	Pedido 542-003589		Farfilho – 006 / 2012	
	CLIENTE: ABB			FOLHA: 1 de 63
	PROGRAMA:			
	ÁREA: Engenharia Elétrica			
TÍTULO:		TABELAS DE AJUSTES SE FAÍSA 230 / 34,5 KV LT PECÉM II - 230KV		

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								
	 <p> Farfilho Comércio e Representações Ltda. </p> <p> <i>30 anos de Experiência em Proteção de Sistemas Elétricos</i> </p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudos Elétricos • Treinamentos • Engenharia de Aplicação • Vendas <p> Fone/Fax: 11.3021.8060 Celular: 11.9907.5541 www.farfilho.com.br </p>								
	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

INDICE

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	4
2.1. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA.....	4
3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA.....	5
3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA.....	5
3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO	7
3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE	10
3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's.....	10
3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 230kV	11
3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO	11
4. Dados do Sistema e Principais Condições Operativas:	23
4.1. Dados da Linha de Transmissão.....	23
4.2. Curtos circuitos simulados no sistema.....	24
5. Proteção da Linha de 230 kV – SE Faísa bay Pecem II	24
5.1. Função 87 L – Diferencial de Linha.....	24
5.2. Proteção de Distância (PDIS 21).....	30
5.3. Seleção de Fases (PDIS, 21)	37
5.4. Impedância Direcional (RDIR).....	41
5.5. Oscilação de Potência (RPSB,78)	42
5.6. Proteção Contra Energização Inadvertida (SOFT).....	45
5.7. Proteção de Escorregamento de pólo (PSP1 - 78).....	46
5.8. Sobrecorrente de Fase (PTOC – 51/67) – TOC.	46
5.9. Sobrecorrente de Neutro (PEFM – 51N/67N) - TEF.	50
5.10. Esquema Permissivo para Proteção de Distância (PSCH – 85).....	56
5.11. Esquema para não atuação por Inversão de corrente (PSCH – 85). ..	56
5.12. Esquema Permissivo para Proteção de Sobrecorrente Residual (PSCH – 85).....	57

5.13. Esquema de teleproteção da função de Sobrecorrente Residual (PSCH – 85).....	58
5.14. Proteção de Sobretensão (POVM – 59).....	58
5.15. Sincronismo (RSYN – 25).....	60
5.16. Religamento Automático (RREC – 79).....	61
5.17. General Settings - Monitoring - Disturbance Report	62
5.18. Localização de Falhas	63

1. INTRODUÇÃO.

A conexão das CGE Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas serão realizadas no barramento de 230kV da SE Pecem II através de uma linha de aproximadamente 60,5 km. As unidades de aerogeradores da CGE Faísa I, II, III, IV, V e Embuacas são interligadas através de cabos subterrâneos 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 diferencial de linha da LT Faísa – Pecem II - 230kV na SE Faísa.

2. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na SE Faísa estão instalado 2 relés multifunção de proteção diferencial de linha, modelo RED670 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 RED 670
- ✓ Manual de Aplicação do RED 670

3. DADOS DO SISTEMA DE POTÊNCIA

3.1. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA SE FAÍSA

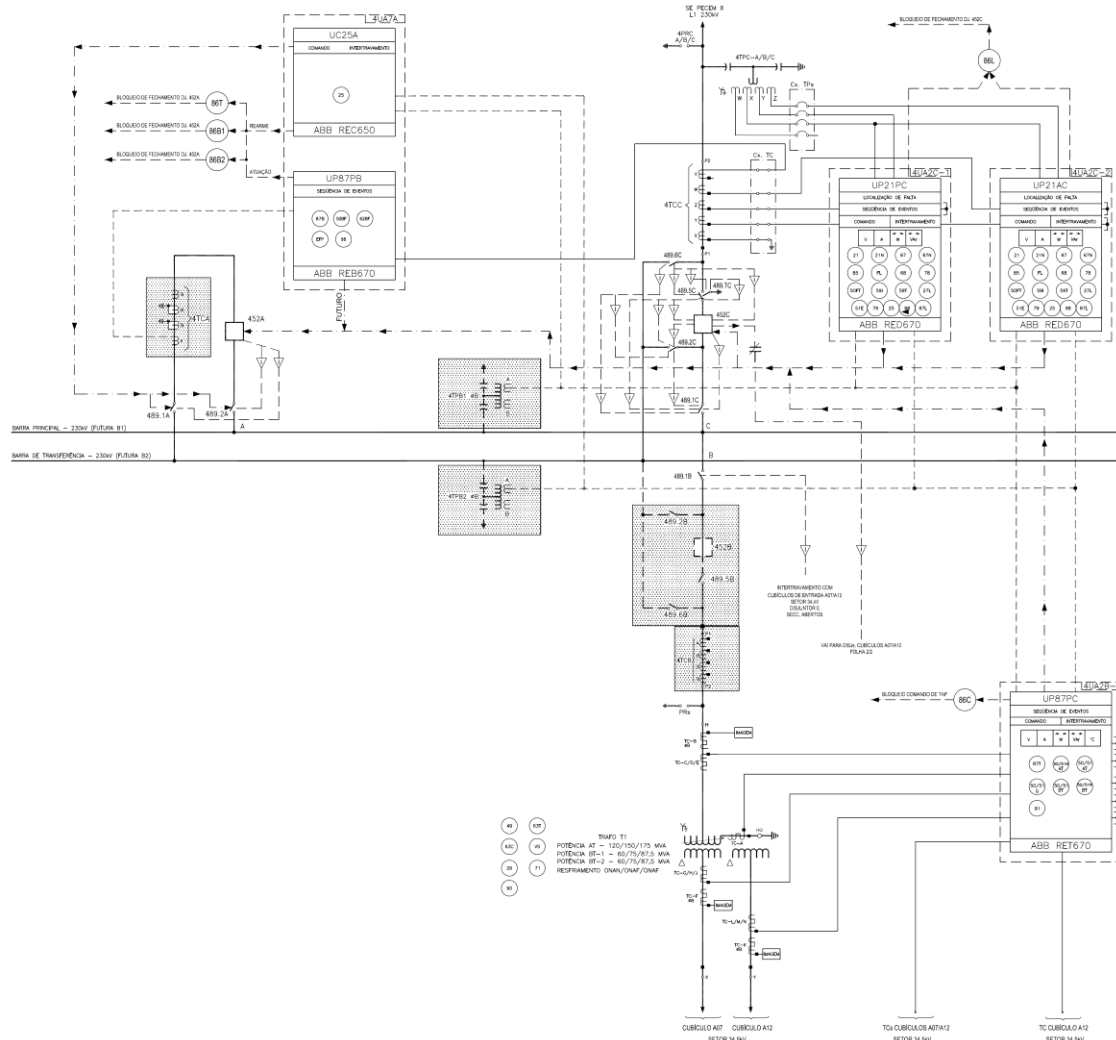


Figura 1. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 230kV.

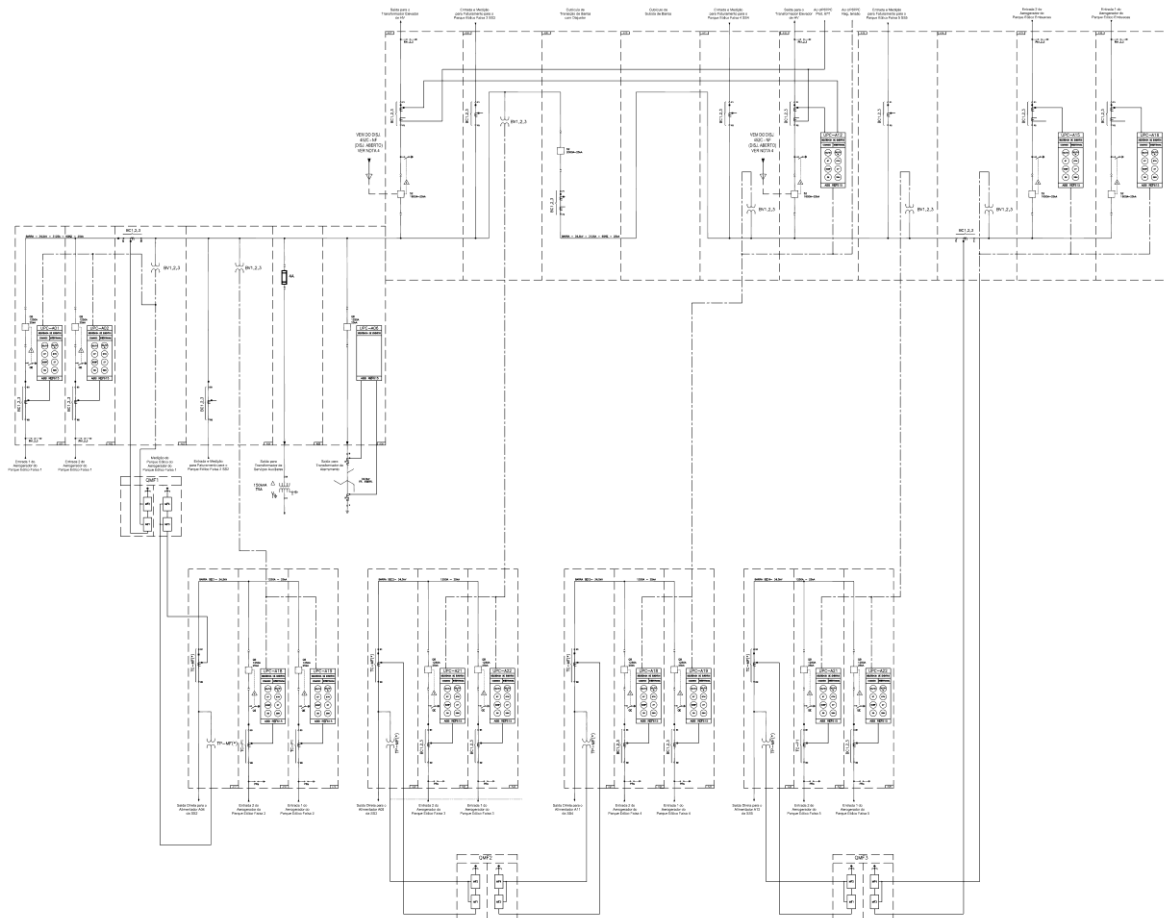


Figura 2. Diagrama Unifilar da SE Faísa – Setor 34,5kV.

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DA REGIÃO

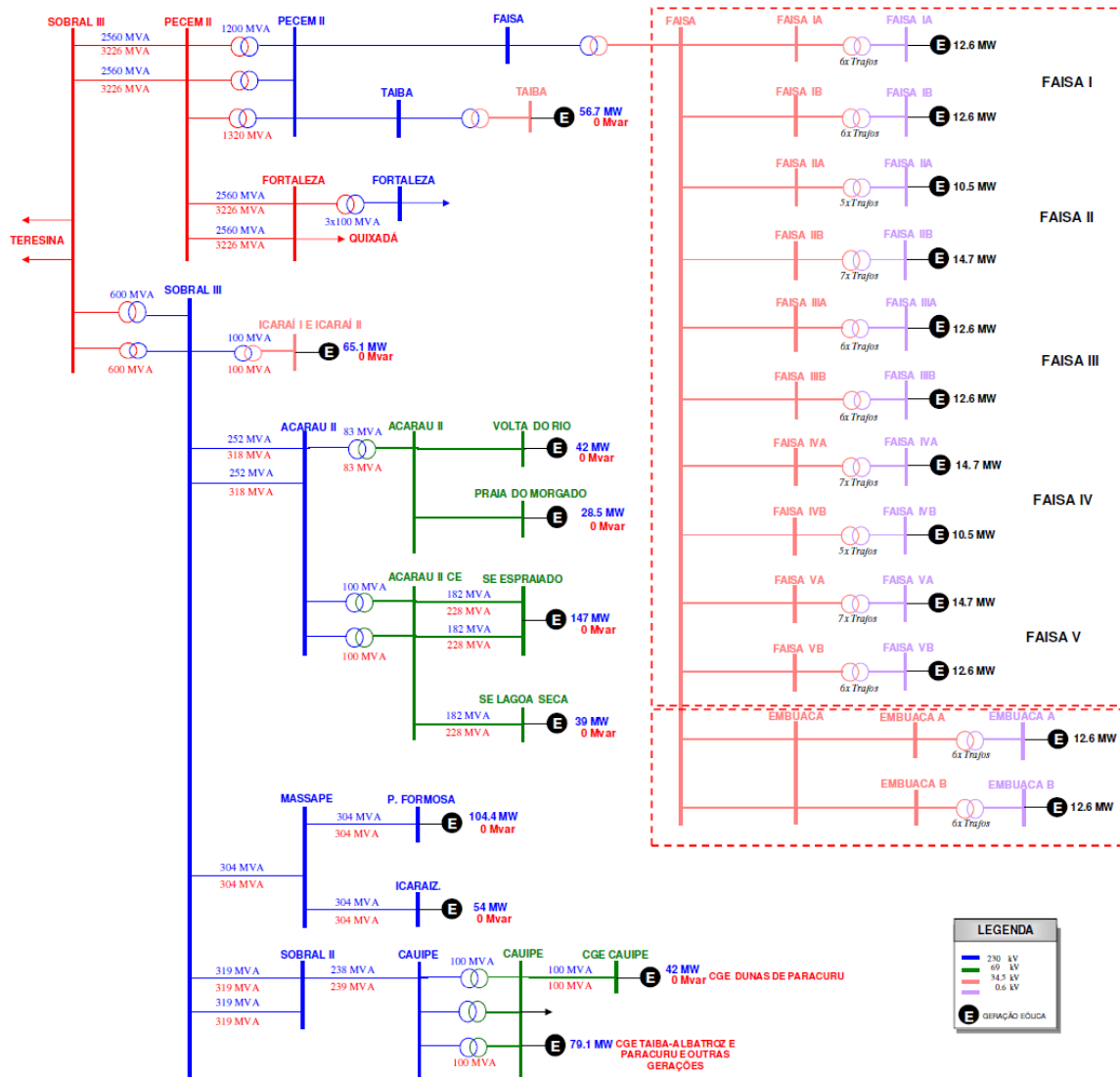


Figura 3. Diagrama Unifilar da Região de influência da SE Faísas.

