pickup_N	Operate residual current level in % of IBase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 91 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 52DP (REL650)

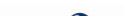
Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enable	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,400	s
ContactSel	Contact function selection	Disable	-
CurrentSel	Current function selection	Continuos monitor	-
CurrUnsymPU	Unsymmetrical magnitude of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelPU	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

FUNCTION 79 (REL650)

Autorecloser STBRREC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/ExternalCtrl/Enable	External ctrl	-
ARMode	AR mode selection e.g. 3ph, 1/3ph	1/3 phase	-
t1 1Ph	Open time for shot 1, single-phase	0,250	s
t1 3Ph	Open time for shot 1, delayed reclosing 3ph	0,300	s
tReset	Duration of the reset time	60,000	s
tSync	Maximum wait time for synchronism-check OK	2,000	s
tTrip	Maximum trip pulse duration	0,100	s
tCBClosedMin	Minimum time that CB must be closed before new sequence allows	5,000	s
tUnsucCl	Wait time for CB before indicating Unsuccessful/Successful	30,000	s
Priority	Priority selection between adjacent terminals None/Low/High	None	-
tWaitForMaster	Maximum wait time for release from Master	60,000	s

FUNCTION 68 (REL650)

Power swing detection ZMRPSB			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disbled/Enabled operation	Enabled	-
X1InFw	Inner reactive boundary, forward	6,00	ohm
R1LIn	Line resistance for inner characteristic angle	1,80	ohm
R1FInFw	Fault resistance coverage to inner resistive line, forward	9,00	ohm
X1InRv	Inner reactive boundary, reverse	6,00	ohm
R1FInRv	Fault resistance line to inner resistive boundary, reverse	9,00	ohm
OperationLdCh	Operation of load discrimination characteristic	Enabled	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 92 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

RLdOutFw	Outer resistive load boundary, forward	10,8	ohm
LdAngle	Load angle determining load impedance area	0	Deg
RLdOutRv	Outer resistive load boundary, reverse	10,8	ohm
kLdRFw	Multiplication factor for inner resistive load boundary, forward	0,83	Mult
kLdRRv	Multiplication factor for inner resistive load boundary, reverse	0,83	Mult
IMinPUPG	Minimum operate current in % of IBase	10	%IB

FUNCTION FUSE (REL650)

Fuse failure supervision SDDRFUF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Disable/Enable Operation	Enable	-
OpModeSel	Operating mode selection	V0I0	-
3V0PU	Pickup of residual overvoltage element in % of Vbase	20	%VB
3I0PU	Pickup of residual undercurrent element in % of Ibase	10	%IB
3V2PU	Pickup of negative sequence overvoltage element in % of Vbase	30	%VB
3I2PU	Pickup of negative sequence undercurrent element in % of Ibase	10	%IB
OpDVDI	Operation of change based function Disable/Enable	Disable	-
DVPU	Pickup of change in phase voltage in % of Vbase	60	%VB
DIPU	Pickup of change in phase current in % of Ibase	15	%IB
VPPU	Pickup of phase voltage in % of VBase	70	%VB
50P	Pickup of phase current in % of IBase	10	%IB
SealIn	Seal in functionality Disable/Enable	Disable	-
VSealInPU	Pickup of seal-in phase voltage in % of VBase	70	%VB
IDLDP	Pickup for phase current detection in % of IBase for dead line detection	5	%IB
VDLDP	Pickup for phase voltage detection in % of VBase for dead line detection	60	%VB

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 93 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

5.6. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE ET PUNTA NEGRA A EM PUNTA DE RIELES (REC650)

FUNCTION 67 (REC650)

Four step phase overcurrent protection OC4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
DirMode1	Directional mode of step 1 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
I1>	Phase current operate level for step1 in % of Ibase	120	%IB
t1	Definite time delay of step 1	1,8	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0	s
DirMode2	Directional mode of step 2 off / non-directional / forward / reverse	Reverse	-
I2>	Phase current operate level for step 2 in % of Ibase	440	%IB
t2	Definite time delay of step 2	0,9	s
DirMode3	Directional mode of step 3 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
I3>	Phase current operate level for step3 in % of Ibase	400	%IB
t3	Definite time delay of step 3	0,3	s
DirMode4	Directional mode of step 4 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
Characterist4	Selection of time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
I4>	Phase current operate level for step 4 in % of Ibase	175	%IB
t4	Definite time delay of step 4	2.000	s
k4	Time multiplier for the inverse time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step4 in % of Ibase	17	%IB
t4Min	Minimum operate time for inverse curves for step 4	0.000	s

FUNCTION 67N (REC650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
UPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 94 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

RNPoI	Real part of source Z to be used for current polarisation	1,940	ohm
XNPoI	Imaginary part of source Z to be used for current polarisation	6,250	ohm
IN>Dir	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%
DirMode1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
IN1>	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	30,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	1,200	s
k1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestrain	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirMode2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Reverse	-
IN2>	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	287,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,900	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	On	-
DirMode3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
IN3>	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirMode4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
IN4>	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
k4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0,000	s
HarmRestrain4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 95 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 50 (REC650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IP>>	Operate phase current level in % of IBase	510	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REC650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IN>>	Operate residual current level in % of Ibase	300	%IB

