

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS COLLING ZAPPE

PROJETO DE DIPLOMAÇÃO

**ESTUDO DO EFEITO DE DIFERENTES TIPOS DE FALTA EM
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: UMA ANÁLISE DO
DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO DO RIO GRANDE
DO SUL**

Porto Alegre

2016

LUCAS COLLING ZAPPE

**ESTUDO DO EFEITO DE DIFERENTES TIPOS DE FALTA EM
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: UMA ANÁLISE DO
DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO DO RIO GRANDE
DO SUL**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2016

LUCAS COLLING ZAPPE

**ESTUDO DO EFEITO DE DIFERENTES TIPOS DE FALTA EM
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: UMA ANÁLISE DO
DESEMPENHO DO SISTEMA ELÉTRICO DO RIO GRANDE
DO SUL**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Aprovado em: ____/____/____

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothenburg, Suécia

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Eng. Wilson Eduardo Dreissig Hirt, AEL SISTEMAS S/A

Bacharel pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

RESUMO

Este projeto de diplomação apresenta um estudo dos efeitos dos diferentes tipos de falta nos níveis de afundamento de tensão do Rio Grande do Sul, perante a expansão da geração e transmissão do sistema elétrico do estado. Primeiramente, investigam-se os temas de qualidade de energia e afundamentos de tensão, então, o desempenho do sistema e o método das posições de falta – utilizado no estudo de caso – são analisados. Os pontos de falta são definidos como sendo as linhas de transmissão do sistema do estado, o índice SARFI-x é escolhido para avaliação do desempenho e o programa utilizado nas simulações é o ANAFAS. Observa-se que as faltas monofásicas à terra, ocorrem em maior quantidade mas são as menos severas, o oposto vale para as faltas trifásicas, já as faltas bifásicas são as que mais propagam afundamentos. Ademais, o desempenho do sistema piora quando apenas a expansão da transmissão é considerada, mas melhora com a implementação das unidades geradoras previstas. Finalmente observa-se a maior influência da relação entre a barra e o ponto de falta do que do tipo de falta na magnitude dos afundamentos.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência. Curto-circuito. Faltas. Afundamento de Tensão. *Software* ANAFAS.

ABSTRACT

This graduation project presents a study on the effects of different types of faults on voltage sag levels in Rio Grande do Sul, when facing the expansion of the state system's generation and transmission grid. Firstly, power quality and voltage sags are discussed, this is followed by a review on system performance and the method of fault positions, which is the one used during the study. The fault positions are chosen on the state's transmission lines, the SARFI-x index is picked to evaluate performance and the software used is ANAFAS. It is noticed that single line-to-ground faults are the ones that occur more often but are also the most shallow ones, the opposite happens when it comes to three-phase faults, also, line-to-line faults are the ones which propagate sags the most. Besides that, the system's performance gets worse when only the expansion of the transmission grid is considered, but its performance improves when the new generation units are taken into account. Finally, it is observed a bigger influence of the relation between the analyzed bar and the fault point than the type of fault on sag magnitudes.

Keywords: Electric Power System. Short Circuit. Faults. Voltage Sags. Software ANAFAS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Publicações na área de qualidade de energia no período 1966-2005.....	18
Figura 2 - Principais distúrbios envolvendo QEE.....	20
Figura 3 - Afundamento de tensão no tempo, em uma fase do sistema elétrico.....	21
Figura 4 - Custo de um afundamento de tensão para consumidores industriais.....	24
Figura 5 - Despesas de diferentes tipos de consumidores industriais com afundamentos de tensão.....	24
Figura 6 - Tensão RMS no tempo de um afundamento de tensão.....	27
Figura 7 - Sistema elétrico para análise de faltas simétricas.....	30
Figura 8 - Modelagem de falta fase-terra em uma barra k.....	32
Figura 9 - Modelagem de falta fase-fase na barra k.....	32
Figura 10 - Modelagem de falta fase-fase-terra na barra k.....	33
Figura 11 - Esquemático de sistema indicando posições de falta para estimação de afundamentos de tensão.....	38
Figura 12 - Influência da localização da falta em um sistema.....	40
Figura 13 - Índice SARFI-x de uma barra hipotética apresentado em forma de histograma..	41
Figura 14 - Sistema de transmissão previsto para 2019 no RS.....	46
Figura 15 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário 2014.....	51
Figura 16 - SARFI-90 acumulado de todos os tipos de falta – cenário 2014.....	52
Figura 17 - Quantidade de barramentos afetados para cada posição de falta – cenário 2014..	53
Figura 18 - Frequência acumulada do número de ocorrências por nível de afundamento de tensão – cenário 2014.....	54
Figura 19 - Frequência acumulada de ocorrência para os diferentes tipos de falta – cenário 2014.....	54
Figura 20 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário.....	55
Figura 21 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários LT e 2014.....	56
Figura 22 - Frequência acumulada do número de ocorrências por nível de afundamento de tensão – cenário LT.....	57

