

ABB	Pedido 542-003589	Nº: Farfilho – 006 / 2012
	CLIENTE: ABB	FOLHA: 1 de 67
	PROGRAMA:	
	ÁREA: Engenharia Elétrica	
	TÍTULO: TABELAS DE AJUSTES SE FAÍSA 230 / 34,5 KV LT FAÍSA I, II, III, IV, V E EMBUACAS– 34,5KV	

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA
 CNPJ : 03.760.184/0001-86
 End : Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030
 Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – website : www.farfilho.com.br

ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS								
									
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	13.11.2012	21.02.2013	27.05.2013						
PROJETO	Farfilho	Farfilho	Farfilho						
EXECUÇÃO	Farfilho	Farfilho	Farfilho						
VERIFICAÇÃO	A.Bandeira	A.Bandeira	A.Bandeira						
APROVAÇÃO	A.Arcon	A.Arcon	A.Arcon						

AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA FARFILHO CONSULTORIA COMÉRCIO E REPRESENTAÇÕES LTDA

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	3
2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	3
3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA.....	4
3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA.....	4
3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO	6
3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE	7
3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's.....	7
3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DAS LINHAS DE 34,5kV.....	9
3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	9
4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:	17
4.1. Dados da Linha de Transmissão.....	17
4.2. Diagrama Unifilar	21
4.3. Curtos circuitos simulados no sistema.....	23
5. Proteção das Linhas de 34,5 kV – Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas	29
5.1. CONFIGURATION	29
5.2. SYSTEM.....	29
5.3. TIME	30
5.4. TRIP LOGIC	30
5.5. FAULT RECORD	30
5.6. ANALOG INPUTS.....	31
5.7. APPLICATION CONFIGURATION - SETTINGS	31
5.8. CURRENT PROTECTION.....	36
5.9. VOLTAGE PROTECTION.....	60
5.10. OTHER PROTECTION.....	62
5.11. SETTING GROUP.....	64
6. CURVAS DE SELETIVIDADE	65
6.1. FASE	65
6.2. NEUTRO	66

1. INTRODUÇÃO.

A conexão das CGE's Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas serão realizadas no barramento de 230kV da SE Faísa com uma linha de transmissão conectando-se a SE Pecem II. As unidades de aerogeradores das CGE's Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas são interligadas através de circuitos e se interligam no barramento de 34,5kV da SE Faísa.

O objetivo deste relatório é apresentar os estudos de ajustes e parametrização da proteção dos seguintes equipamentos:

LT Faísa - Faísa I – 34,5kV entradas 1 e 2.

LT Faísa - Faísa II – 34,5kV entradas 1 e 2.

LT Faísa - Faísa III – 34,5kV entradas 1 e 2.

LT Faísa - Faísa IV – 34,5kV entradas 1 e 2.

LT Faísa - Faísa V – 34,5kV entradas 1 e 2.

LT Faísa – Embuaca – 34.5 kV entradas 1 e 2.

2. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na SE Faísa está instalado 1 relé multifunção de proteção de linha, modelo REF615 da ABB.

Este relatório não contempla toda a configuração do relé realizada através do software PCM600, pois essa parametrização não faz parte do escopo.

Dependendo da configuração alguns ajustes poderão sofrer alterações.

2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- ✓ Estudo de curto circuito – Deck horizonte dezembro de 2012 com as correções dos equipamentos das CGE's.
- ✓ Diagrama Unifilar de Proteção:
 - Unifilar Geral – Setor 230/34,5kV - 1HBR31520029-001 – Fl. 1-2 – Rev. 4
 - Unifilar Geral – Setor 230kV – PED-ELT-001 – Fl. 1 – Rev. 6 (SE Pecem II)
- ✓ Manual Técnico do REF 615
- ✓ Manual de Aplicação do REF 615

3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA

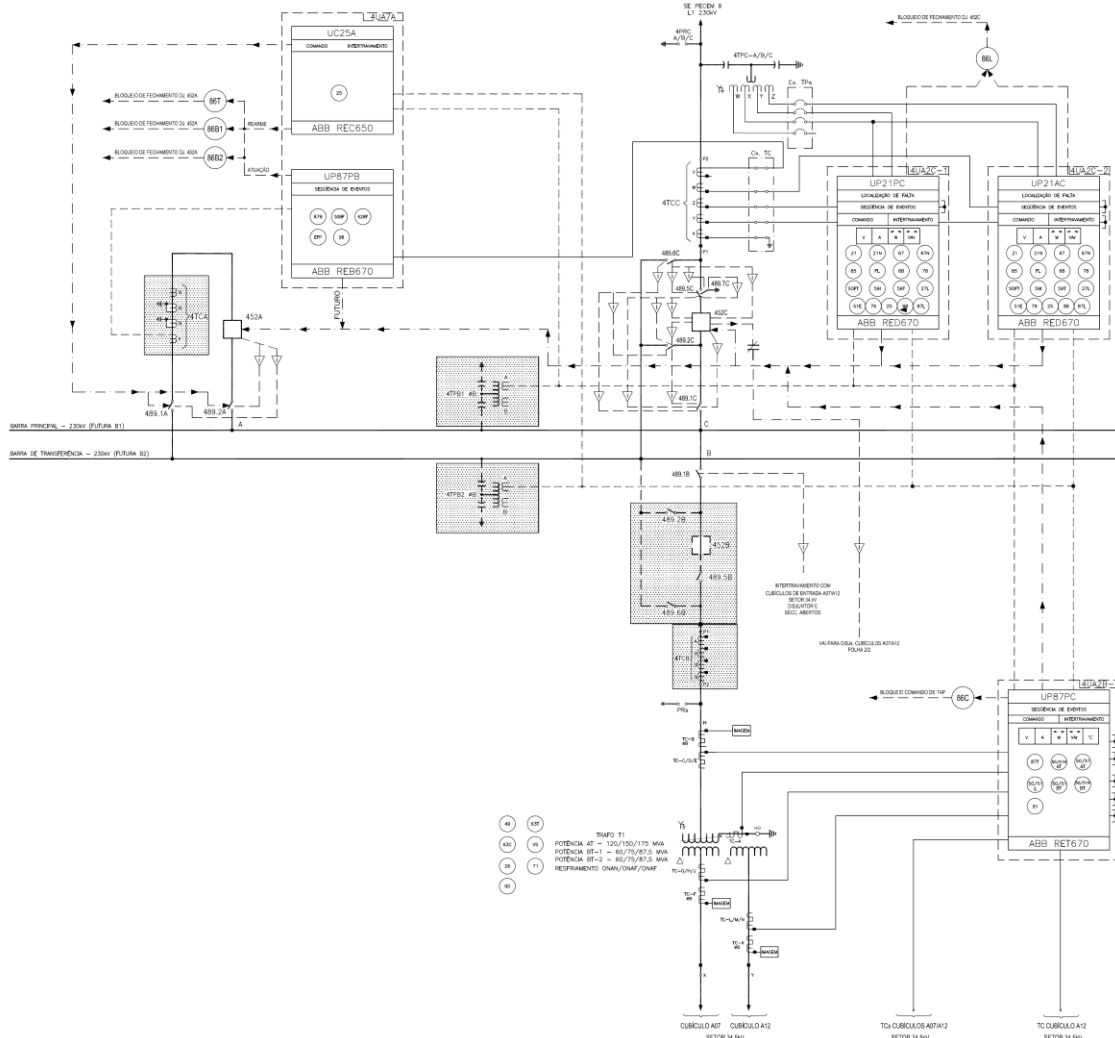


Figura 1. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 230kV.

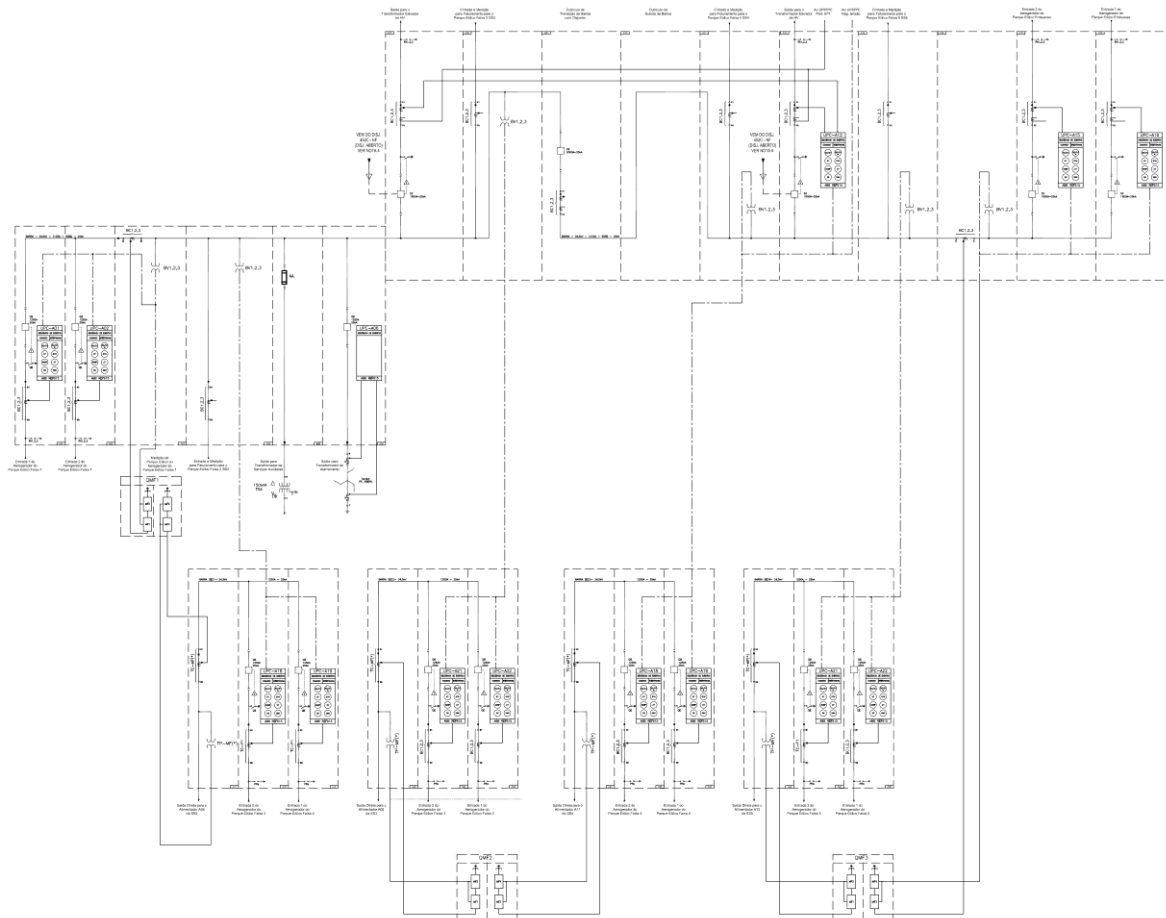


Figura 2. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 34,5kV.

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO

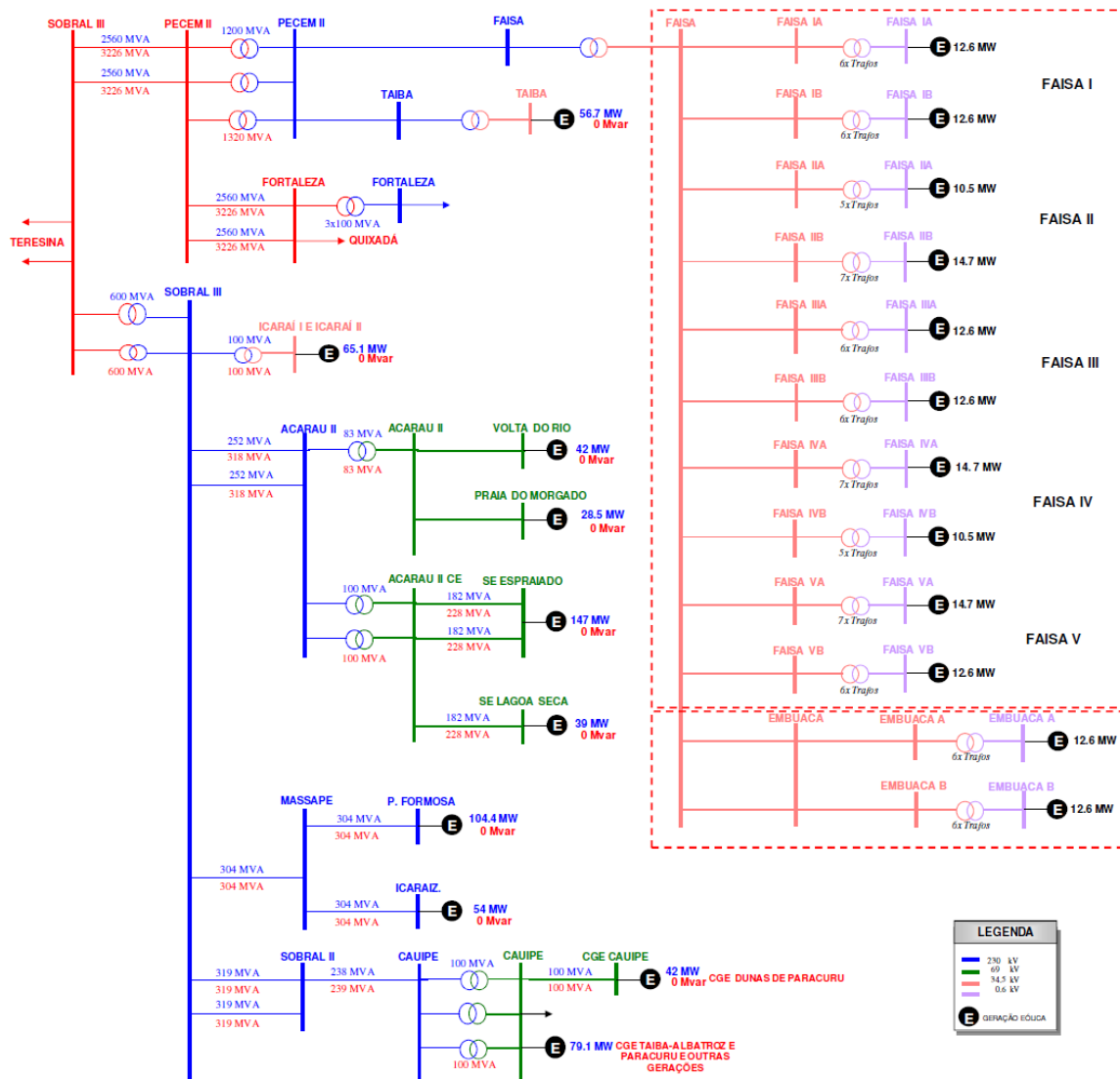


Figura 3. Diagrama Unifilar da Região de influência da SE Faísas.