FUNCTION 25 (REC650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line Manual	0,200	Hz
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnerg	Automatic energizing check mode	Both	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 96 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

ManEnerg	Manual energizing check mode	Both	-
ManEnergDB DL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnerg	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnerg	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REC650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characteristic1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
U1>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
U2>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REC650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
IP>	Operate phase current level in % of IBase	20	%IB
IN>	Operate residual current level in % of Ibase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 97 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

FUNCTION 52DP (REC650)

Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,200	s
ContSel	Contact function selection	Off	-
CurrSel	Current function selection	CB oper monitor	-
CurrUnsymLevel	Unsym magn of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelLevel	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 98 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.7. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE LINEA DE EM PUNTA DE RIELES A ET PUNTA NEGRA (REL511)

LINE REFERENCE (REL511)

Parameter	Description	Setting	Unit
Line length	Line length value in present length unit	31,700	
Length unit	Line length unit in km or mile	km	
X1	Positive sequence line reactance	2,250	ohms/phase
R1	Positive sequence line resistance	0,850	ohms/phase
X0	Zero sequence line reactance	17,880	ohms/phase
R0	Zero sequence line resistance	5,690	ohms/phase
X1SA	Positive sequence source reactance, near end	7,660	ohms/phase
R1SA	Positive sequence source resistance, near end	1,830	ohms/phase
X1SB	Positive sequence source reactance, far end	5,120	ohms/phase
R1SB	Positive sequence source resistance, far end	1,930	ohms/phase
Xm0	Mutual reactance from parallel line	0,167	ohms/phase
Rm0	Mutual resistance from parallel line	0,023	ohms/phase

LINE IMPEDANCE (REL511)

1.1. DLD- (Dead Line Detection)

Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation dead Line detection function	On	
U<	Operating phase voltage	65,000	% of U1b
IP<	Operating phase current	40,000	% of I1b

1.2. GFC-- (General fault criteria)

Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation general fault criteria function	On	
Operation Z<	Operation Z<	On	
Operation I<	Operation I<	OFF	
ARGLd	Load angle in degrees	5,000	degrees
RLd	Resistive reach, load impedance area	7,000	ohms/loop
X1RvPP	Positive sequence reactance, reverse phase-to-phase	2,500	ohms/phase
X1FwPP	Positive sequence reactance, forward phase-to-phase	5,500	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, phase-to-phase	8,000	ohms/loop
IP>	Phase current operating value	100,000	%I1b
Timer tPP	Operation trip time delay, phase-to-phase Off/On. Off=No trip	On	
tPP	Trip time delay, phase-to-phase	0,800	s
X1RvPE	Positive sequence reactance, reverse phase-to-earth	5,000	ohms/phase

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 99 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

X1FwPE	Positive sequence reactance, forward phase-to-earth	9,000	ohms/phase
XOFwPE	Zero sequence reactance, forward phase-to-earth	16,000	ohms/phase
XORvPE	Zero sequence reactance, reverse phase-to-earth	7,000	ohms/phase
RFPE	Fault resistance, phase-to-earth	21,000	ohms/loop
IN>	Residual current operating value	100,000	%I4b
TimertPE	Operation trip time delay, phase-to-earth Off/On. Off=No trip	On	
tPE	Trip time delay, phase-to-earth	0,800	s
INReleasePE	3I0 limit for releasing phase-to-earth faults	40,000	%IphMax
INBlockPP	3I0 limit for blocking phase-to-phase faults	80,000	%IphMax

1.3. PSD- (Power Swing Detection)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation power swing function, Off/On	On	
Detection	Operating mode of the internal power swing detection (PSD) function:	On	
X1IN	Positive sequence reactive reach of the inner boundary	6,000	ohms/phase
R1IN	Positive sequence resistive reach of the inner boundary	9,000	ohms/phase
KX	Reach multiplication factor for the outer reactive boundary	120,000	% of XIN
KR	Reach multiplication factor for the outer resistive boundary	120,000	% of RIN
tP1	Initial PSD timer	0,030	s
tP2	Fast PSD timer	0,010	s
tW	Hold timer for activation of fast PSD timer	0,080	s
tH	Hold timer for PSD Detected	0,500	s
tEF	Timer overcoming 1-ph reclosing dead time	0,500	s
tRi	Timer to time delay block by the residual current	0,300	s
tR2	On-delay timer for blocking of output signal at very slow swings	2,000	s

1.4. SOTF- (Switch onto fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation switch onto fault function, Off/On	On	

1.5. ZCAL- (ComlrevWei, impedance)			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Operation current reversal Off/on	On	
tPickUp	Pickup time for current reversal	0,080	s
tDelay	Delay time for current reversal	0,100	s
WEI	Operation WEI Off/Trip/Echo	Echo	

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 100 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

tWEI	Coordination time for WEI	0,010	s
UPN<	Voltage Ph-N for WEI	70,000	% of U1b
UPP<	Voltage Ph-Ph for WEI	70,000	% of U1b

1.7. ZCOM- (Communication)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Z< Communication function, Off/On	On	
SchemeType	Operation mode	PermissiveOR	
tCoord	Coordination timer	0,000	s
tSendmin	Minimum send time	0,100	s
Unblock	Operation unblock logic	OFF	
tSecurity	Security timer	0,035	s