Figura 23 - SARFI-90 dos cenários 2014 e LT para as diferentes faltas.....	57
Figura 24 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e LT, para os diferentes tipos de falta.....	58
Figura 25 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários EOL e 2014.....	59
Figura 26 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e EOL, para os diferentes tipos de falta.....	60
Figura 27 - SARFI-90 dos cenários 2014 e EOL para as diferentes faltas.....	60
Figura 28 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários PCH e 2014.....	61
Figura 29 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e PCH, para os diferentes tipos de falta.....	62
Figura 30 - SARFI-90 dos cenários 2014 e PCH para as diferentes faltas.....	63
Figura 31 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários UTE e 2014.....	64
Figura 32 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e UTE, para os diferentes tipos de falta.....	64
Figura 33 - SARFI-90 dos cenários 2014 e UTE para as diferentes faltas.....	65
Figura 34 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário 2019, considerando 94 barramentos.....	66
Figura 35 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários 2019, considerando 94 barramentos, e 2014.....	67
Figura 36 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 94 barramentos, para os diferentes tipos de falta.....	67
Figura 37 - Comparação dos SARFI-90 entre todos cenários e todos tipos de falta.....	68
Figura 38 - Total de afundamentos para cada cenário.....	69
Figura 39 - Quantidade de barramentos afetados para cada posição de falta – cenário 2019, considerando 111 barramentos.....	70
Figura 40 - Frequência acumulada não ponderada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 111 barramentos, para diferentes tipos de falta.....	71
Figura 41 - Frequência acumulada ponderada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 111 barramentos, para diferentes tipos de falta.....	71
Figura 42 - Magnitude dos afundamentos causados por diferentes tipos de falta na LT GRAVATAÍ – NOVA STA RITA, no cenário 2014.....	74
Figura 43 - Magnitude dos afundamentos causados por diferentes tipos de falta na LT GRAVATAÍ – NOVA STA RITA, no cenário 2019.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distúrbios da Figura 2.....	20
Tabela 2 - Tempo mínimo de monitoramento para obter determinada exatidão.....	36
Tabela 3 - Resultados de tensão remanescente e taxa de ocorrência na barra k devido à falta i.....	36
Tabela 4 - Capacidade de geração de energia elétrica do RS.....	45
Tabela 5 - Unidades geradoras previstas no RS.....	45
Tabela 6 - Taxas de faltas no sistema de transmissão brasileiro.....	49
Tabela 7 - Resumo dos resultados encontrados.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FF	Falta Fase-Fase
FFF	Falta Trifásica
FFFT	Falta Trifásica à Terra
FFT	Falta Fase-Fase-Terra
FT	Falta Fase-Terra
GW	Gigawatt
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
km	Quilômetros
kV	Quilovolt
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia 2023
p.u.	Por Unidade
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RS	Rio Grande do Sul
SARFI	<i>System Average RMS Variation Frequency Index</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE	Subestação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	RELEVÂNCIA DO TEMA.....	12
1.2	INSPIRAÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	14
1.3	OBJETIVOS.....	15
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2	QUALIDADE DE ENERGIA E AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	17
2.1	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	17
2.2	AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	21
2.2.1	Definição.....	21
2.2.2	Interesse.....	21
2.2.2.1	Efeitos em Equipamentos.....	22
2.2.2.2	Efeitos Econômicos.....	23
2.2.3	Origem.....	25
2.2.4	Parâmetros.....	26
3	CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	29
3.1	FALTAS TRIFÁSICAS SIMÉTRICAS.....	29
3.2	FALTAS ASSIMÉTRICAS.....	31
3.2.1	Falta Fase-Terra – Corrente de Falta.....	31
3.2.2	Falta Fase-Fase – Corrente de Falta.....	32
3.2.3	Falta Fase-Fase-Terra – Corrente de Falta.....	33
3.2.4	Tensões nas Barras.....	34
4	DESEMPENHO DO SISTEMA.....	35
4.1	MONITORAMENTO E SIMULAÇÕES.....	35
4.2	SIMULAÇÃO DE FALTAS.....	37
4.3	MÉTODO DAS POSIÇÕES DE FALTA.....	37
4.4	LOCALIZAÇÃO DAS FALTAS.....	39
4.5	CONTANDO OS AFUNDAMENTOS.....	41
5	ESTUDO DE CASO.....	44

5.1	MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA DO RS E SUA EXPANSÃO.....	44
5.2	APLICAÇÃO DO MÉTODO DAS POSIÇÕES DE FALTA.....	46
5.2.1	Aquisição dos Dados.....	46
5.2.2	Simulação.....	47
5.2.3	Frequência de Ocorrência.....	48
5.3	CENÁRIOS AVALIADOS.....	49
5.4	RESULTADOS.....	50
5.4.1	Cenário 2014.....	50
5.4.2	Cenário LT.....	55
5.4.3	Cenário EOL.....	58
5.4.4	Cenário PCH.....	61
5.4.5	Cenário UTE.....	63
5.4.6	Cenário 2019.....	65
5.4.6.1	Considerando as Mesmas Falhas e Barramentos do Cenário 2014.....	65
5.4.6.2	Considerando Novas Falhas e Barramentos.....	69
5.4.7	Análise de Magnitude.....	72
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	75
6.1	CONCLUSÕES.....	75
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	76
	REFERÊNCIAS.....	77
	APÊNDICE A – PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA NO RIO GRANDE DO SUL.....	81
	APÊNDICE B – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO AO FINAL DE 2014.....	84
	APÊNDICE C – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO EM 2019.....	92
	APÊNDICE D – DETALHAMENTO DO CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	101

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo comenta sobre a importância do assunto que é abordado neste trabalho, passa, então, a dissertar sobre a fonte de inspiração e a motivação do mesmo, esclarece os objetivos propostos e finalmente disserta sobre a composição deste documento.

1.1 Relevância do Tema

Nos últimos 60 anos o interesse no tema de qualidade de energia vem aumentando cada vez mais, e a quantidade de tempo e empenho dedicados ao seu estudo têm aumentado progressivamente. Durante bastante tempo, o foco das atenções era na continuidade do fornecimento de energia elétrica e quando isso era alcançado, geralmente o sistema e o equipamento eram robustos o suficiente para que não houvesse grandes consequências a partir de problemas de segunda ordem. Entretanto, devido ao contínuo aumento da sensibilidade dos equipamentos sendo utilizados – trazidos pela expansão tecnológica, da importância deles nos processos e tarefas em que estão envolvidos e da quantidade de dispositivos que estão conectados à rede, os efeitos de distúrbios na rede de energia começaram a ser mais relevantes, logo, tratou-se de investigar os mesmos.

Tal tema é importante de diferentes pontos de vista: o consumidor, tanto residencial quanto industrial, deseja entender e prever os impactos dos distúrbios nos equipamentos – que podem ter grande repercussão econômica. O fabricante de equipamentos deve conhecer os níveis dos distúrbios e a frequência com que ocorrem, para assim determinar uma tolerância razoável para seus produtos. Finalmente, a qualidade de energia se tornou fator de competitividade no mercado, portanto, as concessionárias devem atender os requisitos de qualidade exigidos pelo mesmo, evitando assim perda de imagem empresarial e consequentes prejuízos.

Portanto, o conhecimento do sistema elétrico, e em particular o conhecimento da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) fornecida, pode ser considerado como fator estratégico para consumidores, fabricantes e fornecedores, sendo necessário o acompanhamento e gerenciamento dos indicadores de qualidade, e a identificação de eventuais violações dos padrões estabelecidos visando à aplicação das medidas de correção e adequação das anomalias.

São diversos os problemas aos quais a energia elétrica é exposta, e portanto, os objetos de estudo da área de qualidade de energia. Entretanto, diversos autores concordam

que o afundamento de tensão é o principal deles, citando os afundamentos como os maiores causadores de danos e prejuízos para os consumidores (MCGRANAGHAN *et al*, 1993; STECIUK; REDMON, 1996; BOLLEN, 2000; GÓMEZ, 2005). Dessa forma, os afundamentos de tensão são os principais desafios a serem enfrentados por empresas de energia, fornecedores de equipamentos elétricos e consumidores.

É fácil compreender porque o estudo de tais distúrbios é tão importante, reduções de tensão em equipamentos – além de poderem causar danos aos mesmos – podem fazer com que estes se desconectem da rede mesmo que não haja interrupção do fornecimento. Ademais, são condições inerentes e inevitáveis à operação do sistema elétrico, devido à vasta extensão e vulnerabilidade das linhas de transmissão e distribuição. Finalmente, a maioria dos afundamentos de tensão é causada por faltas no sistema elétrico – curtos-circuitos – que são eventos aleatórios.