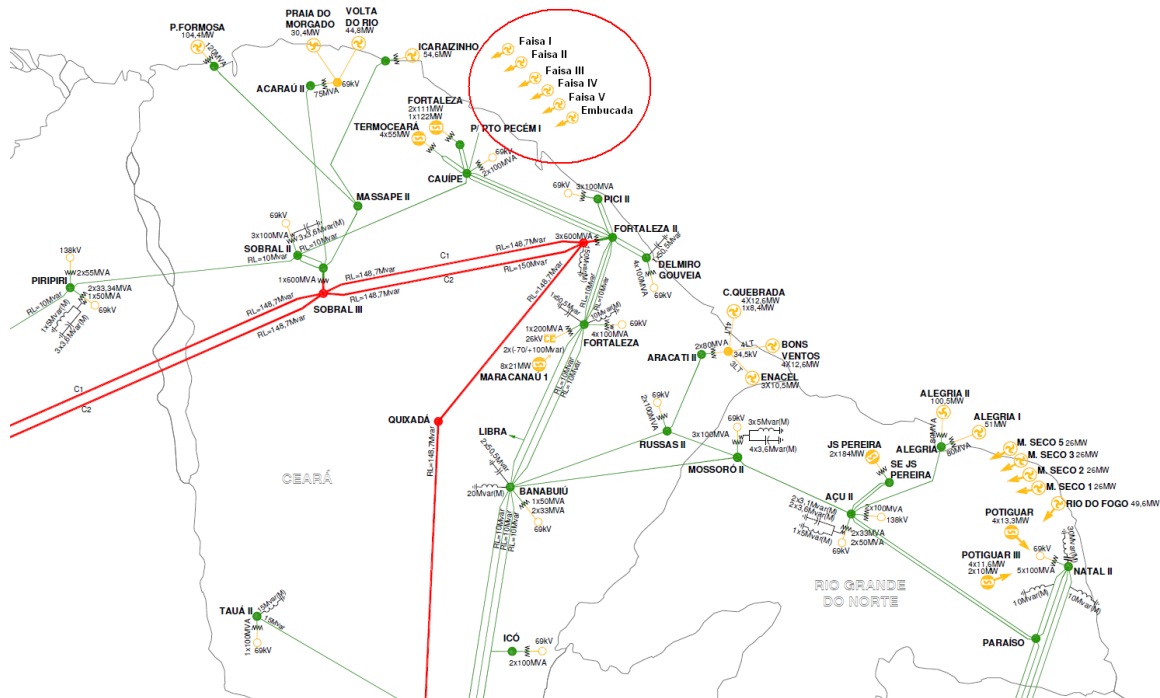


Figura 4. Diagrama Unifilar ONS.

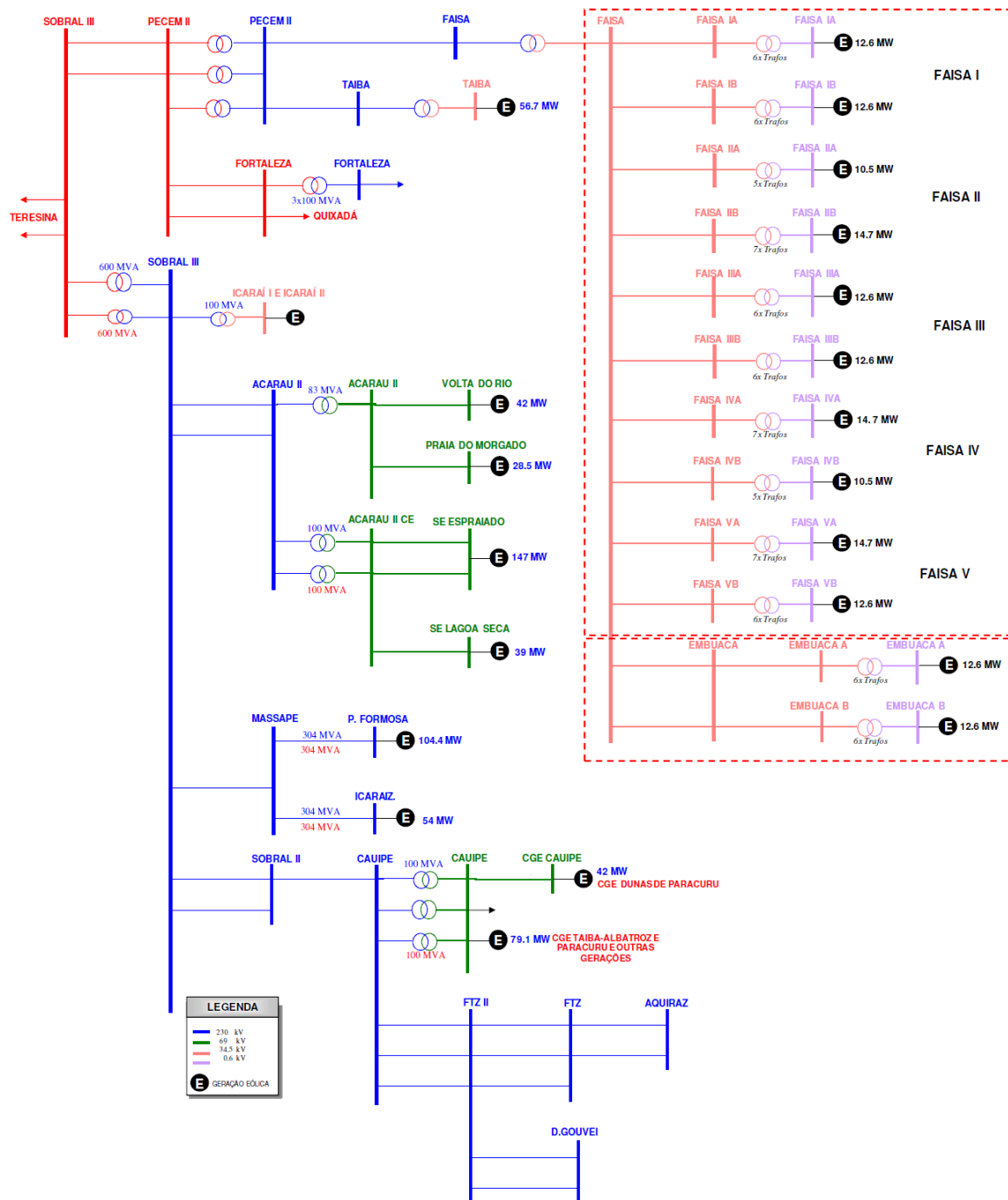


Figura 5 Diagrama das CGE's Faísa e Embuacas.

3.3. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

O relé de proteção microprocessado utilizado na SE Faísa possibilita o uso de transformadores de corrente com características e relações de transformação diferentes para a função diferencial de linha.

3.3.1. RELAÇÕES DOS TC's

LT Faísa – Pecem II 230kV			
Bay	Primário	Secundário	Relação
LT Pecem II	1200- <u>600</u> -300	5 A	120:1

✓ TC's do Bay LT Pecem II – 230kV

Relação: 1200 – 600 – 300 / 5 A

CE: 10B200

Observações:

A máxima corrente de curto-circuito para uma falta na barra é de 3.037 A. Partindo da corrente de curto-circuito, os TC's conectados à proteção da linha deverão ser de no mínimo, 500/5 A.

Assim adotaremos a relação de 600/5 A.

Avaliação para saturação:

A situação mais crítica ocorre para curto-circuito na barra de 230kV, após os TC's, com corrente de 3.037 A e $X/R = 5,80$.

Considerando $Z_{conectado} = 0,5 \Omega$ (100 m de cablagem de 6mm²(3,5 Ω /km) entre TC's e casa de relés)

Considerando a menor classe dos TC's o burden máximo será: $Z_{burden} = 2 \Omega$

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

$$n = \frac{3037}{600} \cdot \frac{0,35}{2} \cdot (1 + 5,80) = 6,02 < 20 \rightarrow \text{Não ocorrerá saturação do TC}$$

3.4. ASPECTOS GERAIS DA PROTEÇÃO DA LINHA DE 230kV

3.4.1. DADOS DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

Funções de Proteção : Relé RED 670 - Fabricação ABB

- Proteção diferencial de Linha (87L);
- Proteção de distância (21/21N);
- Oscilação de potência (68);
- Função de Religamento Automático(79);
- Função de check de Sincronismo (25);
- Proteção contra sobretensão (59);
- Proteção de sobrecorrente direcional de neutro (67N);
- Teleproteção (85);

Descrição sucinta do funcionamento do relé RED 670:

Função diferencial para 2 ou 3 terminais (pdif, 87I)

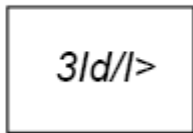
Function block name: L3D--	IEC 60617 graphical symbol: 
ANSI number: 87L	
IEC 61850 logical node name: L3CPDIF	

Figura 6 : Bloco da função 87L

A proteção diferencial de linha se baseia na comparação das correntes que entram e que saem em cada uma das fases da linha protegida, com o intuito de distinguir as faltas internas ou externas à linha protegida. Para isso, deve ser instalado um relé em cada terminal da linha, conforme figura a seguir:

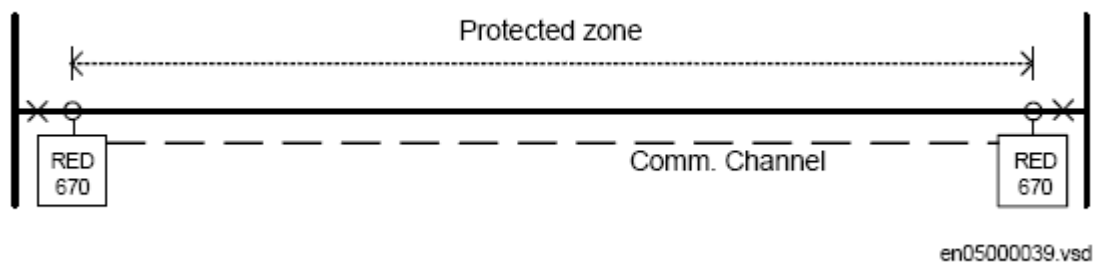


Figura 7: Exemplo de aplicação para linha com dois terminais

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

A função diferencial é desenvolvida com característica percentual, com corrente diferencial mínima de atuação (I_{diff}), duas inclinações, para possibilitar maior estabilidade para faltas externas, com correntes de curto-circuito elevadas, onde pode ocorrer maior erro proveniente dos TCs. Possui também uma unidade de sobrecorrente sem restrição, de alta velocidade, que pode atuar independente da função diferencial percentual, no caso de ocorrer faltas com correntes diferenciais muito altas.

Permite diferentes relações de TC's em cada extremidade da linha.

As correntes de operação (diferencial) e de restrição são monitoradas continuamente durante a operação normal e mostradas como correntes medidas.

A corrente de operação é obtida independentemente para cada uma das fases, através da soma vetorial das correntes que entram e que saem da respectiva fase, sendo que a corrente de restrição, por outro lado, é considerada a maior corrente de fase dos terminais da linha, e é comum para as três fases.

Possibilita alta estabilidade durante faltas externas, mesmo com diferentes níveis de saturação dos TC's.

A figura a seguir mostra a característica de operação da função diferencial percentual.

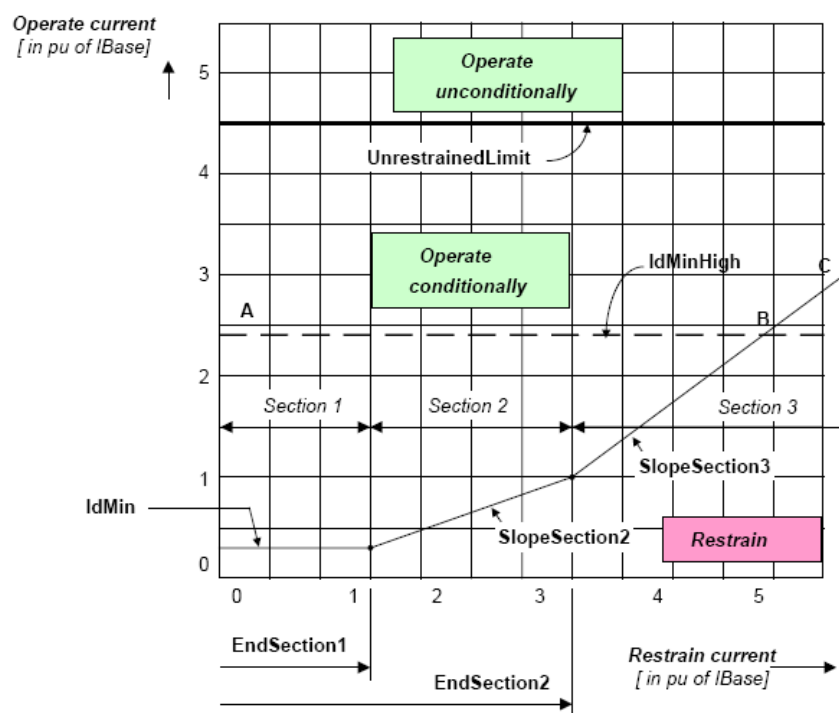


Figura 8: Característica de Operação da Função Diferencial.