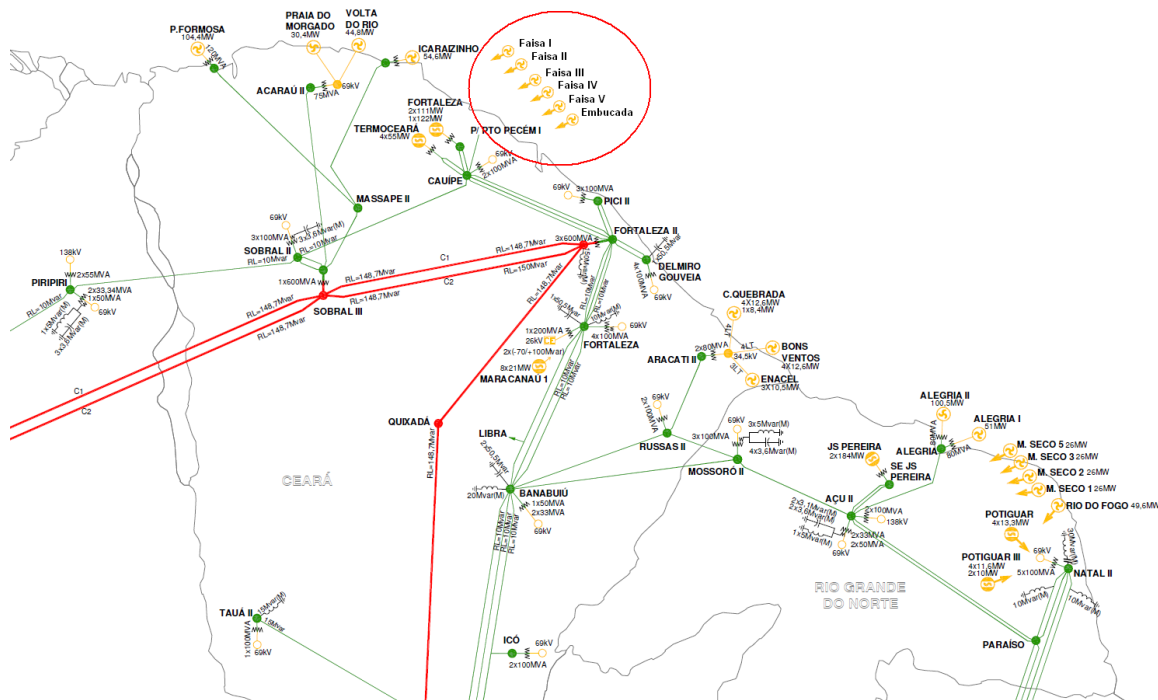


Figura 4. Diagrama Unifilar ONS.

3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O relé de proteção microprocessado utilizado na SE Faísa possibilita o uso de diversas proteções para a linha de 34,5kV.

3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's

LT Faísa – Faísa I 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa – Faísa II 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa – Faísa III 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1

LT Faísa – Faísa IV 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1

LT Faísa – Faísa V 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1

LT Faísa – Embuacas 34,5kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Faísa I – Entrada 1	600- <u>1200</u>	5 A	240:1
LT Faísa I – Entrada 2	600- <u>1200</u>	5 A	240:1

✓ TC's dos Bays de 34,5kV

Relação: 600-1200 / 5 A

CE: 10P20

Observações:

A máxima corrente de curto-circuito para uma falta “close-in” externa às barras é de 8.187 A. Partindo da corrente de curto-circuito, os TC's conectados à proteção da linha deverão ser de, no mínimo, 600/5 A.

Assim adotaremos a relação de 1200/5 A.

Avaliação para saturação:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito nas saídas da linha, após os TC's, com corrente de 8187 A e $X/R = 13,58$.

Considerando $Z_{conectado} = 0,02 \Omega$ (6 m distância de cablagem típica de 6mm² com 3,53 Ω / km de resistência entre TC's e os relés)

Considerando a menor classe dos TC's o burden máximo será: $Z_{burden} = 1\Omega$

$$n = \frac{I_{cc \max}}{I_{TC}} \cdot \frac{Z_{conectado}}{Z_{burden}} \cdot \left(1 + \frac{X}{R}\right)$$

$$n = \frac{8187}{1200} \cdot \frac{0,02}{1} \cdot (1 + 13,58) = 1,98 < 20 \rightarrow \text{Não ocorrerá saturação do TC}$$

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA

CNPJ : 03.760.184/0001-86

End : Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030

Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – webmail : www.farfilho.com.br

3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DAS LINHAS DE 34,5kV

3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Funções de Proteção : Relé REF 615 - Fabricação ABB

- Proteção Sobrecorrente Direcional de Fase (67);
- Proteção Sobrecorrente Direcional de Neutro (67N);
- Proteção Sobrecorrente de Fase (50/51);
- Proteção Sobrecorrente de Neutro (50/51N);
- Proteção Sobrecorrente de Sequência Negativa (46);
- Proteção contra subtensão (27);
- Proteção contra sobretensão (59);
- Proteção contra sobretensão residual (59N);
- Proteção contra falha de disjuntor (50BF);

Descrição sucinta do funcionamento do relé REF615:

O relé REF615 especificado para a proteção da linha possui as seguintes funções de proteção, conforme "Ordering information":

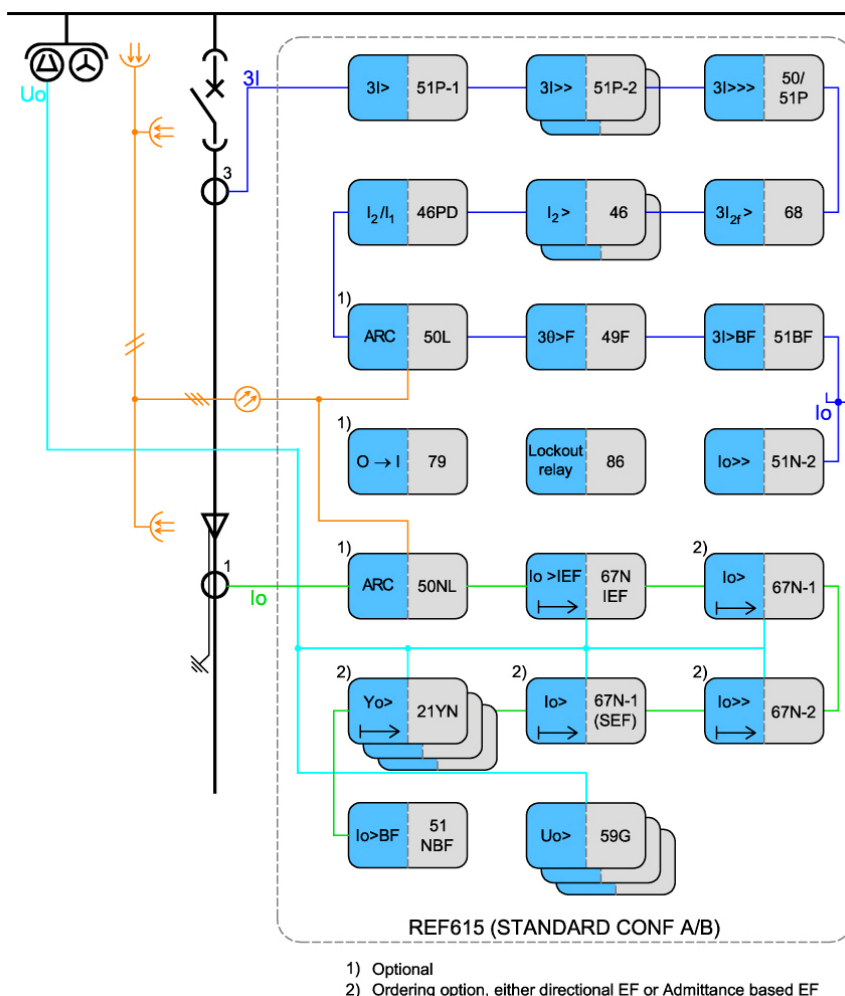


Figura 5 :Funções Disponíveis no Relé REF615.

OBS.: Este estudo não contempla configuração da matriz, configuração do relé ou lógicas.

Nas figuras abaixo, são apresentados os diagramas unifilares da proteção de cada alimentador:

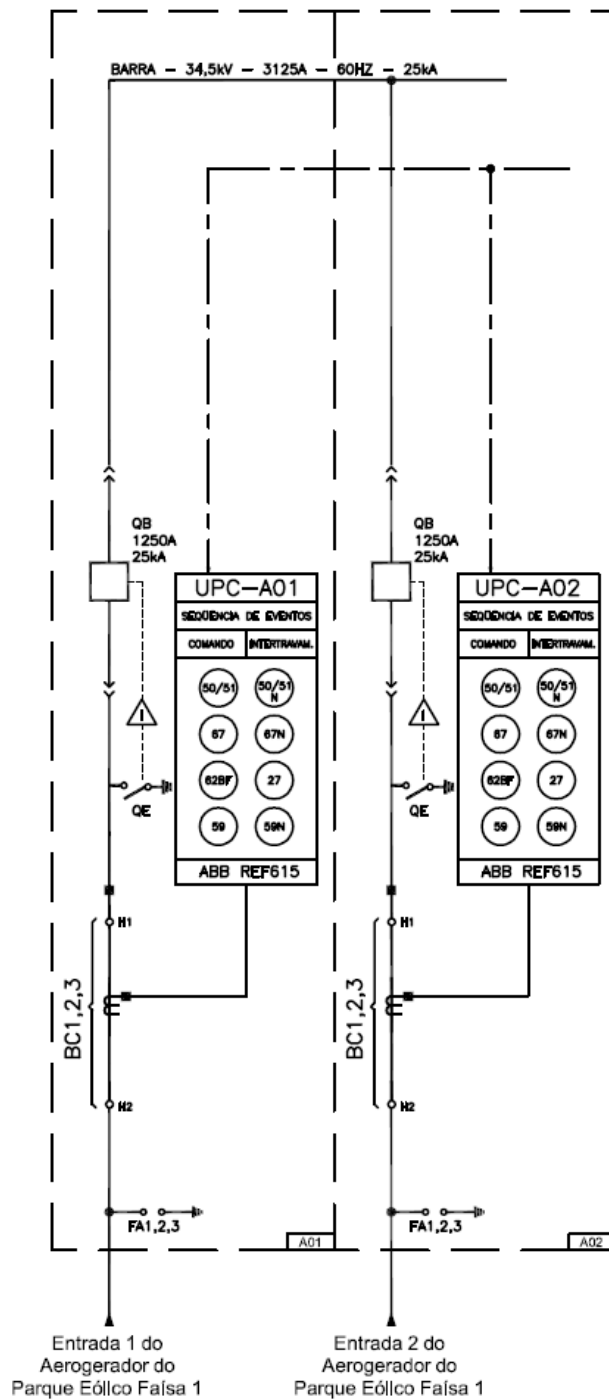


Figura 6 - Digrama unifilar detalhado de proteção do bay Faísa I - 34,5kV

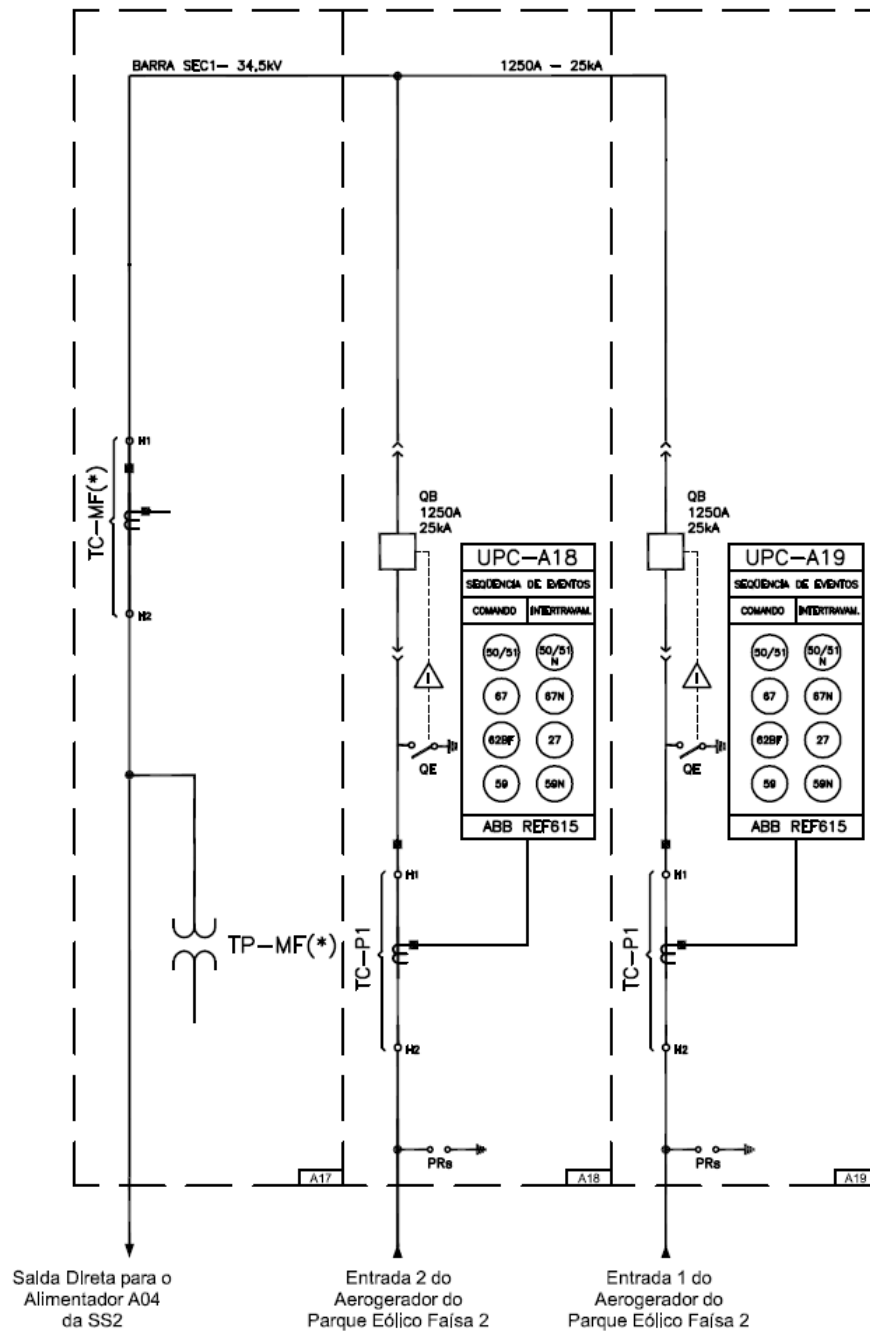


Figura 7 - Digrama unifilar detalhado de proteção do bay Faísa II - 34,5kV

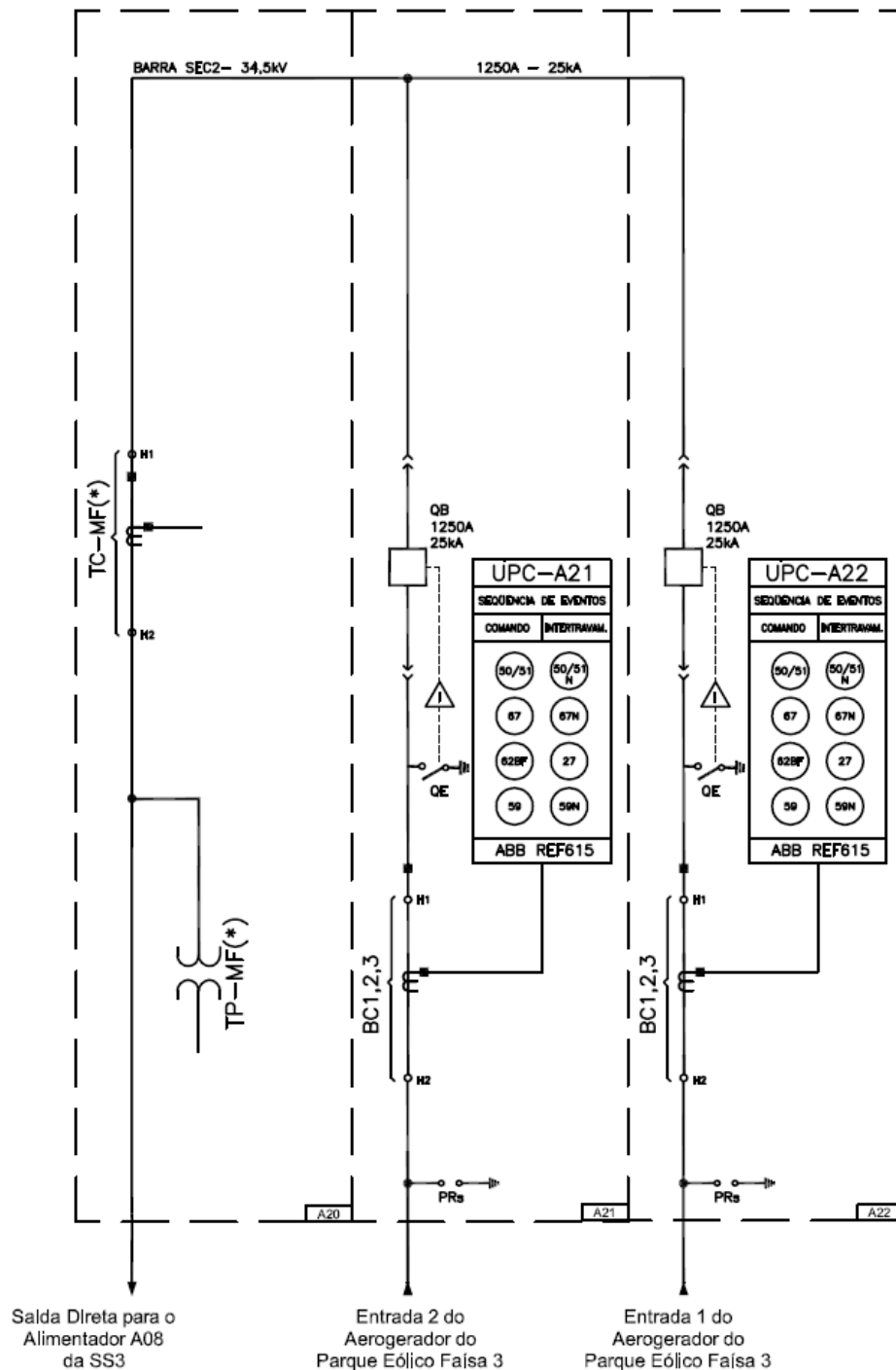


Figura 8 - Diagrama unifilar detalhado de proteção do bay Faisa III - 34,5kV

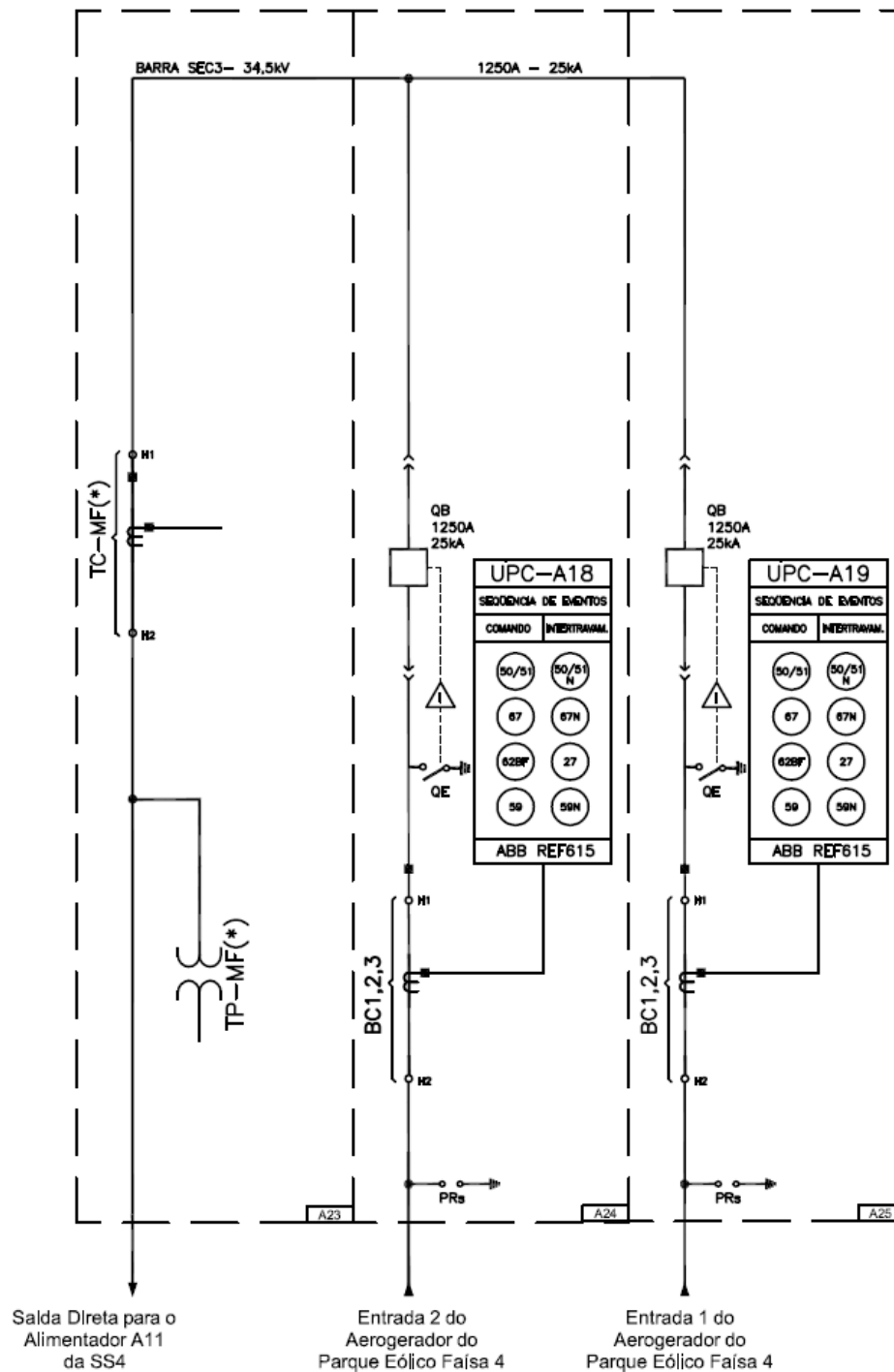


Figura 9 - Digrama unifilar detalhado de proteção do bay Faísa IV - 34,5kV

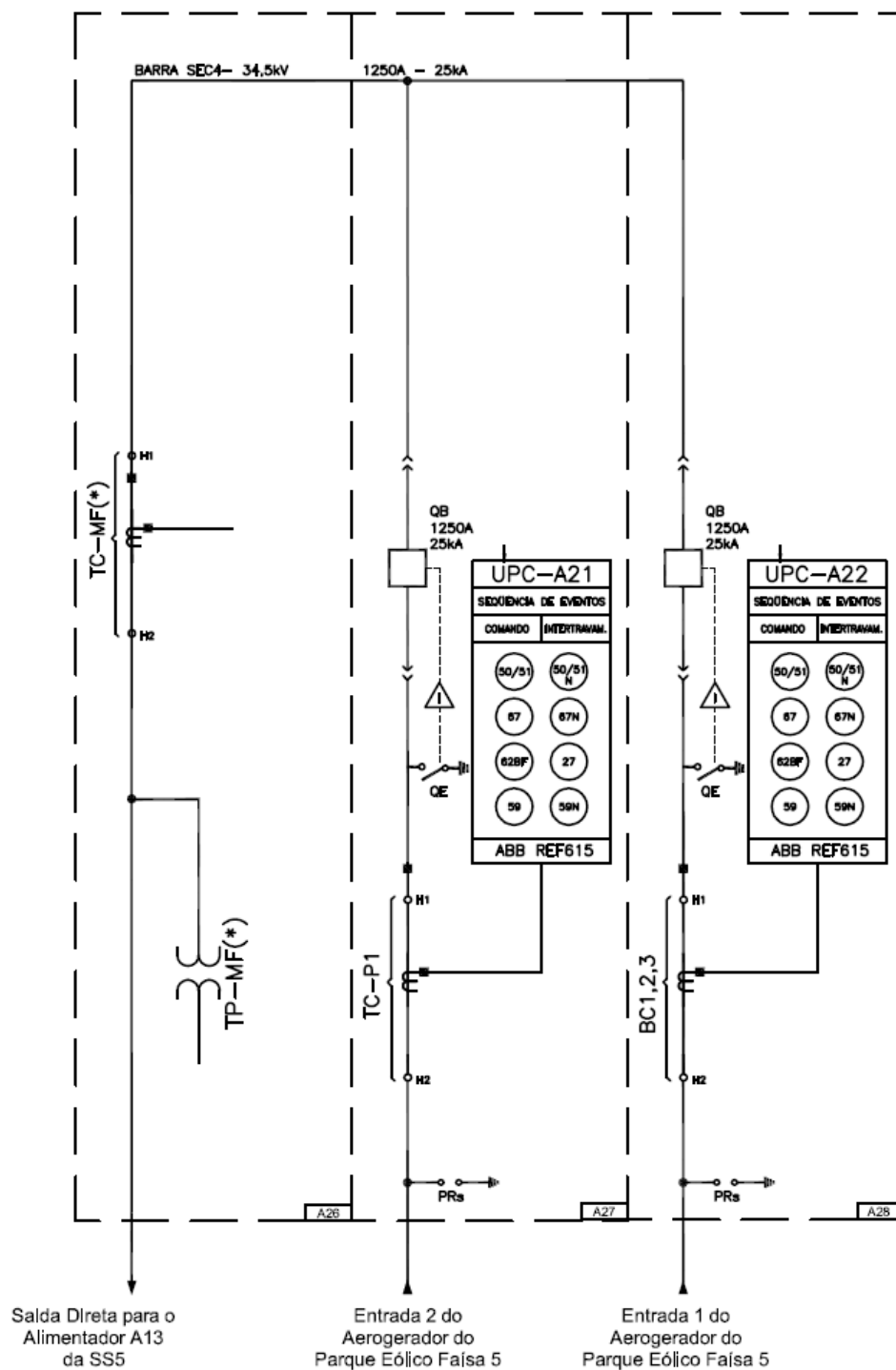


Figura 10 - Digrma unifilar detalhado de proteção do bay Faísa V - 34,5kV

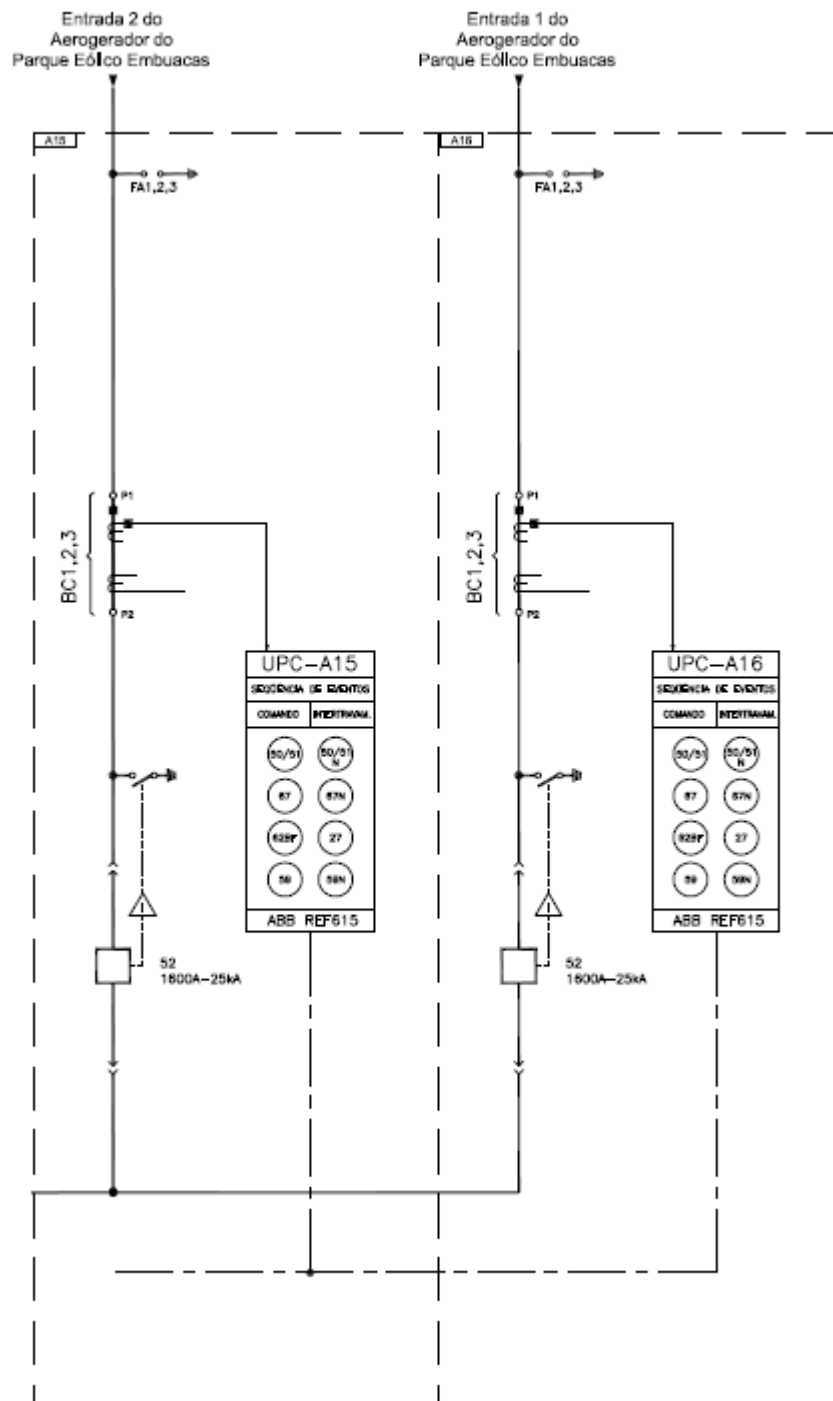


Figura 11 - Diagrama unifilar detalhado de proteção do bay Embuacas - 34,5kV

4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:

Para a realização dos estudos foram adotados as seguintes relações de TC's(RTC) e TP's(RTP) para os circuitos e equipamentos :

LT 34,5 kV	TC	TP	CLASSE
Faixa I – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA
Faixa II – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA
Faixa III – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA
Faixa IV – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA
Faixa V – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA
Embuacas – Entrada 1 e 2	600/1200-5 A = 240/1 A	34.500/√3 – 115/√3 V = 300/1	TC = 10P20 TP= 0,5-50VA

Tabela 1 – Relação dos TC's e TP's do Projeto

As relações dos TC's e TP's indicados acima estão presentes no documento 1HBR31520029-001 e 2 Rev. 4.

4.1.Dados da Linha de Transmissão.