1.8. ZGeneral			
Parameter	Description	Setting	Unit
lminOp	Minimum operation current forward zones	20,000	% of I1b

1.9. ZM1--(Zone 1)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone1, Off/Direction	Forward	
Operation PP	Operation Zone1 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone1 phase-to-phase	1,800	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone1 phase-to-phase	0,680	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone1 phaso-to-phase	4,500	ohms/loop
Timer t1PP	Operation trip time delay, Zone1 phase-to-phase Off/On. Off=No trip	On	
t1PP	Trip time delay, Zone1 phase-to-phase	0,000	
Operation PE	Operation Zone1 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone1 phase-to-oarth	1,800	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone1 phase-to-oarth	0,680	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone1 phaso-to-earth	14,390	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone1 phase-to-earth	4,550	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone1 phaso-to-earth	6,300	ohms/loop
Timer t1PE	Operation trip time delay, Zone1 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t1PE	Trip time delay, Zone1 phase-to-oarth	0,000	s

1.10. ZM2--(Zone 2)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone2, Off/Direction	Forward	

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 101 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

Operation PP	Operation Zone2 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone2 phase-to-phase	2,700	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone2 phase-to-phase	1,020	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone2 phaso-to-phase	4,500	ohms/loop
Timer t2PP	Operation trip time delay, Zone2 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t2PP	Trip time delay, Zone2 phase-to-phase	0,600	s
Operation PE	Operation Zone2 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone2 phase-to-oarth	2,700	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone2 phase-to-oarth	1,020	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone2 phaso-to-earth	21,580	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone2 phase-to-earth	6,830	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone2 phaso-to-earth	9,450	ohms/loop
Timer t2PE	Operation trip time delay, Zone2 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t2PE	Trip time delay, Zone2 phase-to-oarth	0,600	s

1.11. ZM3--(Zone 3)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone3, Off/Direction	Reverse	
Operation PP	Operation Zone3 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone3 phase-to-phase	1,130	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone3 phase-to-phase	0,430	ohms/phase
RFPP	Fault resistance, Zone3 phaso-to-phase	2,810	ohms/loop
Timer t3PP	Operation trip time delay, Zone3 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t3PP	Trip time delay, Zone3 phase-to-phase	0,400	s
Operation PE	Operation Zone3 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone3 phase-to-oarth	1,130	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone3 phase-to-oarth	0,430	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone3 phaso-to-earth	8,940	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone3 phase-to-earth	2,850	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone3 phaso-to-earth	3,940	ohms/loop
Timer t3PE	Operation trip time delay, Zone3 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t3PE	Trip time delay, Zone3 phase-to-oarth	0,400	s

1.12. ZM4--(Zone 4)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Zone4, Off/Direction	Forward	
Operation PP	Operation Zone4 phase-to-phase Off/On	On	
X1PP	Positivo sequence reactance, Zone4 phase-to-phase	4,500	ohms/phase
R1PP	Positivo sequonce resistance, Zone4 phase-to-phase	1,700	ohms/phase

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 102 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

RFPP	Fault resistance, Zone4 phaso-to-phase	11,250	ohms/loop
Timer t4PP	Operation trip time delay, Zone4 phase-to-phaso Off/On. Off No trip	On	
t4PP	Trip time delay, Zone4 phase-to-phase	0,000	s
Operation PE	Operation Zone4 phase-to-earth Off/On	On	
X1PE	Positivo sequence reactance, Zone4 phase-to-oarth	4,500	ohms/phase
R1PE	Positivo sequence resistance, Zone4 phase-to-oarth	1,700	ohms/phase
XOPE	Zero sequence reactanco, Zone4 phaso-to-earth	35,970	ohms/phase
ROPE	Zero sequence resistance, Zone4 phase-to-earth	11,380	ohms/phase
RFPE	Fault resistance Zone4 phaso-to-earth	15,750	ohms/loop
Timer t4PE	Operation trip time delay, Zone4 phase-to-earth Off/On. Off No trip	On	
t4PE	Trip time delay, Zone4 phase-to-oarth	0,000	s

1.13. ZDIR- (Direction)			
Parameter	Description	Setting	Unit
ArgDir	Lower angle of forw.dir. Characteristic	15,000	degrees
ArgNegRes	Upper angle of forw.dir. Characteristic	115,000	degrees

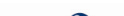
LOGIC (REL511)

1.1. TR01- (Trip)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation trip logic function, Off/On	ON	
Program	Restriction on type of tripping action	1/3ph	
tTripMin	Set the minimum trip pulse length	0,250	s

PHASE AND EARTH FAULT CURRENT (REL511)

1.1. BFP- (Breaker failure)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation breaker failure function, Off/On	ON	
IP>	Operating phase current	20,000	% of I1b
t2	Delay timer for backup trip	0,150	s
RetripType	Select type of retrip logic	Retripp Off	
t1	Delay timer for retrip	0,000	s

1.2. EFCA- (ComlrevWei, earth fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
CurrRev	Current reversal logic Off/On	OFF	
tPickUp	Current reversal pickup timer	0,080	s
tDelay	Current reversal delay timer	0,100	s
WEI	Weak end infeed logic, Echo=Echo, Trip=Echo+Trip	Echo	
U>	Operating phase voltage for WEI trip	80,000	% of Ub