Onde “Slope” é definido como:

$$slope = \frac{\Delta I_{operate}}{\Delta I_{restrain}} \cdot 100\%$$

E a característica de restrição percentual é definida pelos seguintes ajustes:

1. IdMin
2. EndSection1
3. EndSection2
4. SlopeSection2
5. SlopeSection3

Para haver o processamento, as medidas das correntes de cada extremidade da linha, são transmitidas para a outra extremidade, digitalmente via canal de comunicação confiável de 64 kbit/s, no caso link de fibra óptica. O link de comunicação é monitorado continuamente, sendo possível chavear para outro link “standby”, no caso de se detectar falha de comunicação.

A figura abaixo mostra o princípio de funcionamento da função diferencial percentual

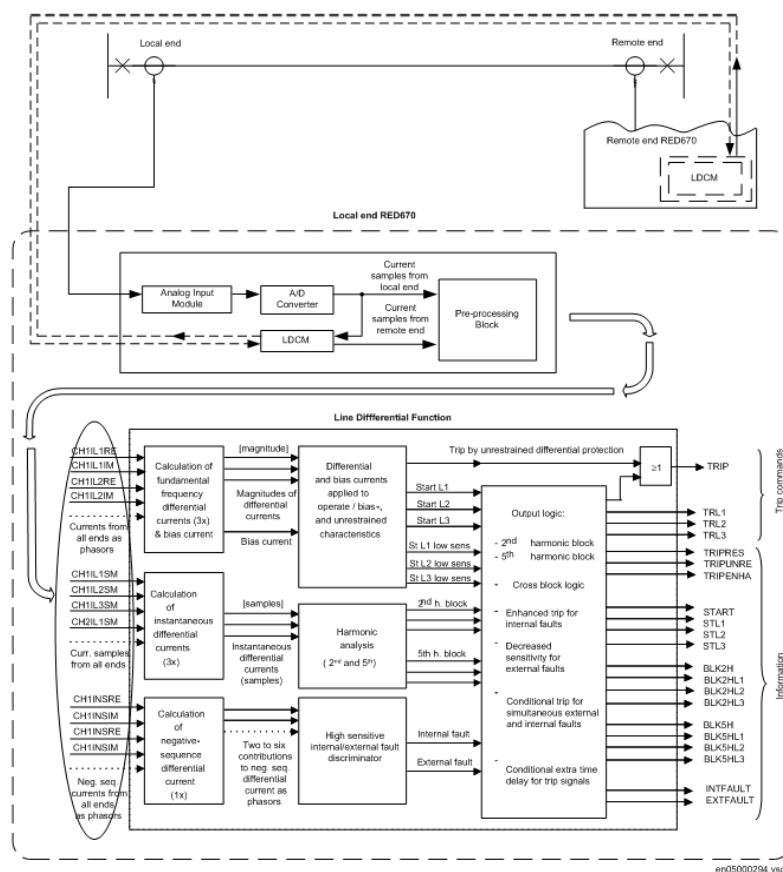


Figura 9: Princípio de Funcionamento da Função Diferencial Percentual.

DISTANCE ZONES (PDIS, 21) - Primary Values

A função de proteção de distancia é composta de até 5 zonas (nesta aplicação 4 zonas). Para cada zona independente há um esquema completo que permite medição contínua da impedância, separadamente em 3 loops de medição fase-fase e também em 3 loops de medição fase-terra, todos os loops independentes entre si. Os ajustes são independentes para os alcances na direção reativa e resistiva, para cada zona separadamente. Os ajustes para a função de proteção de distancia são feitos em valores primários. A relação de TC ajustada na entrada analógica é utilizada para converter automaticamente os valores primários em secundários.

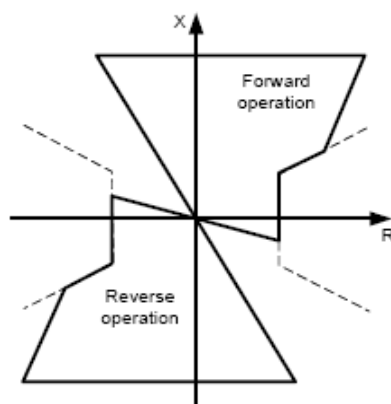


Figura 10: Zona de proteção de distancia com função “load encroachment”

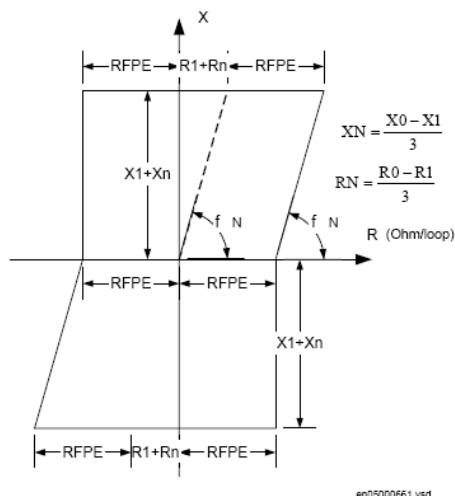


Figura 11: Característica do loop de medida fase terra

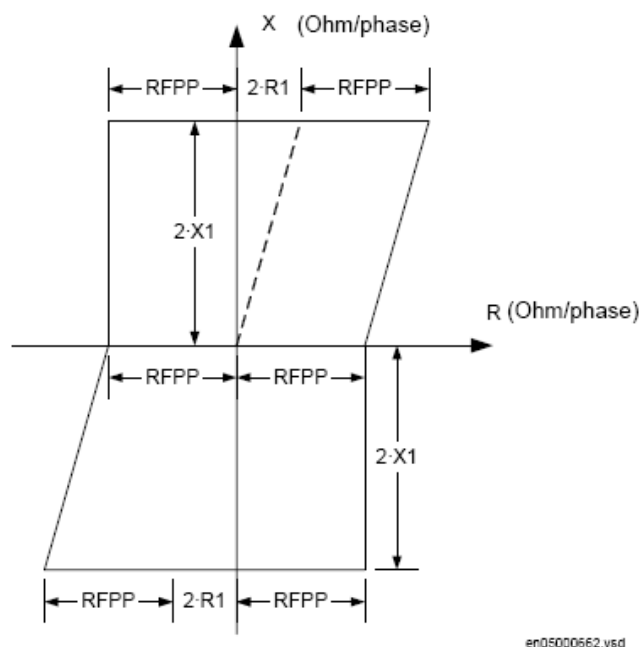


Figura 12: Característica do loop de medida fase fase

PHASE SELECTION (PDIS, 21) - Primary Values

A proteção de distância incorpora uma lógica de seleção de fase com função de medição independente dos demais elementos de partida das funções de distância, baseado nos critérios de impedância e de corrente. O principal objetivo é melhorar a seleção de fase em sistemas com transferência de cargas pesadas, visando desligamento e religamento monopolar.

A função possui algoritmo específico para o limite de blindagem de carga ("load encroachment") que possibilita o ajuste resistivo de PHS e zonas de medição sem interferir com a carga.

Devem detectar as faltas que ocorrem na própria LT, para fins de religamento, com uma margem de segurança de 10 a 15%.

No relé REL 670, a função PHS além de seleção de fases, engloba também a função de partida por subimpedância (GFC).

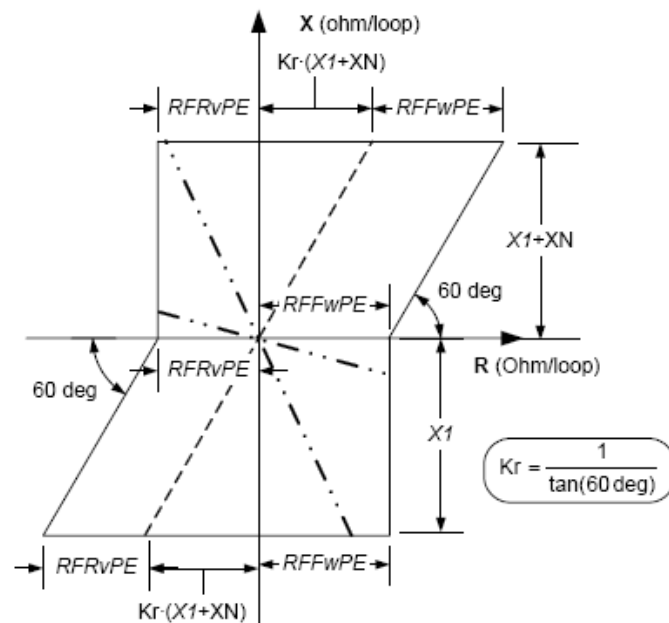


Figura 13: Característica da função PHS para falta fase terra

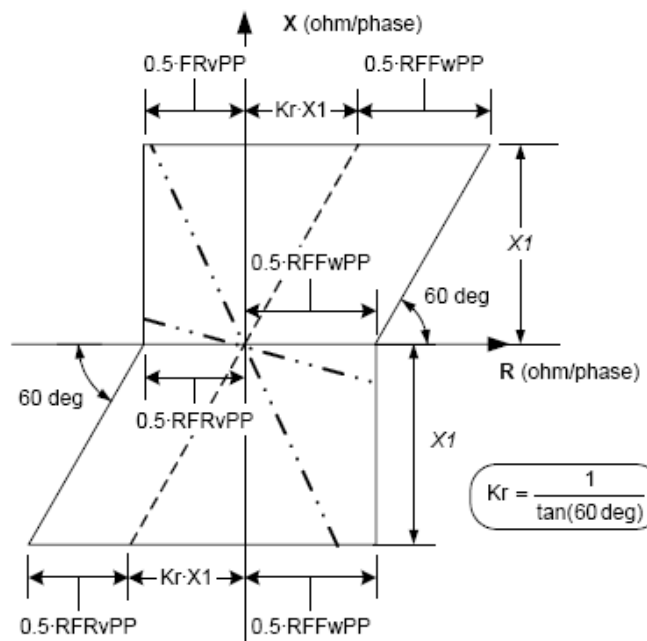


Figura 14: Característica da função PHS para falta fase fase

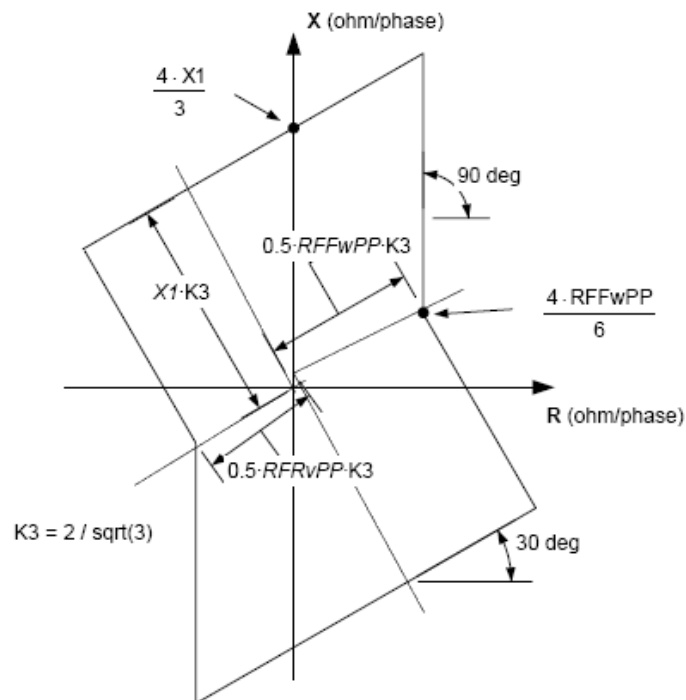


Figura 15: Característica da função PHS para falta trifásica

POWER SWING DETECTION (RPSB,78) - Primary Values

A oscilação de potência é necessária em sistemas de extra alta tensão onde o sistema de proteção está sujeito a severas condições de oscilações de potência podendo levar o mesmo a operação indevida.

O princípio de operação da função do relé REL 670 é baseado na medição do tempo que a oscilação de potencia leva para passar através das características de impedância externa e interna.

A medição de impedância utiliza o mesmo princípio das zonas de proteção de distancia. A medição é feita nas três fases separadamente.

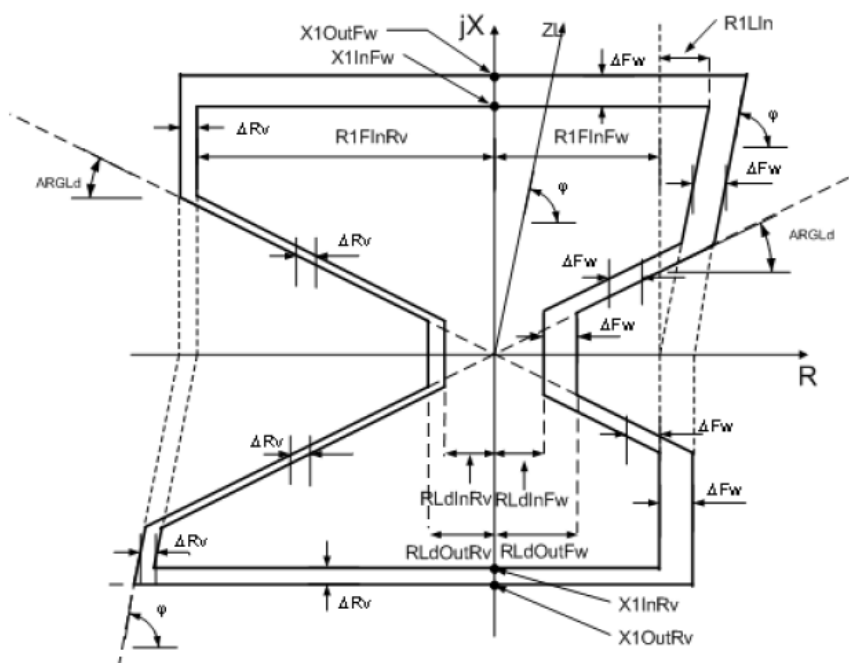


Figura 16: Característica da função Oscilação de Potência

BREAKER FAILURE PROTECTION (RBRF, 50BF)

A função de falha de disjuntor é iniciada pelo trip das diferentes funções de proteção tanto internas como externas ao terminal de proteção. Quando um sinal de trip é enviado para a proteção de falha de disjuntor, um sinal de re-trip com um pequeno retardo de tempo pode ser enviado para o disjuntor. Se a corrente de falta continua a passar pelo disjuntor mesmo após um tempo ajustado, é emitido um sinal de desligamento para todos os disjuntores conectados ao mesmo ponto elétrico do disjuntor que falhou na abertura.