Dessa forma, o afundamento de tensão é um problema complexo de ser estudado, pois envolve informações a respeito da energia fornecida pelas concessionárias, conhecimento real da sensibilidade das cargas expostas e um estudo a respeito do impacto econômico nos sistemas consumidores afetados (CARVALHO, 1999). Pode-se dizer que nesse sentido, este trabalho contribui com a primeira dessas considerações, ao caracterizar os afundamentos no sistema de potência perante as faltas.

A importância do conhecimento prévio do sistema é bastante clara, considerando que as soluções para minimizar ou evitar futuros problemas relativos à qualidade de energia envolvem a aplicação de medidas preventivas em fases de planejamento. Kindermann (1997) ressalta que tanto do ponto de vista da operação quanto do planejamento, de curto, médio e longo prazo, o comportamento de um sistema elétrico deve ser acompanhado sistematicamente.

Além disso, a crescente demanda por energia elétrica vem fazendo com que continuamente novos empreendimentos geradores sejam integrados aos sistemas elétricos. Entretanto, a base da matriz de energia elétrica brasileira é constituída de fontes de energia hidrelétrica – 67,5% (BIG, ANEEL, 2016a) – e a dependência de elementos naturais favoráveis faz com que, por vezes, estas unidades sejam construídas em locais desprovidos de conexões adequadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), acarretando em dificuldades no controle da qualidade associada à energia gerada. Dessa forma, busca-se a diversificação da matriz energética, assim, a integração de novos empreendimentos geradores de energia torna o SIN mais complexo, fazendo-se necessária a análise das consequências em relação à confiabilidade e qualidade da energia entregue aos consumidores.

1.2 Inspiração e Motivação

O presente trabalho foi inspirado em outro Projeto de Diplomação apresentado na Universidade Federal do Rio Grande do Sul, tal projeto foi feito pelo aluno Wilson Eduardo Dreissig Hirt no ano de 2015. Hirt (2015) estava também interessado em estudar os afundamentos de tensão causados por faltas, principalmente no que tange a expansão da geração no estado do Rio Grande do Sul (RS). Em seu trabalho, é cuidadosamente avaliada a organização da matriz energética do RS, observando a sua composição na época e também o que estava previsto para entrar em operação nos anos seguintes. Ademais, é feita uma extensa revisão bibliográfica sobre as formas de geração das novas unidades que seriam implantadas no RS de 2015 até 2019, investigando qual seria a melhor maneira de modelar cada tipo de geração. Após, Hirt (2015) faz uma breve descrição dos métodos de cálculo utilizados para obtenção dos dados do desempenho do sistema elétrico do RS e passa para seu estudo de caso. O estudo de caso inicia com a coleta de dados a partir do Plano Decenal de Expansão da Energia 2023 (PDE) – desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – e do banco de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). De posse dos dados, Hirt (2015) modelou e simulou afundamentos de tensão causados por faltas monofásicas à terra (FT) no sistema elétrico gaúcho – considerando o sistema ao fim de 2014 e no ano de 2019. Assim, chegou a conclusões a respeito do comportamento dos diferentes tipos de geração perante afundamentos causados por faltas FT, em um trabalho bastante rico e interessante.

Entretanto, as faltas em um sistema podem ser simétricas e assimétricas, Leborgne (2005) destaca que apesar de os afundamentos de tensão poderem ser avaliados baseando-se apenas em faltas simétricas – sendo as FT uma delas, os resultados obtidos a partir de tais estudos serão imprecisos, sendo necessária também a consideração de faltas assimétricas para melhores resultados. Ainda, enfatiza que caso somente faltas FT sejam consideradas, o SARFI-90 – índice utilizado para definir o desempenho de um sistema – será erroneamente subestimado.

Outro autor que reforça a importância de se levar em conta todos os tipos de falta é Olguin (2005). Hirt (2015) utilizou somente faltas FT em seu estudo porque essas são as que mais acontecem, porém, Olguin (2005) salienta que as frequências de ocorrência são utilizadas para estimar o número esperado de possíveis desligamentos de equipamentos do sistema, portanto, também os eventos com baixa frequência são importantes. Além disso, em

alguns casos, as faltas que não são FT chegam a representar 20% da quantidade total de eventos registrados (CARVALHO FILHO *et al*, 2002).

Portanto, percebe-se a relevância da consideração de todos os tipos de faltas para a completa caracterização do sistema de potência, a qual por sua vez já foi visto que é também importante. Ademais, caso forem apuradas todas as faltas, estas podem ser comparadas entre si e complementar a análise quanto à influência dos tipos de geração no desempenho do sistema elétrico.

Além disso, ao contrário do trabalho de Hirt (2015) – que foca a análise prévia ao estudo de caso na matriz energética e tipos de geração, este projeto de diplomação se aprofunda primordialmente nos temas de qualidade de energia e afundamentos de tensão – tentando esclarecer o porquê do estudo desses temas e como isso é feito, além de tratar com mais detalhe o desempenho de um sistema e de que forma isto pode ser avaliado.

1.3 Objetivos

Os objetivos deste trabalho podem ser dispostos da seguinte forma:

- Analisar a influência das futuras unidades geradoras no desempenho do sistema elétrico do Rio Grande do Sul.
- Comparar o impacto dos diferentes tipos de faltas, entre si, nos afundamentos de tensão causados por elas no RS.
- Caracterizar por completo o sistema de potência do RS previsto para 2019 – seguindo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 – com relação à frequência de ocorrências de afundamentos de tensão.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este projeto de diplomação está descrito em seis capítulos, os quais estão organizados da seguinte maneira:

Neste primeiro capítulo, foi exposta a relevância do tema a ser estudado, de onde surgiu a inspiração para que este trabalho fosse realizado, a motivação de executar tal estudo, os objetivos que se pretende alcançar e a estrutura deste documento.

No segundo capítulo, os temas de qualidade de energia e afundamentos de tensão são apresentados. Comenta-se sobre a razão do crescente interesse nestes assuntos e finalmente define-se o afundamento de tensão. Depois, avaliam-se consequências e as origens destes

distúrbios, neste último momento as faltas no sistema são mencionadas. Por fim, comenta-se sobre os parâmetros que são de interesse nos afundamento.

No terceiro capítulo é menciona-se brevemente o cálculo da magnitude dos afundamentos de tensão causados por faltas simétricas e assimétricas e as ferramentas utilizadas para tanto.

No quarto capítulo, as atenções se voltam para como determinar o desempenho de um sistema. Apresentam-se as possibilidades de simulação e monitoramento, quando é justificada a escolha da simulação, em especial da simulação de faltas, para este projeto. Ademais, o método que norteia a análise de desempenho feita neste trabalho é elucidado, juntamente com o índice escolhido para tal tarefa.

No quinto capítulo é relatado o estudo de caso que é realizado e, então, seus resultados são apresentados. Nessa etapa, apresentam-se também os *softwares* utilizados para realização dos objetivos previstos. O estudo inclui a simulação e observação de seis cenários envolvendo o sistema elétrico do Rio Grande do Sul, para avaliação quanto a afundamentos de tensão.