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 103 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

1.3. EFC- (Earth fault communication)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation earth fault communication function, Off/On	On	
SchemeType	Scheme type, mode of operation	Permissive	
tCoord	Communication scheme coordination time	0,000	s

1.4. IOC- (Instantaneous overcurrent)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation instantaneous overcurrent function, Off/On	On	
IP>>	Operating phase current	400,000	% of I1b
IN>>	Operating neutral current	200,000	% of I1b

1.5. TEF- (Time delayed earth fault)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation time delayed earth fault function, Off/On	On	
IMeasured	Current signal used for earth fault function	I4	
Characteristic	Select time characteristic for E/F protection	DEF	
IN>	Start current of E/F protection	165,000	% of I1b
IMin	Minimum operating current	30,000	% of IN
t1	Independent time delay	0,400	s
k	Time multiplier for inverse time function	0.050	
tMin	Min. operating time for inverse time delay function	0.050	s
Direction	Selection of directional or non directional E/F	Directional	
UMeasured	Voltage signal used for directional earth fault	U1 + U2 + U3	
IN> Dir	Start level of DirE/F, if DirE/F is selected	20,000	% of I1b

POWER SYSTEM SUPERVISION (REL511)

1.1. OVLD- (Over load)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation overload function, Off/On	ON	
IP>	Operating phase current	118	% of I1b
t	Time delay	15.000	s

SECONDARY SYSTEM SUPERVISION (REL511)

1.1. FUSE- (Fuse failure)			
Parameter	Description	Setting	Unit
ZeroSeq	Fuse failure zero sequence function On/Off	On	
3U0>	Operating zero sequence voltage	10	% of U1b
3I0<	Operating zero sequence current	20	% of I1b

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 104 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

VOLTAGE (REL511)

1.1. TOV- (Time delayed overvoltage)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation overvoltage function, Off/On	On	
UPE>	Operating phase voltage	120,00	% of U1b
t	Time delay phase voltage function	2,00	s
3U0>	Operating neutral voltage	50,00	% of U1b
t	Time delay neutral voltage function	2,00	s

CONTROL, SINGLE- AND MULTIPLE BAYS (REL511)

1.1. AR01- (Auto recloser)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Auto recloser, Off/Stand-by/On	Stand by	
NoOfReclosing	Maximum number of reclosing attempts	1,000	
FirstShot	Restriction of fault type for first reclosing attempt	1 ph + 1*2 ph	
Extended t1	Extended dead time for loss of permissive channel	OFF	
t1 1Ph	Open time for first auto reclosing if single-phase	0,250	s
t1 2Ph	Open time for first auto reclosing if two-phase	0,000	s
t1	Open time for first auto reclosing	0,000	s
t2	Open time for second auto reclosing	0,000	s
t3	Open time for third auto reclosing	0,000	s
t4	Open time for fourth auto reclosing	0,000	s
tSync	Auto recloser maximum wait time for sync	2,000	s
tPulse	Circuit breaker closing pulse length	0,100	s
CutPulse	Shorten closing pulse at a new trip	OFF	
tReclaim	Auto recloser reclaim time	3,000	s
tInhibit	Inhibit reset time	3,000	s
CB Ready	Select type of circuit breaker ready signal	CO	
tTrip	Block Auto reclosing for long trip duration	0,800	s
Priority	Priority selection between adjacent terminals	None	
tWaitForMaster	Maximum wait time for Master	60,000	s
AutoCont	Continue with next reclosing attempt if breaker not closes	OFF	
BlockUnsuc	Block autorecloser at unsuccessful autoreclosing	ON	
tAutoWait	Maximum wait time between shots	0,500	s
UnsucMode	Unsuccessful-signal mode	NoCBCheck	
tUnsuc	CB Checktime before unsuc	30,000	s
tCBClosed	The time a breaker must be closed before AR becomes ready for a reclosing	5,000	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 105 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

1.2. SYN1- (Synchro check)			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Synchro check function, Off/Release/On	ON	
InputPhase	Select input voltage	L1	
PhaseShift	Phase shift between bus and line	0,000	degrees
URatio	Voltage ratio between bus and line	1,000	
USelection	Bus arrangement for voltage selection	SingleBus	
AutoEnerg	Auto energizing/synchronising method	Both	
ManEnerg	Manual energizing/synchronising method	Both	
ManDBDL	Manual deadbus and deadline enrgizing	ON	
Uhigh	High voltage limit	110,000	% of U1b
ULow	Low voltage limit	90,000	% of U1b
FreqDiff	Frequency difference limit	0,200	Hz
phaseDiff	Phase Difference limit	15,000	degrees
UDiff	Voltage difference	5,000	% of U1b
tAutoEnerg	Auto energizing period	0,150	s
tManEnerg	Manual energizing period	2,000	s
VTConnection	VT connection side	Line	
tSync	Synchrocheck operation delay time	0,000	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 106 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.8. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE EM PUNTA DE RIELES A ET PUNTA NEGRA (REF545)

FUNCTION 67 (REF545)

