

PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO UTILIZANDO SINCROFASORES
– APLICAÇÃO NO SISTEMA ACRE - RONDÔNIA

Mariana Garcia Leal

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Rio de Janeiro
Junho de 2013

PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO UTILIZANDO SINCROFASORES
– APLICAÇÃO NO SISTEMA ACRE – RONDÔNIA

Mariana Garcia Leal

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

Dr. Antonio Luiz Bergamo do Bomfim, D.Sc.

Dr. Nelson Martins, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2013

Leal, Mariana Garcia

Proteção Contra Perda de Sincronismo Utilizando Sincrofasores – Aplicação No Sistema Acre – Rondônia/ Mariana Garcia Leal – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XIII, 82 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 79.

1. Sincrofasores. 2. Proteção para Perda de Sincronismo. 3. Centro Elétrico. 4. Perda de sincronismo. 5. Oscilação de potência. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por todas as conquistas em minha vida.

Agradeço em especial aos meus pais, por toda a dedicação e esforço em garantir a mim e à minha irmã a melhor educação e formação.

Agradeço ao engenheiro Antonio Luiz Bergamo do Bomfim pelas oportunidades a mim proporcionadas que possibilitaram o enriquecimento deste trabalho.

Agradeço aos amigos pelo apoio e compreensão nas ocasiões em que precisei.

Por fim, agradeço ao professor e orientador Glauco Nery Taranto pela orientação no trabalho e pela disponibilidade nos momentos em que precisei.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO UTILIZANDO SINCRÓFASORES
– APLICAÇÃO NO SISTEMA ACRE - RONDÔNIA

Mariana Garcia Leal

Junho/2013

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Esse trabalho descreve a aplicação de um esquema de proteção sistêmico que utiliza sinais oriundos de sincrofases.

O algoritmo de detecção da perda de sincronismo utilizado nesse trabalho é baseado na patente americana que leva em consideração a velocidade e a aceleração obtidas da diferença angular entre dois fasores de tensões nodais, medidos em dois pontos do sistema onde o centro elétrico está entre eles.

O trabalho apresenta uma aplicação desse esquema de proteção no sistema elétrico de potência Acre-Rondônia em 230 kV do SIN. O local onde foi aplicado o esquema baseado em PMU é o mesmo onde está instalada a PPS.

Serão analisados e comparados os aspectos da atuação da proteção baseada em sincrofases e da PPS existente no sistema.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OUT-OF-STEP PROTECTION USING SYNCHROPHASORS – APPLICATION IN
ACRE - RONDÔNIA SYSTEM

Mariana Garcia Leal

June/2013

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work describes the implementation of a wide-area protection scheme that uses signals from synchrophasors (or Phasor Measurement Units – PMU).

The algorithm for detecting out-of-step used in this work is based on an American patent, which considers the velocity and acceleration obtained from the angular difference between two phasors nodal voltages, measured at two points in the system where the electrical center is among them.

The work presents an application of this protection scheme in the Acre-Rondônia system 230 kV of Brazilian Interconnected Power System (BIPS). The place where the scheme based on PMU is evaluated is the same where the actual Out-of-Step (OOS) protection is installed.

The performance aspects of the wide-area protection based on synchrophasors and OOS function in the system is analyzed and compared.

Sumário

Capítulo 1 -	Introdução	14
Capítulo 2 -	Relé de Proteção.....	16
2.1	Proteção em Linha de Transmissão	16
2.2	Relé de Sobrecorrente.....	17
2.3	Relé de Distância	17
2.4	Teleproteção.....	20
2.4.1	Esquema de Sobrealcance Permissivo	21
2.4.2	Esquema de Comparação Direcional Tipo Bloqueio	23
2.5	Tempo de Eliminação de Curtos-circuitos.....	25
2.6	Centro Elétrico.....	26
2.7	Desempenho do Relé de Distância Durante Oscilações.....	30
2.8	Relés de Bloqueio e Disparo por Perda de Sincronismo.....	31
2.9	Princípio da Proteção para Perda de Sincronismo.....	32
2.10	Proteção para Perda de Sincronismo em Geradores	33
2.11	Esquema de Elemento Mho:	34
2.12	Esquema <i>Blinder</i>	35
Capítulo 3 -	Proteção para Perda de Sincronismo e Oscilação de Potência com Sincrofasores 37	
3.1	Detector de Oscilações de Potência (PSD)	38
3.2	Detector Preditivo de Perda de Sincronismo (OOST)	40
3.3	Detector de Perda de Sincronismo (OOSD).....	43
3.4	Combinação das Funções PSD, OOST e OOSDv.....	45
Capítulo 4 -	Simulação do Algoritmo no Sistema Acre – Rondônia	47
4.1	Descrição do Sistema Acre – Rondônia.....	47
4.2	Ajustes das Funções	48
4.3	Critérios de Desempenho	54
4.4	Análise do Sistema Diante de Contingências.....	55

4.5	Resultados das Simulações.....	60
4.5.1	Perda da LT Porto Velho – Abunã.....	61
4.5.2	Perda da UTE Termonorte II	66
4.6	Contingências sem Perda de Sincronismo	71
4.6.1	Perda da LT Abunã – Rio Branco.....	72
Capítulo 5 -	Conclusões e Trabalhos Futuros	77
5.1	Conclusões.....	77
5.2	Trabalhos Futuros	78
	Referências Bibliográficas:.....	79
	Anexo A - Conceitos básicos do sistema de medição fasorial.....	80

Lista de Figuras

Figura 1 – Característica de relés de distância no plano R-X.....	18
Figura 2 – Aplicação do Relé de Distância.....	19
Figura 3 – Relé de sobrealcance permissivo	21
Figura 4 – Característica do relé no terminal A	22
Figura 5 – Curtos-circuitos em F_1 , F_2 e F_3	23
Figura 6 – Zonas de relé de proteção	24
Figura 7 – Sistema duas máquinas.....	26
Figura 8 – Lugar de Z_C em função de δ quando $E_A=E_B$	28
Figura 9 – Lugar de Z_C para diferentes valores de E_A/E	29
Figura 10 – Impedância Aparente	30
Figura 11 – Característica do relé	31
Figura 12 – Proteção para perda de sincronismo.....	32
Figura 13 – Proteção para perda de sincronismo usando esquema mho em gerador. 34	
Figura 14 – Proteção para perda de sincronismo em gerador usando <i>blind</i> ers.....	35
Figura 15 – Operação da função PSD no plano AxS	39
Figura 16 – Diagrama de blocos da função PSD	40
Figura 17 – Função OOST no plano AxS.....	41
Figura 18 – Diagrama de blocos da função OOST.....	42
Figura 19 – Diagrama de blocos da função OOSD	43
Figura 20 – Operação do algoritmo OOSD	43
Figura 21 – Diagrama de blocos da função OOSDv	45
Figura 22 – Combinação das funções PDS, OOST e OOSDv.	45
Figura 23 - Mapa geológico da área Acre-Rondônia.....	47
Figura 24 – Diagrama de bloco função PSD no CDUEdit	50
Figura 25 – Diagrama de bloco função OOST no CDUEdit.....	51
Figura 26 - Diagrama de bloco função OOSDv no CDUEdit	51
Figura 27 – Diagrama de blocos do Temporizador da função OOST	52
Figura 28 – Combinação das funções PDS, OOST e OOSDv.	52
Figura 29 – Ajuste para a proteção de perda de sincronismo.	56
Figura 30 – Ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da proteção para perda de sincronismo.....	62
Figura 31 - Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná.....	62

Figura 32 – Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II relativo às máquinas da UHE Samuel.	63
Figura 33 - Operação da função OOST no plano AxS (carga pesada).....	64
Figura 34 - Operação da PPS convencional no plano RxX	64
Figura 35 – Frequência da UHE Samuel.....	65
Figura 36 – Ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da proteção para perda de sincronismo.....	67
Figura 37 - Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná.....	67
Figura 38 – Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II a vapor relativo às máquinas da UHE Samuel.....	68
Figura 39 – Operação da função OOST no plano AxS (carga pesada).....	69
Figura 40 – Operação da PPS convencional no plano RxX	69
Figura 41 – Frequência da UHE Samuel.....	70
Figura 42 – LT 230 kV Abunã – Rio Branco.....	72
Figura 43 – Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná.....	73
Figura 44 - Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II relativo às máquinas da UHE Samuel.	73
Figura 45 - Operação da função OOST no plano AxS	74
Figura 46 – Zoom da Figura 45.....	74
Figura 47 – Operação da PPS convencional no plano RxX	75

Lista de Tabelas:

Tabela 1 - Parque gerador do sistema Acre-Rondônia	48
Tabela 2 – Ajuste do ERAC para o sistema Acre-Rondônia.....	55
Tabela 3 – SEP de inserção de elemento shunt por subtenção	57
Tabela 4 – SEP de inserção/retirada de elemento Shunt por sobretensão	57
Tabela 5 - Ajuste das proteções de sobretensão	59
Tabela 6 – Fluxo nas linhas de transmissão	60
Tabela 7 - Tensão nos barramentos da área afetada.....	61
Tabela 8 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada	65
Tabela 9 – Montante de carga cortada no patamar de carga média	66
Tabela 10 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada	70
Tabela 11 – Montante de carga cortada no patamar de carga média	71
Tabela 12 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada	76
Tabela 13 – Montante de carga cortada no patamar de carga média	76
Tabela 14 – Comparação entre o sistema SCADA e PMU	81

Índice de Abreviaturas

ANAREDE – Programa de Análise de Redes Elétricas

ANATEM – Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos

CDUEDIT – Programa para Projeto de Controladores Definidos pelo Usuário

CEPEL – Centro de Pesquisa Energia Elétrica

ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga

GPS – *Global Positioning System*

LT – Linha de Transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;

OOSD – *Out-of-Step Detection*

OOST – *Predictive out-of-step tripping*

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDC – *Phasor Data Concentrator*

PMU – *Phasor Measurement Unit*

PPS – Proteção para Perda de Sincronismo

PSD – *Power Swing Detection*

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*

SE – Subestação

SEE – Sistema de Energia Elétrica

SEP – Sistemas Especiais de Proteção

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SPMS – *Synchronized Phasor Measurement System*

UHE – Usina Hidrelétrica de Energia

UTE – Usina Termelétrica de Energia

WACS – *Wide Area Stability and Voltage Control System*

Capítulo 1 - Introdução

Em um sistema elétrico de potência submetido a grandes perturbações, tais como perda de grandes unidades geradoras ou linhas de transmissão e curtos-circuitos, são necessárias ações para que os geradores do sistema se mantenham em sincronismo.

A proteção para perda de sincronismo (PPS) é uma solução utilizada para o sistema elétrico manter o sincronismo. Esta proteção deve ser rápida, precisa e confiável, uma vez que ela, normalmente, altera de forma significativa a estrutura da rede elétrica [1].

Essa dissertação descreve um esquema de proteção sistêmico que utiliza sinais oriundos de sincrofasores [2]. O algoritmo de detecção da perda de sincronismo utilizado é baseado na patente americana [3], que leva em consideração a velocidade e a aceleração obtidas da diferença angular entre dois fasores de tensões nodais. Para melhor eficácia do algoritmo proposto, é necessário observar que o centro elétrico do sistema em estudo esteja localizado entre os locais de medição dos fasores de tensão.

Essa dissertação apresenta a aplicação do esquema de proteção no sistema elétrico de potência Acre-Rondônia em 230 kV do SIN. O local onde foi considerado instalado o esquema baseado em PMU é o mesmo da PPS que hoje está instalada nesse sistema, ou seja, na LT Pimenta Bueno – Ji-Paraná 230 kV. O caso que foi considerado para estudo foi obtido do site do ONS e corresponde ao mês de dezembro de 2011.

Serão analisados os aspectos da atuação da proteção baseada em sincrofasores e da PPS existente. Serão também apresentados os resultados comparativos dos seus desempenhos, tais como, identificação do evento, tempo de resposta e influência no desempenho do sistema após atuação destas proteções.

Resultados promissores dessa tecnologia foram obtidos em casos simulados no sistema elétrico Uruguai utilizando a base de dados reais daquele sistema [4].

Este trabalho está dividido em cinco capítulos, incluindo este de introdução, além de um apêndice que serão sucintamente descritos a seguir:

No segundo capítulo é feita a descrição dos conceitos básicos, apresentando a teoria relacionada a relés proteção.

O terceiro capítulo trata especificamente do algoritmo utilizando sincrofasores para a proteção para perda de sincronismo, descrevendo as três funções que compõem o algoritmo: PSD (*Power Swing Detection*), OOST (*Predictive out-of-step tripping*) e OOSD (*Out-Of-Step Detection*).

No capítulo 4 é apresentado o sistema Acre-Rondônia e é feita a análise da estabilidade desse sistema sob contingência considerando a proteção para perda de sincronismo convencional e utilizando sincrofasores.

O capítulo 5 traz as conclusões deste trabalho.

O apêndice A apresenta conceitos básico do sistema de medição fasorial (PMU).

Capítulo 2 - Relé de Proteção

Relés de proteção têm como função detectar anormalidades no sistema elétrico e enviar comandos de acionamentos para equipamentos, como disjuntores, que irão isolar parte do sistema ou o equipamento em defeito. Para realizar suas funções, os sistemas de proteção devem possuir as seguintes características básicas funcionais:

Confiabilidade (disponibilidade e segurança) – devem operar sempre que for necessário e não operar indevidamente;

Sensibilidade – devem responder às anormalidades com menor margem possível de tolerância;

Seletividade – devem operar apenas para defeitos na zona protegida;

Velocidade – devem possibilitar o isolamento da parte do sistema ou o equipamento em defeito no menor tempo possível.

2.1 Proteção em Linha de Transmissão

Linhas de transmissão aéreas, devido a sua exposição, estão sujeitas a grande incidência de defeitos.

Para proteger linhas de transmissão, existem vários esquemas de proteção utilizados. Os fatores que definem a escolha dos esquemas são:

- Tipo de circuito – simples, paralelo, multiterminal;
- Magnitude de corrente de curto-circuito;
- Função da linha – o efeito sobre a continuidade do serviço, velocidade com que o curto-circuito é eliminado.

Três tipos básicos de esquema de relé são utilizados para proteção de linhas:

- Relé de sobrecorrente;
- Relé de distância;

- Teleproteção.

2.2 Relé de Sobrecorrente

Esquema de relé de sobrecorrente é uma forma simples e barata de proteção de linhas, quando a corrente de curto-circuito ultrapassa a corrente de ajuste do relé, o mesmo atua instantaneamente ou temporizado.

Relés de sobrecorrente não podem diferenciar corrente de carga de correntes de curto-circuito; portanto, são utilizados para proteção apenas quando a corrente de curto-circuito excede a corrente de carga plena.

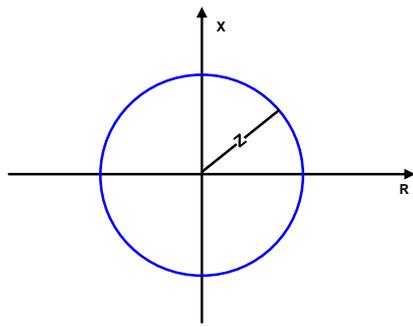
São difíceis de aplicar onde coordenação, seletividade e velocidade são exigidas. São aplicáveis em sistemas de distribuição radial, onde curto-circuito não afeta a estabilidade do sistema e proteção de alta velocidade não é exigida.

2.3 Relé de Distância

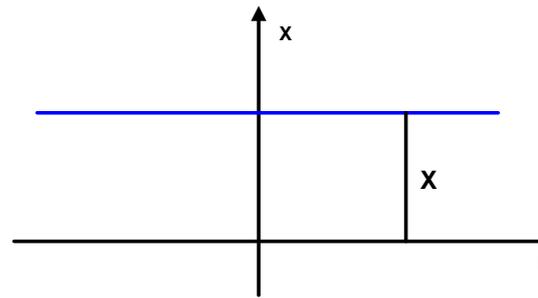
Relés de distância são relés que operam quando a impedância da linha medida, desde o relé até o ponto de defeito, for menor que o ajuste do relé. A operação depende da relação entre medida de tensão e medida de corrente, que representa a impedância efetiva do sistema. A impedância é a medida da distância elétrica da linha de transmissão, portanto é conhecido como relé de distância.

A vantagem do uso dos relés de distância é que o método da impedância fornece um excelente modo de obter a seletividade e coordenação. O ajuste do relé de distância não depende da corrente de carga, portanto, podem ser usados mesmo quando a corrente de curto-circuito for inferior à corrente de carga. Relés de distância são mais usados na proteção de linhas de transmissão. A aplicação e coordenação são fáceis.

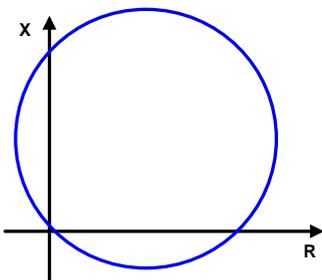
Há diferentes formas de relés de distância, de acordo com sua característica de operação no plano R-X, como mostrado na Figura 1:



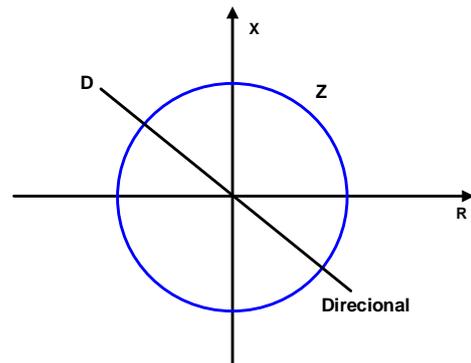
a) Impedância



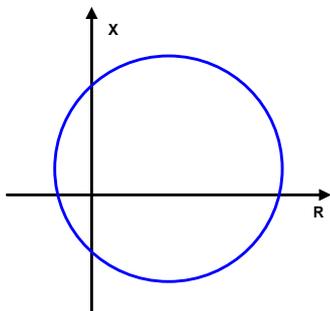
b) Reatância



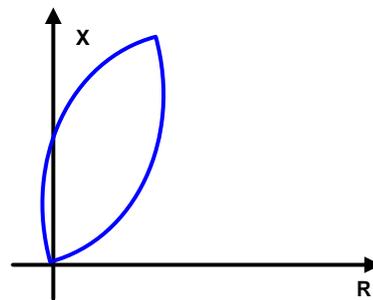
c) Mho



d) Direcional



e) Mho modificado



f) Lente

Figura 1 – Característica de relés de distância no plano R-X

A característica de operação no plano R-X do relé de impedância é um círculo com centro na origem; a característica de operação do relé de reatância é uma linha horizontal no plano R-X; característica de operação do relé MHO é um círculo que passa pela origem do plano R-X. O relé operará quando a impedância medida pelo relé estiver dentro da característica.

Um relé MHO é basicamente um relé direcional, isto é, detecta curtos-circuitos apenas em uma direção. Relés de reatância e impedância detectam curtos-circuitos em todos os quatro quadrantes. Portanto, alguns tipos de supervisão direcional são geralmente usados com os relés de reatância e impedância. Combinação de elementos similares com ajustes diferentes e ou elementos com características de operação diferentes são usados para prover seletividade e coordenação.