No sexto capítulo, discorre-se sobre as conclusões do trabalho, onde as considerações finais sobre o projeto desenvolvido, as propostas de melhorias e estudos futuros são descritos.

2 QUALIDADE DE ENERGIA E AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Nesse capítulo, são apresentados o conceito de qualidade de energia e as principais motivações do estudo deste tema. Aqui, são expostos argumentos para o crescente interesse nesse tópico. Além disso, são introduzidos os fundamentos de tensão e importantes definições sobre eles são dadas, além de se tratar das causas desses fenômenos, fala-se em suas características e quais as consequências de tais eventos.

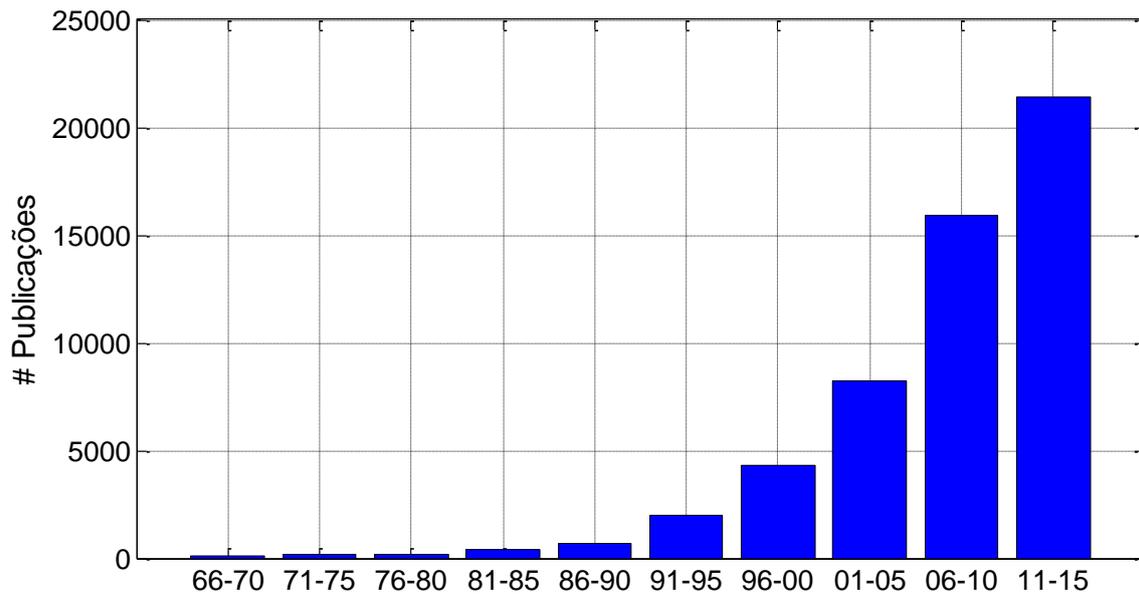
2.1 Qualidade de Energia Elétrica

O objetivo de um sistema elétrico de potência pode ser resumido em: “transportar energia elétrica de unidades geradoras para terminais de equipamento elétrico” e “manter a tensão nos terminais dentro de determinados limites”. Durante décadas as atenções foram concentradas no primeiro objetivo, a confiabilidade e a qualidade do serviço raramente foram um problema. Entretanto, uma mudança nesse quadro começou a ocorrer provavelmente no início dos anos 80. O tema começou a ser estudado em sistemas industriais e comerciais e logo se propagou. Tornou-se claro que os equipamentos estavam enfrentando problemas devido a variações de curta duração no fornecimento de energia, mas também, que os equipamentos estavam causando algumas dessas situações. (BOLLEN, 2000).

Nos países desenvolvidos, a continuidade do fornecimento de energia elétrica se tornou tão confiável que longas interrupções se tornaram algo muito atípico. Como resultado, a atenção se volta cada vez mais para problemas de segunda ordem, como interrupções curtas, afundamentos de tensão, distorção harmônica, etc. (LEBORGNE, 2007).

Nos últimos 50 anos, nota-se um aumento significativo no número de publicações na área de qualidade de energia elétrica. Isso mostra o crescimento do interesse no tema como mostrado na Figura 1, as informações são da biblioteca virtual do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE, 2016). No período de 1966 a 1970 foram 106 publicações em qualidade de energia, frente a 3452 sobre o tema de “sistemas elétricos de potência”, já entre 2011 e 2015 são 21 446 que abordam QEE e 161 530 que versam sobre os sistemas de potência. Percebe-se que entre houve um aumento de 46 vezes na quantidade de artigos sobre sistemas de potência, mas de 202 vezes na quantidade sobre QEE, dessa maneira, entre 1966 e 1970 as publicações de QEE representavam apenas 3% do total, agora já significam 13%, um aumento substancial.

Figura 1 - Publicações na área de qualidade de energia no período 1966-2015



Dentre algumas razões que motivam esse crescimento podem-se citar (BOLLEN, 2000):

- Os equipamentos estão mais sensíveis a distúrbios: além dos equipamentos estarem muito mais sensíveis a variações no fornecimento de energia, a indústria também está muito mais consciente das perdas econômicas que podem ser geradas por problemas na produção causados por esses distúrbios. Além disso, o consumidor doméstico entende que o acesso à eletricidade é seu direito básico e problemas com energia elétrica geram muito mais reclamações do que antes.
- Os próprios equipamentos causam distúrbios: alguns equipamentos, como inversores, frequentemente causam distorções harmônicas no fornecimento de energia. Equipamentos já produzem distorção harmônica há algumas décadas, entretanto, só recentemente a quantidade de corrente fornecida a tais equipamentos aumentou enormemente. Esse problema não ocorre somente devido a grandes atuadores, mas também a pequenos equipamentos eletrônicos.
- A QEE pode ser medida: a maior disponibilidade de equipamentos para medir e monitorar diversos aspectos da tensão fornecida faz com que isso seja capaz de ser posto em prática em grande escala – o que não era possível no passado – agravando o interesse em qualidade de energia.
- Consumidores se tornaram clientes: o consumidor não pode mais ser visto simplesmente como uma carga na ponta do sistema. Eletricidade é vista como um produto com determinadas características, que devem ser medidas, previstas,

garantidas e melhoradas. Essa característica acentua-se ainda mais com a privatização e desregulação do mercado de eletricidade.