Three-phase directional overcurrent protection, low-set stage, DOC6Low			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	1,6	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	1,8	s
Time multiplier	Time multiplier at IDMT mode	0,05	
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Forward	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Minimun time	seg	0,05	s
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

Three-phase directional overcurrent protection, high-set stage, DOC6High			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	4,6	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	0,9	s
Basic angle ϕb	Basic angle ϕb for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Reverse	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Nondir. operat.	Non- directional operation when the direction cannot be de determined	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 107 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Three-phase directional overcurrent protection, instantaneous stage, DOC6Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Operation mode (disable, definite time, instantaneous)	Definite time	
Start current	Start current	4,02	xIn
Operate time	Operate time at DT mode	0,3	s
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	40	°
Operation direction	Selection of Forward or Reverse direction	Reverse	
Earth-fault protection	Selection of Disable or Enable	Disable	
Nondir. operat.	Non- directional operation when the direction cannot be determined	Disable	
Measuring mode	Measuring mode	Mode 4	
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms

FUNCTION 67N (REF545)

Directional earth-fault protection, low-set stage, DEF2Low			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Forward	
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	IoSin(ϕ)	
Start current	Start current	30	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	1,2	s
Time Multiplier	Time multiplier at IDMT mode	0,05	
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
Min. Time	Min. Time	0,03	s
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms
Angle Correction	Angle Correction	2	°

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 108 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Directional earth-fault protection, high-set stage, DEF2High			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Reverse	
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	$I_0 \sin(\phi)$	
Start current	Start current	275	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	0,9	s
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms
Angle Correction	Angle Correction	2	°

Directional earth-fault protection, instantaneous stage, DEF2Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation mode	Selection of operation mode and IDMT characteristic. Set at definite time	definite time	
Operation Criteria	Basic angle & Uo	Basic angle & Uo	
Operate direction	Operate direction	Forward	
Basic angle ϕ_b	Basic angle ϕ_b for directional operation	-90	degrees
Operation characteristic	Operation characteristic	$I_0 \cos(\phi)$	
Start current	Start current	165	%IN
Start voltage	Start voltage	20	%UN
Operate time	Operate time at DT mode	0,3	s
Measuring mode	Measuring mode	Fundam. Freq.	
Intermittent E/F	Selection of Intermittent Earth-fault protection	No active	
Oper sector	Oper sector	88	degrees
Trip Pulse	trip Pulse	40	ms
CBFP time	Time of 50BF Function	150	ms
Angle Correction	Angle Correction	0	°

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 109 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

FUNCTION 50 (REF545)

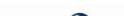
No directional Three-phase protection, instantaneous stage, NOC3Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation Mode	Selection of operation mode	Instantaneous	
Start Current	Start current	3	xIN
Operation time	Operate time	0	s

FUNCTION 50N-ALARMA (REF545)

No directional earth-fault protection, instantaneous stage, NEF1Inst			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation Mode	Selection of operation mode	Instantaneous	
Start Current	Start current	2	xIN
Operation time	Operate time	0	s

FUNCTION 25 (REF545)

Función de control de sincronismo/control de tensión, nivel 1, SCVCSt1			
Parameter	Description	Setting	Unit
Umax	Upper threshold voltage	110,000	xUn
Umin	Lower threshold voltage	90,000	xUn
dU	Voltage difference	0,050	xUn
dphase	Phase angle difference	15,000	°
df	Frequency difference	0,200	Hz

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 110 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.9. PARAMETROS DE LAS PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES DE ET PUNTA NEGRA (REC650)

FUNCTION 67 (REC650)

Four step phase overcurrent protection OC4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
DirMode1	Directional mode of step 1 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
I1>	Phase current operate level for step1 in % of Ibase	360	%IB
t1	Definite time delay of step 1	0,3	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0	s
DirMode2	Directional mode of step 2 off / non-directional / forward / reverse	Reverse	-
I2>	Phase current operate level for step 2 in % of Ibase	180	%IB
t2	Definite time delay of step 2	0,3	s
DirMode3	Directional mode of step 3 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
I3>	Phase current operate level for step3 in % of Ibase	400	%IB
t3	Definite time delay of step 3	0,3	s
DirMode4	Directional mode of step 4 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
Characterist4	Selection of time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
I4>	Phase current operate level for step 4 in % of Ibase	175	%IB
t4	Definite time delay of step 4	2.000	s
k4	Time multiplier for the inverse time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step4 in % of Ibase	17	%IB
t4Min	Minimum operate time for inverse curves for step 4	0.000	s

FUNCTION 67N (REC650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
UPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB
RNPol	Real part of source Z to be used for current polarisation	1,940	ohm

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 111 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

XNPol	Imaginary part of source Z to be used for current polarisation	6,250	ohm
IN>Dir	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%
DirMode1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
IN1>	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	330,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
k1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestrain	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirMode2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Reverse	-
IN2>	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	40,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	Off	-
DirMode3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
IN3>	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirMode4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
IN4>	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
k4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0,000	s
HarmRestrain4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 112 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 50 (REC650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IP>>	Operate phase current level in % of IBase	500	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REC650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IN>>	Operate residual current level in % of Ibase	70	%IB