Parque Eólico Faixa I – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F1-1	SE	F-01.4	3694	400 mm2	3.1563	3.9446	47.5991	2.0794
F1-1	F-01.4	F-01.3	372	240 mm2	0.5044	0.4301	4.8844	0.2410
F1-1	F-01.3	F-01.2	383	120 mm2	1.0451	0.5004	5.6608	0.3054
F1-1	F-01.2	F-01.1	280	120 mm2	0.7641	0.3658	4.1384	0.2232
F1-1	F-01.3	F-01.6	1273	120 mm2	3.4738	1.6631	18.8151	1.0150
F1-1	F-01.6	F-01.5	360	120 mm2	0.9824	0.4703	5.3208	0.2870
F1-1	F-01.6	F-01.7	410	120 mm2	1.1188	0.5356	6.0598	0.3269

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas I – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F1-2	SE	F-01.11	3650	400 mm2	3.1187	3.8976	47.0322	2.0546
F1-2	F-01.11	F-01.12	414	120 mm2	1.1297	0.5409	6.1190	0.3301
F1-2	F-01.12	F-01.13	419	120 mm2	1.1434	0.5474	6.1929	0.3341
F1-2	F-01.13	F-01.14	408	120 mm2	1.1134	0.5330	6.0303	0.3253
F1-2	F-01.11	F-01.10	412	120 mm2	1.1243	0.5383	6.0894	0.3285
F1-2	F-01.10	F-01.9	408	120 mm2	1.1134	0.5330	6.0303	0.3253
F1-2	F-01.9	F-01.8	330	120 mm2	0.9005	0.4311	4.8774	0.2631

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas II – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F2-1	SE	F-02.7	372	240 mm2	0.5044	0.4301	4.8844	0.2410
F2-1	F-02.7	F-02.6	372	120 mm2	1.0151	0.4860	5.4982	0.2966
F2-1	F-02.6	F-02.5	383	120 mm2	1.0451	0.5004	5.6608	0.3054
F2-1	F-02.5	F-02.2	280	120 mm2	0.7641	0.3658	4.1384	0.2232
F2-1	F-02.2	F-02.1	1273	120 mm2	3.4738	1.6631	18.8151	1.0150
F2-1	SE	F-02.3	360	120 mm2	0.9824	0.4703	5.3208	0.2870
F2-1	F-02.3	F-02.4	410	120 mm2	1.1188	0.5356	6.0598	0.3269

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas II – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F2-2	SE	F-02.10	1420	400 mm2	1.2133	1.5163	18.2975	0.7993
F2-2	F-02.10	F-02.9	387	120 mm2	1.0561	0.5056	5.7199	0.3086
F2-2	F-02.9	F-02.8	441	120 mm2	1.2034	0.5761	6.5180	0.3516
F2-2	F-02.10	F-02.11	449	120 mm2	1.2252	0.5866	6.6363	0.3580
F2-2	F-02.11	F-02.12	456	120 mm2	1.2444	0.5957	6.7397	0.3636
F2-2	F-02.12	F-02.13	355	120 mm2	0.9687	0.4638	5.2469	0.2830

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas III – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F3-1	SE	F-03.3	170	400 mm2	0.1453	0.1815	2.1905	0.0957
F3-1	F-03.3	F-03.4	586	120 mm2	1.5991	0.7656	8.6611	0.4672
F3-1	F-03.3	F-03.2	449	240 mm2	0.6089	0.5191	5.8954	0.2908
F3-1	F-03.2	F-03.1	702	120 mm2	1.9156	0.9171	10.3756	0.5597
F3-1	F-03.1	F-03.5	1576	120 mm2	4.3006	2.0590	23.2934	1.2566
F3-1	F-03.5	F-03.6	443	120 mm2	1.2089	0.5788	6.5476	0.3532

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas III – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F3-2	SE	F-03.8	1465	400 mm2	1.2518	1.5644	18.8773	0.8247
F3-2	F-03.8	F-03.7	369	120 mm2	1.0069	0.4821	5.4539	0.2942
F3-2	F-03.8	F-03.9	482	120 mm2	1.3153	0.6297	7.1240	0.3843
F3-2	F-03.9	F-03.10	408	120 mm2	1.1134	0.5330	6.0303	0.3253
F3-2	F-03.10	F-03.11	406	120 mm2	1.1079	0.5304	6.0007	0.3237
F3-2	F-03.11	F-03.12	322	120 mm2	0.8787	0.4207	4.7592	0.2567

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísas IV – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F4-1	SE	F-04.6	2640	400 mm2	2.2557	2.8191	34.0178	1.4861
F4-1	F-04.6	F-04.5	442	240 mm2	0.3322	0.2832	3.2169	0.1587
F4-1	F-04.5	F-04.4	245	120 mm2	0.6686	0.3201	3.6211	0.1953
F4-1	F-04.4	F-04.3	320	120 mm2	0.8732	0.4181	4.7296	0.2551
F4-1	F-04.3	F-04.2	331	120 mm2	0.9032	0.4324	4.8922	0.2639
F4-1	F-04.2	F-04.1	306	120 mm2	0.8350	0.3998	4.5227	0.2440

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísa IV – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F4-2	SE	F-04.9	1630	400 mm2	1.3927	1.7406	21.0034	0.9175
F4-2	F-04.9	F-04.8	384	120 mm2	1.0479	0.5017	5.6756	0.3062
F4-2	F-04.8	F-04.7	400	120 mm2	1.0915	0.5226	5.9120	0.3189
F4-2	F-04.9	F-04.12	1202	120 mm2	3.2801	1.5704	17.7657	0.9584
F4-2	F-04.12	F-04.11	409	120 mm2	1.1161	0.5343	6.0451	0.3261
F4-2	F-04.11	F-04.10	415	120 mm2	1.1325	0.5422	6.1337	0.3309

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísa V – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F5-1	SE	F-05.1	1886	400 mm2	1.6115	2.0140	24.3021	1.0616
F5-1	F-05.1	F-05.2	414	240 mm2	3.3344	2.8428	32.2867	1.5928
F5-1	F-05.2	F-05.10	2459	240 mm2	0.5343	0.4555	5.1732	0.2552
F5-1	F-05.10	F-05.11	394	120 mm2	1.0752	0.5147	5.8234	0.3141
F5-1	F-05.11	F-05.12	343	120 mm2	0.9360	0.4481	5.0696	0.2735
F5-1	F-05.12	F-05.13	460	120 mm2	1.2553	0.6010	6.7988	0.3668
F5-1	F-05.13	F-05.14	387	120 mm2	1.0561	0.5056	5.7199	0.3086

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Faísa V – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
F5-2	SE	F-05.3	2343	400 mm2	2.0020	2.5020	30.1908	1.3189
F5-2	F-05.3	F-05.4	432	240 mm2	0.5763	0.4913	5.5803	0.2753
F5-2	F-05.4	F-05.5	425	120 mm2	1.1598	0.5552	6.2815	0.3389
F5-2	F-05.5	F-05.6	383	120 mm2	1.0451	0.5004	5.6608	0.3054
F5-2	F-05.6	F-05.7	377	120 mm2	1.0288	0.4925	5.5721	0.3006
F5-2	F-05.7	F-05.8	405	120 mm2	1.1052	0.5291	5.9859	0.3229
F5-2	F-05.8	F-05.9	402	120 mm2	1.0970	0.5252	5.9416	0.3205

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Embuacas – Entrada 1								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
E1-1	SE	E-01.6	1580	300 mm2	1.7204	1.7589	20.4892	0.9611
E1-1	E-01.6	E-01.5	340	185 mm2	1.3124	0.8878	9.9587	0.5117
E1-1	E-01.5	E-01.4	740	150 mm2	0.8673	4.9149	5.5250	0.2916
E1-1	E-01.4	E-01.3	390	70 mm2	1.8618	0.5583	6.4448	0.3549
E1-1	E-01.3	E-01.2	330	70 mm2	1.5753	0.4724	5.4533	0.3003
E1-1	E-01.2	E-01.1	435	70 mm2	2.0766	0.6228	7.1884	0.3958

Valores em por cento na base de 100MVA

Parque Eólico Embuacas – Entrada 2								
Circuito	Origem	Destino	Comp. (m)	Cabo	R1 (%)	X1 (%)	R0 (%)	X0 (%)
E1-2	SE	E-02.11	150	70 mm2	0.7161	0.2147	2.4788	0.1365
E1-2	E-02.11	E-02.12	280	70 mm2	1.3367	0.4009	4.6270	0.2548
E1-2	E-02.12	E-02.13	360	70 mm2	1.7186	0.5154	5.9490	0.3276
E1-2	SE	E-02.10	85	150 mm2	0.1890	1.0712	1.2042	0.0636
E1-2	E-02.10	E-02.9	355	70 mm2	1.6947	0.5082	5.8664	0.3230
E1-2	E-02.9	E-02.8	400	70 mm2	1.9095	0.5727	6.6100	0.3640
E1-2	E-02.8	E-02.7	445	70 mm2	2.1243	0.6371	7.3537	0.4049

Valores em por cento na base de 100MVA

4.2. Diagrama Unifilar

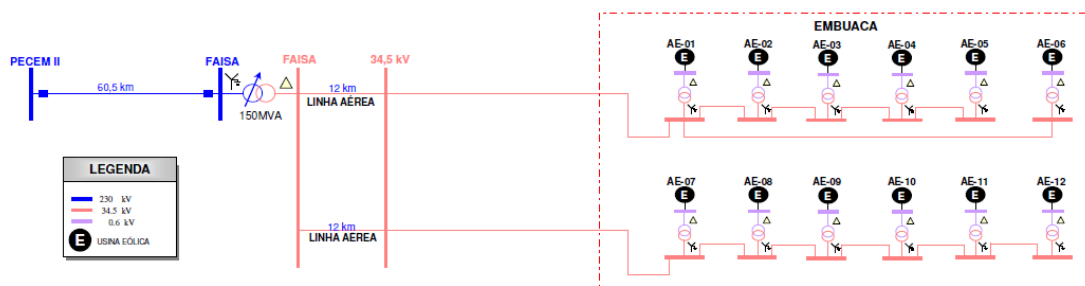


Figura 12 Diagrama das CGE's Embuacas.

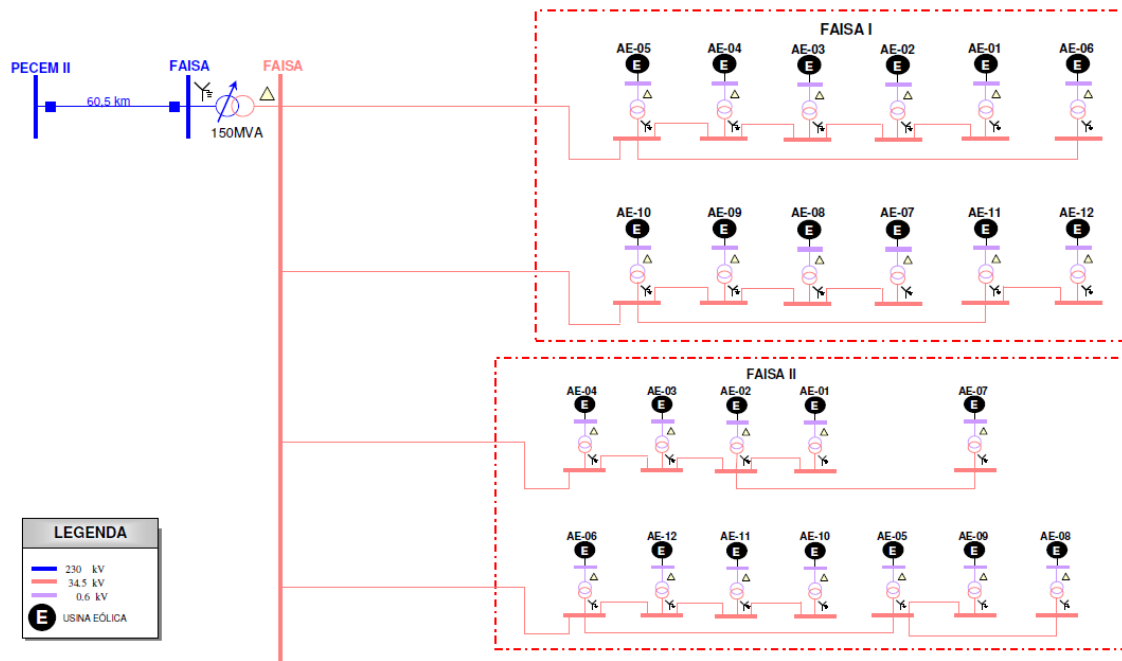


Figura 13 Diagrama das CGE's Faísas I e II.

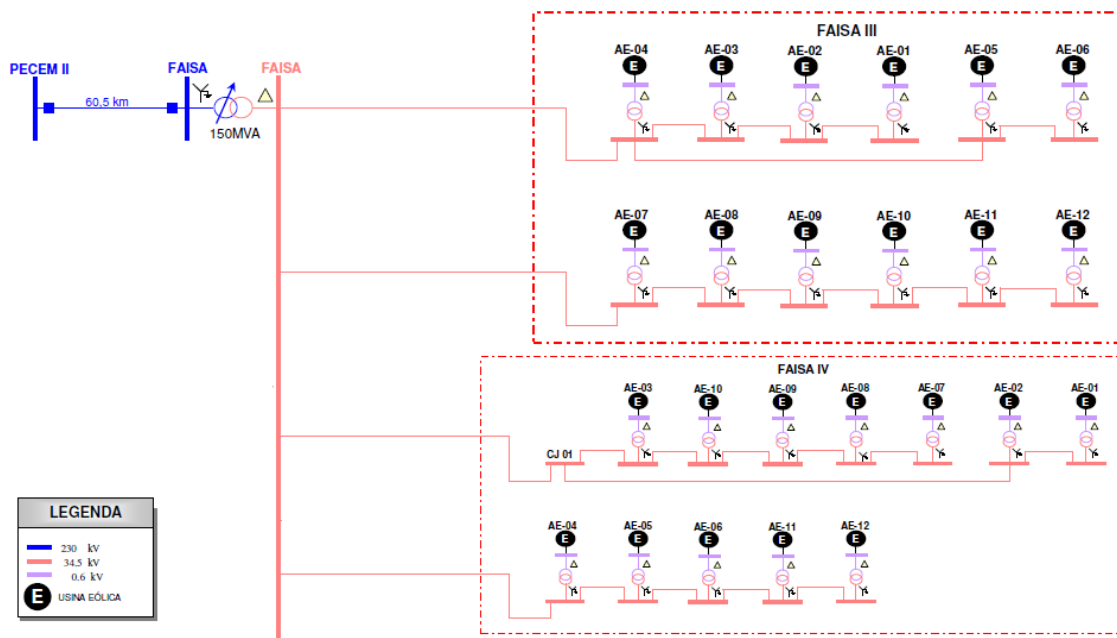


Figura 14 Diagrama das CGE's Faísas III e IV.

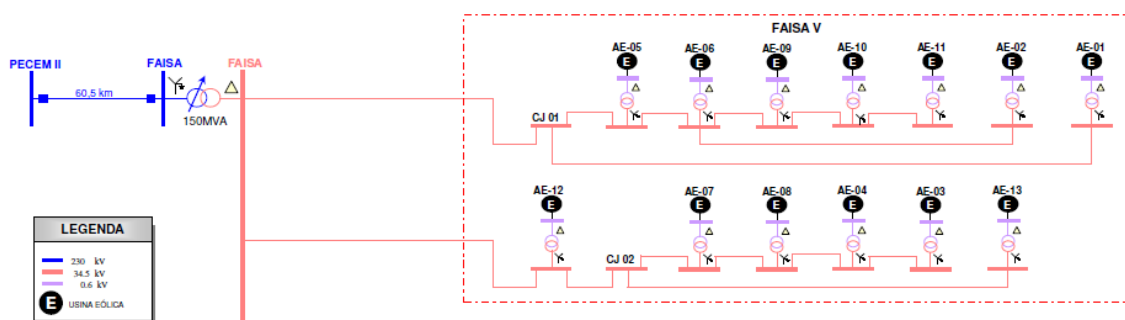


Figura 15 Diagrama das CGE's Faísa V.