Através do software PCM600 faz-se a configuração das funções relacionadas com a falha de disjuntor.

ZCOM – SCHEME COMMUNICATION LOGIC FOR DISTANCE PROTECTION (PSCH, 85)

O relé possui as seguintes opções de esquemas de teleproteção:

- Intertrip
- Permissive UR
- Permissive OR
- Blocking
- Unblocking

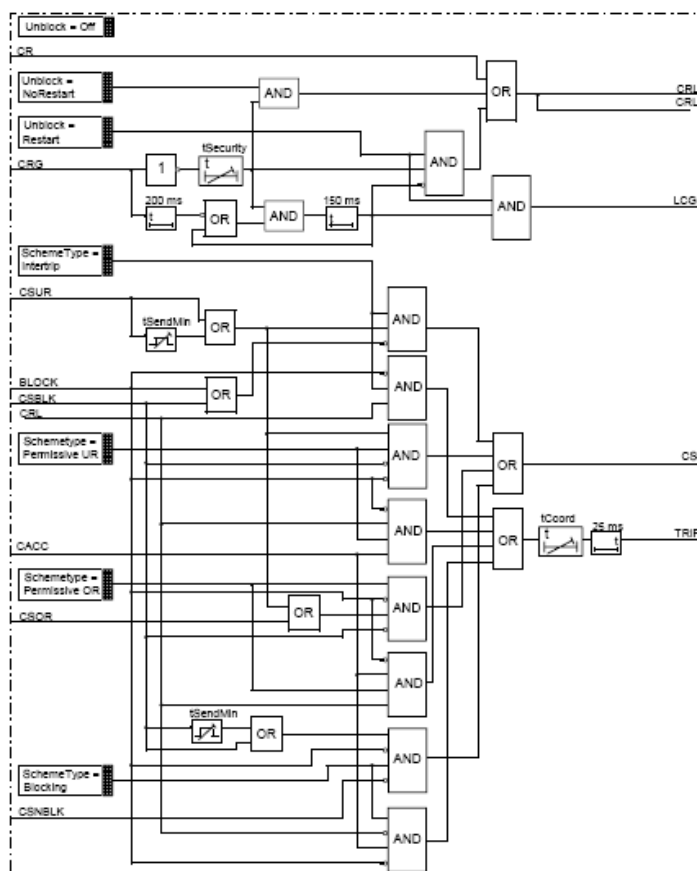


Figure 213: Scheme communication logic for distance protection, simplified logic diagram

Figura 17: Característica lógica da teleproteção

No esquema permissivo por subalcance ou sobrealcance, um elemento de medida de sub ou sobrealcance na direção à frente (normalmente zonas 1 ou 2) envia um sinal permissivo CS para o terminal remoto, se ocorrer falta na direção à frente. O sinal de recepção CR é usado para permitir

uma zona de sobrealcance dar trip após a temporização de tCoord. O tCoord no esquema permissivo geralmente é zero.

ZCAL - CURRENT REVERSAL AND WEI LOGIC FOR DISTANCE PROTECTION (PSCH, 85)

Em sistemas interconectados, com linhas de circuitos paralelos, a direção do fluxo da corrente de falta no circuito sem defeito pode mudar quando da abertura do disjuntor do circuito em falta. Isso pode levar a uma operação indesejada da proteção de distância do circuito sem falta quando são usados esquemas permissivos. A função principal da lógica de corrente reversa é evitar essa operação indesejada.

Essa lógica deve ser ativada quando existe possibilidade de reversão de corrente após eliminação de defeitos em outras linhas.

Se a corrente de “infeed” no terminal local para faltas na linha for tão pequena que não consiga operar os elementos de medição, não ocorrerá nenhum trip no terminal local e nenhum sinal de teleproteção será enviado para o terminal remoto. Isso pode levar a uma abertura temporizada do terminal remoto com uma grande corrente de “infeed”.

A função principal da lógica de “weak-end infeed” é reforçar a operação dos esquemas de comunicação permissivos e evitar trip seqüencial para uma falta na linha, quando o “infeed” inicial da corrente de falta de um terminal é tão baixo que não opera os elementos de medição.

FUSE FAILURE SUPERVISION (RFUF) - Primary Values

A função de supervisão de falha fusível (FUSE) supervisiona continuamente os circuitos de tensão AC entre os transformadores de potencial e o relé.

Diferentes medidas podem ser usados para bloquear a operação indesejada da proteção de distância e outras funções dependentes de tensão, como a função de verificação de sincronismo, proteção de subtensão, sobretensão, etc., quando de faltas nos circuitos secundários de tensão AC, como o uso de minidisjuntores no secundário dos TP's.

A função FUSE pode ser baseada no princípio de medição de seqüência zero (para sistemas solidamente aterrados) ou seqüência negativa (para sistemas isolados).

SYNCHROCHECK (RSYN, 25) - Primary Values

O objetivo principal da função de verificação de sincronismo (synchrocheck) é viabilizar fechamento controlado dos disjuntores. A função synchrocheck mede as condições através do disjuntor e compara com os limites ajustados. A saída é dada somente quando todas as condições medidas estiverem simultaneamente dentro dos limites ajustados.

A função de verificação de energização (energizing check) mede as tensões da barra e da linha e as compara com os limites máximo e mínimo. A saída é dada somente quando as condições medidas são exatamente iguais as condições ajustadas.

A função de verificação do faseamento mede as condições através do disjuntor e também determina a mudança angular durante o tempo de fechamento do disjuntor através do escorregamento de frequência medido. A saída é dada somente quando todas as condições de medida estão simultaneamente dentro dos limites ajustados. O sinal de saída é temporizado de forma que o fechamento ocorra no melhor instante.

AUTOMATICA RECLOSING FUNCTION (RREC,79)

A função AR é uma função lógica. Ela opera em conjunto com os sinais de saída de trip das funções de proteção das linhas, com o sinal de permissão de fechamento dado pelas funções de verificação de sincronismo e de energização e com os sinais de entradas binárias (para indicação da posição do disjuntor ou outras funções de proteção externas).

Na figura abaixo, é apresentado o diagrama unifilar das proteções citadas acima:

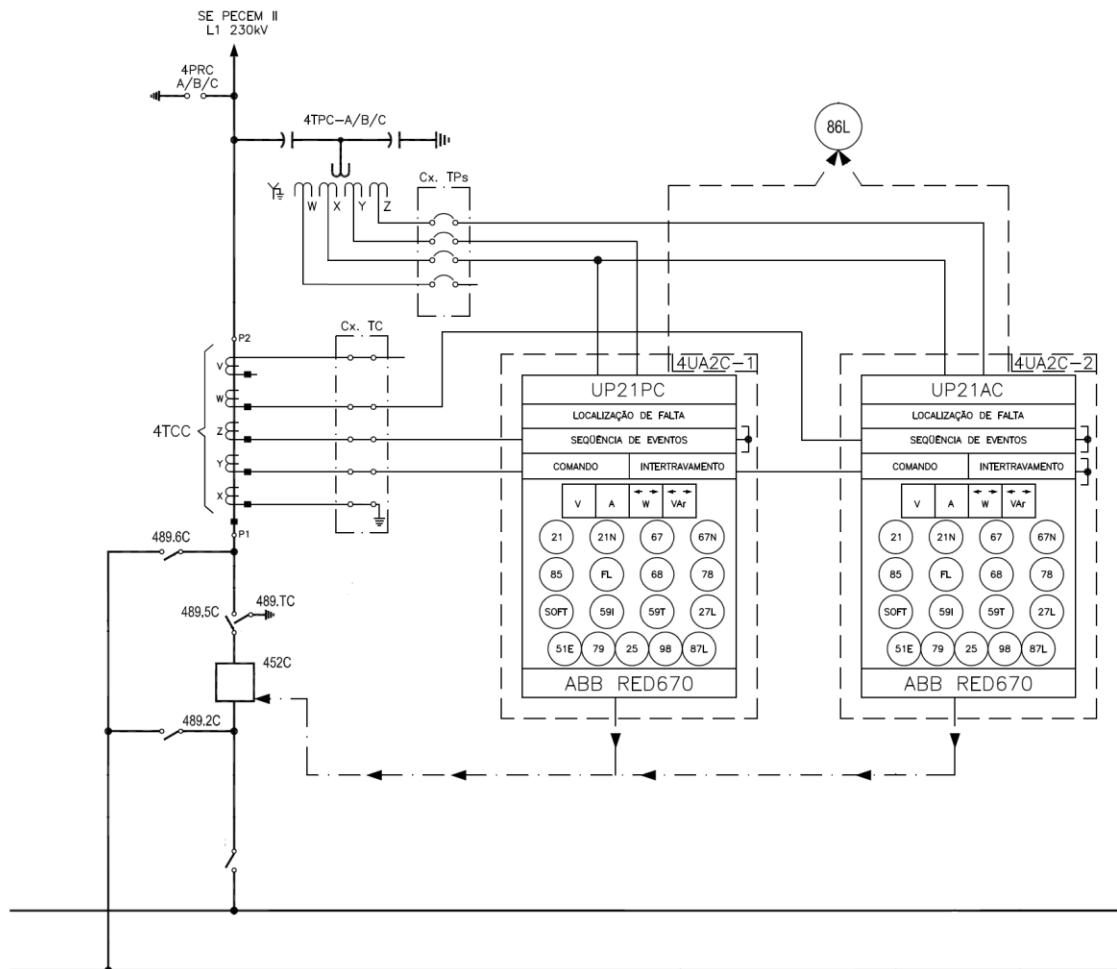


Figura 18 - Digrama unifilar de proteções

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 230 kV – Pecem II	TC	TP	CLASSE
4TCC / 4TPC	$1200/600/300-5 = 120/1 \text{ A}$	$230.000 / \sqrt{3} : 115 / \sqrt{3} \text{ V} =$ 2000:1	TC = 10%B1-B2 TP = 1,2R

As relações dos TC's indicados acima estão presentes no documento 1HBR31520029-001.

4.1.Dados da Linha de Transmissão.

IMPEDÂNCIAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO	
Dados em P.U	
Sequência Positiva	0,01906 + j 0,057126
Sequência Zero	0,042922 + j 0,139013
Dados em Ω primários	
Sequência Positiva	$6,2980 + j 30,2198 \rightarrow 30,8691 / 78,23^\circ$
Sequência Zero	$22,7057 + j 73,5379 \rightarrow 76,9634 / 72,84^\circ$
Cabo Condutor	
740,8kcmil – Flint	
Para Raio	
AW 7#9 AWG	
Comprimento da Linha	
60,5 Km	

4.2. Curtos circuitos simulados no sistema

TABELA DE CURTO CIRCUITO					
LOCAL DO CURTO	TRIFÁSICO		MONOFÁSICO		
	I (A)	Z(Ω)	2I ₁ +I ₀ (A)	3I ₀ (A)	Z(Ω)
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator					
Close-in	615	0	2453	1720	0
30% da LT Faísa – Pecem II	615	9,26	1191	1726	9,26
50% da LT Faísa – Pecem II	615	15,43	1123	1525	15,43
70% da LT Faísa – Pecem II	615	21,60	1052	1311	21,60
90% da LT Faísa – Pecem II	615	27,78	958	1033	27,78
Pecem 230 kV	615	30,87	885	814	30,87
Pecem II 230 kV	615	37,98	839	674	37,98
Pecem 500kV	615	58,40	810	585	50,11
Reverso Barra Faísa 230kV	3037	0	2453	1720	0
Reverso Baixa do Trafo 230/34,5kV	1347	55,05	0	33	3959
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator					
Close-in	0	-	568	1704	0
Pecem II 230 kV	0	-	256	786	30,87
Reverso Barra Faísa 230kV	3007	0	2549	1433	0
Reverso Baixa do Trafo 230/34,5kV	1347	55,05	0	198	626

5. Proteção da Linha de 230 kV – SE Faísa bay Pecem II

5.1. Função 87 L – Diferencial de Linha.

Unidade LineDiff3Terminal(PDIF,87L)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
NoOfTerminals	2
ChanlsLocal	Yes
Ibase	600 A
Operation	On
Idmin	0.20 x IB

IdminHigh	0.80 x IB
tIdminHigh	1s
IdUnre	2.50 x IB
SeqNegDiffEn	On
NegSeqROA	60 graus
Iminnegseq	0.20 x IB
OpCrossBlockEn	No
ChargCurEnable	Off
AddDelay	Off
ImaxAddDelay	1s
TdefTime	0.0
tminInv	0.0
CurveType	IEC Definite Time
K	1.00
IdiffAlarm	0.05
talarmDelay	10s
EndSection1	1.25 x IB
EndSection2	3.00 x IB
SlopeSection2	40 %
SlopeSection3	80 %
I2/I1 Ratio	15 %
I5/I1 Ratio	25 %
P	0.02
A	0.14
B	1.00
C	1.00
OpenCTEnable	On
tOCTAlarmDelay	1s
tOCTResetDelay	0.25

Comentários:

Corrente Diferencial Mínima - “IdMin”: O valor mínimo de corrente diferencial secundária para atuar a proteção é configurado no endereço IdMin. Está representado na região 1 da figura abaixo, abrangendo a corrente de restrição entre 0 e 125% da corrente de base IB (*Section 1*).