Para prover proteção principal e de retaguarda, cada terminal de linha de transmissão possui três zonas de proteção como mostra a Figura 2.

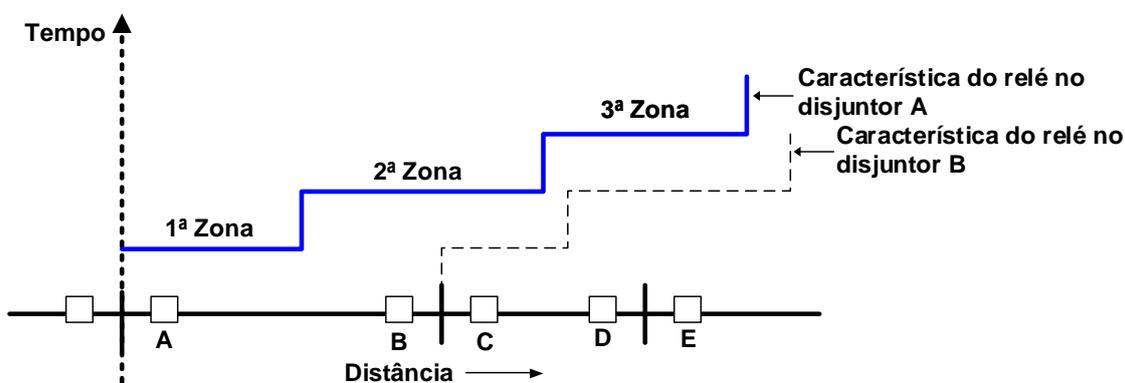


Figura 2 – Aplicação do Relé de Distância

O relé da 1ª Zona em A é ajustado para proteger de 80% da linha AB, com operação instantânea, ou seja, opera com alta velocidade.

O relé da 2ª Zona em A é ajustado para alcançar além da barra remota da linha AB. O ajuste típico é de 120% da linha protegida, garantindo assim a proteção dos 20% remanescentes da linha não protegida pelo relé da 1ª Zona. O relé da 2ª Zona sobrealcança a linha AB e opera para curto-circuito na seção da linha adjacente CD.

O relé da 3ª Zona fornece a proteção de retaguarda para a linha adjacente CD. Ele é ajustado para alcançar além da barra remota da linha CD. A coordenação de tempo com a proteção principal da linha CD é feita pelo atraso de tempo na ordem de 2 segundos para a proteção da 3ª Zona.

Um esquema de proteção similar em A é provido em B, mas ajustado para alcançar em direção oposta. Assim um curto-circuito na linha AB abre os disjuntores em ambos os terminais na linha.

O número de relés em cada terminal de uma linha é determinado pela necessidade de que os curtos-circuitos trifásicos, fase-fase, fase-terra e fase-fase terra sejam cobertos.

Relés de distância fornecem para linha de transmissão, proteção adequada para muitas situações. Entretanto, não são satisfatórios quando o disparo simultâneo de alta velocidade de ambas as extremidades da linha for fundamental para manter a estabilidade do sistema. Esquemas de teleproteção, descrito a seguir, são mais adequados para tal aplicação.

2.4 Teleproteção

Esquemas de teleproteção ou proteção por canal piloto são utilizados quando proteção de alta velocidade e seletividade são requeridos.

Esse esquema de proteção utiliza canais de comunicação entre os terminais da linha protegida. Os relés em cada terminal identificam se o curto-circuito é interno ou externo à linha protegida e essa informação é transmitida entre os terminais da linha através dos canais de comunicação. Para um curto-circuito interno, é enviado comando de abertura dos disjuntores em todos os terminais da linha protegida; para curto-circuito externo, abertura dos disjuntores é bloqueada.

O meio de comunicação para transmitir sinais entre os terminais da linha pode se pode ser por:

- Fio-piloto;
- Carrier ou onda portadora;
- Micro-ondas;
- Fibras óticas.

O sinal transmitido no esquema de teleproteção pode ser usado para operação de bloqueio, desbloqueio ou transferência de disparo. Para a o operação de bloqueio, o sinal transmitido bloqueia a função de disparo de um relé local que foi ajustado para enviar comando de abertura ao um disjuntor. Na operação de transferência de disparo, um sinal de comando de abertura é enviado pelos relés de um terminal da linha para disjuntores em outro terminal. A operação de desbloqueio é a combinação da

operação de bloqueio e transferência de disparo. A função de disparo do relé local é normalmente bloqueada; o sinal transmitido do terminal remoto o desbloqueia quando um disparo é requerido. Se o canal de comunicação for perdido por qualquer razão, os relés locais são permitidos a disparar, protegendo contra um curto-circuito que pode ocorrer durante o período da perda do canal de comunicação.

A localização do curto-circuito (interno ou externo a linha protegida) pode ser baseada em comparação direcional, utilizando relés de distância e direcional; ou baseado no princípio de comparação de fase, em que a localização do curto-circuito é detectada pela comparação de deslocamento relativo de fase de corrente que entra e sai da linha protegida.

Há diferentes combinações utilizando esquemas de teleproteção. Serão descritos dois mais usados. Dois terminais de linha serão considerados para simplificação.

2.4.1 Esquema de Sobrealcance Permissivo

A Figura 3 ilustra o princípio de operação de um esquema de proteção de sobrealcance permissivo. Em cada terminal deve ser instalado um transmissor e um receptor.

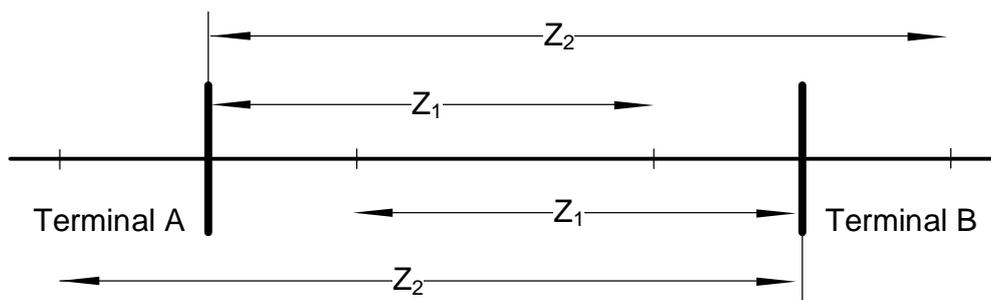


Figura 3 – Relé de sobrealcance permissivo

Cada terminal da linha tem os seguintes relés:

- Zona 1 de subalcance – relés de fase e relé de distância direcional de terra, cobrindo cerca de 80% da impedância da linha protegida. A operação desses relés resulta no disparo dos disjuntores locais. Esses relés operam instantaneamente sem comunicação requerida do terminal remoto.

- Zona 2 de sobrealcance – relés de fase e relé de distância direcional de terra, cobrindo cerca de 120% da impedância da linha protegida.

A operação desses relés, quando ocorre um defeito em qualquer ponto da linha, resulta num sinal permissivo que é enviado para o terminal remoto. Este sinal é recebido nos dois extremos da linha.

Características típicas dos relés das zonas 1 e 2 em cada terminal são mostradas na Figura 4. Se a impedância aparente medida pelos relés em um terminal estiver dentro da característica da zona 1, então os disjuntores nesse terminal serão disparados instantaneamente. Se a impedância aparente medida pelos relés de ambos os terminais estiver dentro da característica da zona 1, então os disjuntores de ambos os terminais abrirão em alta velocidade.

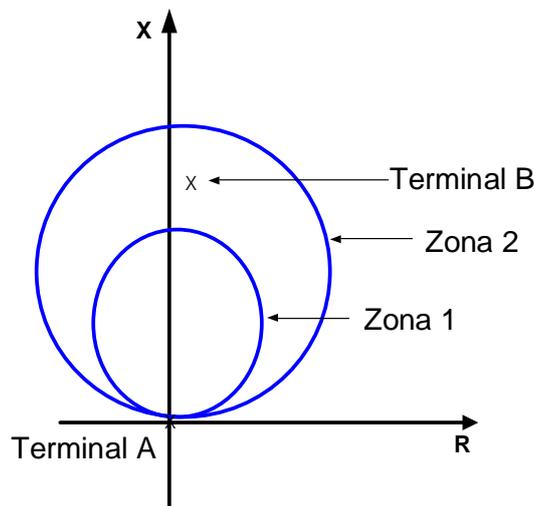


Figura 4 – Característica do relé no terminal A

Se a impedância aparente estiver dentro da característica dos relés da zona 2 apenas de um terminal, os disjuntores locais serão disparados com um tempo de atraso de 0,4 segundos, desde que a impedância permaneça dentro da zona 2 por um tempo fixo (tipicamente 0,4 segundos).

A Figura 5 mostra a operação desse esquema considerando os curtos-circuitos em F_1 , F_2 e F_3 .

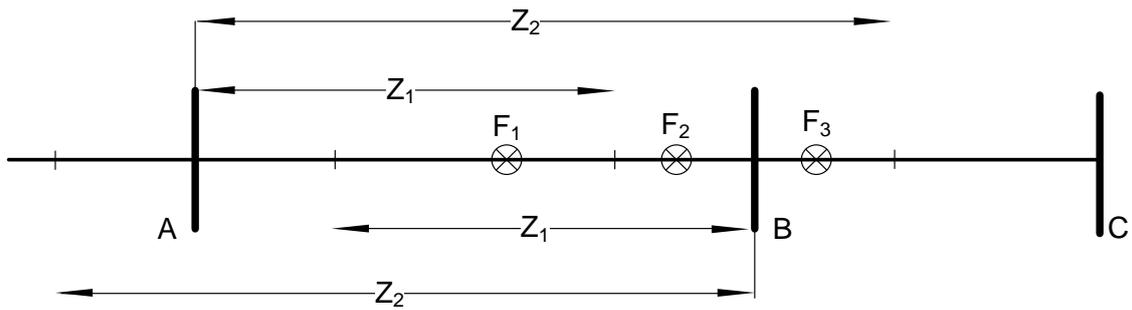


Figura 5 – Curtos-circuitos em F_1 , F_2 e F_3

O curto-circuito em F_1 está dentro da característica dos relés da zona 1 de ambos os terminais, então os disjuntores nos dois terminais são disparados sem atraso de tempo.

O curto-circuito em F_2 está dentro da característica do relé de zona 1 do terminal B e da característica do relé da zona 2 do terminal A (mas fora da zona 1), os disjuntores em B disparam instantaneamente; os relés da zona 2 em ambos os terminais enviam um sinal permissivo um ao outro. O relé da zona 2 em A, ao receber sinal permissivo de B, dispara de disjuntores em A.

O curto-circuito F_3 (fora da seção da linha) está dentro da característica do relé da zona 2 do terminal A, esse é sensibilizado. Como o relé da zona 2 no terminal B não é sensibilizado, nenhum disparo ocorre em B e nenhum sinal permissivo é enviado para A. O relé da zona 2 em A dispara os disjuntores apenas se o curto-circuito não for eliminado pelo relé de proteção da seção da linha BC em 0,4 segundos.

2.4.2 Esquema de Comparação Direcional Tipo Bloqueio

Nesse esquema também é utilizado um conjunto transmissor/receptor em cada terminal. O canal piloto é usado para bloquear o disparo para curtos-circuitos externos a linha protegida. A Figura 6 mostra a operação desse esquema.

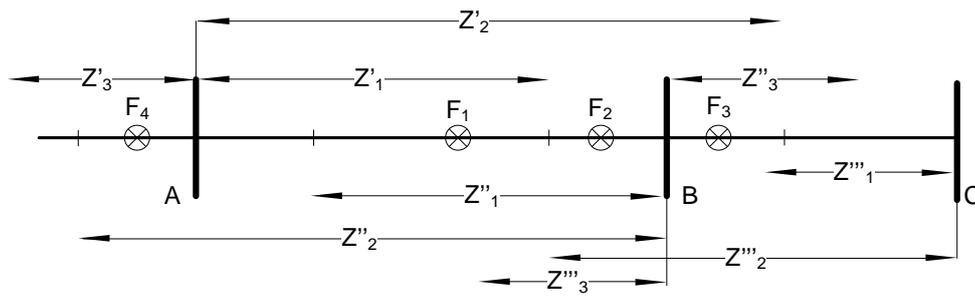


Figura 6 – Zonas de relé de proteção

Em cada terminal da linha tem três conjuntos de relés:

- Zona 1 de subalcance – relés de fase e relé de distância direcional de terra, cobrindo cerca de 80% da impedância da linha protegida. Esses relés operam instantaneamente no disparo de disjuntores locais.
- Zona 2 de sobrealcance – relés de fase e relé de distância direcional de terra, configurados para alcançar além do terminal remoto cobrindo cerca de 120% da impedância da linha protegida. Isso assegura que todos os defeitos internos sejam detectados. Esses relés disparam disjuntores locais depois de um atraso de 25ms (tempo do temporizador coordenado), se nenhum sinal de bloqueio for recebido de terminal remoto. Relés da zona 2 disparam disjuntores locais se o curto-circuito não for eliminado em 0,4s, independentemente de algum sinal de bloqueio recebido do terminal remoto.
- Zona 3 de bloqueio reverso – relés de distância direcional configurados na direção oposta da proteção da linha. Eles detectam curtos-circuitos externos e enviam um sinal de bloqueio ao terminal remoto para prevenir disparo.

A operação desse esquema considerando os curtos-circuitos em F_1 , F_2 , F_3 e F_4 é identificada na Figura 6. Para o curto-circuito em F_1 , relés da zona 1 em ambos terminais A e B operam e disparam os disjuntores nos dois terminais sem nenhum atraso.

Para um curto-circuito em F_2 , os relés da zona 1 no terminal B (Z''_1) disparam os disjuntores locais instantaneamente; relés da zona 2 no terminal A, não tendo recebido nenhum sinal de bloqueio dos relés da zona 3 no terminal B (Z'''_3), disparam os

disjuntores em A depois de um pequeno atraso de tempo, por volta de 25 ms associado com o temporizador coordenado. Esse atraso de tempo é o período de espera para o caso de um sinal de bloqueio for enviado de um outro terminal. Os relés da zona 2 no terminal C (Z''_2) também detectam o curto-circuito F_2 , mas são impedidos de disparar em alta velocidade pelo sinal de bloqueio recebido de um relé de sensor reverso na zona 3 na estação B (Z'''_3).

Entretanto, um disparo local cronometrado acontece se o curto-circuito não for eliminado e o relé da zona 2 no terminal C continua a detectar o curto-circuito depois de 0,4 segundo.

Para uma curto-circuito em F_3 , os relés da zona 2 no terminal A (Z'_2) detectam o curto-circuito mas são impedidos de disparar pelo sinal de bloqueio recebido dos relé da zona 3 no terminal B (Z''_3). Similarmente, o curto-circuito em F_4 é detectada pelo relé da zona 2 no terminal B (Z''_2), mas são impedidos de disparar pelo sinal de bloqueio recebido dos relé da zona 3 no terminal A (Z'_3).

2.5 Tempo de Eliminação de Curtos-circuitos

A eliminação de um elemento em curto-circuito requer que um sistema de proteção detecte o curto-circuito e envie comando de abertura de disjuntores que irão isolar o elemento do sistema e assim extinguir o curto-circuito. O tempo total de eliminação de curtos-circuitos consiste no tempo de atuação do relé e o tempo de abertura do disjuntor. O tempo do relé é o tempo desde o surgimento da corrente de curto-circuito até o sinal de comando de abertura do disjuntor. Em sistemas de transmissão de alta tensão e extra alta tensão, o tempo normal do relé é de 15 a 30 ms (1 a 2 ciclos) e o tempo de abertura do disjuntor é de 30 a 70 ms (2 a 4 ciclos).

A tarefa de proteger o sistema na falta da proteção principal é da proteção de retaguarda. A proteção de retaguarda local é utilizada para falha de disjuntores. O disjuntor deve interromper a corrente de curto circuito num tempo pré-estabelecido, se ele falhar, sinais de comando de abertura de disjuntores adjacente e a transferência de sinais de disparo será enviada para disjuntores do terminal remoto pelo esquema proteção de retaguarda local. [5]

2.6 Centro Elétrico

O comportamento de um esquema de relés de proteção durante uma oscilação eletromecânica e condição de perda de sincronismo pode ser ilustrada pelo sistema de duas máquinas simples mostrado na Figura 7. As máquinas são representadas por uma fonte de tensão de magnitude constante seguida de suas impedâncias transitórias (Z_A e Z_B). O efeito das oscilações nos parâmetros do relé é analisado pela consideração da tensão, corrente e impedância aparente medidas pelo relé na barra C (terminal da máquina A).

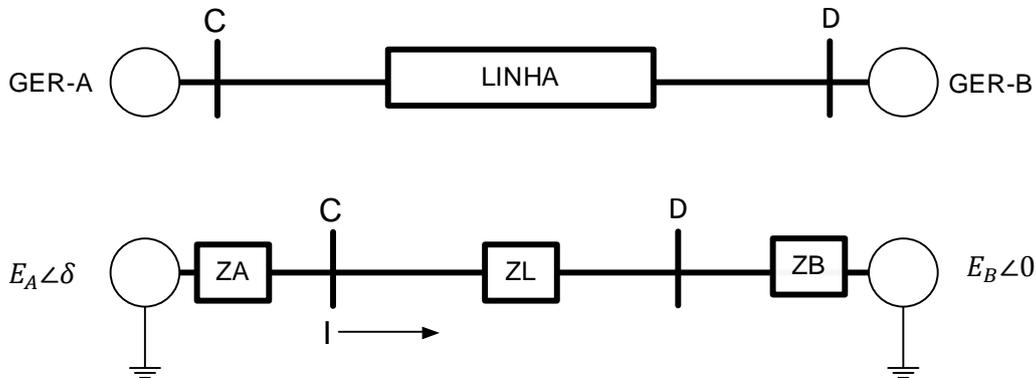


Figura 7 – Sistema duas máquinas

E_A e E_B são tensões atrás das impedâncias transitórias das máquinas. E_B é o fasor referência, e δ representa o ângulo do fasor E_A em relação ao ângulo do fasor E_B .

A corrente I é dada por:

$$\tilde{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{Z_A + Z_L + Z_B}$$

$$\tilde{I} = \frac{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}{Z_T} \quad (1)$$

E a tensão na barra C é dada por:

$$\tilde{E}_C = \tilde{E}_A - Z_A \tilde{I} \quad (2)$$

A impedância aparente medida por um relé de impedância em C que protege a linha CD é dada pela Equação (3):

$$\begin{aligned}
 Z_C &= \frac{\tilde{E}_C}{\tilde{I}} = \frac{\tilde{E}_A - Z_A \tilde{I}}{\tilde{I}} \\
 &= -Z_A + Z_T \frac{E_A \angle \delta}{E_A \angle \delta - E_B \angle 0}
 \end{aligned} \tag{3}$$

Se $E_A = E_B = 1,0 \text{ pu}$,

$$\begin{aligned}
 Z_C &= -Z_A + \frac{Z_T}{1 \angle 0 - 1 \angle -\delta} \\
 &= -Z_A + Z_T \frac{1 \angle 0 + 1 \angle -\delta}{(1 \angle 0 - 1 \angle -\delta)(1 \angle 0 + 1 \angle -\delta)} \\
 &= -Z_A + Z_T \frac{1 + \cos \delta + j \sin \delta}{2j \sin \delta} \\
 &= -Z_A + Z_T \left[\frac{1}{2} - j \left(\frac{1 + \cos \delta}{2 \sin \delta} \right) \right] \\
 &= \frac{Z_T}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) - Z_A
 \end{aligned} \tag{4}$$

A Figura 8 mostra o lugar geométrico de Z_c em função de δ num diagrama R-X, quando $E_A = E_B$, durante uma oscilação de potência.

seja separado pelo sistema de proteção, isso é seguido por repetidos deslizamentos de polo em rápidas sucessões. A tensão e as impedâncias aparentes nos pontos perto do centro elétrico oscilam rapidamente durante o deslizamento de polo.