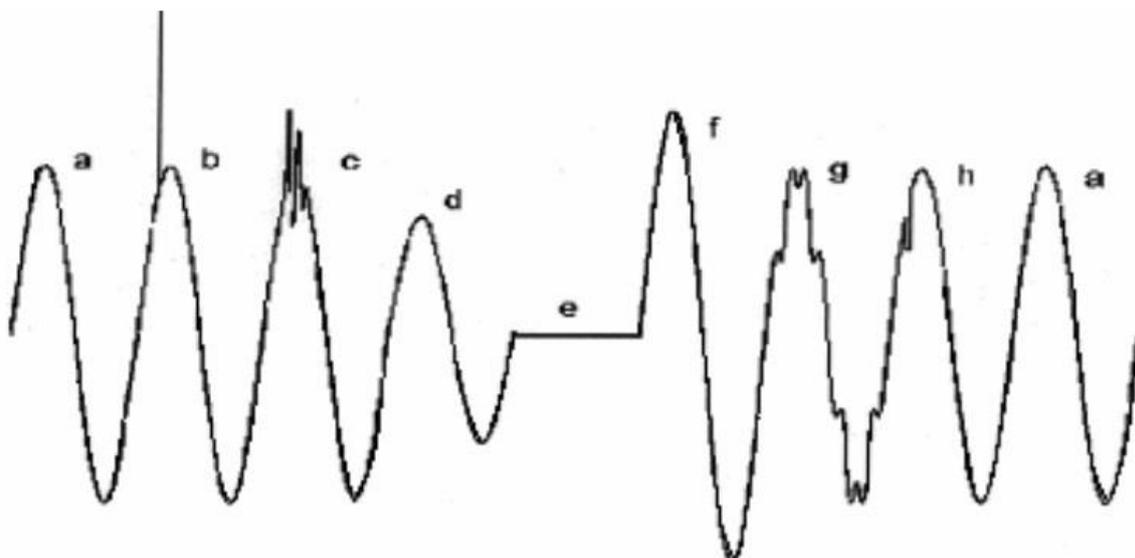
Como foi dito, o consumidor virou cliente, o qual está ficando cada vez mais exigente e com razão. A energia elétrica, além de oferecer meios para que a população tenha melhor qualidade de vida, representa insumo básico para a maioria das atividades comerciais e industriais, sendo considerada como vetor de propulsão para a produção e o desenvolvimento de um país (SILVA, 2004).

A falta de qualidade no serviço e produto entregue pelas concessionárias resulta em prejuízos substanciais para os consumidores devido a interrupções de processos, quantificados pelas perdas de produção, perdas de insumos e custos associados à mão-de-obra e a reparos de equipamentos. Isso acarreta em perda de imagem empresarial por parte das concessionárias, as quais passarão a ter maiores custos com prováveis ressarcimentos. Entretanto, distúrbios na QEE são inevitáveis e inerentes à operação do sistema elétrico (LEBORGNE, 2003). A complexidade e as particularidades do sistema elétrico acabam dificultando o estudo desse tema, deixando-o, por consequência, também mais complexo. Alguns dos problemas encontrados são (SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO, 1997):

- Caráter aleatório nas ocorrências de distúrbios de QEE.
- Inevitabilidade técnica de ocorrências desses distúrbios.
- Variado nível de sensibilidade dos consumidores, pois cada consumidor percebe a qualidade da energia de forma diferente.
- Dificuldade de executar controle prévio da QEE, como ocorre com outros produtos, visto que geração, transmissão, distribuição e consumo ocorrem simultaneamente.
- Extensa área de vulnerabilidade do sistema elétrico de potência, representado por milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão, subtransmissão e distribuição.

Finalmente, mesmo que depois do que foi descrito até aqui ser possível desenvolver a sua própria ideia e imagem do que é QEE, segundo o IEEE (IEEE, 2009), a QEE refere-se a uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos conduzidos que caracterizam a tensão e a corrente num dado tempo e local do sistema elétrico. Uma ilustração dos principais distúrbios associados à QEE é mostrada na Figura 2 e estes são relacionados na Tabela 1.

Figura 2 - Principais distúrbios envolvendo QEE



Fonte: Silva (2004)

Tabela 1 - Distúrbios da Figura 2

a – tensão senoidal	e - interrupção
b – transitório impulsivo	f – elevação de tensão
c – transitório oscilatório	g – harmônico
d - afundamento de tensão	h – corte de tensão

Até os anos 60, a principal preocupação dos consumidores era a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Agora, o foco é também a qualidade da energia. Caso um consumidor industrial seja submetido a um afundamento de tensão, por exemplo, e possua cargas que sejam sensíveis o suficiente, esse afundamento de tensão pode levar a falha ou desconexão da carga, ou até mesmo da planta inteira. Ainda que o fornecimento não tenha sido interrompido, o consumidor sofreu uma perturbação que causou o desligamento da planta. Alguns exemplos de consumidores com cargas extremamente sensíveis são: hospitais, indústrias de manufatura, torres de controle de tráfego aéreo e instituições financeiras, todos eles necessitam de energia elétrica confiável e de alta qualidade (LEBORGNE, 2007). São justamente os afundamentos de tensão que estão em foco neste trabalho e é sobre eles que versa a próxima seção deste documento.

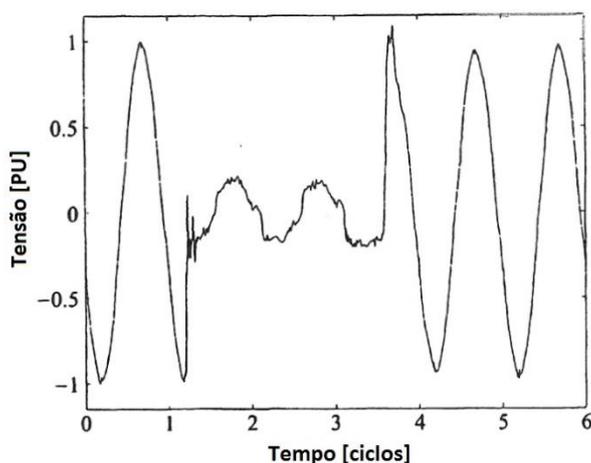
2.2 Afundamentos de Tensão

2.2.1 Definição

Foi visto que o estudo da QEE estuda os desvios da tensão fornecida pelas concessionárias da sua forma ideal (qualidade da tensão), ela pode se preocupar também com os desvios relativos à corrente elétrica (qualidade de corrente). Esses desvios são chamados de “fenômenos de qualidade de energia” ou “distúrbios de qualidade de energia”.

O fenômeno de estudo deste trabalho é um evento de magnitude de tensão, mais especificamente uma subtensão de curta duração no fornecimento de energia. Assim, um afundamento de tensão é definido como um distúrbio eletromagnético multidimensional (OLGUIN, 2005), ou ainda, uma redução da magnitude da tensão de fornecimento, seguida do reestabelecimento da tensão normal de operação, após um curto período de tempo (BOLLEN, 2000). Este evento é representado na Figura 3.

Figura 3 - Afundamento de tensão no tempo, em uma fase do sistema elétrico



Fonte: Bollen (2000)

Percebe-se que a o tamanho da redução e duração do evento não foram especificados, esse é um assunto que também é tratado nesse capítulo. Agora, voltam-se as atenções para a motivação do estudo dos afundamentos de tensão.