4.3. Curtos circuitos simulados no sistema

TABELA DE CURTO CIRCUITO – FAÍSA I			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Faísa I – 1			
Close-in	7783	1422	1497
Barra 34,5kV (distante)	8156	1192	1385
Barra 0,69kV (distante)	584	329	0
Configuração Normal – Faísa I – 2			
Close-in	7846	1430	1494
Barra 34,5kV (distante)	8654	1255	1406
Barra 0,69kV (distante)	598	349	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa I – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6178	1266	1266
Barra 0,69kV (distante)	662	395	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa I – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6563	1286	1286
Barra 0,69kV (distante)	665	397	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8943	1980	1980
Barra 34,5kV Faísa I – 1 (distante)	6178	1748	1748
Barra 34,5kV Faísa I – 2 (distante)	6576	1728	1728

TABELA DE CURTO CIRCUITO – FAÍSA II			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Faísa II – 1			
Close-in	8016	1459	1494
Barra 34,5kV (distante)	8949	1372	1439
Barra 0,69kV (distante)	684	385	0
Configuração Normal – Faísa II – 2			
Close-in	7944	1426	1494
Barra 34,5kV (distante)	9331	1333	1448
Barra 0,69kV (distante)	645	364	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa II – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	7077	1318	1318
Barra 0,69kV (distante)	671	399	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa II – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	7374	1324	1324
Barra 0,69kV (distante)	671	399	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8943	1980	1980
Barra 34,5kV Faísa II – 1 (distante)	7450	1865	1865
Barra 34,5kV Faísa II – 2 (distante)	7781	1829	1829

TABELA DE CURTO CIRCUITO – FAÍSA III			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Faísa III – 1			
Close-in	8059	1424	1494
Barra 34,5kV (distante)	8507	1313	1423
Barra 0,69kV (distante)	652	367	0
Configuração Normal – Faísa III – 2			
Close-in	8203	1426	1494
Barra 34,5kV (distante)	9053	1314	1438
Barra 0,69kV (distante)	642	360	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa III – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6717	1304	1304
Barra 0,69kV (distante)	668	398	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa III – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	7125	1316	1316
Barra 0,69kV (distante)	670	399	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8943	1980	1980
Barra 34,5kV Faísa III – 1 (distante)	6717	1838	1838
Barra 34,5kV Faísa III – 2 (distante)	7125	1865	1865

TABELA DE CURTO CIRCUITO – FAÍSA IV			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Faísa IV – 1			
Close-in	8317	1429	1494
Barra 34,5kV (distante)	8911	1277	1422
Barra 0,69kV (distante)	624	351	0
Configuração Normal – Faísa IV – 2			
Close-in	8383	1427	1494
Barra 34,5kV (distante)	8723	1295	1424
Barra 0,69kV (distante)	637	358	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa IV – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6832	1300	1300
Barra 0,69kV (distante)	667	398	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa IV – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6811	1303	1303
Barra 0,69kV (distante)	668	398	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8944	1981	1981
Barra 34,5kV Faísa IV – 1 (distante)	6832	1829	1829
Barra 34,5kV Faísa IV – 2 (distante)	6811	1836	1836

TABELA DE CURTO CIRCUITO – FAÍSA V			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Faísa V – 1			
Close-in	8497	1422	1494
Barra 34,5kV (distante)	7797	1165	1367
Barra 0,69kV (distante)	576	325	0
Configuração Normal – Faísa V – 2			
Close-in	8489	1419	1494
Barra 34,5kV (distante)	8348	1228	1402
Barra 0,69kV (distante)	600	338	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa V – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	5886	1250	1250
Barra 0,69kV (distante)	660	394	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Faísa V – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	6414	1283	1283
Barra 0,69kV (distante)	665	396	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8943	1980	1980
Barra 34,5kV Faísa V – 1 (distante)	5886	1713	1713
Barra 34,5kV Faísa V – 2 (distante)	6414	1787	1787

TABELA DE CURTO CIRCUITO – EMBUACAS			
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO	MONOFÁSICO	
	I (A)	$2I_1 + I_0$ (A)	$3I_0$ (A)
Configuração Normal – Embuacas – 1			
Close-in	8659	1431	1494
Barra 34,5kV (distante)	7563	1198	1389
Barra 0,69kV (distante)	586	332	0
Configuração Normal – Embuacas – 2			
Close-in	8194	1413	1494
Barra 34,5kV (distante)	8893	1349	1459
Barra 0,69kV (distante)	653	367	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Embuacas – 1			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	5584	1266	1266
Barra 0,69kV (distante)	655	393	0
Configuração Sem Geração nas CGE's – Embuacas – 2			
Close-in	8943	1365	1365
Barra 34,5kV (distante)	7364	1334	1334
Barra 0,69kV (distante)	672	400	0
Configuração Sem Geração nas CGE's e com Reator			
Close-in	8943	1980	1980
Barra 34,5kV Embuacas – 1 (distante)	5584	1759	1759
Barra 34,5kV Embuacas – 2 (distante)	7364	1911	1911

5. Proteção das Linhas de 34,5 kV – Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas

5.1. CONFIGURATION

DISTURBANCE RECORDER – GENERAL	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Record Length	120 cycle
Pre-trg Length	20 %
Operation mode	Overwrite
Exclusion time	0 ms
Storage rate	32 samples/cycle
Periodic trig time	0 s
Stor. Mode periodic	Waveform
Stor. Mode manual	Waveform

Tamanho do registro de oscilografia em 2,0 segundos.

Tamanho da pré falta de 0,4 segundos.

Modo de sobreposição dos oscilos registrados.

Resolução de 32 amostras por ciclo.

5.2. SYSTEM

SYSTEM	
Parâmetro	Ajustes
Rated frequency	60 Hz
Phase rotation	ABC
Blocking mode	Freeze timer
	LT Faísa I
	LT Faísa II
	LT Faísa III
Bay Name	LT Faísa IV
	LT Faísa V
	LT Embuacas
SG follow input	False

Frequência do sistema em 60Hz.

Sequência de fase ABC.

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA

CNPJ : 03.760.184/0001-86

End : Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030

Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – webmail : www.farfilho.com.br

5.3. TIME

SYSTEM TIME	
Parâmetro	Ajustes
Time format	24H:MM:SS:MS
Date format	DD.MM.YYYY
Local time offset	0 ms

Formato de hora em hora, minuto, segundo e milissegundo

Formato de data em dia, mês e ano.

5.4. TRIP LOGIC

TRPPTRC1 – MASTER TRIP (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip pulse time	150 ms
Trip output mode	Non-latched

TRPPTRC2 – MASTER TRIP (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip pulse time	150 ms
Trip output mode	Non-latched

Definido o pulso de trip em 0,15 segundos sem selo.

5.5. FAULT RECORD

FLTMSTA:1 – FLTMSTA	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Trip mode	From all faults
A measurement mode	DFT

5.6. ANALOG INPUTS

CURRENT (3I,CT)	
Parâmetro	Ajustes
Secondary current	1A
Primary currnet	1200.0 A
Amplitude corr. A	5.000
Amplitude corr. B	5.000
Amplitude corr. C	5.000

Define-se a relação dos TC para fase em 1200/5 A, sendo:

Corrente secundária do TC em 5 A.

Corrente primária do TC em 1200 A

CURRENT (I0,CT)	
Parâmetro	Ajustes
Secondary current	1A
Primary currnet	1200.0 A
Amplitude corr.	5.000

Define-se a relação dos TC para neutro em 1200/5 A, sendo:

Corrente secundária do TC em 5 A.

Corrente primária do TC em 1200 A

5.7. APPLICATION CONFIGURATION - SETTINGS

CONTROL – DARREC1 – O->I	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reclosing operation	Off
Manual close mode	False
Wait close time	250 ms
Max wait time	10000 ms
Max trip time	1000 ms
Close pulse time	300 ms
Max Thm block time	10000 ms
Cut-out-time	10000 ms

Reclaim time	30000 ms
Dsr time short 1	1000 ms
Dsr time short 2	0 ms
Dsr time short 3	0 ms
Dsr time short 4	0 ms
Teminal priority	None
Synchronization set	0
Auto wait time	2000 ms
Auto lockout reset	True
Protection crd limit	1
Protection crd mode	AR inop, CB man
Auto initiation cnd	Both
Tripping line	0
Control line	63
Enabled short jump	False
CB closed Pos status	True
Forth delay in SOTF	False
First reclose time	1000 ms
Second reclose time	25000 ms
Third reclose time	300000 ms
Fourth reclose time	300000 ms
Fifth reclose time	300000 ms
Sixth reclose time	300000 ms
Seventh reclose time	300000 ms
Init signals CBB1	1
Init signals CBB2	1
Init signals CBB3	0
Init signals CBB4	0
Init signals CBB5	0
Init signals CBB6	0
Init signals CBB7	0
Blk signals CBB1	0
Blk signals CBB2	0
Blk signals CBB3	0
Blk signals CBB4	0

Blk signals CBB5	0
Blk signals CBB6	0
Blk signals CBB7	0
Short number CBB1	1
Short number CBB2	2
Short number CBB3	0
Short number CBB4	0
Short number CBB5	0
Short number CBB6	0
Short number CBB7	0
Str 2 delay short 1	0 ms
Str 2 delay short 2	0 ms
Str 2 delay short 3	0 ms
Str 2 delay short 4	0 ms
Str 3 delay short 1	0 ms
Str 3 delay short 2	0 ms
Str 3 delay short 3	0 ms
Str 3 delay short 4	0 ms
Str 4 delay short 1	0 ms
Str 4 delay short 2	0 ms
Str 4 delay short 3	0 ms
Str 4 delay short 4	0 ms
Frq Op counter limit	10
Frq Op counter time	60 min
Frq Op recovery time	60 min
Auto init	0

Função não será habilitada.

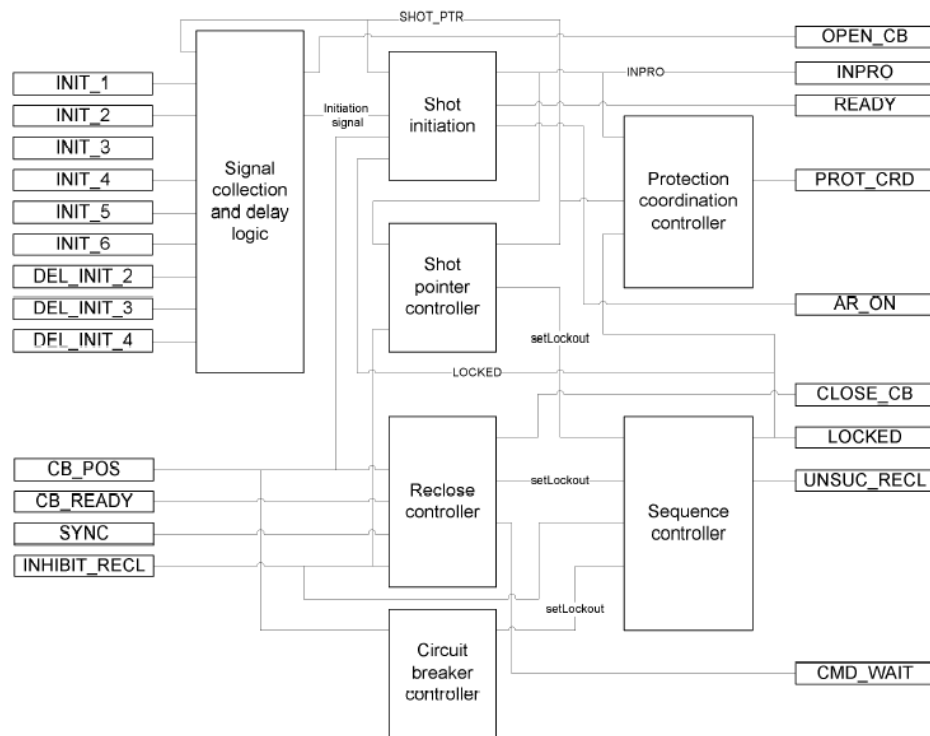


Figura 16. Lógica de Religamento Automático.

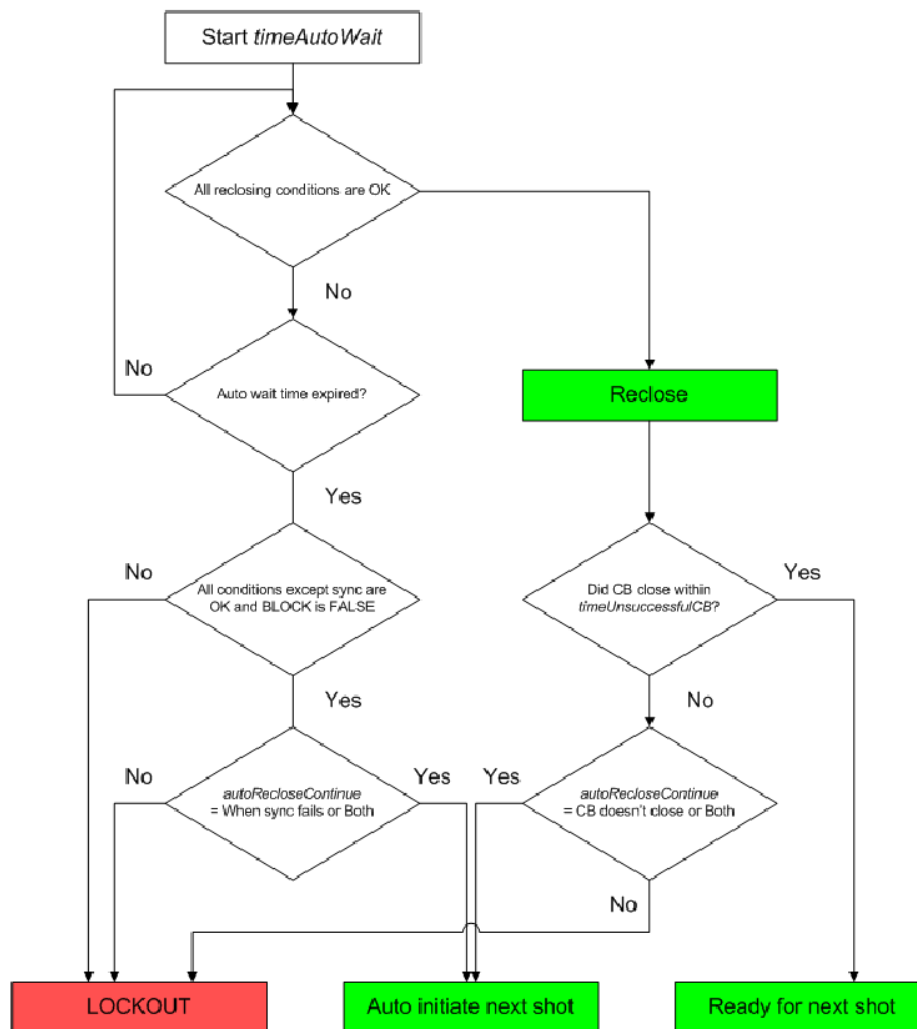


Figura 17. Fluxograma do religamento automático.

5.8. CURRENT PROTECTION

INRPHAR1 – 3I2F>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	20 %
Operation delay time	20 ms

Função não será habilitada.

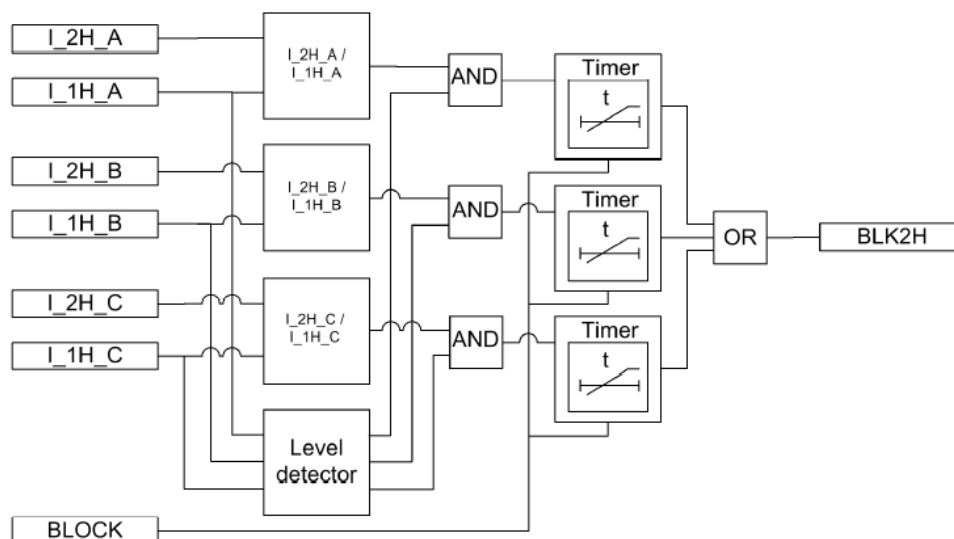


Figura 18. Lógica da função de sobrecarga térmica.