Os lugares reais das impedâncias aparentes medidas pelo relé de distância são mais complexos do que para o caso idealizado considerado; eles dependem de variação na tensão interna da máquina, ação do regulador de tensão e regulador de velocidade, e interação entre todas as máquinas do sistema influenciado pelo sistema interligado. O lugar da impedância pode ser facilmente determinado em algumas situações usando algum programa de estabilidade transitória. Entretanto, a análise do caso idealizado que envolve configuração de sistema simples é útil para entender os resultados obtidos em simulações de sistemas complexos.[5]

2.7 Desempenho do Relé de Distância Durante Oscilações

A partir do lugar da impedância aparente visto na seção anterior, é evidente que a impedância medida pelo relé de distância durante uma oscilação eletromecânica pode estar dentro das características do relé. O relé deve, portanto, atuar apenas para condições de instabilidade.

O desempenho do relé durante oscilações de potência pode ser determinado pelo cálculo das impedâncias medidas por relés durante a simulação de estabilidade passo a passo e comparando com a característica de operação dos relés.

Na Figura 10, a impedância aparente medida pelo relé em p na linha pq é dada por:

$$Z_p = \frac{\tilde{E}_p}{\tilde{I}_{pq}} = \frac{\tilde{E}_p}{y_{pq}(\tilde{E}_p - \tilde{E}_q)} \quad (5)$$

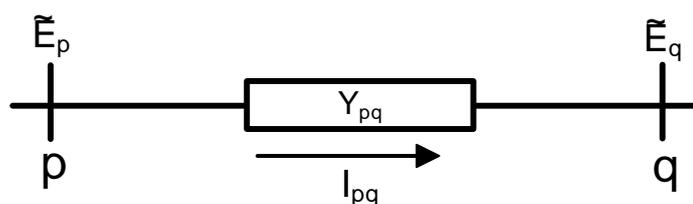


Figura 10 – Impedância Aparente

Na Figura 11, observa-se o lugar da impedância no diagrama R-X, juntamente com a característica do relé.

O desempenho do relé de proteção, usando uma segunda zona temporizada e não usando comunicação entre os terminais da linha, não depende do relé do terminal remoto. A atuação do relé ocorre se o lugar da impedância de qualquer terminal permanecer na característica de segunda zona o tempo suficiente para permitir a operação, ou se entrar na característica de primeira zona.

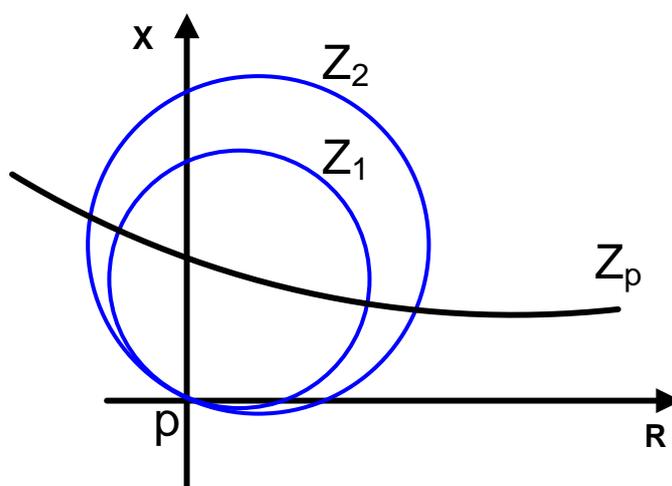


Figura 11 – Característica do relé

O desempenho do esquema usando teleproteção dependerá das impedâncias medidas em ambos os terminais.

2.8 Relés de Bloqueio e Disparo por Perda de Sincronismo

Em certos casos, deve-se impedir a abertura natural de linha de transmissão, devido à perturbação em uma área importante do sistema e escolher um ponto de separação, considerando que:

- Carga e geração estejam balanceadas em ambos os lados;
- Uma carga crítica seja protegida;
- Ou a separação seja na fronteira de uma empresa.

Em determinados casos, pode ser desejável desconectar um elemento do sistema o mais rápido possível a fim de evitar uma queda acentuada do perfil de tensão. Proteção para perda de sincronismo, de bloqueio ou disparo é usado para esse propósito.

2.9 Princípio da Proteção para Perda de Sincronismo

A proteção para perda de sincronismo, PPS, baseia-se na identificação de variações lentas da impedância aparente medida e na discriminação entre os fenômenos estáveis e instáveis.

A mudança da impedância aparente em condições de perda de sincronismo é lenta se comparada com a mudança quando ocorre um curto-circuito na linha. Portanto, a condição de oscilação transitória pode ser detectada pelo uso de dois relés tendo característica vertical ou circular no plano R-X como mostra Figura 12. Se o tempo necessário para atravessar as duas características (OOS2, OOS1) exceder um valor específico, a função perda de sincronismo é iniciada.[5]

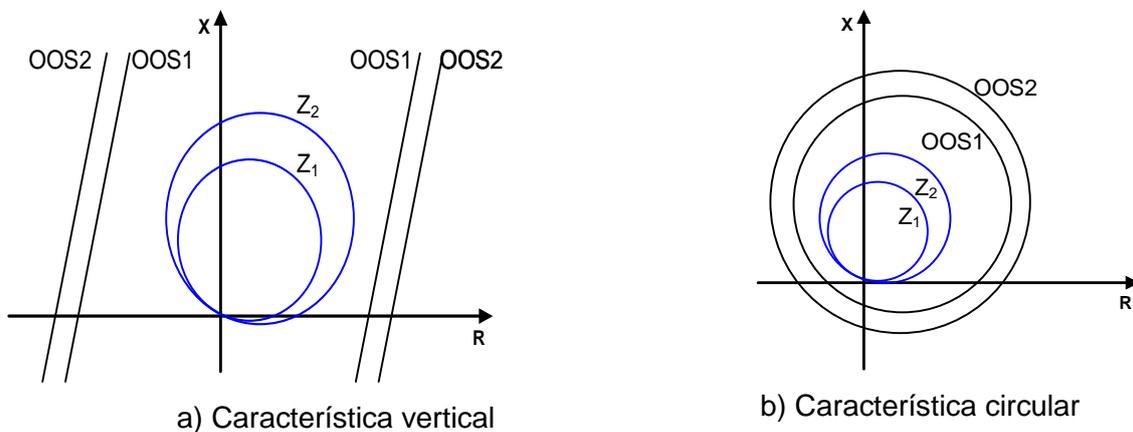


Figura 12 – Proteção para perda de sincronismo

No esquema de disparo por perda de sincronismo, é enviado comando de abertura de disjuntores locais. O esquema pode ser usado com as seguintes características:

- Acelerar a abertura de disjuntores para limitar o colapso de tensão;

- Garantir que uma linha selecionada seja aberta em vez de outros circuitos que podem ser mais críticos, quando abertos, para o desempenho do sistema.

A proteção de disparo por perda de sincronismo não deve operar para oscilações estáveis. Ela tem que detectar todas as oscilações instáveis e ser configurada de modo que não atue em condições de operação normal.

No esquema de bloqueio por perda de sincronismo, os relés das zonas 1 e 2 são impedidos de enviar comando de abertura dos disjuntores da linha monitorada, o sinal de transferência de disparo é enviado para abrir circuito numa localização remota a fim de separar o sistema em um local mais adequado considerando o melhor desempenho para aquela condição.

A proteção de bloqueio por perda de sincronismo tem detectar as condições antes das proteções da linha operar. Para assegurar que a proteção da linha não seja bloqueada em condições de curtos-circuitos, a configuração dos relés tem que ser de tal modo que em condições normais de operação não estejam em bloqueio de área.

2.10 Proteção para Perda de Sincronismo em Geradores

Para situações onde o centro elétrico está fora do sistema de transmissão, a detecção de uma condição de perda de sincronismo e o isolamento de geradores instáveis são realizados pela proteção de linha.

Para situações onde o centro elétrico está dentro do gerador ou no transformador elevador, um relé especial pode ser instalado no gerador. Essa situação ocorre quando um gerador sair do sincronismo num sistema com transmissão forte. Um nível de excitação baixo no gerador ($E_A < E_B$) também tende a contribuir para tal condição.

Durante uma condição de perda de sincronismo, há uma grande variação na corrente e tensão da máquina afetada com relação à frequência sendo uma função da taxa de escorregamento de seus polos. A amplitude de corrente e a frequência de operação acima do valor nominal podem resultar em estresse do enrolamento e torques pulsantes, que pode excitar potencialmente vibrações mecânicas, podendo ser prejudiciais ao gerador.

A fim de evitar efeitos adversos na unidade geradora e no restante do sistema, é desejável ter um relé para perda de sincronismo que irá desligar a unidade geradora.

Existem várias possibilidades de esquemas para proteção para perda de sincronismo para gerador. Serão apresentados dois esquemas:

2.11 Esquema de Elemento Mho:

Esse esquema é ilustrado na Figura 13. Um relé mho monitora a impedância aparente (examinando a rede) no terminal H do transformador e é configurado para alcançar dentro do gerador local.

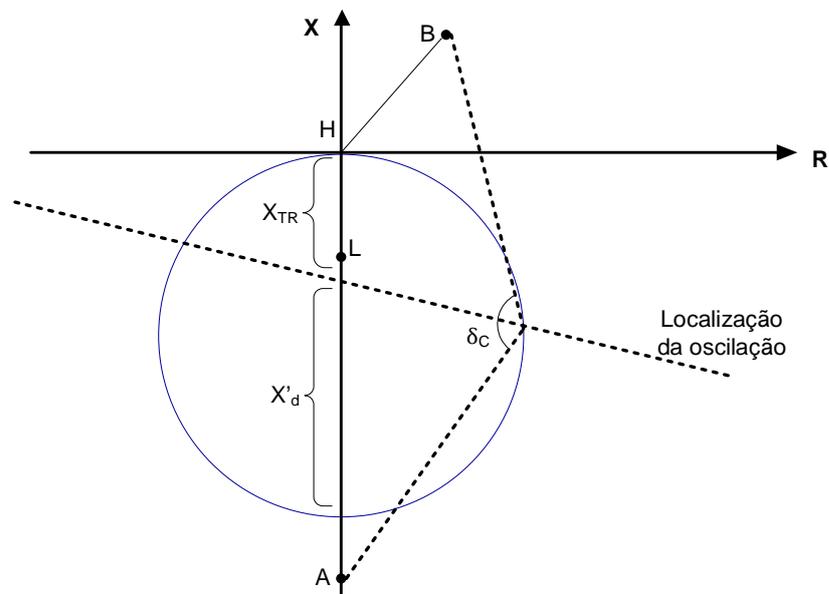
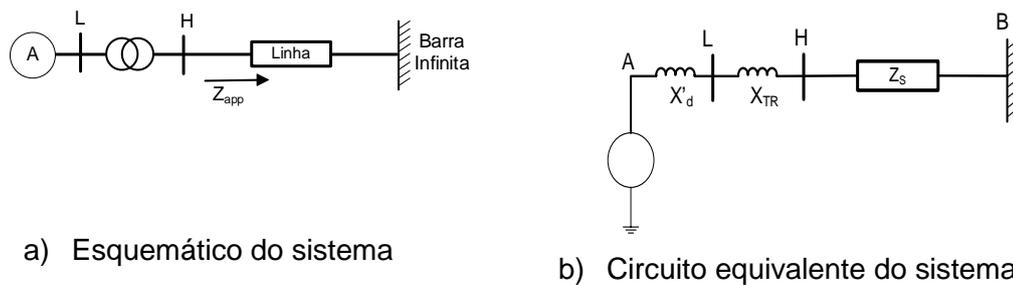


Figura 13 – Proteção para perda de sincronismo usando esquema mho em gerador

Quando a impedância aparente medida na barra H entra na característica do relé mho, o relé instantaneamente envia comando para isolar gerador. O objetivo da configuração (atingido pela escolha do tamanho do círculo) é permitir o relé atuar somente para oscilações instáveis. Tipicamente, o ângulo δ_c no ponto onde a impedância oscilante entra na característica do relé é configurado por volta de 120° , a separação máxima angular entre a máquina e o sistema que pode ocorrer sem perder o sincronismo.

2.12 Esquema *Blinder*

Esse esquema consiste em dois elementos de impedância, referidos como *blindens*, e um relé supervisor com uma característica mho, como mostrado na Figura 14.

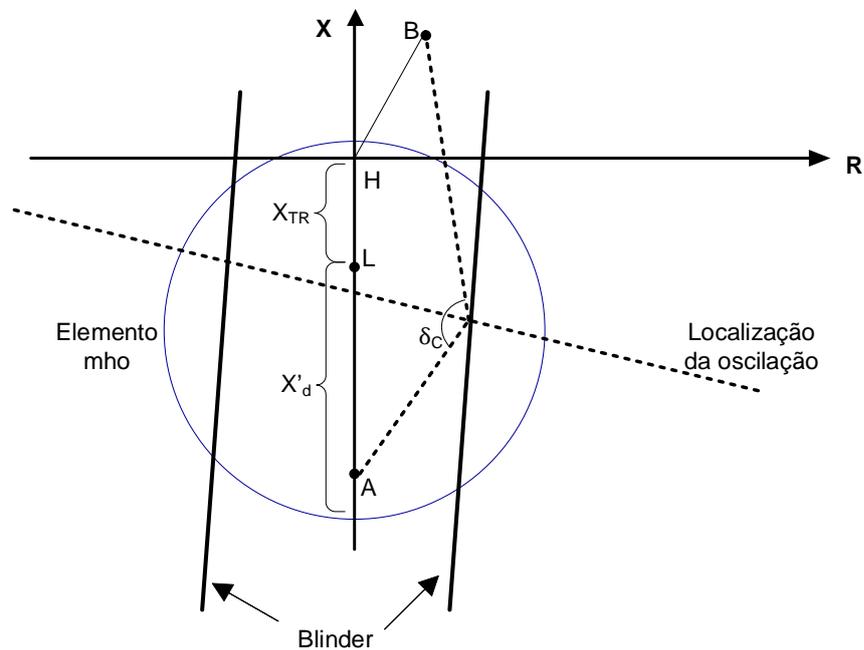


Figura 14 – Proteção para perda de sincronismo em gerador usando *blindens*

Num modo possível de aplicar *blindings*, o gerador é isolado quando o lugar da impedância aparente está dentro da característica mho e atravessa os dois *blindings*, o tempo para atravessar sendo acima de um determinado valor (tipicamente 0,15 s).

Esse esquema proporciona mais seletividade do que um simples esquema mho . A coordenação do atraso de tempo envolvido na detecção da condição de perda de sincronismo é facilmente feita com a proteção da linha de transmissão, permitindo o alcance além da barra H no transformador elevador apresentado na Figura 14.

Na Figura 14, o relé está localizado na barra H do transformador elevador. Pode ser conveniente localizá-lo nos terminais do gerador caso em que a origem do diagrama R-X é deslocada para o ponto L. [5]

Capítulo 3 - Proteção para Perda de Sincronismo e Oscilação de Potência com Sincrofasores

O algoritmo descrito na em [3] analisa as oscilações de perturbações no sistema elétrico a partir da diferença angular δ entre dois pontos do sistema elétrico. Os pontos de medidas dos ângulos serão chamados de L (local) e R (remoto).

Este algoritmo é composto de três funções: PSD (*Power Swing Detection*), OOST (*Predictive out-of-step tripping*) e OOSD (*Out-Of-Step Detection*).

Os algoritmos PSD e OOST utilizam a derivada primeira $S, \dot{\delta}$ ou δ' (frequência de deslizamento ou velocidade) e a derivada segunda $A, \ddot{\delta}$ ou δ'' (aceleração) da diferença angular δ . Já o algoritmo OOSD utiliza diretamente a diferença angular.

A diferença angular é calculada pela diferença de argumentos entre os fasores de tensão de sequência positiva $\bar{V}_a = 1/3(\bar{V}_a + \bar{a}\bar{V}_b + \bar{a}^2\bar{V}_c)$ nos pontos de medida, sendo \bar{V}_a, \bar{V}_b e \bar{V}_c as tensões de fase.

Como se mede a tensão em pontos diferentes no sistema é interessante que essas medidas sejam feitas no mesmo instante ou corrigidas para que sejam estimação de fasores adequadas no mesmo instante.

O algoritmo requer que o centro elétrico do sistema esteja entre os dois pontos de medida L (local) e R (remoto) em que se encontram as PMUs

Não se utilizam medições ou estimações de retardo ou latência da comunicação para corrigir seu efeito na fase do fasor recebido.

Num fasor de frequência um retardo de comunicação ou um erro de estampa de tempo de valor τ tem uma defasagem de $2\pi f\tau$ radianos em relação a verdadeira fase.

Utilizam-se fasores sincronizados ou sincrofasores para alcançar alta precisão nos algoritmos PSD, OOST e OOSD.

Os sincrofasores dos pontos de medição têm uma estampa de tempo incluída que permite “alienar” aos correspondentes instantes de tempo e calcular sua diferença

angular δ . A estampa de tempo é suficientemente precisa e com uma única referência comum, pois essa técnica não introduz erro de fase apreciável.

A alienação dos sincrofasores e os cálculos necessários para os algoritmos PSD, OOST e OOSD se realizam no PDC (*Phasor Data Concentrator*).

No equipamento que está instalado o PDC também pode estar incluída a função PMU local se o mesmo estiver instalado em um dos pontos de medição de sincrofasores.

Dado que o PDC e as PMU medem sincrofasores em intervalos definidos, os cálculos das derivadas da diferença angular são aproximados por:

$$\dot{\delta} = \frac{1}{360} \frac{\delta_i - \delta_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ em Hz} \quad (6)$$

$$\ddot{\delta} = \frac{\dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \text{ em Hz/s} \quad (7)$$

A seguir as funções serão descritas.

3.1 Detector de Oscilações de Potência (PSD)

A função PSD (*Power Swing Detection*) para caracterizar as oscilações de potência, localiza o ponto de operação do sistema, utilizando os valores absolutos da velocidade e aceleração comparando-os com ajustes chamados A_{min} , A_{max} , S_{min} e S_{max} .

A Figura 15 mostra uma simplificação da operação da função PSD no plano AxS.