2.2.2 Interesse

Como já foi mencionado, os distúrbios na QEE, e também os afundamentos de tensão, fazem parte do sistema elétrico de potência e é inevitável que aconteçam. Além disso, o estudo desse tema é de interesse tanto das concessionárias quanto dos consumidores e

diversas consequências foram apresentadas frente a problemas causados por esses distúrbios. Os afundamentos de tensão são um dos fenômenos mais verificados na rede de energia elétrica (SILVA, 2014), portanto, concentra-se agora nos problemas causados por eles.

Segundo Leborgne (2003), os afundamentos de tensão, em combinação com a sensibilidade dos equipamentos modernos produzem interrupções que afetam consideravelmente os processos industriais. Isso é ratificado por uma pesquisa realizada nos Estados Unidos da América (EUA), que identificou que os três distúrbios de QEE que mais têm afetado os consumidores são: harmônicos, transitórios e afundamentos de tensão, além disso, que os afundamentos de tensão são os que mais causam problemas aos consumidores sob a forma de interrupção parcial ou total dos processos industriais (JOHN, 1993).

Ademais, não é só no setor industrial que os afundamentos de tensão causam prejuízos, eles também podem resultar no mau funcionamento ou dano de equipamentos eletrônicos utilizados por consumidores residenciais (SILVA, 2014).

Além de afetar os equipamentos, os afundamentos de tensão podem causar sérias perdas econômicas para as empresas, nos EUA, por exemplo, as despesas causadas por tais distúrbios já chegaram à ordem de 12 bilhões de dólares anuais (JOHN, 1993).

A severidade dos efeitos causados pelos afundamentos de tensão depende não somente dos seus efeitos diretos sobre os equipamentos, mas também da função que estes desempenham (OLGUIN, 2005). As seções seguintes investigam inicialmente os efeitos dos afundamentos de tensão em alguns equipamentos, os quais são comumente afetados, e depois exploram o lado econômico do problema causado.

2.2.2.1 Efeitos em Equipamentos

Métodos de manufatura modernos frequentemente envolvem processos complexos, dos quais fazem parte diferentes dispositivos que atuam simultaneamente. Alguns dos dispositivos que sofrem com a ocorrência dos afundamentos de tensão são examinados a seguir (OLGUIN, 2005):

- Tecnologia da informação: largamente utilizados, as principais unidades dessa categoria de equipamentos possuem conversores corrente alternada (CA)/corrente contínua (CC), caso a tensão de alimentação desses dispositivos caia, diminui também a tensão no lado CC. O regulador de tensão presente nestes aparelhos somente é capaz de manter a tensão de saída constante para determinada margem de tensão na entrada.

Caso a tensão de entrada fique muito pequena, a tensão de saída do regulador irá também cair e erros acabarão ocorrendo.

- Contatores: estes dispositivos podem ser sensíveis a ponto de desligar com reduções da ordem de 30% da tensão nominal.

- Motores assíncronos: durante um afundamento de tensão, o torque no motor inicialmente diminui – depende da tensão de alimentação, reduzindo sua velocidade, e a corrente nele aumenta até que um novo ponto de operação possa ser alcançado. A velocidade pode ainda cair tanto que o motor para, como também a reaceleração do motor para a velocidade normal pode ser prejudicada.

- Atuadores de potência: sistemas com atuadores normalmente contêm um elemento de controle, o efeito nesses dispositivos pode ser crítico, já que eles têm a função de gerenciar a resposta de outros elementos do sistema durante os afundamentos de tensão. Além disso, uma diminuição da tensão resulta em uma diminuição da potência que pode ser transferida para o motor, portanto para o equipamento que o atuador está acionando.

2.2.2.2 Efeitos Econômicos

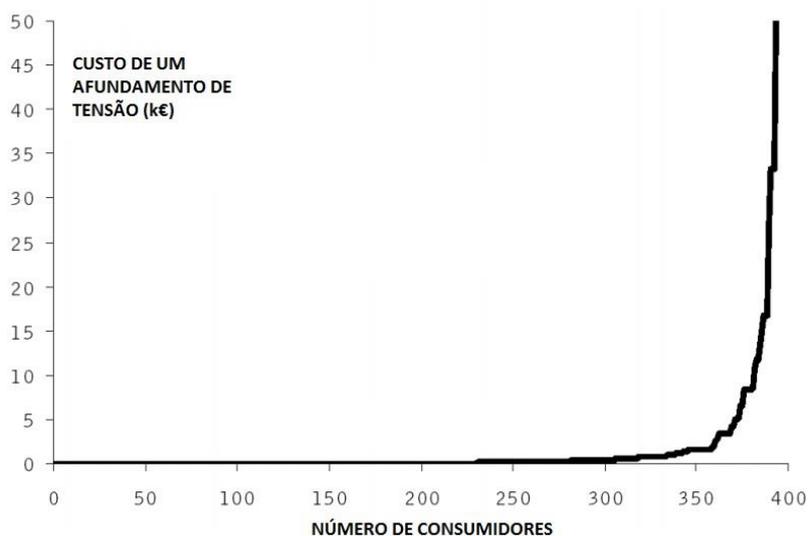
Devido ao avanço e proliferação da tecnologia da informação e do aumento do uso de dispositivos de eletrônica de potência, consumidores em diversos campos da indústria estão tendo perdas econômicas provindas de afundamentos de tensão. O que pode ser simplesmente uma irritação para consumidores residenciais, pode causar prejuízo de milhões de euros no setor industrial (OLGUIN, 2005).

Segundo Pohjanheimo (2003), em uma pesquisa conduzida com 400 consumidores, quando perguntados sobre as perdas causadas por afundamentos de tensão, 150 deles responderam que não tiveram despesas devido a esse fenômeno. Entretanto, essa pesquisa também mostra que para alguns consumidores os prejuízos foram de milhares de euros. O que deixou evidente que alguns tipos de indústria são mais sensíveis à afundamentos de tensão do que outras. A Figura 4 ilustra o resultado da pesquisa mencionada.

A indústria de semicondutores é geralmente mencionada como a mais sensível à afundamentos de tensão. Segundo Shih-An Yin *et al.* (2001 e 2003), o custo médio devido a interrupções da planta em uma indústria de alta tecnologia de Taiwan vai de aproximadamente 55 mil dólares – para uma pequena parada – até 425 mil dólares – para uma parada de 24h. Muitas máquinas em fábricas de semicondutores possuem atuadores de

potência e circuitos de controle que são extremamente sensíveis aos afundamentos de tensão. Um distúrbio pode causar problemas nas máquinas fazendo com que estas desliguem e cujo processo de religamento é deveras demorado. Ainda, Olguin (2005) aponta que outros setores que são comumente bastante afetados por esses fenômenos são o farmacêutico e o metalúrgico.