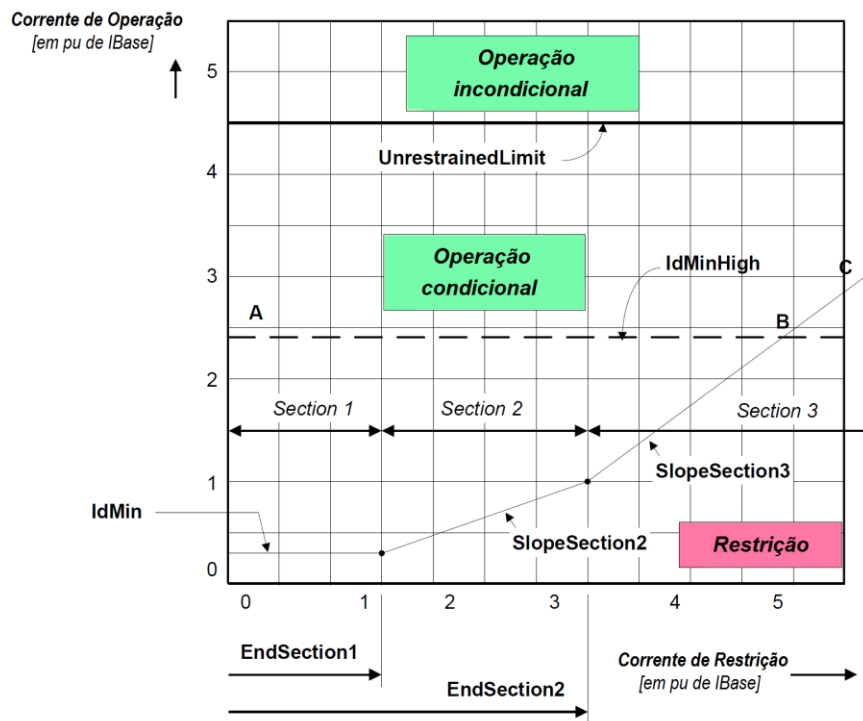


Figura 19 – Curva característica da função diferencial

Esse valor mínimo deve ser maior que a corrente resultante dos erros nos TC's, acrescida da corrente capacitiva total da LT através desse terminal, com margem de segurança. A corrente capacitiva total dessa LT pode ser estimada através de:

$$I_{charging} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot X_{C1}} = \frac{230000}{\sqrt{3} \cdot \frac{230^2}{6,5}} = 17 \text{ A}$$

Onde: $U_N = 230$ (em kV)

X_{C1} = reatância capacitiva de sequência positiva.

Vamos considerar um erro total máximo da ordem de 8% da relação de transformação dos TCs (600-5 A), para a região 1 da curva da figura. Observamos que para esta região as correntes de restrição não são muito superiores à corrente nominal dos TCs. Portanto, os erros dos TCs são bem inferiores ao limite de 10% garantido pela norma para correntes até $20 \times I_N$.

Desta forma, para uma corrente de restrição equivalente a 750 A (final da região 1 considerando o parâmetro End Section 1 = 1,25), teremos:

$$I_{erroTC} = 750 \cdot 0,08 = 60 \text{ A}$$

Desta forma IdMin deverá ser maior que Icharging mais os erros do TC, que correspondem a 120 A.

Adotaremos o ajuste de IdMin = 0,20 IB (sensibilidade de 120 A_{PR}).

IDMin = 0,20 IB

- Corrente Diferencial Mínima, ajuste alto, e temporização - “IdMinHigh” E “tIdMinHigh”:

Representa um nível de corrente diferencial com menor sensibilidade, que é usado temporariamente para evitar atuações indevidas nas seguintes situações:

- Energização da Linha;
- Quando a falta é classificada como externa;
- Na eventual aplicação com transformadores internos à zona diferencial da LT, e estes forem energizados junto com a linha (não é o presente caso).

Foram adotados os valores sugeridos pelo fabricante do relé.

IdMinHigh = 0,80 IB

tIdMinHigh = 1,00 s

- Corrente Diferencial sem Restrição - “IdUnre”: Representa um nível de corrente diferencial que possibilita a atuação do relé sem considerar a característica percentual, portanto sua operação só depende do valor da corrente de operação. Esta função é de alta velocidade e deve atuar nos casos de faltas internas de alta intensidade.

Foi adotado o valor de $2,5 \times I_{Base}$, que corresponde a 1500 A_{PR}.

IdUnre = 2,50 IB

- **Deteção de Falta Usando Componente de Seq. Negativa - “NegSeqDiffEn”**: O relé possui um algoritmo que utiliza também componentes de sequência negativa para comparação entre as correntes locais e remotas com o objetivo de melhorar a detecção das faltas internas/externas. A corrente mínima ajustada para detecção de falta por sequência negativa é $120A_{prim} = 0,20 \text{ IB}$.

NegSeqDiffEn = On

NegSeqROA = 60°

IMinNegSeq = 0,20 IB

- **Bloqueio Cruzado para Restrição por Harmônicos - “CrossBlockEn”**: Conforme recomendação do fabricante, como não há transformador de potência dentro da zona de proteção diferencial da LT, o bloqueio cruzado não deverá ser ativado. Ajuste = No

CrossBlockEn = No

- **Compensação para Correntes Capacitivas - “ChargCurEnable”**: Esta função não será habilitada.

ChargCurEnable = Off

- **Temporização para Atuação da Prot. Diferencial - “AddDelay”**: Não haverá temporização intencional para atuação da proteção diferencial de linha.

AddDelay = Off

tDefTime = 0,00 s

- **Limite Final da Região 1 - “EndSection1”**: Representa o final da região 1, onde o valor da corrente de operação é constante (IdMin), em relação à corrente de restrição. Adotaremos o valor 1,25, que representa uma corrente de restrição de $1,25 \times I_{base} = 1,25 \times 600 = 750 A_{PRI}$.

EndSection1 = 1,25 IB

- **Limite Final da Região 2 - “EndSection2”**: Representa o final da região 2, onde a restrição é percentual, com slope ajustado em *SlopeSection2*.

Adotaremos o valor 3,0, que representa uma corrente de restrição de $3 \times I_{base} = 3 \times 600 = 1800$

A_{PRI} .

EndSection2 = 3,00 IB

- **Restrição Percentual da Região 2 - “SlopeSection2”**: Representa o valor de restrição percentual “slope” válido para a região 2, lembrando que o slope é definido como:

$$slope = \frac{\Delta I_{OPERAÇÃO}}{\Delta I_{RESTRIÇÃO}} \cdot 100\%$$

SlopeSection2 = 40,0%

- **Restrição Percentual da Região 3 - “SlopeSection3”**: Representa o valor de restrição percentual “slope” válido para a região 3.

SlopeSection3 = 80,0%

Bloqueio por 2° e 5° Harmônicos - “I2/I1Ratio” E “I5/I1Ratio”: O relé RED-670 possui um algoritmo que analisa o nível das componentes de 2° e 5° harmônicos existentes na corrente diferencial, possibilitando o bloqueio do trip nos casos em que estes componentes ultrapassem os valores ajustados. Foram adotados os valores sugeridos pelo fabricante do relé.

I2/I1Ratio = 15,0%

I5/I1Ratio = 25,0%

5.2. Proteção de Distância (PDIS 21).

ZM01 Primeira Zona (PDIS21)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230.00 kV
OperationDir	Forward
X1	24.18 Ohm/phase
R1	5.04 Ohm/phase
X0	58.16 Ohm/phase
R0	18.16 Ohm/phase
RFPP	70.00 Ohm/loop PP
RFPE	100.00 Ohm/loop PE
OperationPP	On
Timer tPP	On
tPP	0.000 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	0.000 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %
IMinOpIN	5 %
ZM02 Segunda Zona (PDIS21)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230.00 kV
OperationDir	Forward
X1	36.26 Ohm/phase
R1	7.56 Ohm/phase
X0	88.25 Ohm/phase
R0	27.25 Ohm/phase
RFPP	80.0 Ohm/loop PP
RFPE	100.0 Ohm/loop PE

OperationPP	On
Timer tPP	On
tPP	0.400 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	0.400 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %

ZM03 Terceira Zona (PDIS21)

Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230.00
OperationDir	Reverse
X1	120.88 Ohm/phase
R1	25.19 Ohm/phase
X0	294.15 Ohm/phase
R0	90.82 Ohm/phase
RFPP	80.0 Ohm/loop PP
RFPE	100.0 Ohm/loop PE
OperationPP	On
Timer tPP	On
tPP	2.500 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	2.500 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %

ZM04 Quarta Zona (PDIS21)

Parametro	Ajustes
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230.00
OperationDir	Forward
X1	60.44 Ohm/phase

R1	12.60 Ohm/phase
X0	147.08 Ohm/phase
R0	45.41 Ohm/phase
RFPP	80.0 Ohm/loop PP
RFPE	100.0 Ohm/loop PE
OperationPP	Off
Timer tPP	Off
tPP	1.500 s
OperationPE	On
Timer tPE	On
tPE	1.500 s
IMinOpPP	10 %
IMinOpPE	10 %

Comentários sobre os ajustes propostos na tabela acima :

Adotado IMinOpPP = 10 % IBase (60 A_{PR1}).

IMinOpPE é a corrente de fase mínima de operação para loop fase-terra.

Adotado IMinOpPE = 10 % IBase (60 A_{PR1}).

IMinOpIN é a corrente residual mínima de operação para loop fase terra.

Adotado IMinOpIN = 5 % IBase (30 A_{PR1}).

Ajuste dos alcances:

A linha de transmissão tem os seguintes **valores primários**:

$$Z_1 = 6,2980 + j30,2198 = 5,8354 \angle 78,23^\circ \quad \Omega_{PR1}$$

$$Z_0 = 22,7057 + j73,5379 = 102,38 \angle 72,84^\circ \quad \Omega_{PR1}$$

Primeira Zona

A primeira zona será ajustada para atuar para curto circuito até 80% da LT instantaneamente, mantendo margem para não operar indevidamente para curtos além da barra de Pecem II.

$$Z1 = 30,87 / \underline{78,22^\circ} \times 0,8 = 24,696 / \underline{78,22^\circ} \Rightarrow 5,0384 + j 24,1758 \text{ ohms prim.}$$

$$Z0 = 76,9634 / \underline{72,84^\circ} \times 0,8 = 61,5707 / \underline{72,84^\circ} \Rightarrow 18,1646 + j 58,8303 \text{ ohms prim.}$$

Ajustes

$$R1 = 5,04 \qquad X1 = 24,18$$

$$R0 = 18,16 \qquad X0 = 58,16$$

Segunda Zona

A segunda zona será ajustada para detectar falta na barra da SE Pecem II com margem de segurança de pelo menos 20% além da impedância da LT, operando com tempo de 0,4 segundos, ressalta-se que o ajuste adotado não deve detectar curtos circuitos na barra de 500kV da SE Pecem.

$$CC_{3\phi} \text{ barra 500 kV Pecem II} = 37,98 \Omega_{pri}$$

$$Z1 = 30,87 / \underline{78,22^\circ} \times 1,2 = 37,0429 / \underline{78,22^\circ} \Rightarrow 7,5577 + j 36,2637 \text{ ohms prim.}$$

$$Z0 = 76,9634 / \underline{72,84^\circ} \times 1,2 = 92,3591 / \underline{72,84^\circ} \Rightarrow 27,2469 + j 88,2455 \text{ ohms prim.}$$

Ajustes

$$R1 = 7,56 \qquad X1 = 36,26$$

$$R0 = 27,25 \qquad X0 = 88,25$$

Terceira Zona (Reversa)

A terceira zona será reversa, sendo que o ajuste deverá detectar curto circuito na baixa do transformador 230/34,5kV e alcançar até o gerador mais distante das CGE's, seu tempo de atuação será de 2,5 segundos, será ajustado em 400% da impedância da linha.

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV do TR} = 55,05 \Omega_{pri}$$

$$CC_{\phi T} \text{ 34,5kV do TR} = 6024 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Faísas I} = 89,07 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Faísas II} = 72,79 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Faísas III} = 75,02 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Faísas IV} = 83,47 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Faísas V} = 105,71 \Omega_{pri}$$

$$CC_{3\phi} \text{ 34,5kV da CGE Embuacas} = 120,13 \Omega_{pri}$$

$$Z1 = 30,87 / \underline{78,22^\circ} \times 4 = 123,4762 / \underline{78,22^\circ} \Rightarrow 25,1922 + j 120,8790 \text{ ohms prim.}$$

$$Z0 = 76,9634 / \underline{72,84^\circ} \times 4 = 307,8537 / \underline{72,84^\circ} \Rightarrow 90,8230 + j 294,1515 \text{ ohms prim.}$$

Ajustes

$$R1 = 25,19 \quad X1 = 120,88$$

$$R0 = 90,82 \quad X0 = 294,15$$

Quarta Zona

A quarta zona será ajustada para detectar falta além da barra da SE Pecem II alcance máximo de 200% da impedância da linha, operando com tempo de 1,5 segundos, ressalta-se que o ajuste adotado não deve detectar curtos circuitos na barra de 500kV da SE Pecem.