EFIPTOC1 – I0>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1,00 x In
Start value mult	1,0
Operation delay time	20 ms

Função não será habilitada.

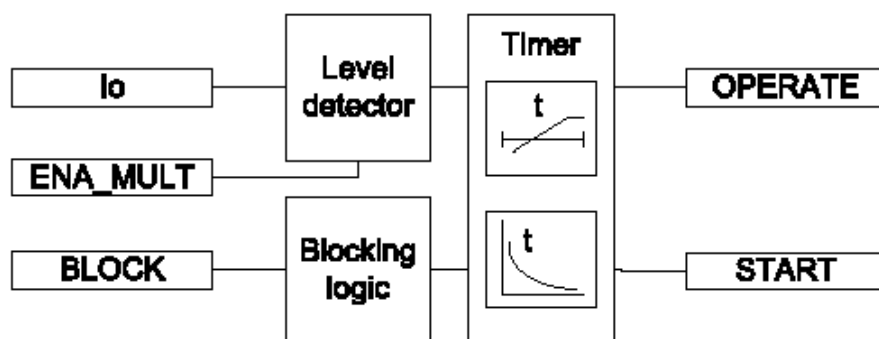


Figura 19. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFIPTOC1 – I0>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.75 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	80 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

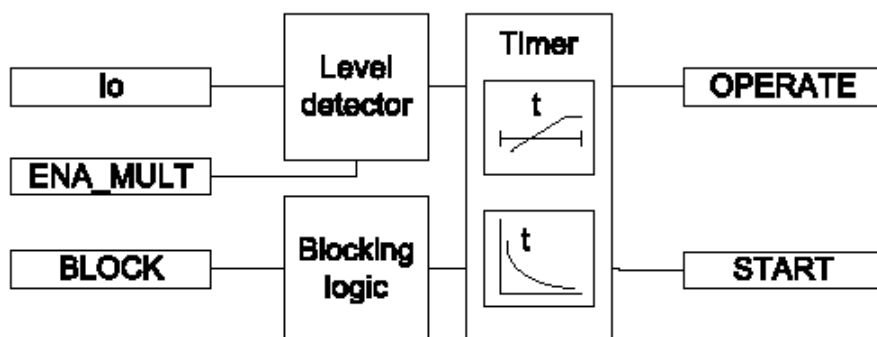


Figura 20. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFIPTOC1 – I0>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.040 xIn
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.49
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Very inv.
Type of reset curve	Immediate

Elemento de sobrecorrente temporizado de neutro:

Para determinar a partida dos relés foi admitido um desequilíbrio máximo de 10% da corrente nominal do cabo condutor. O objetivo desta função é atuar para curto circuito nas barras de 34,5kV para o gerador mais distante em torno de 0,50 segundo.

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1494 A

CC Close in – Mínimo CC - 3I0 = 1250 A

CC Barra 0.6kV – Máximo - 3I0 = 0 A

CC Barra 0.6kV – Mínimo - 3I0 = 0 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1980 A

CC Mínimo CC - 3I0 = 1713 A

Modo de medição = DFT

I_{nominal} = 480 A

Tape = (0,1 * 480) / 1200 = 0,04

Tape = 0,04 x In

Curva = IEC Very Inv.

Dial = 1,49

A característica da curva IEC Very Inv. é definida pela norma IEC através da fórmula :

$$tp = dial. \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{I_{tape}} \right)^E - 1} \right] \rightarrow tp = dial. \left[\frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{tape}} \right)^1 - 1} \right]$$

Onde: t_p = tempo de operação em segundos
 K, E = constantes definidas por Normal
 Dial = fator multiplicador
 I = Corrente de curto circuito
 Itape = pickup do ajuste

• **Verificação dos tempos de atuação:**

Função $I_0>$ - Ajuste = 48 A – Curva 1,49		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
Configuração: Com geração e sem Reator		
CC Máximo	1494 A	667 ms
CC Mínimo	1250 A	803 ms
Configuração: Sem geração e com Reator		
CC Máximo	1980 A	499 ms
CC Mínimo	1713 A	579 ms

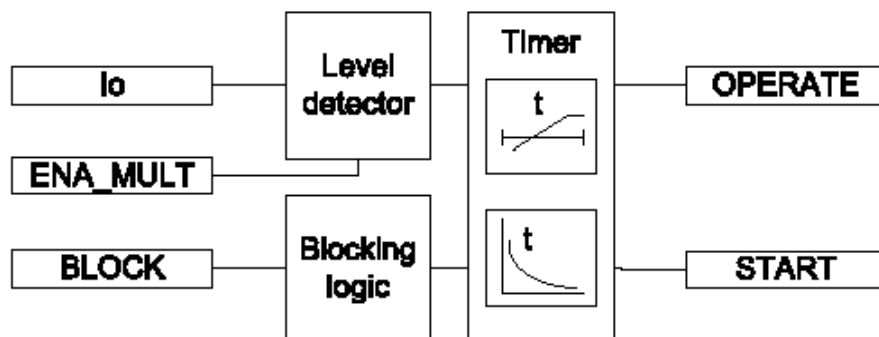


Figura 21. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

EFLPTOC1 – $I_0>(2)$	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00

Curve parameter D

29.10

Curve parameter E

1.0

SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	0.010 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

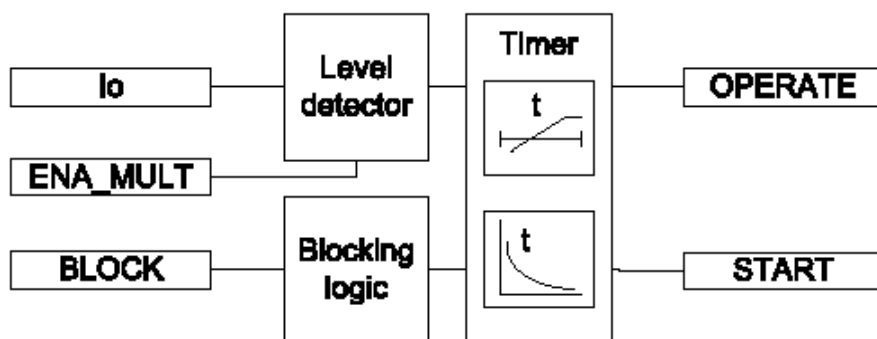


Figura 22. Lógica da função de sobrecorrente de neutro.

DEFLPDEF – I0>->

Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Reset delay time	20 ms
Minimum operate time	60 ms
Allow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate current	0.005 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Correction angle	0.0 deg
Pol Reversal	False

Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
I0 Signal Sel	Measured I0
Pol Signal Sel	Measured I0

SETTING GROUP 1

Parâmetro	Ajustes
Start value	0.070 xIn
Start value mult	1.0
Directional Mode	Forward
Time multiplier	0.18
Operating curve type	IEC Norm. Inv.
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	40 ms
Operation Mode	Phase Angle
Characteristic angle	-90 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Min Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Start Value	0.010 xUn
Enabled voltage Limite	True

Elemento de sobrecorrente direcional temporizado de neutro:

Para determinar a partida dos relés foi admitido um desequilíbrio máximo de 30% da potência da CGE. O objetivo desta função é atuar para curto circuito nas barras de 34,5kV para o gerador mais distante em torno de 0,38 segundo.

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1494 A

CC Close in – Mínimo CC - 3I0 = 1250 A

CC Barra 0.6kV – Máximo - 3I0 = 0 A

CC Barra 0.6kV – Mínimo - 3I0 = 0 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1980 A

CC Mínimo CC - 3I0 = 1713 A

Farfilho Consultoria Comércio e Representações LTDA

CNPJ : 03.760.184/0001-86

End : Rua Aldo de Azevedo 78 – São Paulo – CEP 05453-030

Tel / Fax : 00551130218060 – 00551199075541 – webmail : www.farfilho.com.br

Modo de medição = DFT

$I_{\text{nominal}} = 267 \text{ A}$

$\text{Tape} = (0,3 * 267) / 1200 = 0,0668$

$\text{Tape} = 0,07 \times I_n$

Curva = IEC Norm. Inv.

Dial = 0.18

A característica da curva IEC Norm. Inv. é definida pela norma IEC através da fórmula :

$$tp = dial. \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{I_{\text{tape}}} \right)^E - 1} \right] \rightarrow tp = dial. \left[\frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{\text{tape}}} \right)^{0,02} - 1} \right]$$

Onde: t_p = tempo de operação em segundos

K, E = constantes definidas por Normal

Dial = fator multiplicador

I = Corrente de curto circuito

I_{tape} = pickup do ajuste

- Verificação dos tempos de atuação:**

Função I_0 > - Ajuste = 84 A – Curva 0,18		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
Configuração: Com geração e sem Reator		
CC Máximo	1494 A	425 ms
CC Mínimo	1250 A	454 ms
Configuração: Sem geração e com Reator		
CC Máximo	1980 A	386 ms
CC Mínimo	1713 A	405 ms

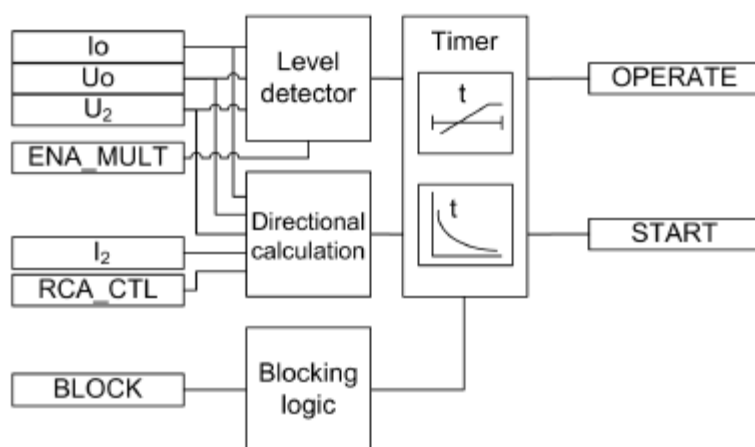


Figura 23. Lógica da função de sobrecorrente direcional de neutro.

DEFHPDEF – I0>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Reset delay time	20 ms
Minimum operate time	40 ms
Allow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate current	0.005 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Correction angle	0.0 deg
Pol Reversal	False
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
I0 Signal Sel	Measured I0
Pol Signal Sel	Measured I0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.30 xIn
Start value mult	1.0

Directional Mode	Forward
Time multiplier	1.00
Operating curve type	IEC Def Time
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	80 ms
Operation Mode	Phase Angle
Characteristic angle	-90 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Min Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Start Value	0.010 xUn
Enabled voltage Limite	True

Elemento de sobrecorrente direcional instantânea de neutro:

Deve ser bem sensível para detectar faltas no setor de 34,5kV devendo atuar até o mais distante dos geradores, com temporização instantânea.

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1494 A

CC Close in – Mínimo CC - 3I0 = 1250 A

CC Barra 0.6kV – Máximo - 3I0 = 0 A

CC Barra 0.6kV – Mínimo - 3I0 = 0 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3I0 = 1980 A

CC Mínimo CC - 3I0 = 1713 A

Ajusta-se a função de sobrecorrente instantânea em 30% do menor curto circuito monofásico.

Modo de medição = DFT

Tape = (0,3 * 1250) / 1200 = 0,3125 x In

Tape = 0,30 x In

Curva = IEC Def. Time

Tempo = 80 ms

PHIPTOC1 – 3I>>>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Reset delay time	20 ms
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.00 x In
Start value mult	1.0
Operation delay time	20 ms

Função não será habilitada.

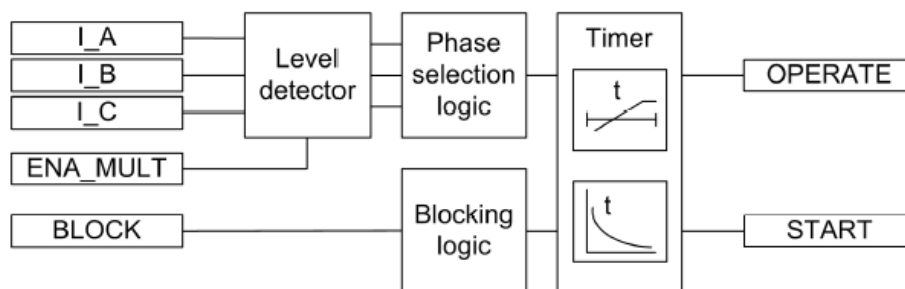


Figura 24. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

PHIPTOC1 – 3I>> (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10

Curve parameter E

1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.40 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

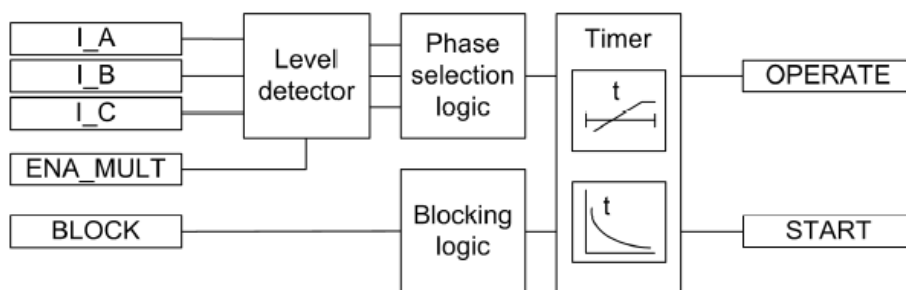


Figura 25. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

PHIPTOC1 – 3I>> (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.10 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

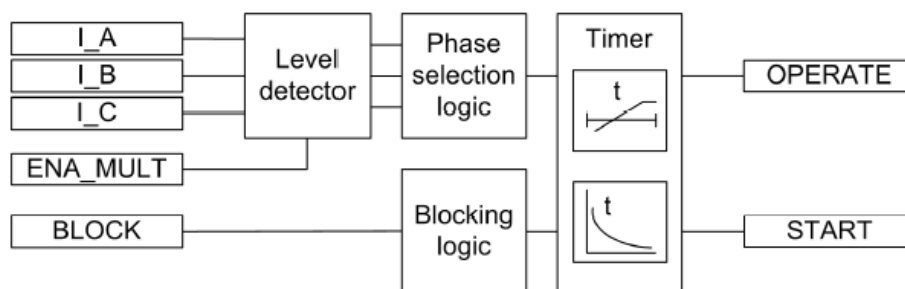


Figura 26. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

PHIPTOC1 – 3I>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.33 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	0.27
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Norm. inv.
Type of reset curve	Immediate

Elemento de sobrecorrente temporizado de fase:

Deve acomodar a potência máxima instalada nas CGE's e ter sensibilidade para detectar todas as faltas entre fases.

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Close in – Mínimo CC - 3Ø = 7783 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 9331 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 7781 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

A máxima corrente nominal dos geradores é 267 A. Assim ajustaremos em 50% acima da potência nominal. O tempo de atuação será de 0,58 segundos para o máximo curto circuito no fim da linha.