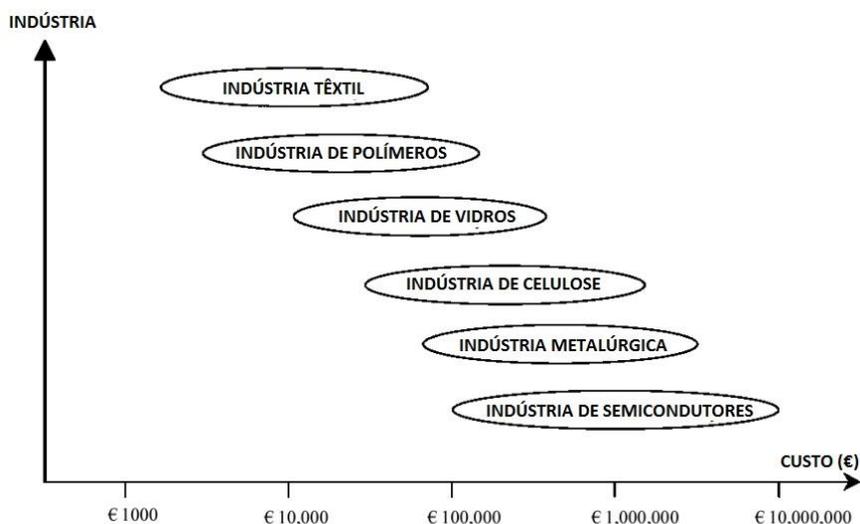
Figura 4 - Custo de um afundamento de tensão para consumidores industriais



Fonte: Pohjanheimo (2003)

Ademais, é interessante perceber como cada tipo de consumidor é afetado economicamente, essa visualização pode ser feita na Figura 5. Finalmente, percebe-se que os custos de interrupção de uma planta podem ser de até dezenas de milhões de euros, custos estes que incluem produtos danificados, atrasos em entregas, equipamentos e processos danificados, e redução da satisfação dos clientes (OLGUIN, 2005).

Figura 5 - Despesas de diferentes tipos de consumidores industriais com afundamentos de tensão



Fonte: Andersson & Nilsson (2002)

2.2.3 Origem

Diversos autores concordam que os afundamentos de tensão no sistema elétrico são causados por partidas de motores de grande porte, energização de transformadores, perda de geração e ocorrência de curtos-circuitos na rede (AVELLO *et al.*, 1999; BOLLEN, 1995; CONRAD *et al.*, 1991; ORTMAYER *et al.*, 1996).

As faltas no sistema elétrico – curtos-circuitos causados pela quebra do dielétrico do sistema de isolamento (OLGUIN, 2005) – são sem sombra de dúvida a principal causa do afundamento de tensão, sobretudo no sistema da concessionária, devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão e de distribuição, sujeitas a todo tipo de fenômenos naturais. Curtos-circuitos também ocorrem em subestações terminais de linhas e em sistemas industriais, porém, com menor frequência (SILVA, 2004).

Também, segundo Brown (2002), as faltas podem ser de natureza temporária ou permanente. A maioria das faltas temporárias é originada da ocorrência de descargas atmosféricas, temporais e vendavais, que geralmente não provocam danos permanentes ao sistema de isolamento, nesse caso o sistema pode ser prontamente restabelecido por meio de religamentos automáticos. As faltas permanentes, ao contrário, são provocadas por danos físicos em algum elemento de isolamento do sistema, sendo necessária a intervenção de uma equipe de profissionais para reestabelecer a normalidade de operação do sistema.

Ainda sobre as faltas, elas podem envolver um ou mais condutores e também a terra, sendo, por exemplo, monofásicas a terra (FT), bifásicas (FF), bifásicas a terra (FFT), trifásicas (FFF) ou trifásicas a terra (FFFT).

Ademais, Silva (2004) destaca que ao ocorrer um curto-circuito, o afundamento de tensão transcorre durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até a atuação do sistema de proteção ou à completa eliminação do defeito.

Considerando que a principal causa dos afundamentos de tensão são as faltas na rede, a seguir são identificados os fenômenos que mais provocam tais problemas (LEBORGNE, 2003):

- Descargas atmosféricas: principal causadora de faltas nos sistemas, a incidência de descargas atmosféricas diretas e indiretas sobre as linhas de transmissão e distribuição pode provocar sobretensões que poderão romper a isolamento, ocasionando, normalmente, curtos-circuitos fase-terra. Dessa maneira, Conrad *et al.* (1991) ressalta que pode-se correlacionar o número esperado de afundamentos de tensão com o nível cerâmico da região onde o sistema elétrico está inserido.

- Poluição ambiental e maresia: a fuligem, gerada pelas indústrias e veículos automotores, é depositada sobre os isoladores e equipamentos, facilitando a ocorrência de faltas a terra, devido às sobretensões, sejam elas de manobra ou de origem atmosférica. A maresia também pode causar problemas semelhantes aos causados pela poluição.
- Causas diversas: Queimadas acidentais ou intencionais abaixo de linhas de transmissão, contatos acidentais nas redes de distribuição, vendavais, vandalismo, acidentes rodoviários, contatos por animais e aves, contaminação de isoladores, falhas humanas, etc., são fatores que também contribuem para a ocorrência de curtos-circuitos.

2.2.4 Parâmetros

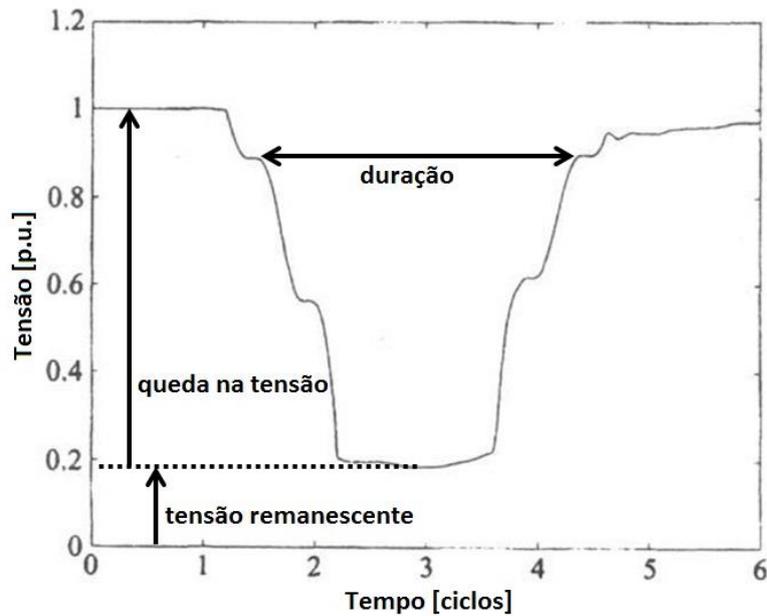
Os principais parâmetros que caracterizam um afundamento de tensão monofásico são a amplitude e a duração, os quais, somados à frequência de ocorrência, fornecem informações satisfatórias sobre o fenômeno (CARVALHO FILHO, 2000).