FUNCTION 25 (REC650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line Manual	0,200	Hz
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnergy	Automatic energizing check mode	Both	-
ManEnergy	Manual energizing check mode	Both	-

 TECHINT Ingeniería y Construcción	 PANEDILE soluciones	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO	 icsa	3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 113 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

ManEnergDBDL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnerg	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnerg	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REC650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
U1>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
U2>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REC650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
IP>	Operate phase current level in % of IBase	20	%IB
IN>	Operate residual current level in % of Ibase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 114 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

FUNCTION 52DP (REC650)

Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,200	s
ContSel	Contact function selection	Off	-
CurrSel	Current function selection	CB oper monitor	-
CurrUnsymLevel	Unsym magn of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelLevel	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 115 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

5.10. PARAMETROS DE LA PROTECCION DEL ACOPLE DE BARRAS DE ET PUNTA NEGRA (REC650)

FUNCTION 51 (REC650)

Four step phase overcurrent protection OC4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
DirMode1	Directional mode of step 1 off / non-directional / forward / reverse	Forward	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
I1>	Phase current operate level for step1 in % of Ibase	200	%IB
t1	Definite time delay of step 1	0,3	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0	s
DirMode2	Directional mode of step 2 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
I2>	Phase current operate level for step 2 in % of Ibase	440	%IB
t2	Definite time delay of step 2	0,9	s
DirMode3	Directional mode of step 3 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
I3>	Phase current operate level for step3 in % of Ibase	400	%IB
t3	Definite time delay of step 3	0,3	s
DirMode4	Directional mode of step 4 off / non-directional / forward / reverse	Off	-
Characterist4	Selection of time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
I4>	Phase current operate level for step 4 in % of Ibase	175	%IB
t4	Definite time delay of step 4	2.000	s
k4	Time multiplier for the inverse time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step4 in % of Ibase	17	%IB
t4Min	Minimum operate time for inverse curves for step 4	0.000	s

FUNCTION 51N (REC650)

Four step residual overcurrent protection EF4PTOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
AngleRCA	Relay characteristic angle (RCA)	65,000	Deg
polMethod	Type of polarization	Voltage	-
UPolMin	Minimum voltage level for polarization in % of Ubase	20,000	%UB
IPolMin	Minimum current level for polarization in % of Ibase	20,000	%IB
RNPol	Real part of source Z to be used for current	1,940	ohm

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 116 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

	polarisation		
XNPol	Imaginary part of source Z to be used for current polarisation	6,250	ohm
IN>Dir	Residual current level for direction release in % of Ibase	10,000	%IB
2ndHarmStab	Second harmonic restrain operation in % of IN amplitude	20,000	%
DirMode1	Directional mode of step 1 (off, non-directional, forward, reverse)	Forward	-
Characterist1	Time delay curve type for step 1	ANSI Def. Time	-
IN1>	Operate residual current level for step 1 in % of Ibase	170,000	%IB
t1	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
k1	Time multiplier for the dependent time delay for step 1	0,050	-
IMin1	Minimum operate current for step1 in % of Ibase	100,000	%IB
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,000	s
HarmRestrain	Enable block of step 1 from harmonic restrain	On	-
DirMode2	Directional mode of step 2 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
IN2>	Operate residual current level for step 2 in % of Ibase	287,000	%IB
t2	Independent (definite) time delay of step	0,900	s
IMin2	Minimum operate current for step 2 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain2	Enable block of step 2 from harmonic restrain	On	-
DirMode3	Directional mode of step 3 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
IN3>	Operate residual current level for step 3 in % of Ibase	293,000	%IB
t3	Independent (definite) time delay of step	0,300	s
IMin3	Minimum operate current for step 3 in % of Ibase	100,000	%IB
HarmRestrain3	Enable block of step 3 from harmonic restrain	On	-
DirMode4	Directional mode of step 4 (off, non-directional, forward, reverse)	Off	-
Characterist4	Time delay curve type for step 4	ANSI Def. Time	-
IN4>	Operate residual current level for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4	Independent (definite) time delay of step	1200,000	s
k4	Time multiplier for the dependent time delay for step 4	0.05	-
IMin4	Minimum operate current for step 4 in % of Ibase	17,000	%IB
t4Min	Minimum operate time in inverse curves step 4	0,000	s
HarmRestrain4	Enable block of step 4 from harmonic restrain	off	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 117 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

FUNCTION 50 (REC650)

Instantaneous phase overcurrent protection PHPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IP>>	Operate phase current level in % of IBase	250	%IB

FUNCTION 50N-ALARMA (REC650)

Instantaneous residual overcurrent protection EFPIOC			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
IN>>	Operate residual current level in % of Ibase	220	%IB

FUNCTION 25 (REC650)