Tape = $1,5 \times 267 = 400$ A

Tape = $400 / 1200 = 0,33 \times In$

Tape = $0,33 \times In$

Será utilizada a curva IEC Norm. Inv.

Modo de atuação = Monofásico

Modo de medição = DFT

dial = 0.27

A característica da curva IEC Norm. Inv. é definida pela norma IEC através da fórmula :

$$tp = dial. \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{Itape} \right)^E - 1} \right] \Rightarrow tp = dial. \left[\frac{0,14}{\left(\frac{I}{Itape} \right)^{0,02} - 1} \right]$$

Onde: t_p = tempo de operação em segundos

K, E = constantes definidas por Norma

Dial = fator multiplicador

I = Corrente de curto circuito

Itape = pickup do ajuste

- Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 396 A – Curva 0,27		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator		
CC _{3Ø} Close-in Máximo	8943 A	587 ms
CC _{3Ø} Close-in Mínimo	7783 A	615 ms
CC _{3Ø} Fim de Linha Máximo	9331 A	579 ms
CC _{3Ø} Fim de Linha Mínimo	5584 A	695 ms
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator		
CC3Ø Close-in Máximo	8943 A	587 ms
CC3Ø Fim de Linha Máximo	7781 A	615 ms
CC3Ø Fim de Linha Mínimo	5584 A	695 ms

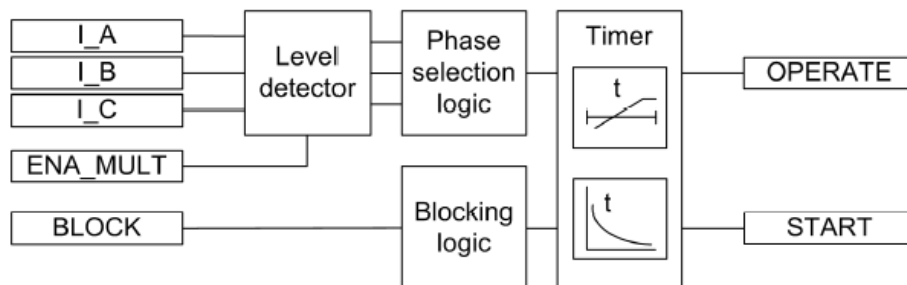


Figura 27. Lógica da função de sobrecorrente de fase.

DPHLPDOC – 3I>->	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Measurement mode	DFT
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
Allow Non Dir	True
Min Operate Current	0.01 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.33 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	0.18
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Norm. inv.
Type of reset curve	Immediate
Voltage Mem Time	40 ms
Directional Mode	Forward
Characteristic angle	60 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Mim Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Pol Quantity	Cross pol

Elemento de sobrecorrente direcional temporizado de fase:

Deve ter sensibilidade para detectar todas as faltas entre fases.

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Close in – Mínimo CC - 3Ø = 7783 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 9331 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 7781 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

A máxima corrente nominal dos geradores é 267 A. Assim ajustaremos em 50% acima da potência nominal. O tempo de atuação será de 0,38 segundos para o máximo curto circuito no fim da linha.

$$I_{tape} = 1,5 \times 267 = 400 \text{ A}$$

$$I_{tape} = 400 / 1200 = 0,33 \times I_n$$

$$I_{tape} = 0,33 \times I_n$$

Será utilizada a curva IEC Norm. Inv.

Modo de atuação = Monofásico

Modo de medição = DFT

dial = 0.18

A característica da curva IEC Norm. Inv. é definida pela norma IEC através da fórmula :

$$tp = dial. \left[\frac{k}{\left(\frac{I}{I_{tape}} \right)^E - 1} \right] \rightarrow tp = dial. \left[\frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{tape}} \right)^{0,02} - 1} \right]$$

Onde: t_p = tempo de operação em segundos

K, E = constantes definidas por Norma

Dial = fator multiplicador

I = Corrente de curto circuito

I_{tape} = pickup do ajuste

- Verificação dos tempos de atuação:

Função I> - Ajuste = 396 A – Curva 0,18		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator		
CC _{3Ø} Close-in Máximo	8943 A	391 ms
CC _{3Ø} Close-in Mínimo	7783 A	410 ms
CC _{3Ø} Fim de Linha Máximo	9331 A	386 ms
CC _{3Ø} Fim de Linha Mínimo	5584 A	463 ms
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator		
CC3Ø Close-in Máximo	8943 A	391 ms
CC3Ø Fim de Linha Máximo	7781 A	410 ms
CC3Ø Fim de Linha Mínimo	5584 A	463 ms

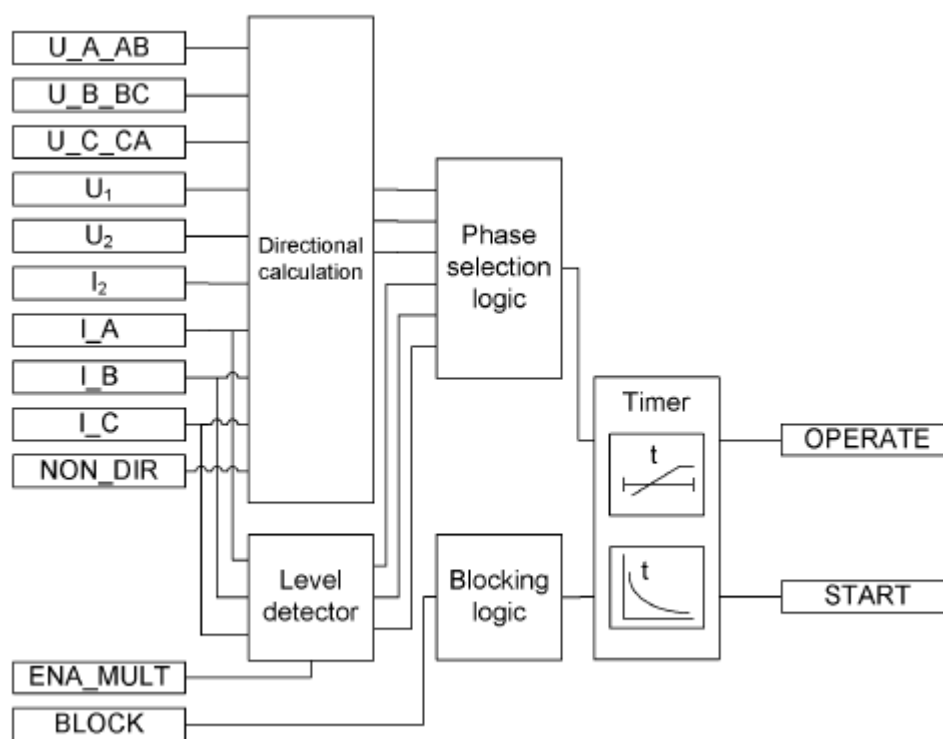


Figura 28. Lógica da função de sobrecorrente direcional de fase.

DPHHPDOC – 3I>>->	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Reset delay time	20 ms
Minimum operate time	20 ms
Aloow Non Dir	True
Measurement mode	DFT
Min Operate Current	0.01 xIn
Min Operate Voltage	0.01 xUn
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
Num of Start Phases	1 out of 3
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.40 x In
Start value mult	1.0
Directional Mode	Forward
Time multiplier	1.00
Operating curve type	IEC DEF Time
Type of reset curve	Immediate
Operation delay time	80 ms
Characteristic angle	60 deg
Max Forward Angle	80 deg
Max Reverse Angle	80 deg
Mim Forward Angle	80 deg
Min Reverse Angle	80 deg
Voltage Mem Time	40 ms
Pol Quantity	Cross pol

Elemento de sobrecorrente direcional instantânea de fase:

Deve ser maior que a máxima contribuição para curtos nas barras de 0.6kV dos geradores e menor que o curto no ramal de 34.5kV do gerador mais distante.

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Close in – Mínimo CC - 3Ø = 7783 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 9331 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Close in – Máximo CC - 3Ø = 8943 A

CC Barra 34.5kV – Máximo - 3Ø = 7781 A

CC Barra 34.5kV – Mínimo - 3Ø = 5584 A

Ajusta-se a função de sobrecorrente instantânea em 30% da contribuição dos geradores das CGEs para falta na barra mais distante do setor de 34,5kV.

Modo de medição = DFT

Tape = $(0,3 * 5584) / 1200 = 1,39 \times I_n$

Tape = $1,40 \times I_n$

Curva = IEC Def. Time

Tempo = 80 ms

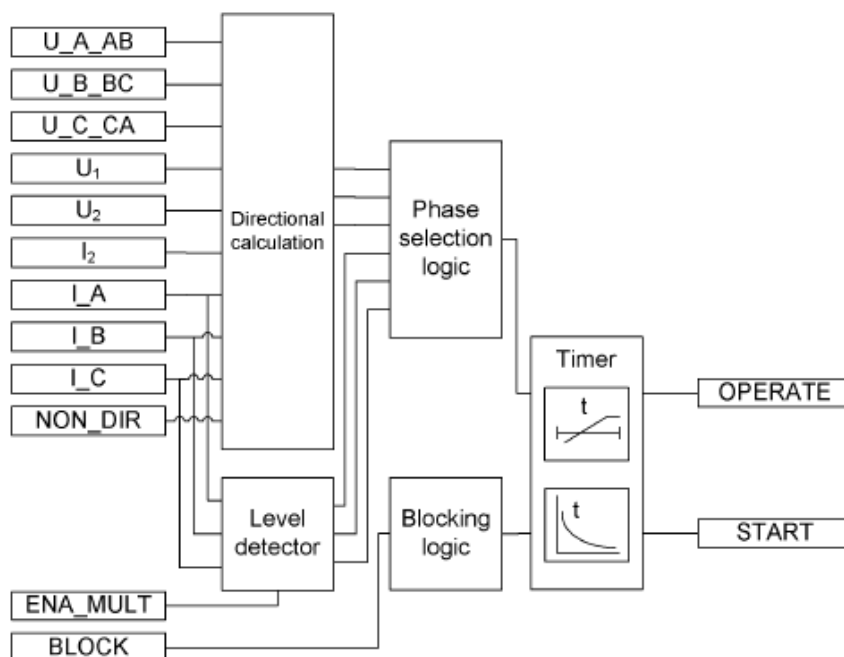


Figura 29. Lógica da função de sobrecorrente direcional de fase.

T1PTTR1 – 3lth>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Initial temperature	0.0 °C
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Env temperature set.	40 °C
Current multiplier	1
Current reference	1.00 x In
Temperature rise	75.0 °C
Time constant	2700 S
Maximum temperature	90.0 °C
Alarm value	80.0 °C
Reclose temperature	70.0 °C

Função não será habilitada.

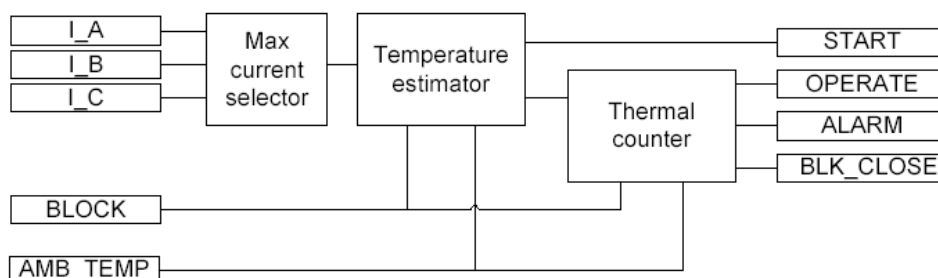


Figura 30. Lógica da função de sobretemperatura.

NSPTOC1 – I2> (1)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10

Curve parameter E

1.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.20 xIn
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	1000 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Elemento de sobrecorrente de sequência negativa:

A proteção de sequência negativa será utilizada para proteção de retaguarda das funções de sobrecorrente convencional.

CC Máximo I₂ = 429 A

CC Mínimo I₂ = 355 A

Contribuições de corrente para os curtos circuitos na situação de sem geração e com reator:

CC Máximo I₂ = 452 A

CC Mínimo I₂ = 366 A

Ajustar essa função com boa sensibilidade para detectar faltas no setor de 34,5kV com temporização de 1 segundo.

Tape = 200 A

Tape = 240 / 1200 = 0,20 x In

Tape = 0,20 x In

Tempo = 1,0 s

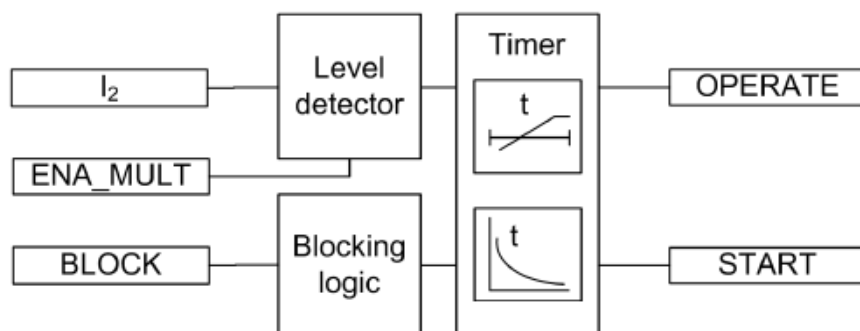


Figura 31. Lógica da função de sobrecorrente de sequência negativa.

NSPTOC1 – I2> (2)	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Minimum operate time	20 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	28.200
Curve parameter B	0.1217
Curve parameter C	2.00
Curve parameter D	29.10
Curve parameter E	1.0
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	0.30 x In
Start value mult	1.0
Time multiplier	1.00
Operation delay time	40 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

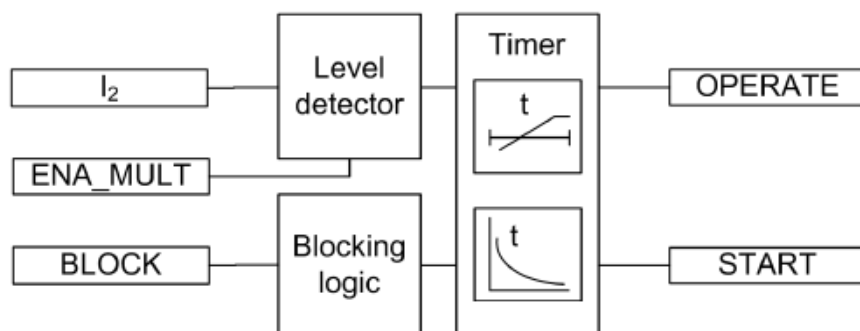


Figura 32. Lógica da função de sobrecorrente de sequência negativa.

PDNSPTOC1 – I2/I1>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Reset delay time	20 ms
Min phase current	0.10 x In
SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	10 %
Operation delay time	100 ms

Função não será habilitada.

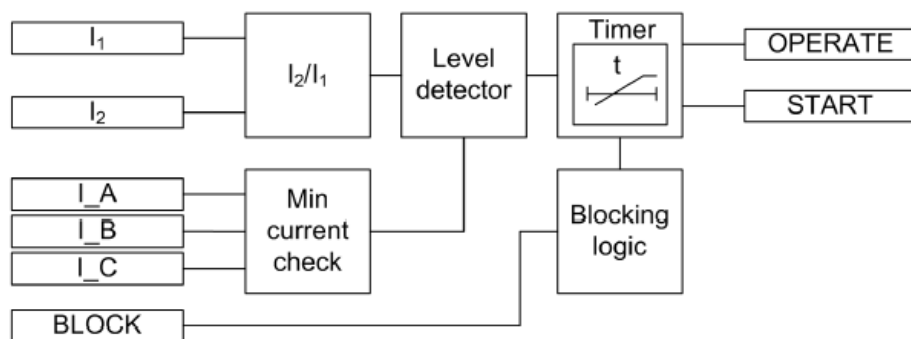


Figura 33. Lógica da função de relação de I2/I1.