Segundo orientações do ONS a 4ª zona à frente no loop fase – fase não será habilitada, permanecendo somente ativo o loop de fase – terra.

$$CC_{3\phi} \text{ barra 500 kV Pecem II} = 58,40 \Omega_{pri}$$

$$Z1 = 30,87 / \underline{78,22^\circ} \times 2 = 61,7381 / \underline{78,22^\circ} \Rightarrow 12,5961 + j 60,4395 \text{ ohms prim.}$$

$$Z0 = 76,9634 / \underline{72,84^\circ} \times 2 = 153,9269 / \underline{72,84^\circ} \Rightarrow 45,4115 + j 147,0758 \text{ ohms prim.}$$

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

Ajustes

$$R1 = 12,60$$

$$X1 = 60,44$$

$$R0 = 45,41$$

$$X0 = 147,08$$

Alcances resistivos para faltas entre fases

Para a determinação dos alcances resistivos deve-se considerar a resistência de arco e também a impedância para a máxima carga admissível na linha, que é o limite da blindagem da carga.

Impedância mínima de carga

Considerando para o cálculo da carga 90% de tensão nominal da LT, temos o limite da blindagem para carga, em:

$$Z_{MÍN.CARGA} = \frac{0,90 \cdot 230000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 240 \quad \Omega_{PRI}$$

Considerando ainda uma margem de segurança de 80%, temos

$$Z_{MÍN.CARGA} = 0,8 \cdot 240 = 190 \quad \Omega_{PRI}$$

Pelo catálogo do fabricante do relé, os limites adequados para os ajustes dos alcances resistivos devem ser:

$$RFPP < 3 X1$$

$$\text{Para a primeira zona } X1(1) = 24,18$$

$$RFPP < 3 X1 < \mathbf{72,54}$$

$$\text{Para a segunda zona } X1(2) = 36,26$$

$$RFPP < 3 X1 < \mathbf{108,78}$$

$$\text{Para a terceira zona } X1(3) = 120,88$$

$$RFPP < 3 X1 < \mathbf{362,64}$$

$$\text{Para a terceira zona } X1(4) = 60,44$$

$$RFPP < 3 X1 < \mathbf{181,32}$$

Portanto, será adotado ajuste para as resistências de faltas fase-fase em:

RFPP (Z1)= 70,00

RFPP (Z2)= 80,00

RFPP (Z3)= 80,00

RFPP (Z4)= 80,00

Alcances resistivos para falta a terra

As resistências de faltas a terra podem ter valores diversos, não exatamente previstos e com muita chance de serem muito maiores que as resistências de arco em isoladores (“flash overs”). Essas resistências de falta podem ser causadas por árvores, queda de condutores, fogo sob a linha, etc.

Pela documentação do fabricante do relé, o limite adequado para os ajustes dos alcances resistivos deve ser:

$RFPE < 4,5 \times X1$

Para a primeira zona $X1(1) = 24,18$

$RFPE < 4,5 \times X1 < \mathbf{108,81}$

Para a segunda zona $X1(2) = 36,26$

$RFPE < 4,5 \times X1 < \mathbf{163,17}$

Para a terceira zona $X1(3) = 120,88$

$RFPE < 4,5 \times X1 < \mathbf{543,96}$

Para a quarta zona $X1(4) = 60,40$

$RFPE < 4,5 \times X1 < \mathbf{271,80}$

Adotamos as resistências de falta para curtos fase-terra em:

RFPE (Z1)= 100

RFPE (Z2)= 100

RFPE (Z3)= 100

RFPE (Z4)= 100

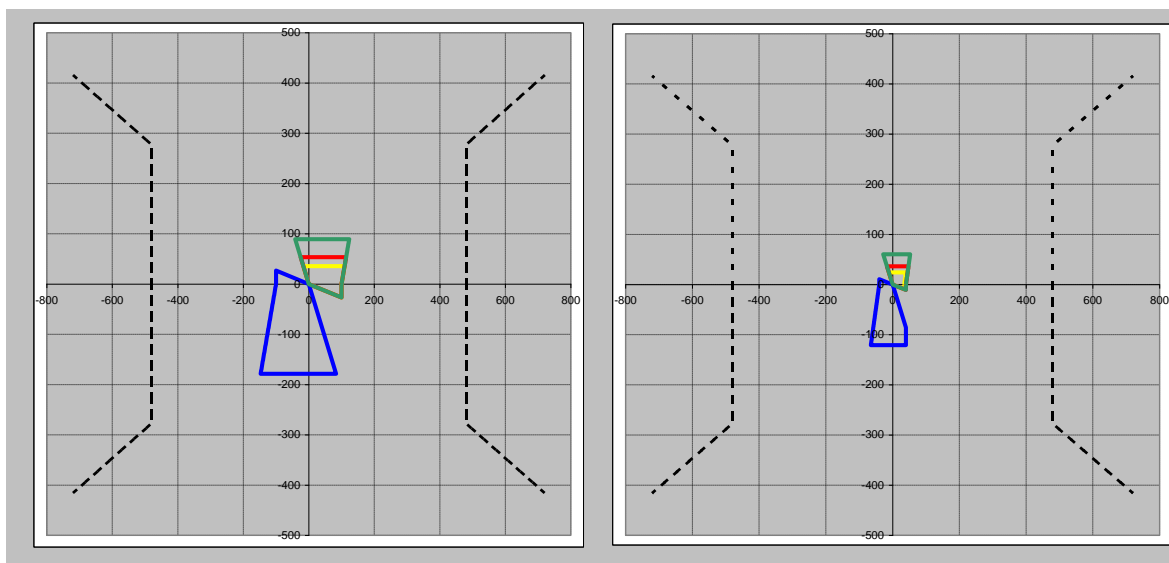


Figura 20 - Digrama R/X – Alcances da Função de Distância

5.3. Seleção de Fases (PDIS, 21)

PHS (PDIS21)	
Parametro	Ajustes
IBase	600 A
UBase	230.00 kV
INBlockPP	20 %I _{Ph}
INReleasePE	10 %I _{Ph}
RLdFw	190.00 ohm/phase
RLdRv	190.00 ohm/phase
ArgLd	30 Deg
X1PHS	44.00 ohm/phase
X0PHS	106.00 ohm/phase
RFFwPP	120.00 ohm/loop
RFRvPP	120.00 ohm/loop
RFFwPE	160.00 ohm/loop
RFRvPE	160.00 ohm/loop
TimerPP	Off
tPP	3.000 s
TimerPE	Off

tPE	3.000 s
IMinOpPP	10 %IB
IMinOpPE	10 %IB

Comentários:

Ajustes das correntes residuais para bloqueio dos loops fase-fase e para liberação do loop fase terra

O ajuste INBlockPP se refere ao nível de corrente residual, abaixo do qual a operação dos elementos dos loops fase-fase é permitida (em %).

O ajuste de INBlockPP deve ser o dobro de INReleasePE.

INBlockPP = 20%

O ajuste INReleasePE é referente à corrente residual mínima necessária para possibilitar operação do loop de falta fase-terra (em %).

INReleasePE = 10%

Região de Carga

Considerando para o cálculo da carga máxima 90% de tensão, temos o limite da blindagem para carga, em:

$$Z_{MÍN.CARGA} = \frac{0,90 \cdot 230000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 240 \ \Omega_{PRI}$$

Considerando ainda uma margem de segurança de 80%, temos

$$Z_{MÍN.CARGA} = 0,8 \cdot 240 = 190 \ \Omega_{PRI}$$

Os ajustes dos alcances resistivos da blindagem de carga são RLdFw e RLdRv.

RLdFw = 190 Ω/fase

RLdRv = 190 Ω/fase

O ajuste do ângulo de carga é ArgLd. Adotamos o valor de 30°.

ArgLd = 30°

Alcance Reativo

Conforme a documentação da ABB, para ocorrer partida por subimpedância o PHS deve englobar a zona 2, as demais zonas devem ter partida por sobrecorrente e não por subimpedância. Portanto foram adotados os ajustes de $X1_{PHS}$ e $X0_{PHS}$, para valores da 2ª zona.

$$X1_{PHS} = 1,2 \cdot X1(2) = 1,2 \cdot 36,26 = 43,50 \Omega_{PRI}$$

$$X1_{PHS} = 44 \Omega$$

$$X0_{PHS} = 1,2 \cdot X0(2) = 1,2 \cdot 88,25 = 105,90 \Omega_{PRI}$$

$$X0_{PHS} = 106 \Omega$$

Alcance resistivo do PHS para faltas a terra

O alcance resistivo total para faltas à terra, para $X = X1_{PHS} + X_N$ é:

$$\frac{(X1_{PHS} + X_N)}{tg 60} + RFF_{wPE} \quad \text{ou} \quad R1_{PHS} + R_N + RFF_{wPE}$$

Mantendo-se o critério de englobar a 2ª zona, conforme o fabricante do relé teremos:

$$\frac{(X1_{PHS} + X_N)}{tg 60} + RFF_{wPE} > (R1_{PHS} + R_N)_{2^a \text{ Zona}} + RFF_{wPE}_{2^a \text{ Zona}}$$

Para $X=0$, teremos que $RFF_{wPE}_{PHS} > RFF_{wPE}_{3^a \text{ Zona}}$.

Considerando uma margem de 10 %:

$$RFPE_{PHS} = 1,1 \cdot RFPE_{ZM02} = 1,1 \cdot 100 = 110$$

Verificando para $X = X1_{PHS} + X_N$, teremos:

$$X1_{PHS} = 55 \Omega / \text{fase}$$

$$X0_{PHS} = 170 \Omega / \text{fase}$$

$$R1_{ZM2} = 8,41 \Omega / \text{fase}$$

$$R0_{ZM2} = 42,22 \Omega / \text{fase}$$

$$RFPE_{ZM2} = 100 \Omega / \text{loop}$$

$$\frac{1/3 \cdot (2 \cdot X1_{PHS} + X0_{PHS})}{tg 60} + RFFwPE > 1/3 \cdot (2 \cdot R1_{PHS} + R0_{PHS})_{2^a Zona} + RFFwPE_{2^a Zona}$$

$$\frac{1/3 \cdot (2 \cdot 55 + 170)}{tg 60} + 110 > 1/3 \cdot (2 \cdot 8,41 + 42,22)_{2^a Zona} + 110$$

$$164 > 130 \rightarrow OK$$

RFFwPE e RFRvPE = 160,00 Ω

Alcance resistivo do PHS para faltas entre fases

O alcance resistivo total para faltas à terra, para $X = X1_{PHS}$ é:

$$\frac{(X1_{PHS})}{tg 60} + RFFwPP_{PHS}$$

Mantendo-se o critério de englobar a 2ª zona:

$$\frac{(X1_{PHS})}{tg 60} + \frac{RFFwPP}{2} > \left(R1 + \frac{RFPP}{2} \right)_{2^a Zona}$$

Para $X=0$, teremos que **RFFwPP_{PHS} > RFPP_{2ª Zona}**.

Considerando uma margem de 20 %:

$$RFFwPP_{PHS} = 1,2 \cdot RFPP2 = 1,2 \cdot 100 = 120$$

Para que haja cobertura total da 2ª Zona para faltas trifásicas, a seguinte relação deverá ser satisfeita:

$$\frac{RFFwPP}{2} > \left(R1 + \frac{RFPP}{2} \right)_{2^a Zona}$$

onde:

$$R1_{ZM2} = 8,41 \Omega/\text{fase}$$

$$RFPP_{ZM2} = 80 \Omega/\text{loop}$$

teremos:

$$\frac{120}{2} > \left(8,41 + \frac{80}{2} \right)$$

$$60 > 49 \rightarrow \text{condição satisfeita}$$

RFFwPP e RFRvPP = 120,00 Ω

Ajuste Corrente mínima de operação: O ajuste de IminOpPP se refere à corrente mínima para operação das zonas de proteção de fase. O valor ajustado normalmente deve ser o dobro de IminOpPE (10% de IB = 60 A_{PR1}).

O ajuste IminOpPE é a corrente mínima de operação para zonas de proteção de terra. Adotamos o valor de 10% de IB, que equivale a 60 A_{PR1}.

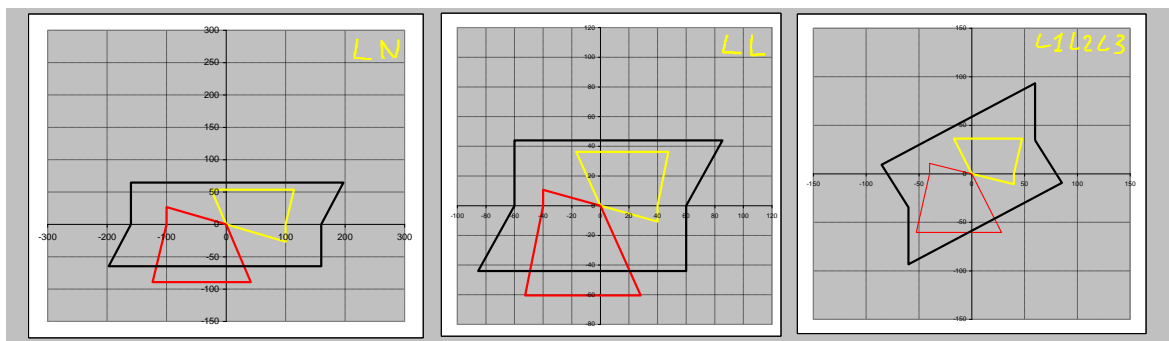


Figura 21 - Digrma R/X – Alcances da Função de Seleção de Fase

5.4. Impedância Direcional (RDIR)

ZD01 (RDIR)	
Parametro	Ajustes
ArgNegRes	115 Deg
ArgDir	15 Deg
IMinOp	10 %IB
IBase	600 A
UBase	230.00 kV

Comentários:

ArgDir: ângulo no segundo quadrante.

ArgNegRes: ângulo no quarto quadrante.