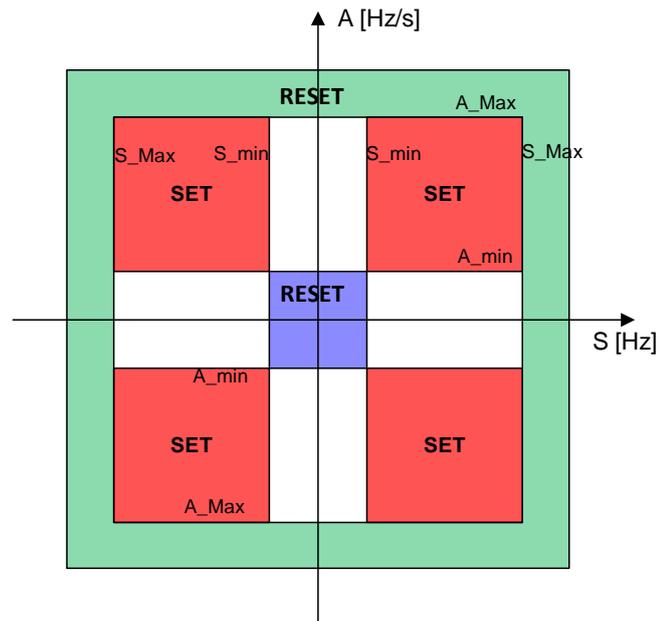


Figura 15 – Operação da função PSD no plano AxS

Quando o ponto de operação se encontra dentro do retângulo azul, correspondendo a velocidade e aceleração baixas (simultaneamente), sistema elétrico em operação normal $|\ddot{\delta}| \leq A_{min}$ e $|\dot{\delta}| \leq S_{min}$, ou quando se encontra fora do retângulo vermelho, caso que corresponde a curto-circuito, em que a velocidade e a aceleração do ângulo são altas $|\ddot{\delta}| > A_{max}$ e $|\dot{\delta}| > S_{max}$, a função PSD NÃO detecta oscilação de potência.

Caso contrário, detectaria.

O diagrama de blocos da função PSD é mostrado na Figura 16.

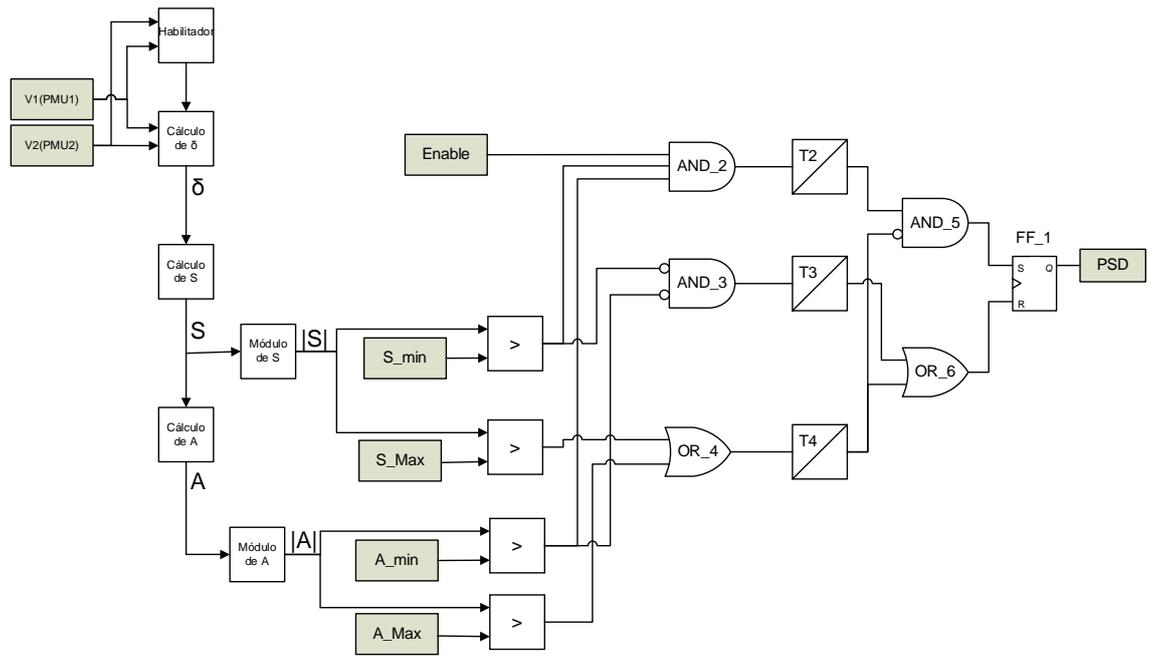


Figura 16 – Diagrama de blocos da função PSD

Se $|\delta| > A_{min}$ e $|\delta| > S_{min}$ a saída da porta lógica AND_2, é igual a 1. E, se ainda $|\delta| < A_{max}$ e $|\delta| < S_{max}$ o flip-flop FF_1 não está sendo “resetado”, nesse caso a saída do flip-flop é igual a 1 que significa uma detecção de oscilação de potência. A saída do flip-flop ainda permanece igual a 1 se algumas das condições $|\delta| > A_{min}$ ou $|\delta| > S_{min}$ não forem cumpridas, pois o flip-flop memoriza a saída prévia.

As portas lógicas AND_2, AND_3 e AND_5 garantem que não acontecerá a condição proibida para flip-flop S=R=1.

3.2 Detector Preditivo de Perda de Sincronismo (OOST)

A função OOST (*Predictive out-of-step tripping*) detecta preditivamente a perda de sincronismo, permitindo que se antecipe tomada de decisões antes de instabilidade iminente.

Assim como a função PSD, usa a velocidade e aceleração. Essa função define uma região estável e outra instável no plano AxS como mostra a Figura 17.

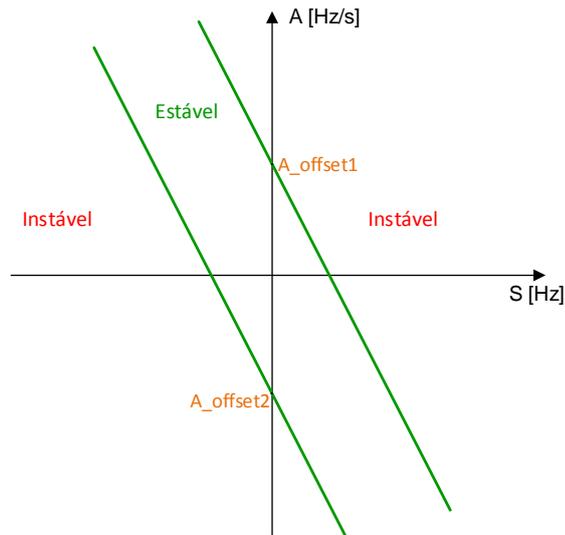


Figura 17 – Função OOST no plano AxS

A região estável é a faixa que fica entre as retas oblíquas. Pode-se chamar essas retas de *blindings*.

A região instável está fora dessa faixa, semiplano acima da reta superior e semiplano abaixo da reta inferior.

As inequações abaixo definem as zona de detecção preditiva de perda de sincronismo:

$$\ddot{\delta} > K \times \dot{\delta} + A_{offset1} \quad (8)$$

$$\ddot{\delta} < K \times \dot{\delta} + A_{offset2} \quad (9)$$

Sendo:

- $K < 0$ inclinação das retas;
- $A_{offset1} > 0$ e $A_{offset2} > 0$ valores em que as retas 1 e 2 cruzam o eixo das ordenadas em $\dot{\delta}(\dot{\delta} = 0)$. Podem ser iguais ou não.

O diagrama de blocos da função OOST é mostrado na Figura 18.

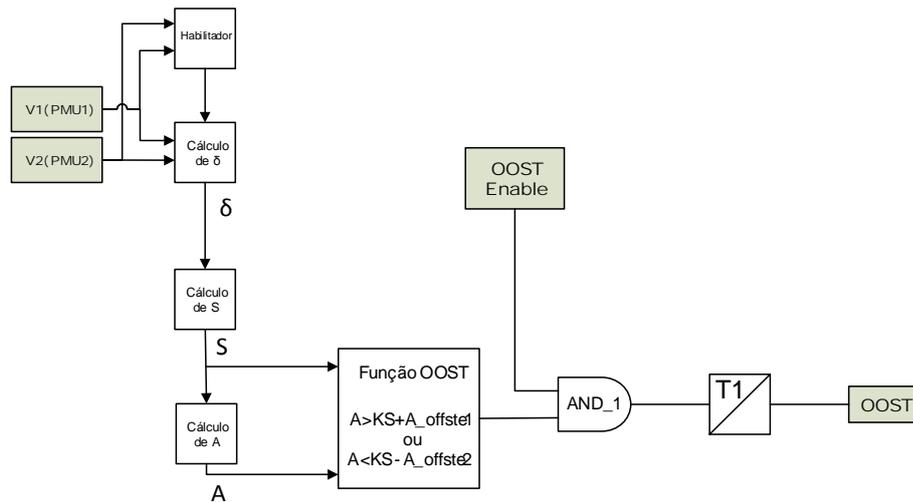


Figura 18 – Diagrama de blocos da função OOST

Os valores de ajustes de K, A_offset1 e A_offset2 da função OOST dependem do sistema de potência e do ponto de medida em que se colocam as PMUs para detectar as oscilações instáveis.

Para determinar esses ajustes é necessário modelar o sistema e simular o comportamento em diversos cenários frente a diversas contingências como curtos-circuitos, abertura intempestivas de linhas, entre outros.

A saída da função OOST será 1, indicando a perda de sincronismo quando ocorrer umas das seguintes condições :

$$\ddot{\delta} > K \times \dot{\delta} + A_{offset1}$$

$$\ddot{\delta} < K \times \dot{\delta} + A_{offset2}$$

E se persistir durante um tempo maior que a temporização T1. Essa temporização evita falsas detecções de perda de sincronismo por sinais que não corresponde a oscilações eletromecânicas no sistema.

3.3 Detector de Perda de Sincronismo (OOSD)

A função OOSD (*Out-Of-Step Detection*) para a detecção da perda de sincronismo compara o valor absoluto da diferença angular $|\delta|$ com um valor ajustado de ângulo OOSTH (*out-of-step-threshold*).

A Figura 19 mostra o diagrama de blocos dessa função. E pode-se analisar juntamente com a Figura 20 em que é representada a diferença angular δ entre as tensões dos locais de medição local V_L e remota V_R :

:

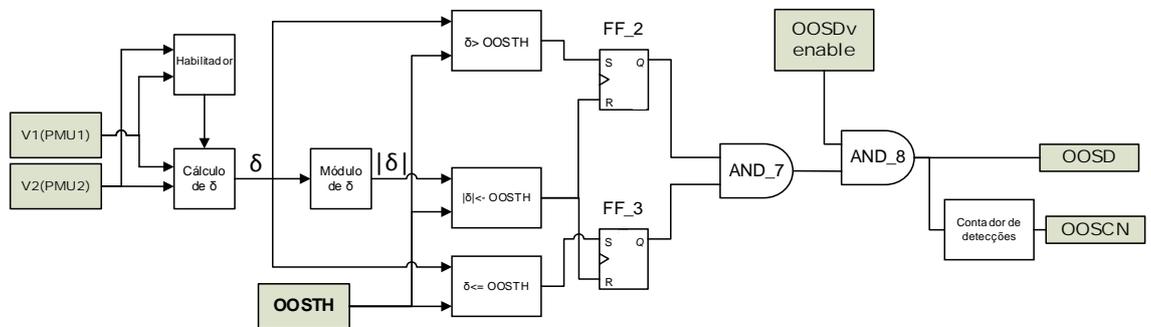


Figura 19 – Diagrama de blocos da função OOSD

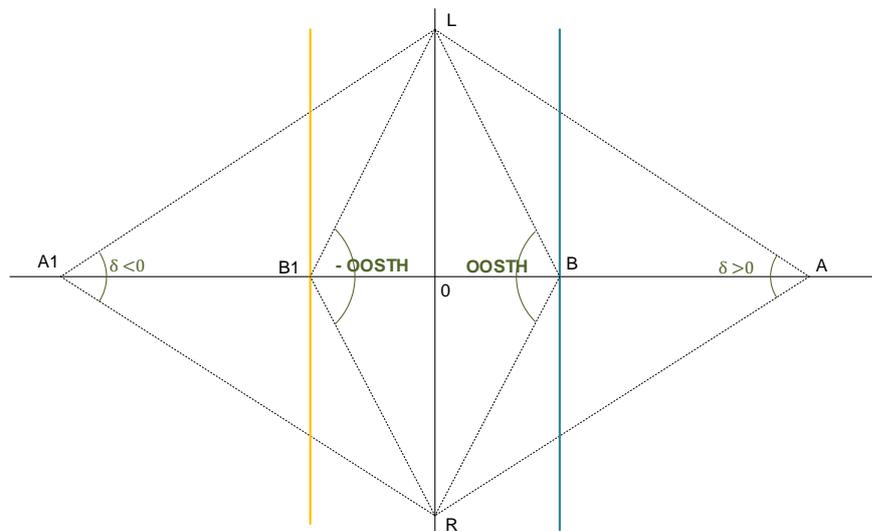


Figura 20 – Operação do algoritmo OOSD

Nota-se que a Figura 20 é similar ao Diagrama de Clarke no plano das impedâncias usado normalmente para analisar as oscilações de potência, tanto para bloqueio para oscilações de potência em relés de distância, como para disparo em oscilações de potência instáveis em relés de proteção para perda de sincronismo. Embora não seja o mesmo.

No Diagrama de Clarke se representa o ângulo δ entre as tensões atrás das reatâncias transitórias de eixo direto dos geradores (num sistema de duas máquinas) ou o ângulo correspondente dos geradores equivalente das duas áreas representadas. E a origem do plano é o ponto ou barra em que a relé de distância ou de proteção para perda de sincronismo mede a tensão.

Na função OOSD e seu diagrama da Figura 20, o ângulo é medido entre duas barras. Por exemplo, o ângulo relativo da tensão dos dois extremos da linha que conecta dois geradores, áreas ou ângulo relativo das tensões de saída de dois geradores, mas não é o ângulo relativo das tensões atrás de suas reatâncias transitórias de eixo direto.

Quando o ângulo se aproxima a $\delta = 180^\circ$, a diferença entre o ângulo de ambos os diagramas diminuem e em particular coincidem quando $\delta=180$.

Considerando a semelhança entre a função OOSD e a detecção clássica de oscilações instáveis nas proteções de distância ou proteção para perda de sincronismo (diagrama de Clarke) se pensou em uma variante dessa função, OOSDv.

A função OOSDv detecta oscilações instáveis se a diferença angular δ superar o ângulo ajustado OOSTH. A Figura 21 mostra o diagrama de blocos da função OOSDv.

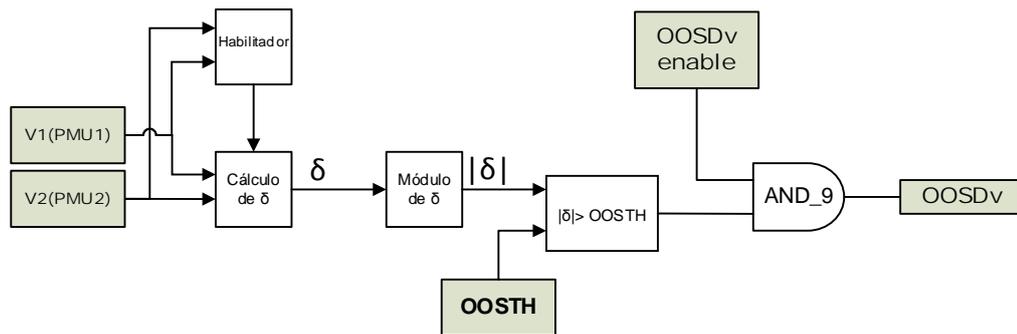


Figura 21 – Diagrama de blocos da função OOSDv

Essa função é uma maneira de medir e utilizar diretamente o ângulo δ em vez de medir a impedância como nas proteções de distância ou proteção para perda de sincronismo.

3.4 Combinação das Funções PSD, OOST e OOSDv

A Figura 22 abaixo mostra uma possível combinação das funções OOST, PSD e OOSDv, e que foi utilizada.

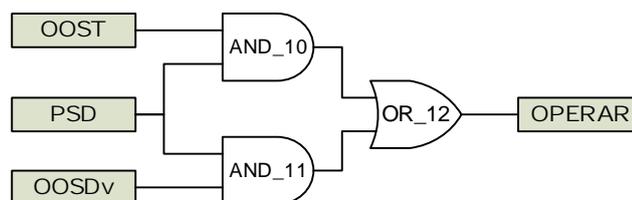


Figura 22 – Combinação das funções PSD, OOST e OOSDv.

A função PSD serve como uma habilitação ou condição para melhorar o aspecto da confiabilidade da função OOST. E a combinação das funções PSD e OOSDv opera como os clássicos relés de proteção de distância e de perda de sincronismo:

- Detecta se há uma oscilação de potência ou um curto-circuito (com PSD utilizando velocidade e aceleração de δ em vez de zona concêntrica, blinders ou outros métodos que medem a velocidade da impedância vista);
- Determina que a oscilação seja instável considerando o ângulo entre os rotores dos geradores ou entre as tensões equivalentes das áreas consistentes com a função OOSDv em vez de estimar o ângulo δ medindo impedância e considerando o diagrama de Clarke.

Pela porta lógica AND_10, a quando as funções PSD e OOST estão com sinal igual a 1, faz o algoritmo operar, ou seja, a saída da porta lógica OR_12 igual a 1. O mesmo acontece pela porta lógica AND_11, a quando as funções do PSD e OOSDv estão com sinal igual a 1, faz o algoritmo operar, ou seja, a saída da porta lógica OR_12 igual a 1.

Quando a lógica da Figura 22 detecta que o sistema está funcionando em condições indesejadas, o sinal OPERAR=1 pode ser usado para cortar carga, geração, separar o sistema em ilhas, bloquear funções de distância, entre outros.

Capítulo 4 - Simulação do Algoritmo no Sistema Acre – Rondônia

4.1 Descrição do Sistema Acre – Rondônia

Os estados Acre e Rondônia foram interligados ao SIN (Sistema Interligado Nacional) em outubro de 2010, através de um circuito duplo em 230 kV da subestação de Jauru, no Mato Grosso, até Vilhena, em Rondônia, conforme mostrado na Figura 23 [6].