Synchrocheck, energizing check, and synchronizing SESRSYN			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
PhaseShift	Phase shift	0,000	Deg
URatio	Voltage ratio	1,000	-
OperationSynch	Operation for synchronizing function Off/On	Off	-
FreqDiffMin	Minimum frequency difference limit for synchronizing	0,010	Hz
FreqDiffMax	Maximum frequency difference limit for synchronizing	0,200	Hz
FreqRateChange	Maximum allowed frequency rate of change	0,300	Hz/s
tBreaker	Closing time of the breaker	0,150	s
tClosePulse	Breaker closing pulse duration	0,150	s
tMaxSynch	Resets synchronization if no close has been made before set time	2,000	s
tMinSynch	Minimum time to accept synchronizing conditions	0,001	s
OperationSC	Operation for synchronism check function Off/On	On	-
UDiffSC	Voltage difference limit in % of UBase	5,000	%UB
FreqDiffA	Frequency difference limit between bus and line Auto	0,200	Hz
FreqDiffM	Frequency difference limit between bus and line Manual	0,200	Hz
PhaseDiffA	Phase angle difference limit between bus and line Auto	15,000	Deg
PhaseDiffM	Phase angle difference limit between bus and line Manual	15,000	Deg
tSCA	Time delay for synchrocheck Auto	0,000	s
tSCM	Time delay for synchrocheck Manual	0,000	s
AutoEnergy	Automatic energizing check mode	Both	-
ManEnergy	Manual energizing check mode	Both	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 118 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

ManEnergDBDL	Manual dead bus, dead line energizing	on	-
tAutoEnerg	Time delay for automatic energizing check	0,150	s
tManEnerg	Time delay for manual energizing check	2,000	s

FUNCTION 59 (REC650)

Two step overvoltage protection OV2PTOV			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
OperationStep1	Enable execution of step 1	On	-
Characterist1	Selection of time delay curve type for step 1	Definite time	-
OpMode1	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 1	1 out of 3	-
U1>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 1	120,00	%UB
t1	Definite time delay of step 1	2,00	s
t1Min	Minimum operate time for inverse curves for step 1	0,10	s
k1	Time multiplier for the inverse time delay for step 1	0,05	-
OperationStep2	Enable execution of step 2	Off	-
OpMode2	Number of phases required to operate (1 of 3, 2 of 3, 3 of 3) from step 2	1 out of 3	-
U2>	Voltage start value (DT & IDMT) in % of UBase for step 2	150,00	%UB
t2	Definite time delay of step 2	5,00	s

FUNCTION 50BF (REC650)

Breaker failure protection CCRBRF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	Enabled	-
FunctionMode	Detection principle for back-up trip	Current	-
BuTripMode	Back-up trip mode	1 out of 3	-
RetripMode	Operation mode of re-trip logic	Retrip Off	-
IP>	Operate phase current level in % of IBase	20	%IB
IN>	Operate residual current level in % of Ibase	10	%IB
t1	Time delay of re-trip	0.000	s
t2	Time delay of back-up trip	0,150	s

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 119 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

FUNCTION 52DP (REC650)

Pole discordance protection CCRPLD			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Operation Off / On	On	-
tTrip	Time delay between trip condition and trip signal	0,200	s
ContSel	Contact function selection	Off	-
CurrSel	Current function selection	CB oper monitor	-
CurrUnsymLevel	Unsym magn of lowest phase current compared to the highest	80	%
CurrRelLevel	Current magnitude for release of the function in % of Ibase	20	%IB

 TECHINT Ingeniería y Construcción		EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
				A619-SE-E01-P-MC-00
				Rev. 00
				Pág. 120 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)				

5.11. PARAMETROS DE LA PROTECCION DE BARRAS DE ET PUNTA NEGRA (REB670)

FUNCTION 87B (REB670)			
Bloque Diferencial BZNTPDIF_A			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Differential protection operation	On	-
DiffOperLev	Differential protection operation level in primary amperes	400	A
DiffTripOut	Differential protection trip output mode	Latched	-
tTripHold	Differential trip drop-off delay in SelfReset mode	-	s
CheckZoneSup	Check zone supervises differential protection operation	On	-
SlowOCTOper	Operation of slow open CT alarm	Block	-
FastOCTOper	Operation of fast open CT alarm	Off	-
OCTOperLev	Open CT operation level in primary amperes	80	A
tSlowOCT	Time delay for slow open CT alarm	5	s
OCTReleaseLev	Id level above which OCT alarm releases in supervision mode	100	A
IdAlarmLev	Differential current alarm level in primary amperes	20	A
tIdAlarm	Time delay for Differential Current Alarm Level in sec.	30.00	s
IinAlarmLev	Incoming current alarm level in primary amperes	550	A
SensDiffOper	Sensitive differential protection operation	Off	-
SensOperLev	Sensitive differential operation level in primary amperes	40	A
SenslinBlock	Iin level above which sensitive diff protection is blocked	200	A
tSensDiff	Time delay for sensitive differential function operation	0.400	s