5.9. VOLTAGE PROTECTION

PHPTOV – V>	
Parâmetro	Ajustes
Operation	Off
Num of start phases	1 out of 3
Minimum operate time	40 ms
Reset delay time	20 ms
Curve parameter A	1.000
Curve parameter B	1.00
Curve parameter C	0.0
Curve parameter D	0.000
Curve parameter E	1.000
Curve Sat Relative	2.0
Voltage Selection	Phase-to-earth
Relative hysteresis	4.0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	1.20 x Un
Time multiplier	1.00
Operation delay time	4000 ms
Operating curve type	IEC Def. Time
Type of reset curve	Immediate

Função não será habilitada.

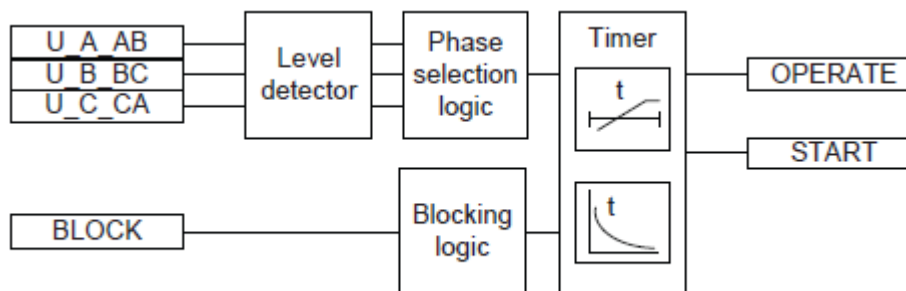


Figura 34. Lógica da função de sobretensão.

ROVPTOV – $V_0 >$	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Reset delay time	20 ms
U_0 signal Sel	Calculated U_0

SETTING GROUP 1	
Parâmetro	Ajustes
Start value	$0.80 \times U_n$
Operation delay time	2000 ms

Elemento de sobretensão residual temporizado:

Deve acomodar as sobretensões residuais admissíveis do sistema durante as faltas, mais proteger os equipamentos para sobretensões residuais em condições de sistema isolado.

A sobretensão residual que surge no sistema é apresentada abaixo:

CC Máximo não isolado = 18.283 V (V_0)

CC Máximo isolado = 19.918 V (V_0)

Tape = $0,8 \times U_n$

Modo de medição = U_0 Calculado

Tempo = 2,0 s

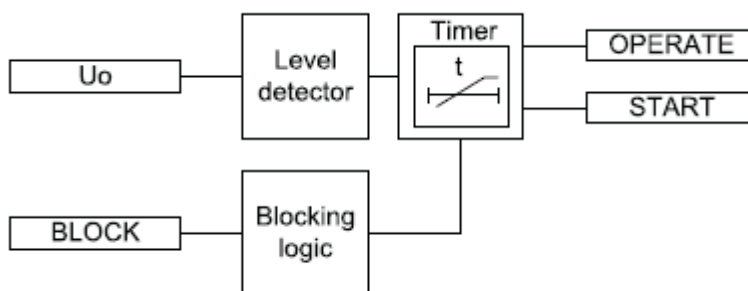


Figura 35. Lógica da função de sobretensão residual.

5.10. OTHER PROTECTION

CCBRBRF1 – 3I>/I0>BF	
Parâmetro	Ajustes
Operation	On
Current value	0.10 x In
Current value res	0.10 x In
CB failure trip mode	1 out of 3
CB failure mode	Current
CB fail retrip mode	Current check
Retrip time	100 ms
CB failure delay	250 ms
CB fault delay	5000 ms
Measurement mode	DFT
Trip pulse time	100 ms

Adotado ajuste do sensor de corrente em 10% da corrente nominal para o elemento de fase e neutro.

$$I = 0,10 \times 1200 = 120 \text{ A prim.}$$

Tempo de retrip = 100 ms

Tempo trip = 250 ms

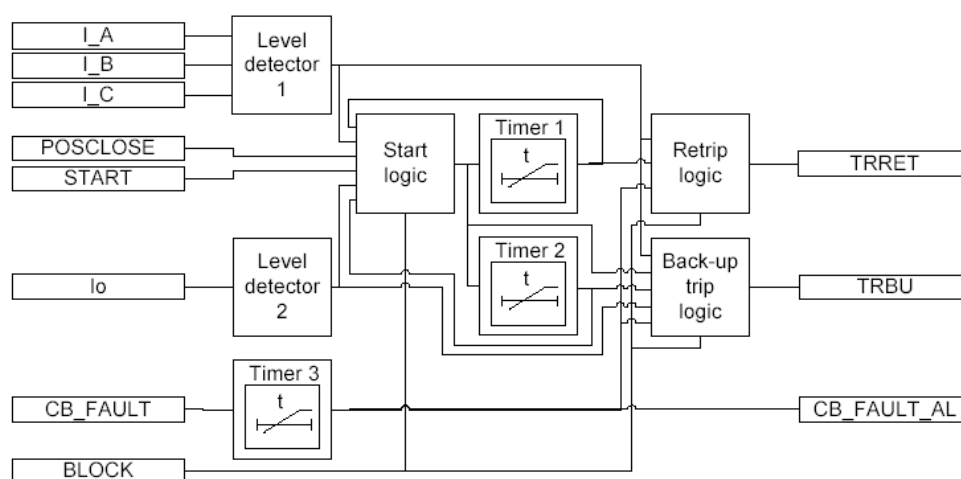


Figura 36. Lógica da função de falha de disjuntor.

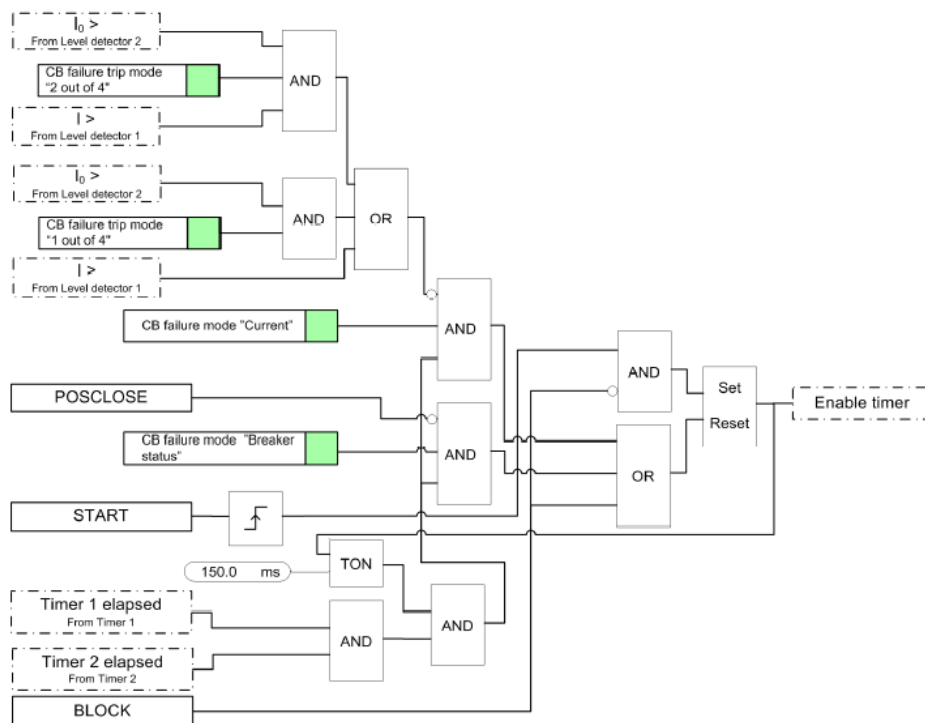


Figura 37. Detalhe da lógica de partida da função de falha de disjuntor.

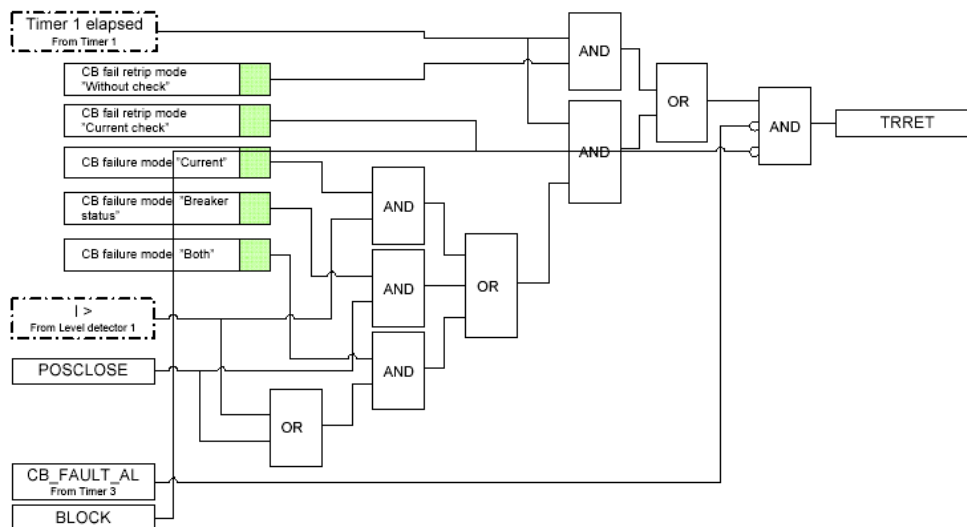


Figura 38. Detalhe da lógica de retrip da função de falha de disjuntor.

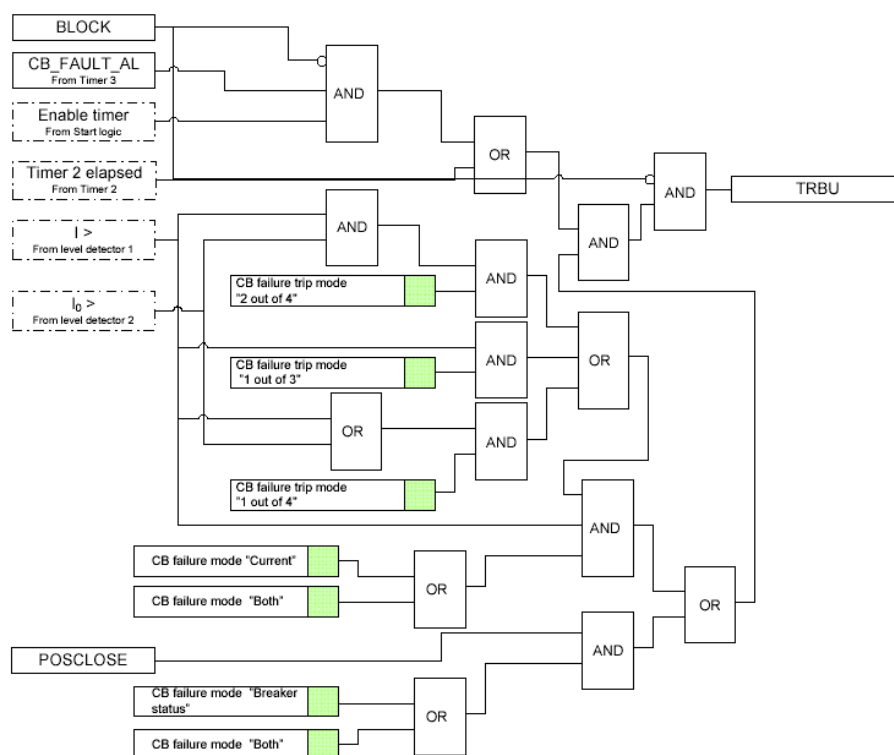


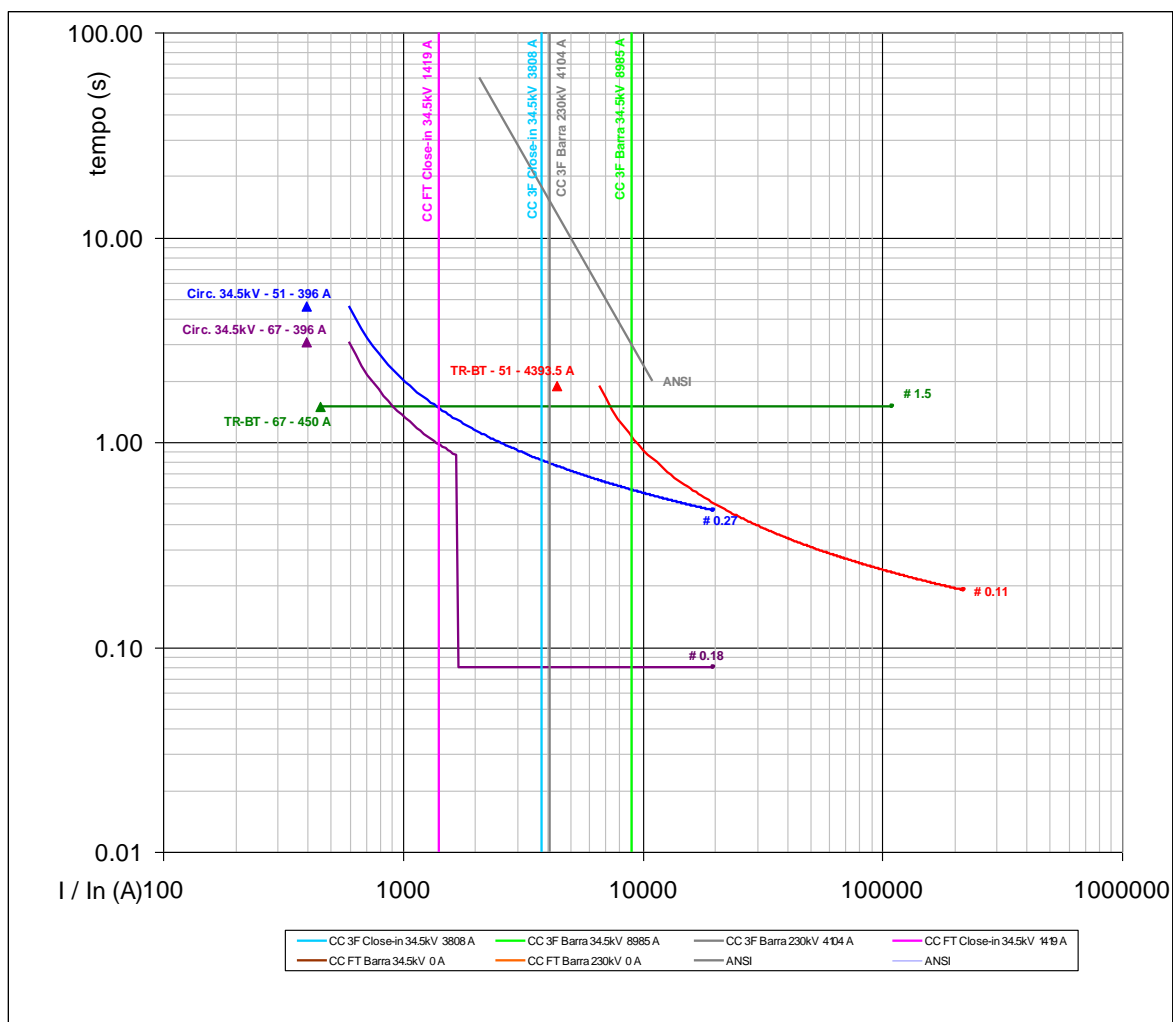
Figura 39. Detalhe da lógica de trip da função de falha de disjuntor.

5.11. SETTING GROUP

PROTECTION	
Parâmetro	Ajustes
Active group	1

6. CURVAS DE SELETIVIDADE

6.1. FASE



6.2. NEUTRO