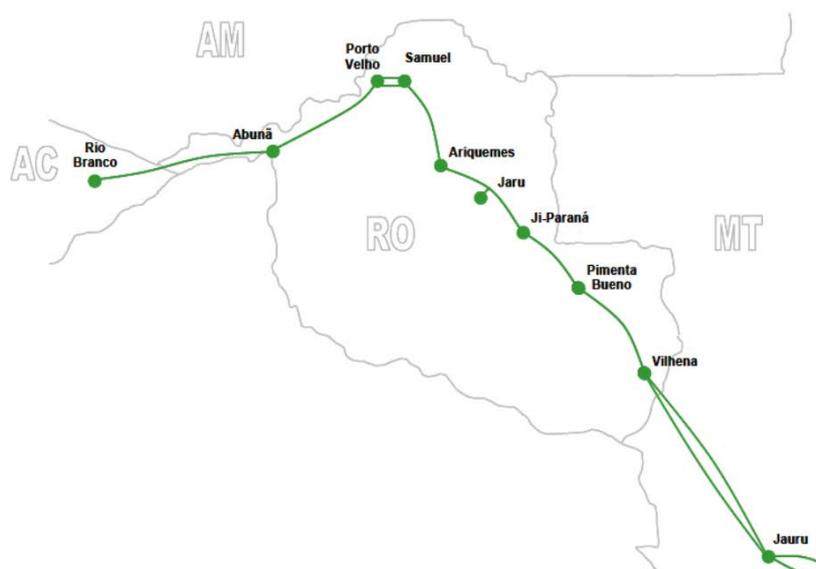


Figura 23 - Mapa geoeletrico da área Acre-Rondônia

Essa interligação possibilita o intercâmbio de energia entre o sistema Acre-Rondônia e o Sistema Interligado Nacional reduzindo a dependência da geração térmica, uma vez que a matriz energética desses estados é composta em grande parte por esse tipo de geração. Além disso, o atendimento à região é feito de forma mais eficiente e com mais confiabilidade.

Esta configuração não é definitiva, visto que posteriormente duplicou-se todo o tronco entre Vilhena e Samuel.

Foi adotada uma representação do SIN de acordo com a base de dados utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico relativa ao mês de dezembro de 2011. Os modelos de máquinas, reguladores e demais equipamentos de controle do SIN utilizados nos estudos de estabilidade eletromecânica também constam nessa base.

O parque gerador do sistema Acre-Rondônia na etapa de configuração isolada era de natureza hidrotérmica, em que se destacam a usina hidrelétrica (UHE) de Samuel e as usinas termoelétricas (UTE) de Termonorte I, Termonorte II e Rio Madeira, todas localizadas na região de Porto Velho. Completam este quadro as UTE Rio Branco I, Rio Branco II e Rio Acre, sendo ainda uma parcela da geração devida a pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

A Tabela 1 apresenta as principais usinas e respectivas potências instaladas que compõem o parque gerador do sistema Acre-Rondônia:

Tabela 1 - Parque gerador do sistema Acre-Rondônia

Usina	Potência (MW)
UHE Samuel	216
UTE Termonorte I	64
UTE Termonorte II	380
UTE Rio Madeira	82
UTE Rio Acre	36
Geração de PCH na região	112
UHE Rondon II	73,5
UTE Rondon	20

4.2 Ajustes das Funções

As funções PSD, OOST e OOSDv foram modeladas para o programa ANATEM [7] no programa CDUEdit [7].

Não foi considerado na configuração das funções o módulo habilitador, que faz a validação do sinal recebido e verifica a confiabilidade, tendo em vista que não haverá erros na importação dos sinais de ângulo pelo programa ANATEM [7]

As Figuras 26, 27 e 28 mostram o diagrama de blocos das funções PSD, OOST e OOSDv, respectivamente, implementadas do CDUEdit [7].

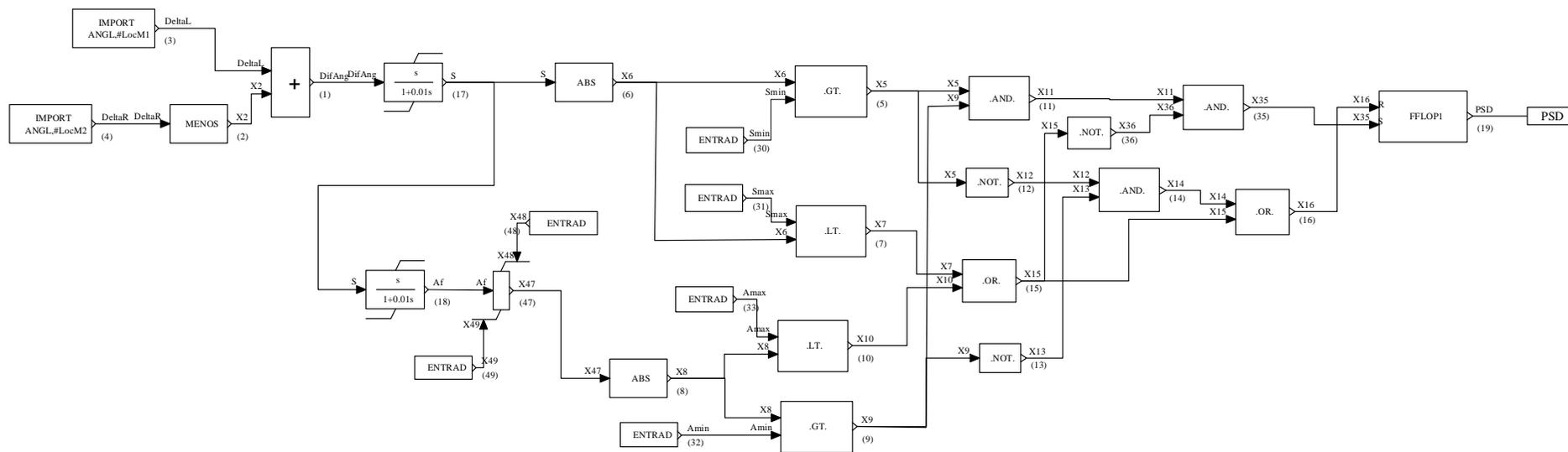


Figura 24 – Diagrama de bloco função PSD no CDUEdit

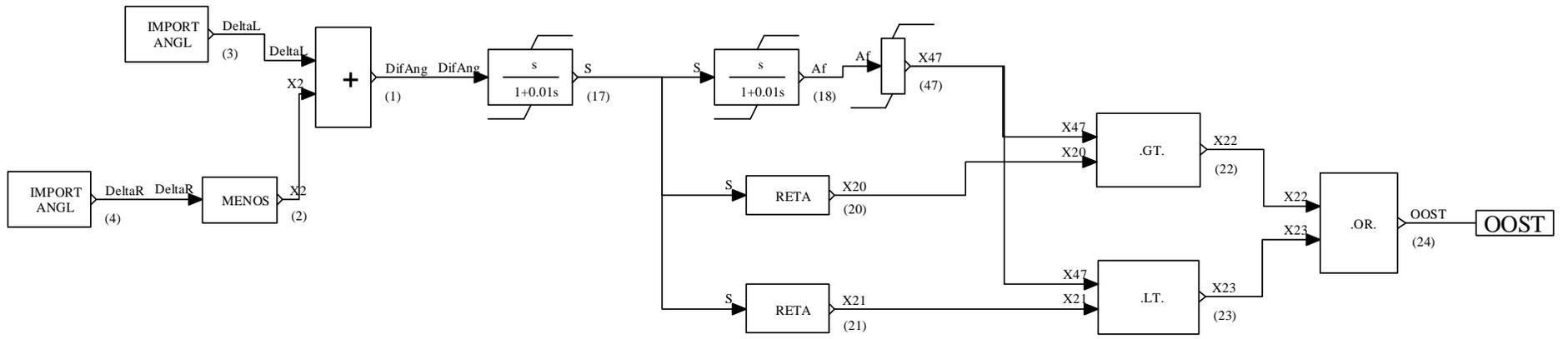


Figura 25 – Diagrama de bloco função OOST no CDUEdit

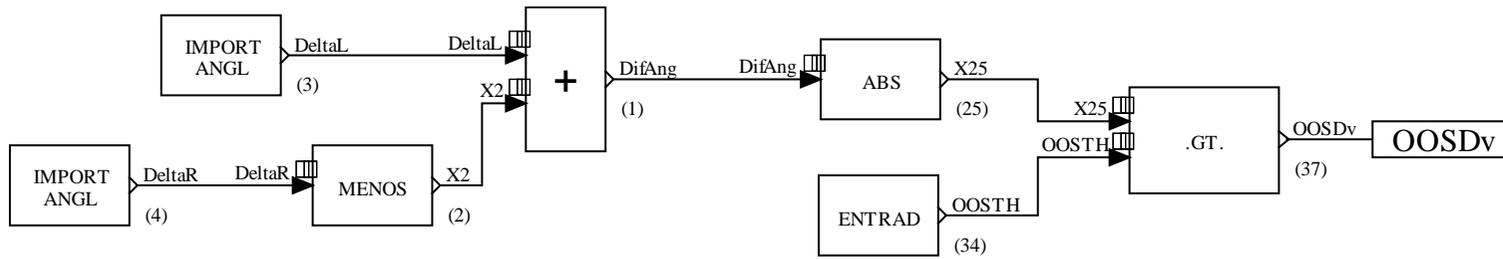


Figura 26 - Diagrama de bloco função OOSDv no CDUEdit

Foram feitas simulações de contingência no sistema Acre-Rondônia com a PPS convencional, e o algoritmo foi ajustado para atuar mais rápido em casos que a PPS atuava, e não atuar nos outros casos.

A restrição de partida da função OOST é dada pelo temporizador ajustado em $T > 50\text{ms}$ (aproximadamente 3 ciclos). Como não existe no programa, um bloco com a função temporizador foi implementado um algoritmo com essa função, como mostra a Figura 27.

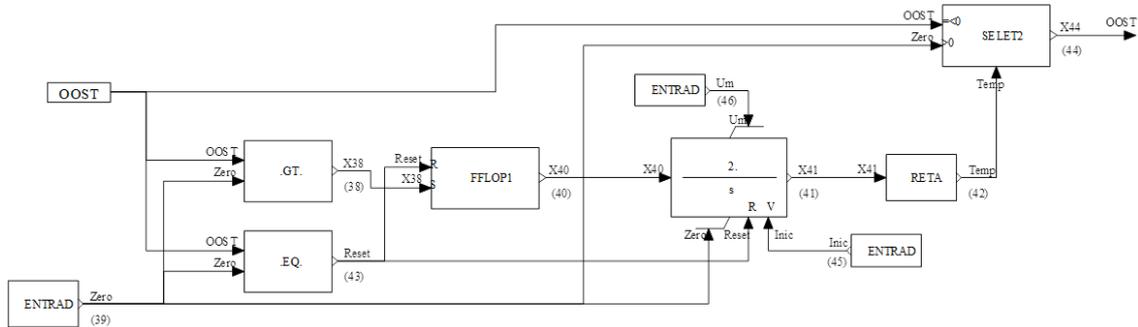


Figura 27 – Diagrama de blocos do Temporizador da função OOST

O bloco 41 da Figura 27 é um integrador e o parâmetro 2 corresponde ao seu ganho. O temporizador foi ajustado pelo ganho desse integrador. Quando o sinal da função OOST no temporizador for igual a 1, significa que a função pode detectar perda de sincronismo se o sinal persistir em 1 por tempo maior que a temporização ajustada.

A Figura 28 mostra a combinação das funções OOST, PSD e OOSDv que foi utilizada.

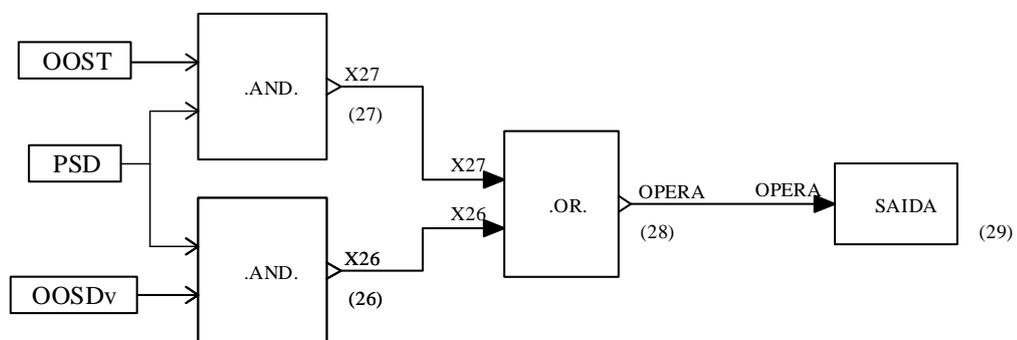


Figura 28 – Combinação das funções PDS, OOST e OOSDv.

Pelo bloco 27, porta lógica AND, a combinação das funções PSD e OOST faz o algoritmo operar, ou seja, a saída do bloco 28, porta lógica OR, igual a 1. O mesmo acontece pelo bloco 26, porta lógica AND, a combinação do PSD e OOSDv faz o algoritmo operar, ou seja, a saída do bloco 28, porta lógica OR, igual a 1.

Quando a lógica da Figura 28 detecta que o sistema está funcionando em condições indesejadas o sinal OPERA=1 pode ser usado para cortar carga, geração, separar o sistema em ilhas, bloquear funções de distância, entre outros.

No programa CDUEdit [7], não há um bloco com a função de abrir ou desligar circuito, então o algoritmo quando atua, ou seja, sinal de OPERA = 1, abri-se o circuito pelo programa ANATEM [7], respeitando o tempo de abertura de disjuntor, 40ms.

Começou-se a trabalhar com os seguintes ajustes das funções:

- PSD:

$$\begin{array}{ll} S_{min} = 0,2 \text{ Hz} & S_{max} = 10 \text{ Hz} \\ A_{min} = 0,1 \text{ Hz/s} & A_{max} = 50 \text{ Hz/s} \end{array}$$

- OOST:

$$\begin{array}{ll} T1 = 0 \text{ ciclo} & A_{offset1} = 7,5 \text{ Hz/s} \\ K = -2 \text{ s}^{-1} & A_{offset2} = -7,5 \text{ Hz/s} \end{array}$$

- OOSDv:

$$OOSTH = 120^\circ$$

Para conseguir os ajustes das funções para operar corretamente em cada situação, foram feitas exaustivas tentativas.

Os ajustes finais são:

- PSD:

$$\begin{array}{ll} S_{min} = 0,3 \text{ Hz} & S_{max} = 5 \text{ Hz} \\ A_{min} = 0,6 \text{ Hz/s} & A_{max} = 62,3 \text{ Hz/s} \end{array}$$

- OOST:

$$T1 = 3 \text{ ciclo}$$

$$A_{offset1} = 30 \text{ Hz/s}$$

$$K = -100 \text{ s}^{-1}$$

$$A_{offset2} = -10 \text{ Hz/s}$$

- OOSDv:

$$OOSTH = 120^\circ$$

4.3 Critérios de Desempenho

O critério N-1 foi considerado, mas a configuração do sistema Acre-Rondônia provisoriamente com o circuito simples entre as SEs 230 kV Vilhena e Samuel, provocarão o ilhamento em parte do sistema, podendo provocar corte de carga ou geração quando da perda de linhas nesse trecho.

Analisando o desempenho dinâmico do SIN sob o aspecto de estabilidade transitória, os critérios usados são os estabelecidos em [8].

Como a representação da rede em programas de análise dinâmica é efetuada através de uma rede de impedâncias de sequência positiva, não existe uma forma direta de se aplicar curtos-circuitos desbalanceados uma vez que seria necessária também a representação de valores de impedância de sequência zero. Uma forma de se realizar uma análise de curto-circuito monofásico em um programa de análise dinâmica com modelagem de sequência positiva é a inclusão de um reator shunt no ponto de curto-circuito em questão. O cálculo deste reator leva em consideração a impedância de sequência positiva e zero da rede.

Os valores dos reatores equivalentes shunt adotados para aplicação de curtos-circuitos monofásicos, retratando o que ocorre na maioria dos casos de defeitos em linhas de transmissão aéreas de alta e extra-alta tensão, segundo ONS, foram retirado do relatório [9].

Em função da presença de usinas termelétricas na região, deve-se atentar ainda para os valores de subfrequência durante a ocorrência de contingências que

possam levar ao desligamento automático de unidades geradoras abaixo de 57 Hz, por atuação da proteção.

4.4 Análise do Sistema Diante de Contingências

Ajustadas as funções PSD, OOST e OOSDv para o sistema Acre-Rondônia, será comprovado a efetividade das funções através da análise do desempenho dinâmico do sistema sob contingências.

Os seguintes Sistemas Especiais de Proteção (SEP) e as Proteções Sistêmicas da interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN foram considerados neste trabalho, a saber:

- Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) - é um dos mais importantes Sistemas Especiais de Proteção que, através do desligamento automático, escalonado e controlado de blocos de carga utilizando relés de frequência, minimiza os efeitos de subfrequência decorrentes da perda de grandes blocos de geração. Dessa forma, sua correta atuação é capaz de evitar blecautes, graças à sua perfeita adequação no que se refere à disponibilização de carga para corte em estágios dentro de valores recomendados por estudos. A Tabela 2 mostra os ajustes para os diversos estágios do ERAC do sistema Acre-Rondônia (ONS, 2009):

Tabela 2 – Ajuste do ERAC para o sistema Acre-Rondônia

Estágio	Ajuste (Hz)	Carga rejeitada (%)
1º	58,5	15
2º	58,2	10
3º	57,9	10
4º	57,7	10
5º	57,5	10

- Proteção para Perda de Sincronismo (PPS) (para as simulações com PPS convencional) - para viabilizar os limites de intercâmbios definidos para a configuração intermediária e garantir a operação segura do sistema nesta condição interligada, foi ativada a função de disparo por perda de sincronismo na SE Pimenta Bueno. Os ajustes implantados garantem a abertura da interligação Acre-Rondônia quando de oscilações instáveis, preservando parte das cargas de severas variações de tensão e de um possível colapso. Em função do exposto, foi adotada a seguinte filosofia de proteção: ativação de proteção de perda de sincronismo na LT 230 kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná em Pimenta Bueno, com disparo na entrada da característica interna. Com ajustes de resistências de 0,30 pu e 0,35 pu (na base 230kV – 100MVA), respectivamente, característica interna e externa, para ambos os sentidos positivo e negativo. O relé não deve operar na presença de defeitos de qualquer tipo. A Figura 29 apresenta o ajuste para a proteção de perda de sincronismo, considerando relés que utilizam características quadrilaterais. Os valores de impedância estão apresentados em pu, na base 230kV – 100MVA. O tempo de discriminação da PPS, que é o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que a impedância vista pelo relé atinge a característica externa e alcança a característica interna, está ajustado em 25 ms. Abaixo deste tempo, o relé não deve ser sensibilizado, por se tratar de ocorrência de defeito. Por outro lado, valores acima deste tempo indicam perda de sincronismo e a PPS deverá atuar.