Fuera de Grupo BZNTPDIF_A			
Parameter	Description	Setting	Unit
IINL1 db	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	10	s,%,%s
IINL1 zeroDb	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	500	-
IINL1 hhLim	High High limit	5.000.000	-
IINL1 hLim	High limit	3.000.000	-
IINL1 lLim	Low limit	100.000	-
IINL1 lLim	Low Low limit	50.000	-
IINL1 min	Minimum value	25.000	-
IINL1 max	Maximum value	6.000.000	-
IINL1 dbType	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	Dead band	-
IINL1 limHys	Hysteresis value in % of range and is common for all	5.000	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 121 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

	limits		
IINL2 db	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	10	s,%,%s
IINL2 zeroDb	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	500	-
IINL2 L2hhLim	High High limit	5.000.000	-
IINL2 hLim	High limit	3.000.000	-
IINL2 lLim	Low limit	100.000	-
IINL2 lLim	Low Low limit	50.000	-
IINL2 min	Minimum value	25.000	-
IINL2 max	Maximum value	6.000.000	-
IINL2 dbType	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	Dead band	-
IINL2 limHys	Hysteresis value in % of range and is common for all limits	5.000	-
IINL3 db	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	10	s,%,%s
IINL3 zeroDb	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	500	-
IINL3 hhLim	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	5.000.000	-
IINL3 hLim	High High limit	3.000.000	-
IINL3 lLim	High limit	100.000	-
IINL3 lLim	Low limit	50.000	-
IINL3 min	Low Low limit	25.000	-
IINL3 max	Minimum value	6.000.000	-
IINL3 dbType	Maximum value	Dead band	-
IINL3 limHys	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	5.000	-
IDL1 db	Hysteresis value in % of range and is common for all limits	10	s,%,%s
IDL1 zeroDb	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	500	-
IDL1 hhLim	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	5.000.000	-
IDL1 hLim	High High limit	3.000.000	-
IDL1 lLim	High limit	100.000	-
IDL1 lLim	Low limit	50.000	-
IDL1 min	Low Low limit	25.000	-
IDL1 max	Minimum value	6.000.000	-
IDL1 dbType	Maximum value	Dead band	-
IDL1 limHys	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	5.000	-
IDL2 db	Hysteresis value in % of range and is common for all limits	10	s,%,%s
IDL2 zeroDb	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	500	-
IDL2 hhLim	Values less than this are forced to zero in 0,001% of	5.000.000	-

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 122 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

	range High High limit		
IDL2 hLim	High limit	3.000.000	-
IDL2 lLim	Low limit	100.000	-
IDL2 llLim	Low Low limit	50.000	-
IDL2 min	Minimum value	25.000	-
IDL2 max	Maximum value	6.000.000	-
IDL2 dbType	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	Dead band	-
IDL2 limHys	Hysteresis value in % of range and is common for all limits	5.000	-
IDL3 db	Deadband value in % of range (in %s if integral is used)	10	s,%,%s
IDL3 zeroDb	Values less than this are forced to zero in 0,001% of range	500	-
IDL3 hhLim	High High limit	5.000.000	-
IDL3 hLim	High limit	3.000.000	-
IDL3 lLim	Low limit	100.000	-
IDL3 llLim	Low Low limit	50.000	-
IDL3 min	Minimum value	25.000	-
IDL3 max	Maximum value	6.000.000	-
IDL3 dbType	Reporting type (0=cyclic, 1=db, 2=integral db)	Dead band	-
IDL3 limHys	Hysteresis value in % of range and is common for all limits	5.000	-

Verificación de Zona BCZTPDIF			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Check zone operation	On	-
OperLevel	Check zone operation level in primary amperes	400	A
Slope	Check zone slope	0,53	-

Interrupor de Acople BUTPTRC_B7			
Parameter	Description	Setting	Unit
CTConnection	Hardware CT input connection to the bay function block	Connected	-
ZoneSel	How bay/CT is controlled toward the zones	FixedToZA&-ZB	-
ZoneSwitching	Bay/CT status during zone switching	ForceOut	-
CheckZoneSel	Bay/CT status for the check zone	NotConnecte d	-
tTripPulse	Bay trip pulse duration if zone trips in SelfReset mode	0	s
tZeroCurrent	Time delay to force current to zero via binary signal	0,15	s
tInvertCurrent	Time delay to invert current via binary signal	0,15	s

 	EM PUNTA NEGRA AJUSTES DE PROTECCIONES 132 kV MEMORIA DE CALCULO		3135-2-CA02-120-001/0
			A619-SE-E01-P-MC-00
			Rev. 00
			Pág. 123 de 123
Proyecto Hidroeléctrico Punta Negra – Energía Provincial Sociedad del Estado (EPSE)			

Fuera de Grupo BUTPTRC_B1			
Parameter	Description	Setting	Unit
BAY07	User defined name for bay	BUTPTRC_B7	-

Línea BUTPTRC_BX			
Parameter	Description	Setting	Unit
CTConnection	Hardware CT input connection to the bay function block	Connected	-
ZoneSel	How bay/CT is controlled toward the zones	CtrlIncludes	-
ZoneSwitching	Bay/CT status during zone switching	Conditionally	-
CheckZoneSel	Bay/CT status for the check zone	Connected	-
tTripPulse	Bay trip pulse duration if zone trips in SelfReset mode	0	s
tZeroCurrent	Time delay to force current to zero via binary signal	0,15	s
tInvertCurrent	Time delay to invert current via binary signal	0,15	s

Fuera de Grupo BUTPTRC_B1			
Parameter	Description	Setting	Unit
BAY0X	User defined name for bay	BayName0x	-

Transferencia de Carga BZITGGIO			
Parameter	Description	Setting	Unit
Operation	Load Transfer/Zone Interconnection operation	Off	-
tAlarm	Time delayed alarm for too long Load Transfer/Zone Intercon	300	S