5.5. Oscilação de Potência (RPSB,78)

Power Swing Detection (RPSB)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
X1InFw	100.0 ohm
R1LIn	6.3 ohm
R1FInFw	136.0 ohm
X1InRv	135.0 ohm
R1FInRv	150.0 ohm
OperationLdCh	On
RLdOutFw	150.0 ohm
ArgLd	30 Deg
RLdOutRv	150.0 ohm
kLdRFw	0.90 Mult
kLdRRv	0.90 Mult
tP1	0.045 s
tP2	0.015 s
tW	0.250 s
tH	0.500 s
tEF	3.000 S
tR1	0.300 s
tR2	7.000 S
IMinOpPE	10 %IB
IBase	600 A

Comentários:

X1InFw:

Alcance reativo à frente do polígono interno da característica de oscilação de potencia.

Adotado alcance da característica interna em 110% da maior zona para frente (4ª zona).

$$X1(4) = 60,44 \Omega_{pri} \times 1,1 = 66,48 \Omega_{pri}$$

Porem para melhor desempenho da função de oscilação, ajustaremos em $130 \Omega_{pri}$.

$$X1InFw = 100 \Omega_{pri}$$

R1Lln:

Valor da parte resistiva da impedancia da linha.

$$Z1 = 6,30 + j 30,22 \Omega_{pri}$$

$$R1Lln = 6,30 \Omega_{pri}$$

R1FlnFw:

Ajuste em 110% do ajuste resistivo da maior zona à frente (4ª zona) da característica de medida loop fase terra.

$$R1FlnFw = 1,1 (RFPE + R1 + RN), \text{ onde } RN = (R0 - R1)/3$$

$$RFPE(3) = 100$$

$$R1(3) = 12,60$$

$$R0(3) = 45,41$$

$$RN = (45,41 - 12,60)/3 = 10,94$$

$$R1FlnFw = 1,1 (100 + 12,60 + 10,94) = 171,86$$

$$R1FlnFw = 136,00$$

X1InRv:

Alcance reativo da direção reversa do polígono interno da característica de oscilação de potencia.

Adotado alcance da característica interna em 110% da zona reversa (3ª zona).

$$X1(3) = 120,88 \Omega \times 1,1 = 132,96 \Omega$$

$$X1InRv = 135,00$$

R1FlnRv:

Porem para melhor desempenho da função de oscilação, ajustaremos em 150 Ω_{pri} .

$$R1FlnRv = 150,00$$

OperationLdCh:

Ativa Load Encroachment para a função Oscilação de Potencia (PSD).

$$\text{OperationLdCh} = \text{On}$$

RLdOutFw:

Alcance resistivo da característica externa com "load encroachment". Adotado igual ao valor de 150 ohms.

$$RLdOutFw = 150,00$$

ArgLd:

Angulo da região de carga. Adotado 30 graus.

$$\text{ArgLd} = 30$$

RLdOutRv:

Alcance resistivo da característica externa com “load encroachment”. Adotado igual ao valor de 150 ohms.

RLdOutRv = 150,00

KLdRFw:

Relação entre as características interna e externa da função PSD. Valor menor que 1.

Adotado característica interna 90% da externa.

KLdRFw = 0,90

KLdRRv:

Relação entre as características interna e externa da função PSD. Direção reversa

Valor menor que 1.

Adotado característica reversa interna 90% da externa.

KLdRRv = 0,90

Temporizadores:

tP1 = 0.045 s (tempo para detectar 1ª oscilação)

tP2 = 0.015 s (tempo para detectar uma 2ª oscilação)

tW = 0.250 s (tempo de espera para ativar o temporizador tP2)

tH = 0.500 s (tempo de espera para saída do sinal de partida)

tEF = 3,000 s (tempo morto)

tR1 = 0.300 s (temporização para inibir a função quando de falta fase terra durante uma oscilação)

tR2 = 7,000 s (tempo para liberar trip durante oscilação)

IMinOpPE:

Corrente mínima de operação

IMinOpPE = 10% IB

IBase = 600 A

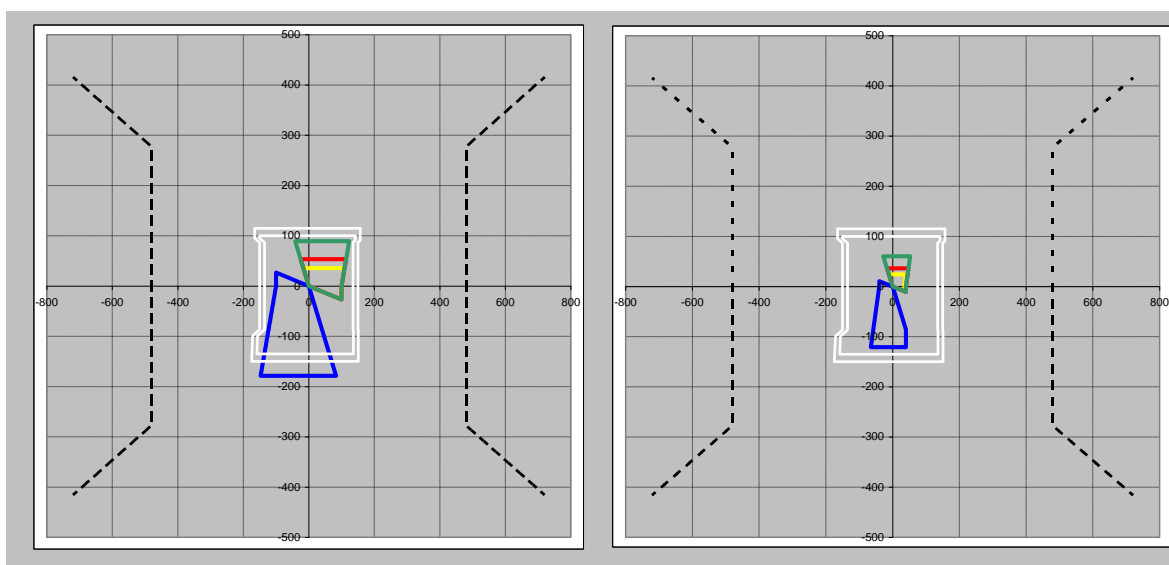


Figura 22 - Digrama R/X – Alcances da Função de Oscilação de Potência

5.6. Proteção Contra Energização Inadvertida (SOFT).

Unidade AutomaticSOTF(PSOF)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
UBase	230.00 kV
Mode	UILvl&Imp
AutoInIt	On
IPh<	10 %IB
UPh<	40 %UB
tDuration	Off
tSoft	0.500 s
tDLD	0.200 s

IPh< é o nível de corrente, em % da corrente base, para detectar linha morta.

UPh< é o nível de tensão, em % da tensão base, para detectar linha morta.

Mode: UILvl&Imp. Detecção de linha morta por valores de tensão e corrente abaixo de UPh e IPh em pelo menos uma das fases, e impedancia.

AutoInIt = On

5.7. Proteção de Escorregamento de pólo (PSP1 - 78).

Pole Slip Protection (PSP1)	
Parametro	Ajustes
IBase	600 A
UBase	230 kV
MeasureMode	PosSeq
InvertCTcurr	No

5.8. Sobrecorrente de Fase (PTOC – 51/67) – TOC.

PHASEOVERCURRENT4STEP (PTOC,51/67) – TOC1	
Parâmetro	Ajustes
GENERAL	
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230 KV
AngleROA	80.0 deg
AngleRCA	65.0 deg
IMinOpPhSel	10 %Ib
StartPhSel	1 out of 3
2ndHarmStab	20 %Ib
STEP 1 – Sobrecorrente de Emergência	
DirMode1	Non-directional
Characterist1	IEC Norm. Inv.
I1>	80 %Ib
t1	1.000 s
k1	0.27
t1Min	0.000 s
I1Mult	1.0
ResetTypeCrv1	Instantaneous
tReset1	0.020
tPCrv1	1.000
tACrv1	13.500
tBCrv1	0.00

tCCrv1	1.0
tPRCrv1	0.500
tTRCrv1	13.500
tCRCrv1	1,0
HarmRestraining1	Off

STEP 2

DirMode2	Off
Characterist2	IEC Norm. Inv.
I2>	25 %Ib
t2	1.000 s
k2	0.34
t2Min	0.000 s
I2Mult	1.0
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0.020
tPCrv2	1.000
tACrv2	13.500
tBCrv2	0.00
tCCrv2	1.0
tPRCrv2	0.500
tTRCrv2	13.500
tCRCrv2	1,0
HarmRestraining2	Off

STEP 3

DirMode3	Off
Characterist3	IEC Def. Time
I3>	100 %Ib
t3	5.000 s
k3	0.05
t3Min	0.000 s
I3Mult	1.0
ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0.020
tPCrv3	1.000
tACrv3	13.500

tBCrv3	0.00
tCCrv3	1.0
tPRCrv3	0.500
tTRCrv3	13.500
tCRCrv3	1,0
HarmRestraining3	Off

STEP 4

DirMode2	Off
Characterist2	IEC Def. Time
I2>	100 %Ib
t2	5.000 s
k2	0.05
t2Min	0.000 s
I2Mult	1.0
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0.020
tPCrv2	1.000
tACrv2	13.500
tBCrv2	0.00
tCCrv2	1.0
tPRCrv2	0.500
tTRCrv2	13.500
tCRCrv2	1,0
HarmRestraining2	Off

Comentários:

- Sobrecorrente de Emergência de fase**

O ajuste desta função será ajustado acima do máximo carregamento da linha, assim será adotada a partida em 480 A. Curva de tempo normal inversa para falta na barra de 230kV com tempo de atuação de 0,5 s.

$$I1 = 0,8 \times Ib$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist1 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Pecem II o relé atuará no mínimo em 0,5 segundos. Também para uma falta na barras de 34,5kV da SE Faísa o relé atuará no mínimo em 1,0 segundo.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Pecem II, sendo a corrente de 847 A. A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Faísa, sendo a corrente de 3037 A.

$$t = k \cdot \left[\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right]$$

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$1 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(3037/480)^{0,02} - 1} \right]$$

K1 = 0,27

Como tem diferença entre as correntes de contribuição para faltas à frente e reversa, será ajustado o parâmetro de tempo mínimo de atuação em 500ms.

• **Verificação dos tempos de atuação:**

Função I> - Ajuste = 480 A – Curva 0,27		
Condição de curto	Contribuição da Linha	Tempo de atuação
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator		
CC _{3F} Close-in	615	7607 ms
CC _{FT} Close-in	2453	1139 ms
CC _{3F} SE Pecem II 230kV	615	7607 ms
CC _{FT} SE Pecem II 230kV	839	3365 ms
CC _{3F} SE Faísa 230kV	3037	1005 ms
CC _{FT} SE Faísa 230kV	2453	1139 ms
CC _{3F} SE Faísa 34,5kV	1347	1812 ms
CC _{FT} SE Faísa 34,5kV	33	Não opera
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator		
CC _{3F} Close-in	0	Não opera
CC _{FT} Close-in	568	11208 ms
CC _{3F} SE Pecem II 230kV	0	Não opera
CC _{FT} SE Pecem II 230kV	256	Não opera

Nota: A função de sobrecorrente de emergência de fase somente será habilitada na situação de perda de potencial do transformador de potencial de ambos os relés de proteção da linha.

5.9. Sobrecorrente de Neutro (PEFM – 51N/67N) - TEF.

Four Step Overcurrent Protection (TEF)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
IBase	600 A
UBase	230.00 kV
IMinOpFund	3 %IB
AngleRCA	65 Deg
3U0>Dir	1 %UB
IN>DirCmp	20 %IB
tDirCmp	10 s
2ndHarmStab	20 %
UseStartValue	IN1>
BlkParTransf	Off
ActivationSOTF	Open
SOTF	Off
tSOTF	0.200 s
HarmResSOTF	Disabled
t4U	1.000 s
ActUnderTime	CB position
tUnderTime	0,3 s
Step 1 Sobrecorrente Direcional	
DirMode1	Forward
Characterist1	IEC Norm. Inv.
IN1>	20 %IB
t1	2.000 s
k1	0.51
IN1Mult	1.0
t1Min	0.000 s
ResetTypeCrv1	Instantaneous

tReset1	0 s
HarmRestraining1	Off
tPCrv1	1 s
tACrv1	13,5 s
tBCrv1	0 s
tCCrv1	1 s
tPRCrv1	0,5 s
tTRCrv1	13,5 s
tCRCrv1	1 s

Step 2 Sobrecorrente de Emergência

DirMode2	Non-Directional
Characterist2	IEC Norm. Inv.
IN2>	20 %IB
t2	2.000 s
k2	0.20
IN2Mult	1.0
t2Min	0.000 s
ResetTypeCrv2	Instantaneous
tReset2	0 s
HarmRestraining2	Off
tPCrv2	1 s
tACrv2	13,5 s
tBCrv2	0 s
tCCrv2	1 s
tPRCrv2	0,5 s
tTRCrv2	13,5 s
tCRCrv2	1 s

Step 3

DirMode3	OFF
Characterist3	IEC Def. Time
IN3>	10 %IB
t3	0.050 s
k3	0.05
IN3Mult	2.0
t3Min	0.000 s

ResetTypeCrv3	Instantaneous
tReset3	0,02 s
HarmRestraining3	Off
tPCrv3	1 s
tACrv3	13,5 s
tBCrv3	0 s
tCCrv3	1 s
tPRCrv3	0,5 s
tTRCrv3	13,5 s
tCRCrv3	1 s

Step 4

DirMode4	OFF
Characterist4	IEC Def. Time
IN4>	10 %IB
t4	2.000 s
k4	0.05
IN4Mult	2.0
t4Min	0.000 s
ResetTypeCrv4	Instantaneous
tReset4	0 s
HarmRestraining4	Off
tPCrv4	1 s
tACrv4	13,5 s
tBCrv4	0 s
tCCrv4	1 s
tPRCrv4	0,5 s
tTRCrv4	13,5 s
tCRCrv4	1 s

Comentários:

O elemento de sobrecorrente residual (TEF) está sendo utilizado na função de sobrecorrente direcional de neutro associado à teleproteção, com a finalidade de operar para faltas de alta impedância internas à LT através do esquema de comparação direcional.