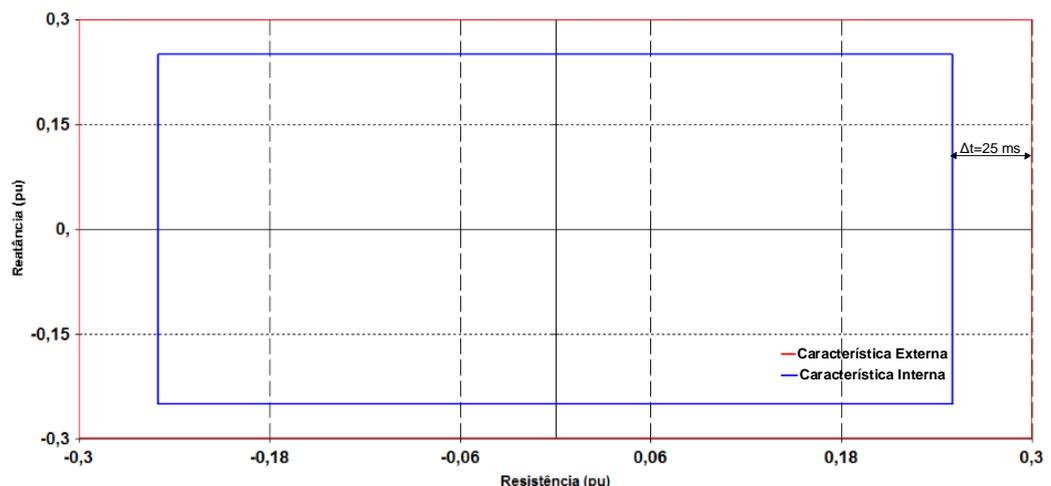


Figura 29 – Ajuste para a proteção de perda de sincronismo.

Cabe salientar, que a PPS não foi usada nos casos com as funções PSD, OOST e OOSDv.

- Esquema de inserção de banco de capacitores por subtensão no sistema – a Tabela 3 apresenta as ações deste esquema, os valores da tensão e as temporizações de cada um, em função da subtensão no sistema implementado na região [6].

Tabela 3 – SEP de inserção de elemento shunt por subtensão

Subestação	Esquema	Proteções		
		27T (pu)	Curva	Tempo (s)
Ji-Paraná	Inserção do 1º banco de capacitores	0,9	Tempo definido	2,5
	Inserção do 2º banco de capacitores	0,9	Tempo definido	2,8

- Esquema de inserção/retirada de elemento shunt em função de sobretensão no sistema – a Tabela 4 apresenta o esquema de retirada de banco de capacitores e inserção de banco de reatores em função de sobretensão no sistema implementado na região [6]:

Tabela 4 – SEP de inserção/retirada de elemento Shunt por sobretensão

Subestação	Esquema	Proteções		
		27T (pu)	Curva	Tempo (s)
Ji-Paraná	Retirada do 1º banco de capacitores	1,10	Tempo definido	2,5
	Retirada do 2º banco de capacitores	1,10	Tempo definido	2,8
Pimenta Bueno	Inserção do reator de barra	1,10	Tempo definido	3,0
Vilhena	Inserção do reator de barra	1,10	Tempo definido	3,5
Abunã	Inserção do reator de barra	1,10	Tempo definido	3,0
Rio Branco	Inserção do reator de barra	1,10	Tempo definido	3,5

- Proteção de sobretensão – a Tabela 5 apresenta os ajustes das proteções de sobretensão do sistema Acre-Rondônia, apresenta os valores da tensão e as

temporizações de cada um. Ressalta-se que as funções 59T e 59I estão associadas às unidades temporizada e instantânea, respectivamente. Ressalta-se ainda que as colunas associadas ao tempo referem-se somente ao tempo de atuação do relé, sem contar o tempo de abertura do disjuntor que é de quarenta milissegundos.

Tabela 5 - Ajuste das proteções de sobretensão

Linha de transmissão	Subestação	Proteções						
		59T (pu)	Ajuste (Uajuste)	Curva (n) (U)	Tempo (s) (T)*	59I	Ajuste (V)	Tempo (ms)
Porto Velho - Abunã	Porto Velho	1,2		Tempo definido		1,4		100,0
	Abunã	1,2		Tempo definido		1,4		100,0
Porto Velho - Samuel c.1	Porto Velho	1,12	129	(1) 138,0	10,24	1,39	159,6	31,2
				(1)145,0	2,73			
	Samuel	1,12	129	(1) 138,0	10,24	1,39	159,6	31,2
				(1)145,0	2,73			
Porto Velho - Samuel c.2	Porto Velho	1,14	131	(1) 138,0	10,24	1,39	159,6	31,2
				(1)145,0	2,73			
	Samuel	1,14	131	(1) 138,0	10,24	1,39	159,6	31,2
				(1)145,0	2,73			
Samuel - Ji-Paraná	Samuel	1,13	130	(1) 138,0	10,24	1,39	159,2	31,2
				(1)145,0	2,73			
	Ji-Paraná	1,13	130	(1) 138,0	10,24	1,39	159,2	31,2
				(1)145,0	2,73			
Ji-Paraná - Rolim de Moura	Ji-Paraná	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		
	Rolim de Moura	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		
Ji-Paraná - Pimenta Bueno	Ji-Paraná	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		
	Pimenta Bueno	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		
Pimenta Bueno - Vilhena	Pimenta Bueno	1,2		Tempo definido	2,0	1,4		
	Vilhena	1,2		Tempo definido	2,0	1,4		
Abunã - Rio Branco	Abunã	1,2		Tempo definido	1,75	1,4		
	Rio Branco	1,2		Tempo definido	1,75	1,4		
Abunã - Guajará Mirim	Abunã	1,2		Tempo definido	1,5	1,4		
	Guajará	1,2		Tempo definido	1,5	1,4		
Jauru - Vilhena c.1	Jauru	1,2		Tempo definido	1,5	1,4		
	Vilhena	1,2		Tempo definido	1,5	1,4		
Jauru - Vilhena c.2	Jauru	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		
	Vilhena	1,2		Tempo definido	2,5	1,4		

$$*59T - \text{curva } T = \frac{4,05 \times n}{20 \left[\frac{U - U_{ajuste}}{U_{ajuste}} \right]^{-1}}$$

4.5 Resultados das Simulações

Serão apresentadas comparações dos resultados das simulações dinâmicas do sistema com a PPS convencional e a PPS com PMU, sob contingências.

As Tabelas 6 e 7 mostram as condições de operação no momento anterior às perturbações na área afetada:

Tabela 6 – Fluxo nas linhas de transmissão

LT 230 kV	MW		
	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve
Vilhena / Jaurú C1	60	70	46
Vilhena / Jaurú C2	60	70	46
Vilhena / Pimenta Bueno	106	124	89
Pimenta Bueno / Ji-Paraná	145	165	109
Ji-Paraná / Jauru	36	49	51
Jaru / Ariquemes	16	27	36
Ariquemes / Samuel	30	26	4
Samuel / Porto Velho C1	11	21	22
Samuel / Porto Velho C2	11	21	22
Porto Velho / Abunã	174	173	99
Abunã / Rio Branco	137	136	69

Tabela 7 - Tensão nos barramentos da área afetada

TENSÃO NOS BARRAMENTOS 230 kV			
Subestação	Tensão (pu)		
	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve
Jauru	1,035	1,031	1,038
Vilhena	1,028	1,041	1,050
Pimenta Bueno	1,014	1,028	1,049
Ji-Paraná	1,008	1,020	1,048
Jaru	1,011	1,018	1,041
Ariquemes	1,011	1,016	1,028
Samuel	1,045	1,040	1,031
Porto Velho	1,045	1,040	1,030
Abunã	1,023	1,029	1,027
Rio Branco	1,018	1,036	1,013

4.5.1 Perda da LT Porto Velho – Abunã

Foi simulada a ocorrência de um curto-circuito monofásico na SE 230 kV Porto Velho, eliminado através da abertura da linha de transmissão 230 kV Porto Velho – Abunã 150ms depois. Portanto há separação da área do Acre do SIN, formando um desequilíbrio entre carga e geração e devido isso houve a atuação do ERAC nessa área.

Para essa contingência, são apresentados os resultados dos cenários de carga pesada e média onde houve perda de sincronismo e assim atuação da PPS. No cenário de carga leve não houve perda de sincronismo.

A Figura 30 mostra o ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da PPS quando da perda da LT 230 kV Porto Velho-Abunã.

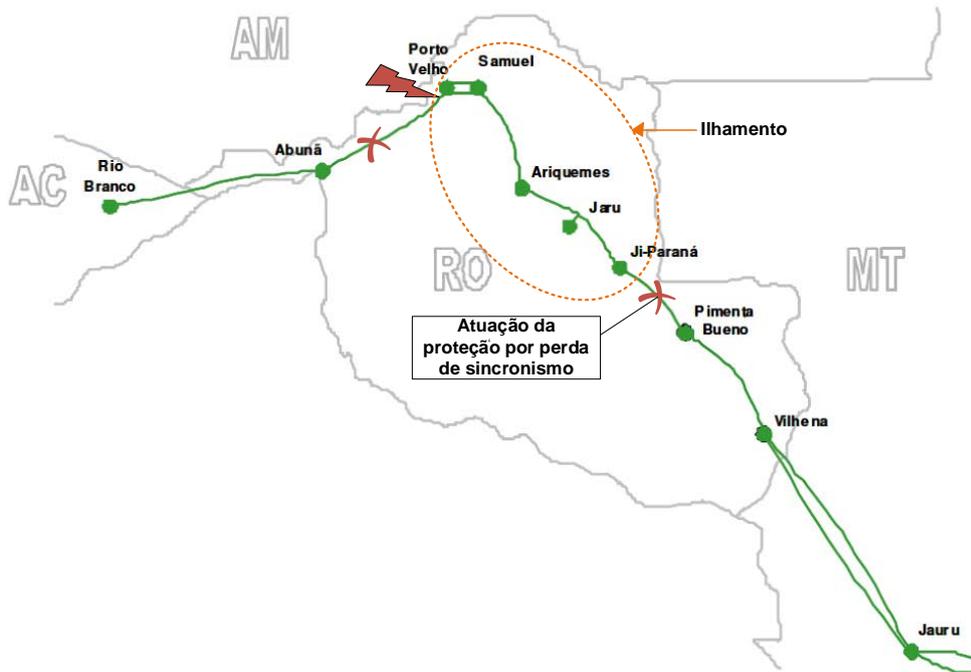


Figura 30 – Ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da proteção para perda de sincronismo

A Figura 31 mostra a tensão nas barras do sistema Acre-Rondônia destacando a atuação do ERAC, atuação da PPS e inserção de banco de capacitores por atuação da proteção de subtenção em Ji-Paraná.

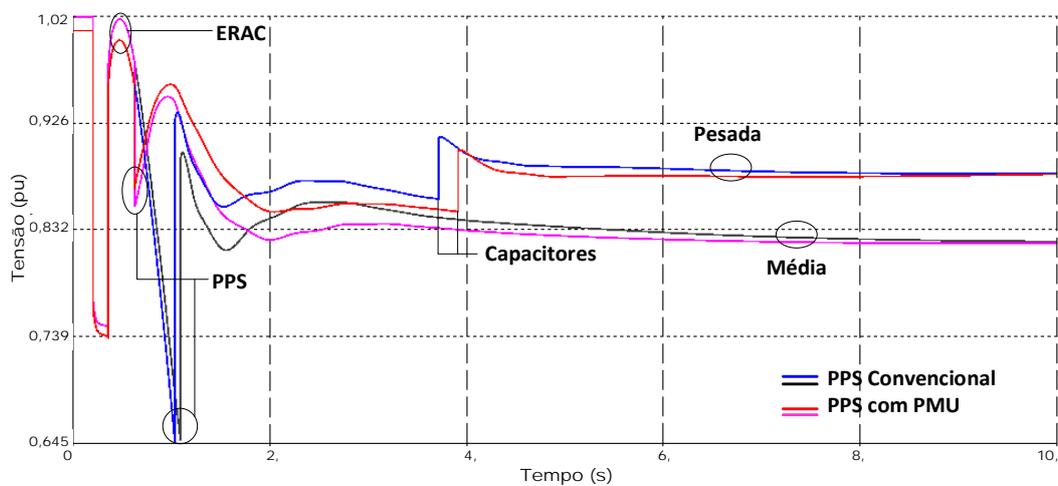


Figura 31 - Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná

Na Figura 32 é mostrado o comportamento do ângulo da máquina da UTE Termonorte II com relação às máquinas da UHE Samuel, onde pode ser observado o comportamento estável do ilhamento.

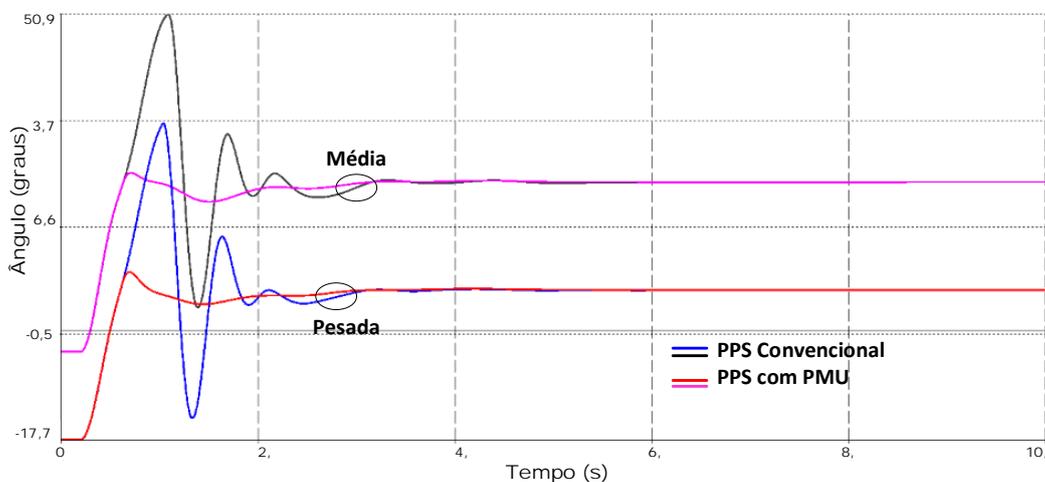


Figura 32 – Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II relativo às máquinas da UHE Samuel.

Observa-se que em regime permanente as duas simulações apresentam desempenho dinâmico satisfatório na decorrência dessa perturbação. Verifica-se que durante o período transitório, a simulação com as funções de sincrofasores tem resposta menos oscilatória.

A Figura 33 corresponde ao comportamento da função OOST no plano AxS para a contingência perda da LT 230 kV Porto Velho – Abunã na condição de carga pesada. Pode ser observada a trajetória da oscilação, que descreve o comportamento da aceleração e velocidade obtidas da diferença angular entre os ângulos das tensões. Após a eliminação do curto-circuito com a abertura da LT de 230 kV Porto Velho – Abunã ocorre a perda de sincronismo, que é detectada pela função quando a oscilação atravessa um dos *blindens* e permanece por um período maior que $T_1=50\text{ms}$, então a função atua dando comando para a abertura da LT de 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, ilhando o sistema de Rondônia a partir de Ji-Paraná.

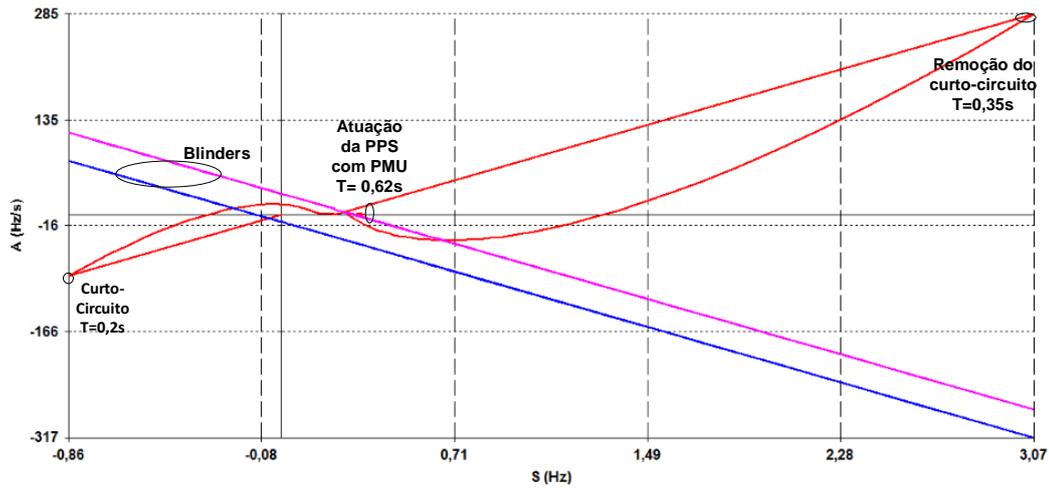


Figura 33 - Operação da função OOST no plano AxS (carga pesada).

A Figura 36 mostra a atuação da PPS convencional no plano RxX para contingência perda da LT 230 kV Porto Velho – Abunã na condição de carga pesada.

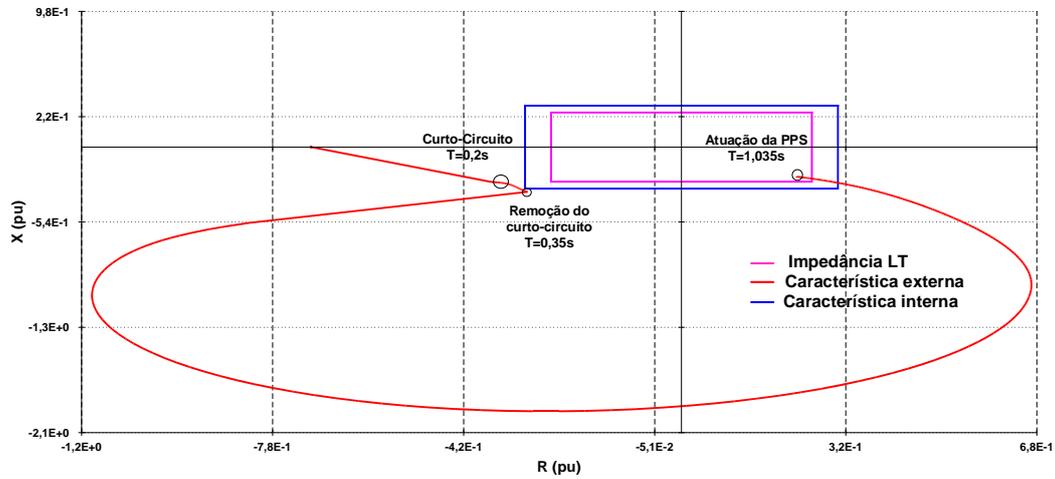


Figura 34 - Operação da PPS convencional no plano RxX

A Figura 35 mostra o comportamento da frequência da UHE Samuel na perda da LT 230 kV Porto Velho – Abunã, destacando a atuação do ERAC na região do Acre. Pode-se observar que em regime permanente, a frequência não retorna a 60 Hz

devido ao fato de que os reguladores de velocidade das unidades geradoras não serem isócronos.

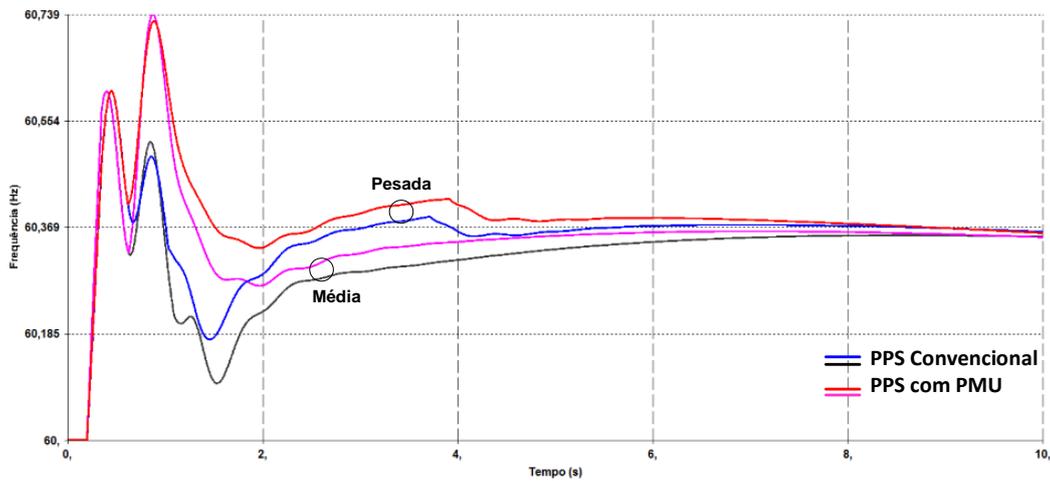


Figura 35 – Frequência da UHE Samuel

O montante de carga cortado foi igual para ambos os casos. As Tabela 88 e 9 mostram o montante de carga cortada:

Tabela 8 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada

Perda da LT Porto Velho - Abunã / Pesada						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,8	6,1	19,8	6,1
2º	58,2	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
3º	57,9	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
4º	57,7	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
5º	57,5	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
Total			72,6	22,5	72,6	22,5

Tabela 9 – Montante de carga cortada no patamar de carga média

Perda da LT Porto Velho - Abunã / Média						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,7	7	19,7	7
2º	58,2	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
3º	57,9	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
4º	57,7	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
5º	57,5	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
Total			72,1	25,8	72,1	25,8

Os patamares de carga mencionados aqui são referentes ao SIN, podendo haver coincidência de carga devido à característica local do sistema Acre-Rondônia.

4.5.2 Perda da UTE Termonorte II

Foi simulada nesta contingência a ocorrência de um curto-circuito monofásico na SE 230 kV Porto Velho, eliminado através da abertura do transformador 230 /13,8 kV Porto Velho – UTE Termonorte II 150ms depois. Perdendo, portanto, 190 MW de geração. Houve atuação do ERAC pelo desequilíbrio entre carga e geração na área do Acre.

Para essa contingência, são apresentados os resultados dos cenários de carga pesada e média onde houve perda de sincronismo e assim atuação da PPS. No cenário de carga leve, não houve perda de sincronismo.

A Figura 36 mostra ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da proteção para perda de sincronismo quando da perda da UTE Termonorte II.

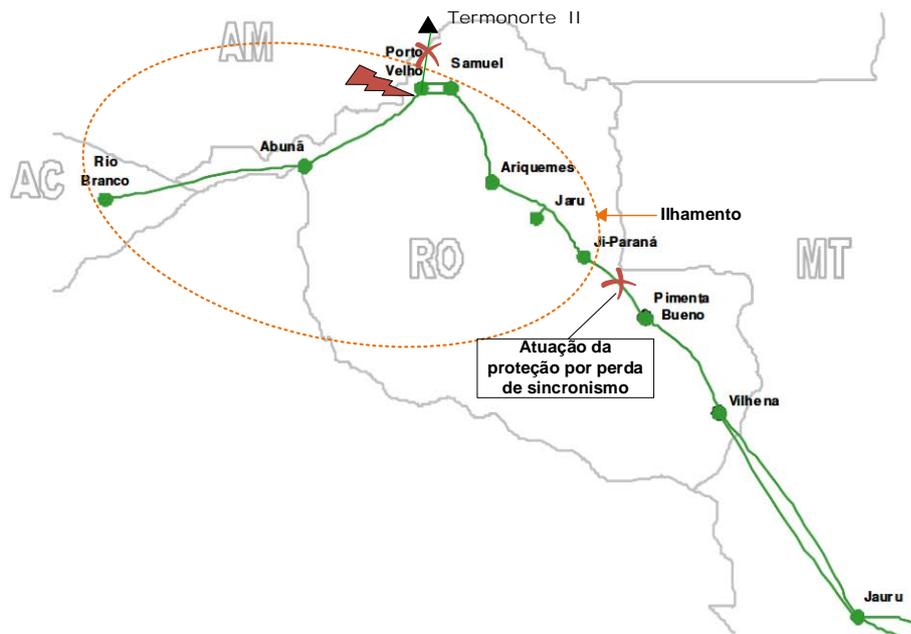


Figura 36 – Ilhamento no sistema Acre-Rondônia pela a atuação da proteção para perda de sincronismo

A Figura 37 mostra a tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná do sistema Acre-Rondônia destacando a atuação do ERAC e atuação da PPS.

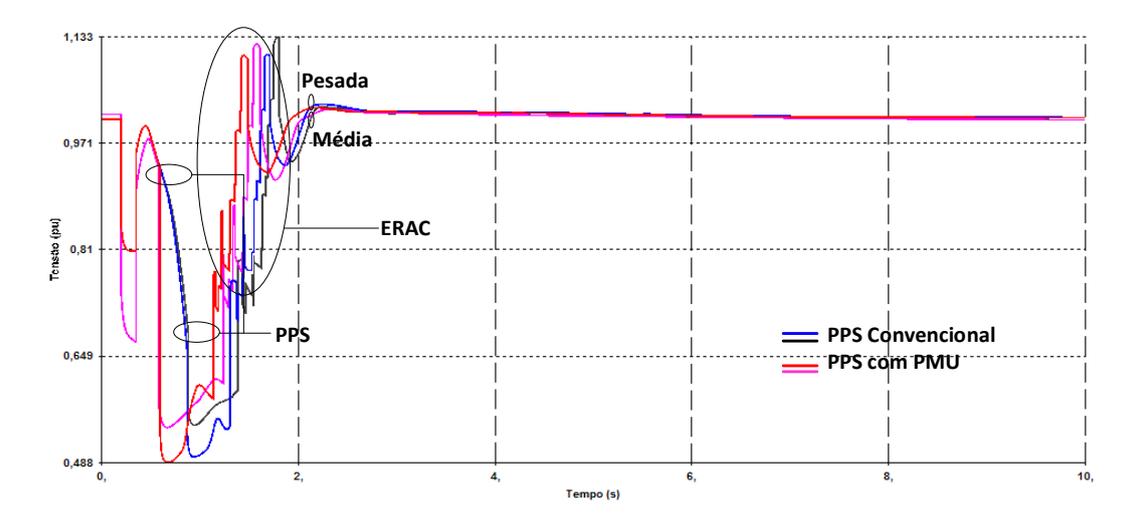


Figura 37 - Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná

Na Figura 38 é mostrado o comportamento do ângulo da máquina da UTE Termonorte II a vapor com relação às máquinas da UHE Samuel, onde pode ser observado o comportamento estável do ilhamento.

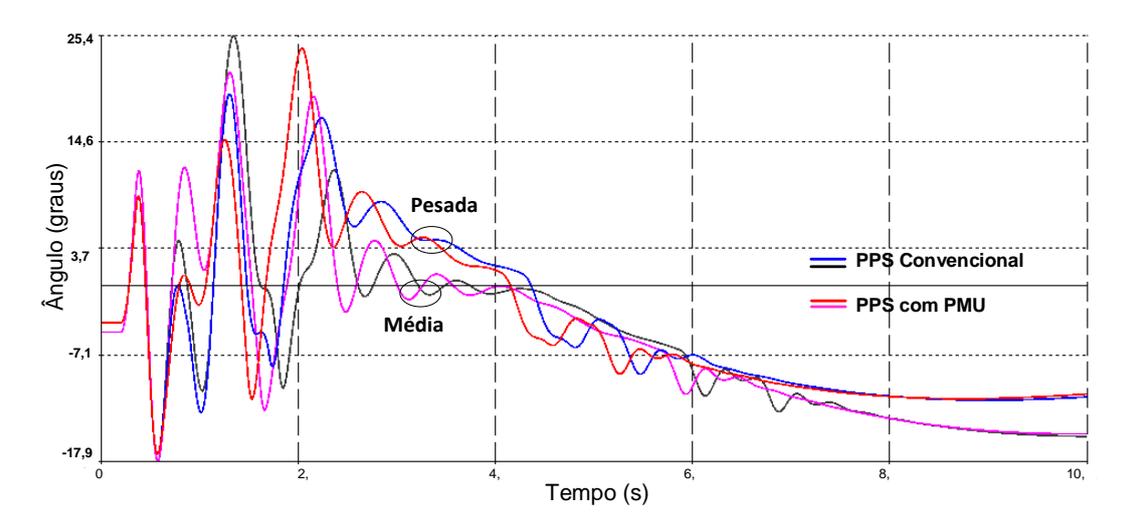


Figura 38 – Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II a vapor relativo às máquinas da UHE Samuel

Observa-se que em regime permanente as duas simulações apresentam desempenho dinâmico satisfatório na decorrência dessa perturbação.

A Figura 39 corresponde ao comportamento da função OOST no plano AxS para a contingência perda da UTE Termonorte II na condição de carga pesada. Pode ser observada a trajetória da oscilação, que descreve o comportamento da aceleração e velocidade obtidas da diferença angular entre os ângulos das tensões. Após a eliminação do curto-circuito com a abertura da do transformador 230 /13,8 kV Porto Velho – UTE Termonorte II ocorre a perda de sincronismo, que é detectada pela função quando a oscilação atravessa um dos *blindings* e permanece por um período maior que $T_1= 50\text{ms}$, então a função atua dando comando para a abertura da LT de 230kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, ilhando o sistema de Rondônia a partir de Ji-Paraná.

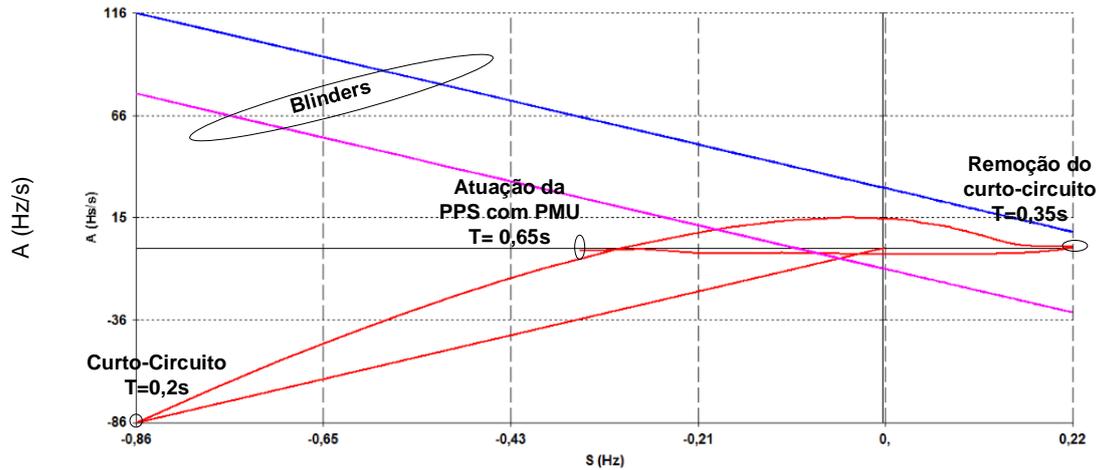


Figura 39 – Operação da função OOST no plano AxS (carga pesada).

A Figura 40 mostra a atuação da PPS convencional no plano RxX para a contingência perda da UTE Termonorte II na condição de carga pesada.

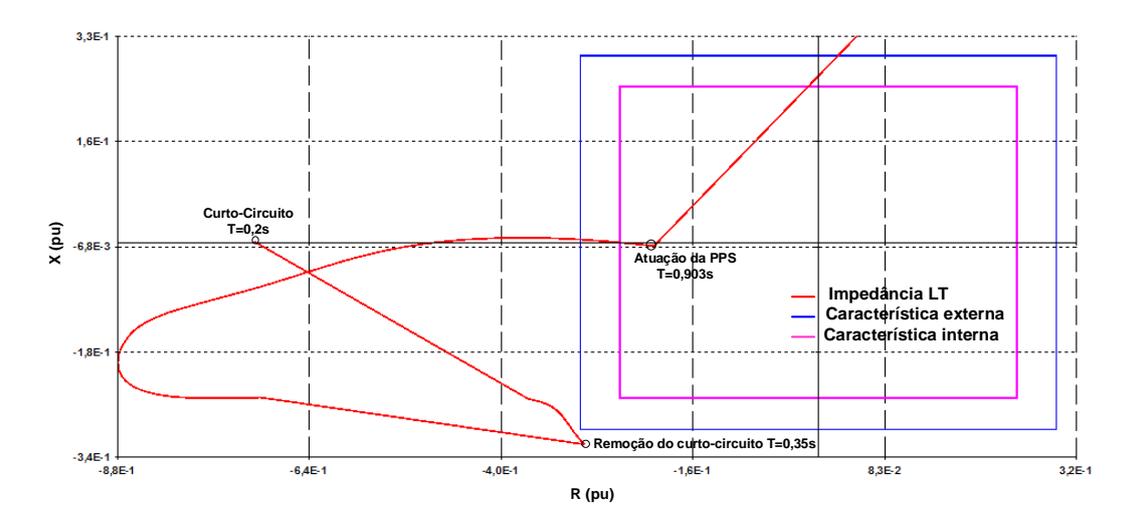


Figura 40 – Operação da PPS convencional no plano RxX

A Figura 41 mostra o comportamento da frequência do sistema Acre-Rondônia na perda da UTE Termonorte II, destacando a atuação do ERAC na região do Acre. Pode-se observar que em regime permanente, a frequência não retorna a 60 Hz devido aos reguladores de velocidade das unidades geradoras não serem isócronos.

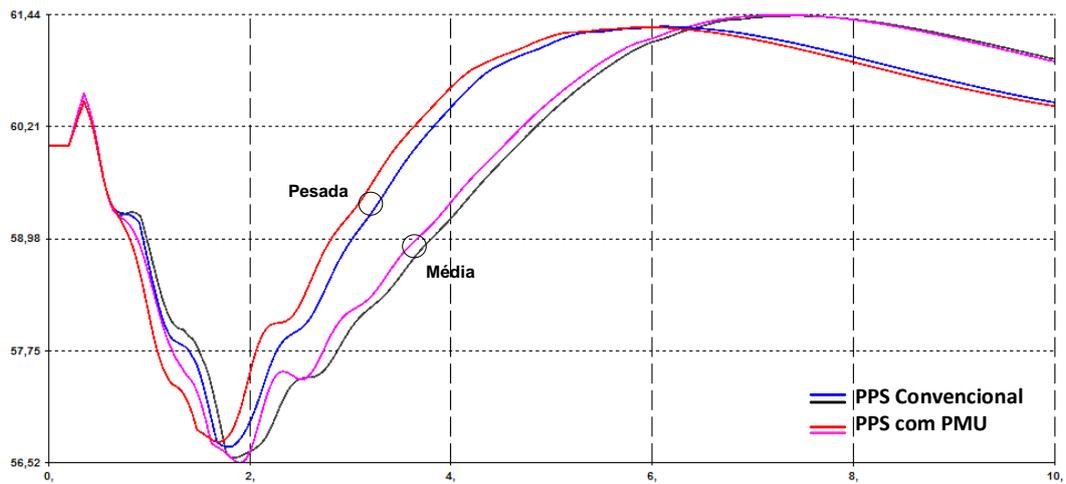


Figura 41 – Frequência da UHE Samuel

O montante de carga cortado foi igual para ambos os casos. A Tabela 10 mostra as cargas cortadas

Tabela 10 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada

Perda da UTE Termonorte II / Pesada						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,8	6,1	19,8	6,1
1º	58,5	Rondônia	65,8	25,5	65,8	25,5
2º	58,2	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
2º	58,2	Rondônia	43,9	17	43,9	17
3º	57,9	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
3º	57,9	Rondônia	43,9	17	43,9	17
4º	57,7	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
4º	57,7	Rondônia	43,9	17	43,9	17
5º	57,5	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
5º	57,5	Rondônia	43,9	17	43,9	17
Total			314	116	314	116

Tabela 11 – Montante de carga cortada no patamar de carga média

Perda da UTE Termonorte II / Média						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,7	7	19,7	7
1º	58,5	Rondônia	71,3	28,8	71,3	28,8
2º	58,2	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
2º	58,2	Rondônia	47,5	19,2	47,5	19,2
3º	57,9	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
3º	57,9	Rondônia	47,5	19,2	47,5	19,2
4º	57,7	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
4º	57,7	Rondônia	47,5	19,2	47,5	19,2
5º	57,5	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
5º	57,5	Rondônia	47,5	19,2	47,5	19,2
Total			333,4	131,4	333,4	131,4

Os patamares de carga mencionados aqui são referentes ao SIN, podendo haver coincidência de carga devido à característica local do sistema Acre-Rondônia.

4.6 Contingências sem Perda de Sincronismo

Nas contingências abaixo, não houve perda de sincronismo, portanto não houve atuação da PPS:

- Perda da UHE Samuel;
- Perda da LT Ariquemes – Jauru – perda simples;
- Perda da LT Ariquemes- Samuel – perda simples
- Perda da LT Jauru – Cuiabá – perda simples;
- Perda da LT Abunã – Rio Branco – perda simples;
- Perda da LT Vilhena – Jauru – perda simples.

Para não se tornar exaustivo e repetitivo para o leitor, serão apresentados apenas os resultados de uma contingência:

4.6.1 Perda da LT Abunã – Rio Branco

Foi simulada a ocorrência de um curto-circuito monofásico na SE 230 kV Abunã, eliminado através da abertura da LT 230 kV Abunã – Rio Branco, 150 ms depois, como é mostrado na Figura 42. Não houve atuação da proteção para perda de sincronismo porque o sistema ficou estável. Houve separação da área do Acre do SIN, formando um desequilíbrio entre carga e geração e devido isso houve a atuação do ERAC nessa área.



Figura 42 – LT 230 kV Abunã – Rio Branco

A Figura 43 mostra a tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná do sistema Acre-Rondônia.

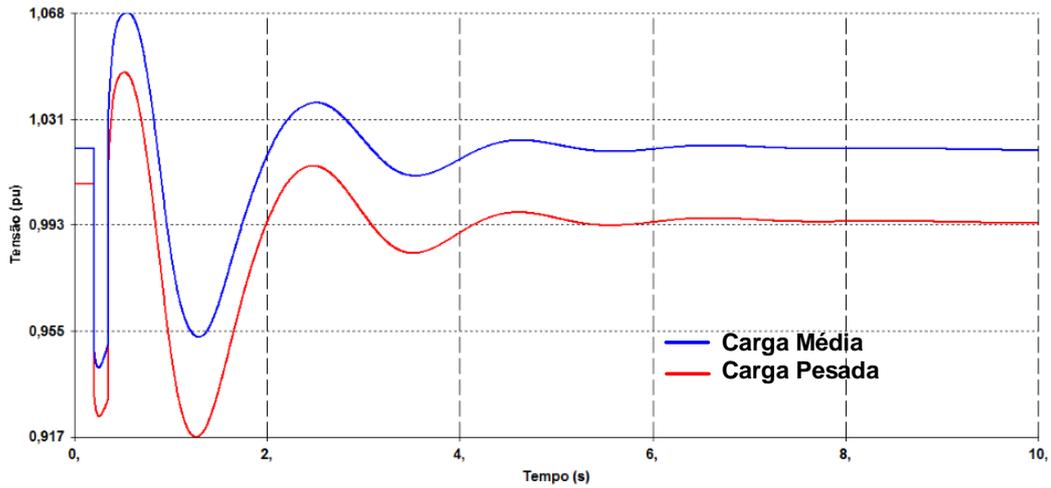


Figura 43 – Tensão na barra 230 kV da SE Ji-Paraná

Na Figura 44 é mostrado o comportamento do ângulo da máquina da UTE Termonorte II com relação às máquinas da UHE Samuel, onde pode ser observado o comportamento estável sistema.