O step 1 está sendo utilizado para proteção de sobrecorrente direcional de terra com característica normal inversa, cuja partida é acionada através de IN1>.

A corrente de partida direcional (IN>Dir) será ajustada a 20% da nominal do TC, a partida da função temporizada do step 1 (IN1>), será ajustada em 20 % da corrente nominal do TC, visando acomodar o desequilíbrio normal do sistema e os erros de TC's, e com sensibilidade suficiente para detectar os curtos à terra com alta resistência.

- **Sobrecorrente Direcional de neutro**

$$IN>Dir = 0,2 \times 600 = 120 A_{\text{prim}}$$

$$IN1 = 0,2 \times 600 = 120 A_{\text{prim}}$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist1 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Pecem II o relé atuar no máximo em 2 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Pecem II, sendo a corrente de 674 A.

$$t = k \cdot \left[\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right]$$

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$2,0 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(674/120)^{0,02} - 1} \right]$$

$$.K1 = 0,51$$

TABELA DE CURTO CIRCUITO		
LOCAL DO CURTO	MONOFÁSICO	
	3I ₀	TEMPO DE ATUAÇÃO
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator		
Close-in	1720 A	1305 ms
30% da LT Faísa – Pecem II	1726 A	1303 ms
50% da LT Faísa – Pecem II	1525 A	1368 ms
70% da LT Faísa – Pecem II	1311 A	1457 ms
90% da LT Faísa – Pecem II	1033 A	1622 ms
Pecem II 230 kV	674 A	2033 ms
Pecem II 230 kV com Rf 20 ohms	389 A	2999 ms
Pecem 230kV	814 A	1829 ms
Pecem 500kV	585 A	2218 ms
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator		
Close-in	1704 A	1310 ms
Pecem II 230 kV	786 A	1864 ms
Pecem II 230 kV com Rf 20 ohms	198 A	7093 ms

- Sobrecorrente de Emergência de neutro**

$$IN2 = 0,2 \times 600 = 120 \text{ A}_{\text{prim}}$$

Característica de tempo normal inversa: Characterist1 = IEC normal inv.

O dial time deverá ser ajustado, para na pior situação de curto circuito na barra de Faísa o relé atuar no máximo em 0,50 segundos.

A pior situação de curto circuito é quando ocorre falta na barra de Faísa, sendo a corrente de 1720 A.

$$t = k \cdot \left[\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right]$$

$$M = I_f / I_p$$

I_f = corrente de curto-circuito

I_p = corrente de partida

$$0,5 = k \cdot \left[\frac{0,14}{(1720/120)^{0,02} - 1} \right]$$

K1 = 0,20

TABELA DE CURTO CIRCUITO		
LOCAL DO CURTO	MONOFÁSICO	
	3I ₀	TEMPO DE ATUAÇÃO
Configuração com Geração nas CGE's e sem Reator		
Close-in	1720 A	511 ms
30% da LT Faísa – Pecem II	1726 A	511 ms
50% da LT Faísa – Pecem II	1525 A	536 ms
70% da LT Faísa – Pecem II	1311 A	571 ms
90% da LT Faísa – Pecem II	1033 A	636 ms
Pecem II 230 kV	674 A	797 ms
Pecem II 230 kV com Rf 20 ohms	389 A	Não opera
Pecem 230kV	814 A	717 ms
Pecem 500kV	585 A	869 ms
Faísa 230kV	1720 A	511 ms
Faísa 34,5kV	0	Não opera
Configuração sem Geração nas CGE's e com Reator		
Close-in	1704 A	513 ms
Pecem II 230 kV	786 A	730 ms
Faísa 230kV	0 A	Não opera

Nota: A função de sobrecorrente de emergência de neutro somente será habilitada na situação de perda de potencial do transformador de potencial de ambos os relés de proteção da linha.

5.10. Esquema Permissivo para Proteção de Distância (PSCH – 85).

Scheme Communication logic for Distance Protection Functions (ZCOM)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
SchemeType	Permissive OR
tCoord	0.035 s
tSendMin	0.200 s
Unblock	Off
tSecurity	0,035 s

Comentários:

Adotado o esquema de transferência de trip permissivo por sobrealcance (POTT). O tempo para bloqueio do esquema (tCoord) foi ajustados conforme default e o tempo de mínima duração do sinal de transmissão Carrier em 0,200 s.

Neste esquema a partida da 2ª zona deverá ser configurada para emitir sinal de transmissão de carrier. O esquema de teleproteção deverá ser associado a partida da 2ª zona para acelerar o desligamento do disjuntor.

5.11. Esquema para não atuação por Inversão de corrente (PSCH – 85).

Current Reversal and WEI logic for Distance Protection (ZCAL)	
Parametro	Ajustes
CurrRev	On
tPickUpRev	0.020 s
tDelayRev	0.100 s
WEI	On
tPickUpWEI	0.010 s
UBase	230.00 kV
UPP<	50 %UB
UPN<	50 %UB

Comentários :

Em sistemas interconectados, com linhas de circuitos paralelos, a direção do fluxo da corrente de falta no circuito sem defeito pode mudar quando da abertura do disjuntor do circuito em falta. Isso pode levar a uma operação indesejada da proteção de distância do circuito sem falta quando são usados esquemas com sobrealcance permissivo. A função principal da lógica de corrente reversa é evitar essa operação indesejada. A temporização de retardo de atuação é de 0,100 s.

Essa lógica deve ser ativada quando existe possibilidade de reversão de corrente após eliminação de defeitos em outras linhas.

Se a corrente de “infeed” no terminal local para faltas na linha for tão pequena que não consiga operar os elementos de medição, não ocorrerá nenhum trip no terminal local e nenhum sinal de teleproteção será enviado para o terminal remoto. Isso pode levar a uma abertura temporizada do terminal remoto com uma grande corrente de “infeed”.

A função principal da lógica de “weak-end-infeed” é reforçar a operação dos esquemas de comunicação permissivos e evitar trip sequencial para uma falta na linha, quando o “infeed” inicial da corrente de falta de um terminal é tão baixo que não opera os elementos de medição.

5.12. Esquema Permissivo para Proteção de Sobrecorrente Residual (PSCH – 85).

Ef Current Reversal WEI (EFCA)	
Parametro	Ajustes
CurrRev	On
tPickUpRev	0.020 s
tDelayRev	0.100 s
WEI	On
tPickUpWEI	0.010 s
UBase	230.00 kV
3U0<	25 %UB

Comentários:

A lógica de comunicação EFCA é um complemento adicional para a função de sobrecorrente direcional de terra EFC, utilizando um canal de comunicação.

O esquema de comunicação permissivo para proteção de sobrecorrente residual, pode basicamente operar somente quando a proteção no terminal remoto detecta a falta. A detecção

requer uma mínima corrente residual de falta, saindo desse terminal. A corrente de falta também pode ser baixa devido a um disjuntor aberto ou a uma alta impedância de seqüência positiva ou zero de fonte. Para contornar essa condição a lógica (WEI) echo pode ser usada.

A temporização de retardo de atuação é de 0,100 s.

5.13. Esquema de teleproteção da função de Sobrecorrente Residual (PSCH – 85).

Ef Current Reversal WEI (EFCA)	
Parametro	Ajustes
Operation	ON
SchemeType	Permissive OR
tCoord	0.035 s
tSendMin	0.100 s
Unblock	Off
tSecurity	0.035 s

Comentários:

A função sobrecorrente direcional de neutro será utilizada com teleproteção (comparação direcional), com a finalidade de operar para faltas a terra de alta impedancia, internas à LT, através do esquema POTT. Ajuste da corrente de partida pela função TEF.

5.14. Proteção de Sobretensão (POVM – 59).

Time Delayed Overvoltage Protection (TOV)	
Parametro	Ajustes
General	
Operation	On
UBase	230.00 kV
Step 1	
OperationStep1	On
Characterist1	Definite time
OpMode1	1 out of 3
U1>	120 %UB
t1	4.000 s

t1Min	0.025 s
ResetTypeCrv1	5.0000
tlReset1	Instantaneous
k1	0,05
ACrv2	1
BCrv2	1
CCrv2	0
DCrv2	0
PCrv2	1
CrvSat2	0 %
HystAbs1	0.5 %UB

Step 2

OperationStep2	On
Characterist2	Definite time
OpMode2	3 out of 3
U2>	125 %UB
t2	0.050 s
t2Min	0.025 s
ResetTypeCrv2	5.000
tlReset2	Instantaneous
k2	0.05
ACrv2	1
BCrv2	1
CCrv2	0
DCrv2	0
PCrv2	1
CrvSat2	0%
HystAbs2	0.5 %UB

Comentários:

- Função Temporizada**

A função de sobretensão temporizada, será ajustada em 120% VN - temporização de 4,0 seg.

UB = 230 kV

U1> = 120% UB

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

Tempo definido.

t1 = 4.000 s.

Nota: Esse ajuste é de responsabilidade do ONS nas linhas da rede básica, assim os ajustes acima são sugeridos onde serão definidos nos estudos pré-operacionais.

- **Função Instantânea**

A função de sobretensão instantânea, será ajustada em 125% VN - temporização de 0,050 seg.

UB = 230 kV

U1> = 125% UB

Tempo definido.

t1 = 0.050 s.

Nota: Esse ajuste é de responsabilidade do ONS nas linhas da rede básica, assim os ajustes acima são sugeridos onde serão definidos nos estudos pré-operacionais.

5.15. Sincronismo (RSYN – 25).

Syncrochech (RSYN-25)	
Parametro	Ajustes
Operation	OFF
SelPhaseBus1	Phase2
SelPhaseBus2	Phase2
SelPhaseLine1	Phase2
SelPhaseLine2	Phase2
CBConfig	No voltage sel.
Ubase	230.00 %UB
PhaseShift	0
URatio	1
OperationSync	Off
UHighBusSync	80.0 %UB
UHighLineSync	80.0 %UB
UDiff	20.0 %UB
FreqDiffM	0.200 Hz
FreqDiffA	0.200 Hz

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

PhaseDiffM	30.0 Deg
PhaseDiffA	30.0 Deg
tSyncM	0.300 s
tSyncA	0.300 s
UHighBusEnergy	80.0 %UB
UHighLineEnergy	80.0 %UB
ULowBusEnergy	20.0 %UB
ULowLineEnergy	20.0 %UB
AutoEnergy	DLLB
ManEnergy	Off
ManEnergyDBDL	Off
tAutoEnergy	0.100 s
tManEnergy	0.100 s
UMaxEnergy	115.0 %UB

Comentários:

As CGE's Faísa são conectadas ao sistema interliga através de circuito único e o religamento automático não será habilitado.

5.16. Religamento Automático (RREC – 79).

Automatic Reclosing Function (AR-79)	
Parametro	Ajustes
Operation	OFF
NoOfShots	1
FirstShot	3 phase
StartByCBOpen	Off
CBAuxContType	NormOpen
CBReadyType	CO
t1 1Ph	0.500 s
t1 2Ph	0.500 s
t1 3Ph	0.430 s
t1 3PhHS	30.000 s
t2 3Ph	15.00 s

t3 3Ph	30.00 s
t4 3Ph	30.00 s
t5 3Ph	30.00 s
tReclaim	30.00 s
tSync	7.00 s
Extended t1	Off
tExtended t1	0.400 s
tInhibit	30.00 s
tTrip	0.400 s
CutPulse	Off
tPulse	0.250 s
Follow CB	Off
tCBClosedMin	30.00 s
AutoCont	Off
t AutoContWait	2.000 s
UnsucCIByCBChk	NoCBCheck
BlockByUnsucCI	Off
tUnsucCI	30.00 s
Priority	None
tWaitForMaster	60.00 s

Comentários:

As CGE's Faísa são conectadas ao sistema interliga através de circuito único e o religamento automático não será habilitado.

5.17. General Settings - Monitoring - Disturbance Report

Monitoring - Disturbance Report (RDRE)	
Parametro	Ajustes
Operation	On
PreFaultRecT	0.50 s
PostFaultRecT	2.0 s
TimeLimit	2.5 s
PostRetrig	Off

ZeroAngleRef

1 Ch

OpModeTest

Off

Comentários:

A partida da oscilografia deverá ser estabelecida pelos canais de trip e deverão ser registrados os sinais de todas as funções de proteção configuradas e os canais analógicos.

5.18. Localização de Faltas

Fault Locator (RFLO)	
Parametro	Ajustes
R1A	0.784 ohm/p
X1A	11.005 ohm/p
R1B	6.794 ohm/p
X1B	41.718 ohm/p
R1L	6.298 ohm/p
X1L	30.220 ohm/p
R0L	22.706 ohm/p
X0L	73.538 ohm/p
R0M	0.00 ohm/p
X0M	0.00 ohm/p
LineLength	60.5 km

Comentários:

Impedância das fontes, calculadas pelo programa de curto circuito.

$$ZA = Z_{Pecem-II} = 0,784 + j11,005 \ \Omega_{PRI}$$

$$ZB = Z_{Faísa} = 6,794 + j41,718 \ \Omega_{PRI}$$

Impedância da LT Faísa – Pecem II:

$$Z_1 = 6,2981 + j30,2198 = 30,8691 \angle 78,23^\circ \ \Omega_{PRI}$$

$$Z_0 = 22,7057 + j73,5379 = 76,9634 \angle 72,84^\circ \ \Omega_{PRI}$$