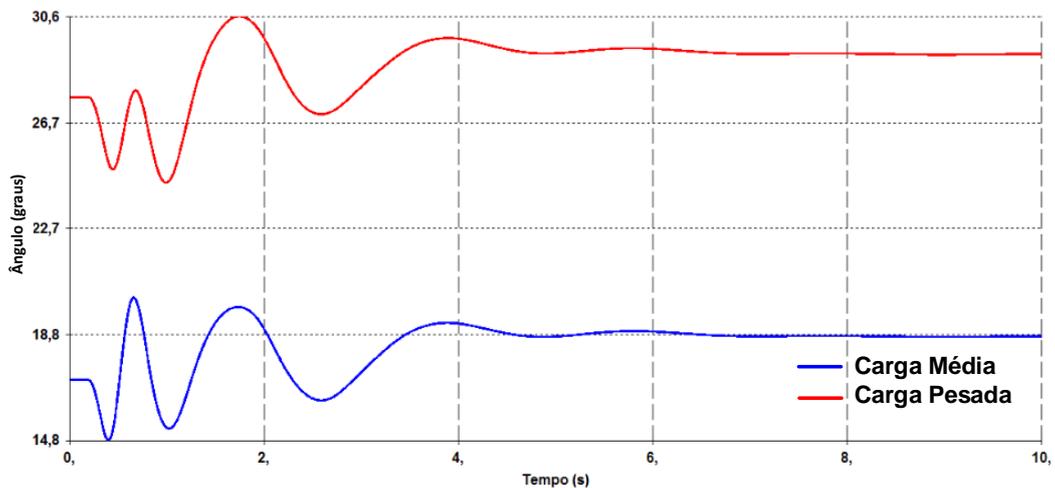


Figura 44 - Ângulo das máquinas da UTE Termonorte II relativo às máquinas da UHE Samuel.

A Figura 45 e a Figura 46 correspondem ao comportamento da função OOST no plano AxS para a contingência perda da LT 230 kV Abunã – Rio Branco na condição de carga pesada. Pode ser observada a trajetória que descreve o

comportamento da aceleração e velocidade obtidas da diferença angular entre os ângulos das tensões. Após a eliminação do curto-circuito com a abertura da LT de 230 kV Abunã – Rio Branco, como não ocorre a perda de sincronismo, a oscilação sai da origem e retorna girando ao seu redor .

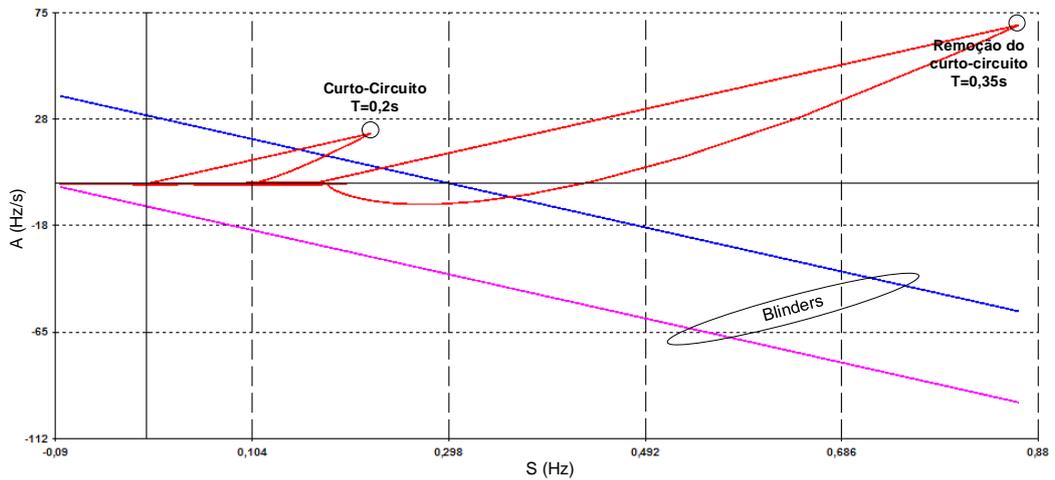


Figura 45 - Operação da função OOST no plano AxS

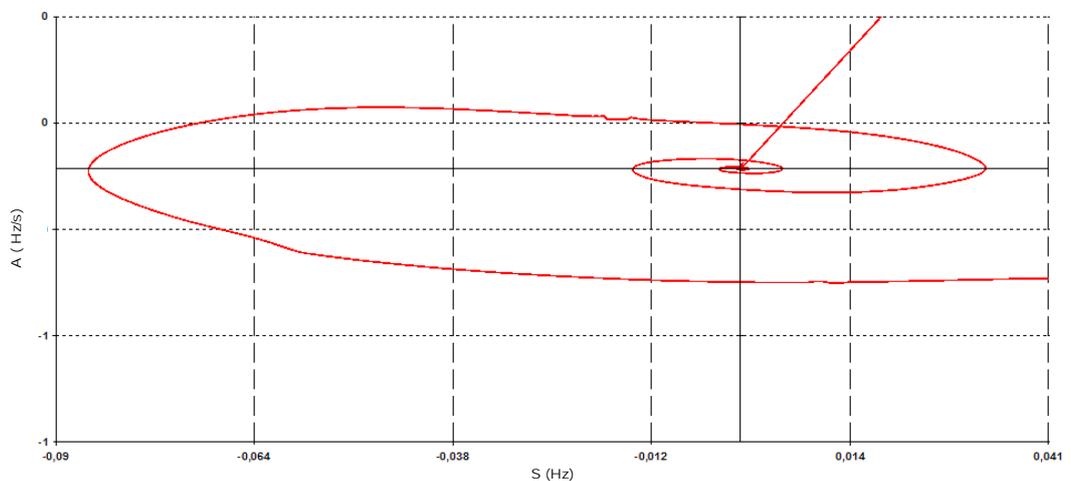


Figura 46 – Zoom da Figura 45

A Figura 47 mostra a característica da PPS convencional no plano RxX para a contingência perda da LT 230 kV Abunã - Rio Branco, na condição de carga pesada. Pode-se observar que a trajetória da impedância não cruza a característica da PPS.

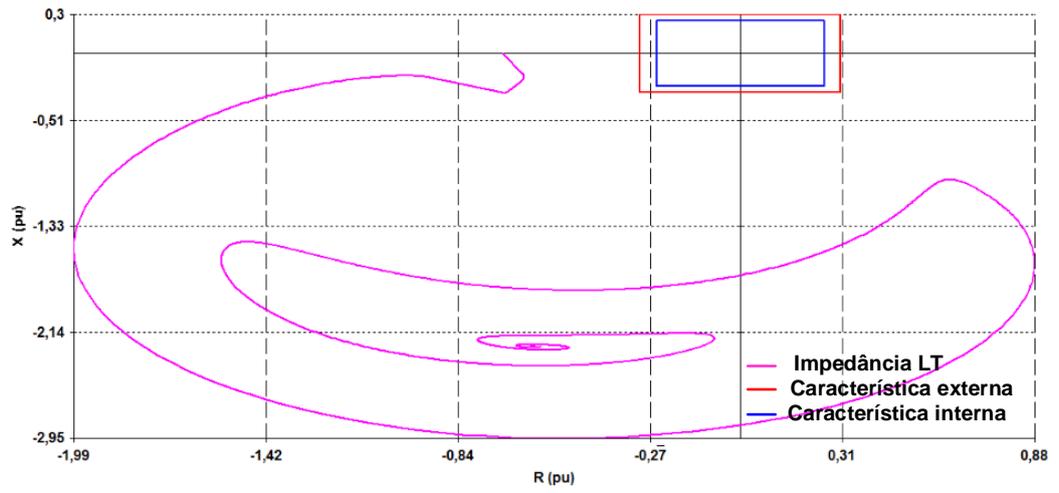


Figura 47 – Operação da PPS convencional no plano RxX

As Tabela 12 e 13 mostram o montante de cargas cortadas:

Tabela 12 – Montante de carga cortada no patamar de carga pesada

Perda da LT Rio Branco - Abunã / Pesada						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,8	6,1	19,8	6,1
2º	58,2	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
3º	57,9	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
4º	57,7	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
5º	57,5	Acre	13,2	4,1	13,2	4,1
Total			72,6	22,5	72,6	22,5

Tabela 13 – Montante de carga cortada no patamar de carga média

Perda da LT Rio Branco - Abunã / Média						
Estágio	Ajuste (Hz)	Área	Carga rejeitada			
			PPS conv.		PMU	
			MW	Mvar	MW	Mvar
1º	58,5	Acre	19,7	7	19,7	7
2º	58,2	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
3º	57,9	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
4º	57,7	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
5º	57,5	Acre	13,1	4,7	13,1	4,7
Total			72,1	25,8	72,1	25,8

Os patamares de carga mencionados aqui são referentes ao SIN, podendo haver coincidência de carga devido à característica local do sistema Acre-Rondônia.

Capítulo 5 - Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Nessa dissertação foi mostrado um esquema de proteção utilizando sinais oriundos de sincrofasores (PMU).

Os resultados obtidos e a análise das simulações da dissertação, mostraram que uma proteção para perda de sincronismo baseada em PMU, com as funções PSD, OOST e OOSDv, teve um desempenho adequado, atuando da mesma forma que uma PPS convencional, ou seja, provocando ilhamento quando o sistema se mostrava instável e não criando ilhamento quando o comportamento do sistema era estável. Portanto, pode-se dizer que o ajuste foi adequado.

As grandezas usadas no algoritmo, velocidade S e aceleração A, obtidas da diferença angular entre dois fasores de tensões nodais, fizeram com que as funções usadas no modelo se mostrassem mais sensíveis às variações no sistema, como pode ser observado nos gráficos AxS apresentados nessa dissertação.

Essa dissertação mostrou a comparação entre dois esquemas de proteção para perda de sincronismo. Os resultados mostraram que a separação da interligação do sistema Acre-Rondônia ao SIN, feita pelo algoritmo com PMU, foi mais rápida e proporcionou uma melhora no desempenho durante o período transitório.

A desvantagem do uso do esquema de proteção utilizando sinais oriundos de sincrofasores é que se deve considerar que haja uma infraestrutura requerida para se ter a medida sincronizada. Acredita-se que a implementação de uma infraestrutura de medições fasoriais sincronizadas seja apenas uma questão de tempo no SIN. Essa nova infraestrutura não beneficiará somente aplicações como a apresentada nessa dissertação, mas muitas outras relacionadas à monitoração, controle e proteção do sistema.

O esquema de proteção utilizando sinais oriundos de sincrofasores e o esquema convencional devem ser utilizados juntos e de forma complementar, podendo o esquema convencional servir de *backup* para o esquema com sincrofasores.

5.2 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros é sugerido que a proposta de proteção estudada, seja implementada como um projeto piloto em alguma parte do SIN, lembrando-se que as PPS convencionais devem ser mantidas como proteção *backup* da metodologia proposta. A manutenção da PPS convencional não é por não se acreditar na metodologia proposta nessa dissertação, mas cabe lembrar que a metodologia com sincrofasores além de se utilizar de uma tecnologia nova com pouco tempo de uso, utiliza sinais remotos que podem ser perdidos eventualmente, comprometendo o desempenho do algoritmo de proteção.

É sugerido também que a nova proposta de proteção seja estudada em outras regiões do SIN ou até mesmo no sistema Acre-Rondônia com a configuração completa com a entrada em operação das usinas de Santo Antônio e Jirau, entrada do elo HVDC e entrada em operação do segundo e terceiro circuito entre Vilhena e Samuel.

Um outro trabalho futuro motivado pelos bons resultados dessa dissertação é aplicação entre áreas de controle com múltiplas interconexões (*multiinfeed* ou *multiflowgates*). Aplicações desse tipo são de particular interesse para o SIN, que é constituído por vários subsistemas com diferentes hidrologias e elevada variabilidade nos fluxos de interconexões.

Referências Bibliográficas:

[1] CIGRE TASK FORCE 38.02.19, 2001, “System Protection Schemes in Power Networks”, *Technical Brochure*, (Jun), pp.187.

[2] A.G. Phadke, J.S. Thorp, “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”, *Springer*, ISBN 978-0-387-76535-8, 2008.

[3] A. Guzman-Casillas, “Systems and methods for power swing and out-of-step detection using time stamped data”, *International Application Published Under The Patent Cooperation Treaty (PCT)*, *World Intellectual Property Organization International Bureau*, *International Publication Number* WO 20091042966 A1, April 2009.

[4] R. Franco, C. Sena, G. N. Taranto, A. Giusto, “Using Synchrophasors for Controlled Islanding – A Prospective Application for the Uruguayan Power System”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 2, pp. 2016-2024, May 2013.

[5] P. Kundur, 1994, *Power System Stability and Control*, 1st ed., McGraw-Hill, Inc., USA.

[6] ONS, 2009, RE 3-028/2009, *Sistemas Especiais de Proteção – SEP e Proteções Sistêmicas da Interligação Acre-Rondônia. Relatório de Implantação*, Rio de Janeiro, Brasil.

[7] CEPEL, 2011, *Programa Anatem – Análise de Transitórios Eletromecânicos – Manual do Usuário V10.04.05*, Rio de Janeiro, Brasil

[8] ONS, 2010b, *Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 – Diretriz e Critérios para Estudos Elétricos*, disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em março de 2012.

[9] ONS, 2009, RE-3-108-2009, *Reatores equivalentes nas barras do SIN para simulação de curto-circuito monofásico em estudos de transitórios eletromecânicos – dezembro 2009/2011*, Rio de Janeiro, Brasil.

[10] Borba, G. M. D., Ramos, M. A. F., et al, “Sistema de medição sincronizada de fasores”, IX EDAO – *Encontro para Debates de Assuntos de Operação*, Goiás, (Mar). 2007

Anexo A - Conceitos básicos do sistema de medição fasorial

Um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (Synchronized Phasor Measurement System – SPMS) é formado por três principais elementos que são a Unidade de Medição Fasorial (Phasor Measurement Unit – PMU), o Concentrador de Dados Fasoriais (Phasor Data Concentrator – PDC) e os canais de comunicação.

As unidades de medição fasorial – PMU (“Phasor Measurement Units”) são instrumentos de medição desenvolvidos na década de 80 cuja principal característica é a precisa sincronização do processo de aquisição das grandezas elétricas, utilizando como base de tempo para a sincronização o sinal de relógio do Sistema de Geoposicionamento por Satélite – GPS.

As PMUs viabilizam a realização de medidas em instalações geograficamente distantes.

A sincronização das medições permite obter o valor fasorial das grandezas elétricas, incluindo a diferença de fase entre elas.

As PMUs disponíveis têm a capacidade de medir fasores de tensão, corrente e potência, além da frequência e variação da frequência no tempo. Os dados medidos são enviados em grandezas de fases ou grandezas de sequência positiva, em forma polar ou retangular, e transferidos por meio de um sistema de telecomunicações para um concentrador de dados remoto utilizando um formato de dados padronizado. As taxas de envio são da ordem de 5 a 60 fasores por segundo, o que facilita a integração de equipamentos de diversos fabricantes num sistema único. Este sistema é denominado Sistema de Medição Sincronizada de Fasores - SMSF.

A sincronização dos dados no tempo, a ampla distribuição das medidas ao longo de um sistema elétrico de grandes dimensões e a elevada frequência com que os dados são apresentados resulta numa medição de qualidade bastante superior àquela obtida com os sistemas de controle supervisão e aquisição de dados (Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA). A melhor qualidade dos dados permite o desenvolvimento de novas funcionalidades para os sistemas SCADA existentes, bem como a extração de informações indisponíveis no sistema de medição não sincronizada. Na literatura atual, diversas propostas vêm sendo apresentadas

para a aplicação das medidas das PMU para inclusão de melhorias e novas funcionalidades nos Sistemas de Gestão de Energia (Energy Management System – EMS), normalmente associados aos sistemas SCADA, sendo as principais a melhoria dos Estimadores de Estado e novas formas de visualização das grandezas elétricas em tempo real. Outras aplicações para controle em tempo real e proteção sistêmica têm sido propostas. [10].

A tabela apresenta uma comparação do sistema SCADA e do PMU

Tabela 14 – Comparação entre o sistema SCADA e PMU

SCADA	PMU
Taxa de atualização entre 2 e 5 segundos	Taxa entre 10 e 60 atualizações por segundo
Dados não sincronizados no tempo	Dados sincronizados no tempo
Links de comunicação tradicionais (normalmente lentos)	Compatível com tecnologias
Permite visualizar o comportamento estático dos SEEs	Permite visualizar o comportamento dinâmico dos SEEs
Variação de frequência: representam o desbalanço entre geração e carga.	Variação angulares: representam os fluxos de MW no sistema.

Embora os estudos para a aplicação da medição sincronizada de fasores tenham sido iniciados na década de 90 ainda não há aplicações em larga escala no Brasil. A principal iniciativa brasileira foi realizada pela REASON Tecnologia através de um projeto de desenvolvimento tecnológico, Medfasee, financiado pela FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos e com a participação da Universidade Federal de Santa Catarina. O projeto permitiu a implantação de um protótipo de sistema de medição fasorial na baixa tensão, sendo este o primeiro do Brasil. Atualmente o projeto conta com um protótipo instalado no sistema de 500 kV da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. e um protótipo de baixa tensão que monitora o Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta última iniciativa conta com quinze universidades com excelência

em pesquisa na área de sistemas elétricos de potência. Esta rede tem também o objetivo de incentivar e divulgar a pesquisa nesta área.

A primeira iniciativa para o desenvolvimento de um sistema de medição sincronizada de fasores de abrangência sistêmica vem sendo coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. O sistema em desenvolvimento possui os seguintes objetivos:

- Registrar o desempenho dinâmico do SIN durante perturbações de longa duração;
- Aprimorar os modelos e validar os ajustes dos controladores de velocidade e de tensão;
- Melhorar o desempenho dos estimadores de estado utilizados nos Centros de Operação do ONS;
- Desenvolver aplicativos para a visualização de grandezas nos Centros de Controle do ONS para suporte à operação em tempo-real do SIN.

Abaixo algumas aplicações dos dados fasoriais:

Off-line

- Análise de perturbações;
- Validações de parâmetros;
- Controle de amortecimento de oscilações;
- Estudo de fluxo de carga;
- Otimização de controladores;

Tempo Real

- Ferramenta de análise de redes;
- Treinamento de operadores;
- Predição de estabilidade transitória;
- Sistema especial de proteção.