Além disso, segundo Leborgne (2003), quando se trata de afundamentos de tensão trifásicos, outros parâmetros também podem ser incorporados, sendo eles a assimetria e o desequilíbrio. Adicionalmente, o comportamento dinâmico associado à evolução da forma de onda, também pode ser empregado para caracterizar tanto os afundamentos de tensão monofásicos como os trifásicos.

Existem duas maneiras diferentes de caracterizar afundamentos trifásicos. A primeira considera cada fase individualmente e trata o evento trifásico como três eventos monofásicos separados, estimando os parâmetros de cada um dos eventos (MARTINEZ & ARNEDO, 2004). Uma abordagem mais comum, chamada de agregação de fases, considera o afundamento trifásico como apenas um evento, a partir dessa visão, a tensão mais baixa e a duração mais alta são escolhidas para caracterizar o afundamento de tensão (BOLLEN & ZHANG, 2003).

A Figura 6 mostra a tensão RMS em uma fase no tempo quando ocorre um afundamento de tensão, nela são destacadas a duração do afundamento e sua magnitude.

Figura 6 - Tensão RMS no tempo de um afundamento de tensão



Fonte: Parcialmente modificado de Bollen (2000)

Considerando que um afundamento de tensão é definido como a redução da tensão RMS em um curto período de tempo, é natural que se faça a escolha de usar a tensão RMS também para definir qual a magnitude do afundamento de tensão que está sendo avaliado (LEBORGNE, 2007). Essa tensão RMS é calculada de acordo com a Equação (1).

$$V_{RMS}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k v_i^2} \quad (1)$$

Onde N é o número de amostras por ciclo, v_i é a tensão instantânea amostrada e k é o instante em que a tensão RMS é estimada. Nesse caso a tensão é pós-estimada, *i.e.*, é calculada com os últimos N valores de amostras de tensão. Esse algoritmo é chamado de “janela de um ciclo”, o que quer dizer que os valores RMS são estimados com um ciclo de valores instantâneos (Leborgne, 2005).

Existem ainda outras considerações a serem feitas quanto à magnitude dos afundamentos, por exemplo, da Figura 6 se percebe que durante o evento o valor da tensão RMS não é constante. Usualmente se utiliza o menor valor RMS registrado durante o afundamento para caracterizá-lo. Bollen (2000) aponta que do ponto de vista da sensibilidade do equipamento isso corresponde a assumir que o seu mau funcionamento ocorre instantaneamente quando a tensão vai abaixo de um determinado valor. Além disso, na parte

funda do afundamento de tensão – ainda se referindo a Figura 6 – a tensão RMS é razoavelmente constante, o que torna ainda mais aceitável a hipótese de utilizar o menor valor registrado para a caracterização do evento. A teoria por trás do cálculo da magnitude será apresentada no capítulo 3.

Finalmente, a duração de um afundamento de tensão é definida como o período de tempo em que a tensão RMS é mais baixa do que um valor previamente estipulado – isto também pode ser observado na Figura 6. Entretanto, não existe unanimidade para definir qual deve ser este valor previamente estipulado e qual a duração do evento para que ele seja considerado um afundamento de tensão.

No decorrer desse trabalho, utiliza-se a tensão remanescente – representada em porcentagem da tensão nominal – para caracterizar a magnitude de um afundamento de tensão. Trata-se como um afundamento todo evento com magnitude abaixo de 0,9 p.u. e não se considera a duração do distúrbio – abordagem típica quando se estuda afundamentos causados por faltas na rede.

3 CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Nesse capítulo, é brevemente apresentado o cálculo da magnitude dos afundamentos de tensão. Aqui se tratam, primeiramente, das faltas trifásicas simétricas, e posteriormente, das faltas assimétricas. Uma descrição mais detalhada dos cálculos pode ser encontrada no Apêndice D.

Como foi comentado no capítulo 2, é comum representar o resultado da magnitude do afundamento de tensão pela tensão remanescente, para tanto, devem-se avaliar duas condições inerentes a este evento: a tensão pré-falta e a tensão puramente faltosa (STEVENSON, 1978). Isto é explicitado na Equação (2).

$$V = V_{pf} + V_f \quad (2)$$

Onde V é a magnitude do afundamento de tensão, V_{pf} é a tensão pré-falta e V_f é a tensão oriunda da falta.

Dito isso, investigam-se agora os tipos de falta separadamente.

3.1 Faltas Trifásicas Simétricas

Este tipo de falta é definido como o curto-circuito simultâneo entre todas as três fases do sistema, apesar de ocorrer com menos frequência, é o tipo de falta mais severa encontrada. Como a rede é balanceada, analisa-se uma fase por vez, as outras duas fases carregam correntes idênticas, exceto pela diferença em sua fase (SAADAT, 2002).

Inicia-se modelando um sistema pequeno, como o da Figura 7, com uma falta em uma das barras - neste exemplo na barra 3. É possível encontrar as correntes de falta nas barras, as quais são dadas pela Equação (3).

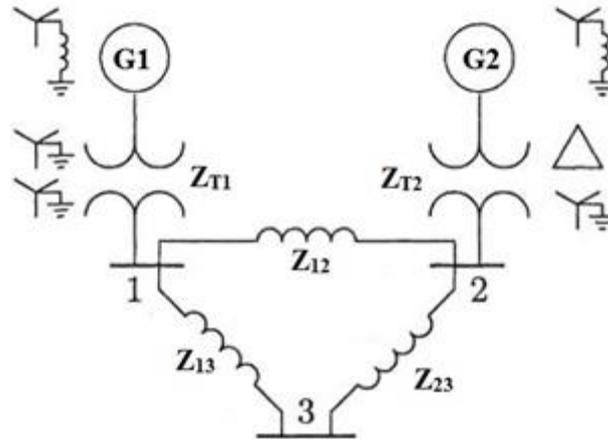
$$I_{3f} = \frac{V_{th}}{Z_{33} + Z_f}$$

$$I_{1f} = Z_y I_{3f} \quad (3)$$

$$I_{2f} = Z_x I_{3f}$$

Onde Z_{33} é a impedância de Thévenin, com relação à malha do sistema, vista da barra 3. V_{th} é a tensão pré-falta na barra 3 e Z_f é a impedância de falta. Além disso, Z_x e Z_y são funções de impedâncias conhecidas do sistema e estão explicitadas no Apêndice D.

Figura 7 – Sistema elétrico para análise de faltas simétricas



Fonte: Saadat (2002)

A partir das correntes de falta, podem-se obter as tensões puramente faltosas nas barras, estas estão indicadas na Equação (4).

$$V_{1f} = -I_{1f}Z_w$$

$$V_{2f} = -I_{2f}Z_z \quad (4)$$

$$V_{3f} = -V_{th} - I_{3f}Z_f$$

Onde V_{1f} , V_{2f} e V_{3f} são as tensões nas barras 1, 2 e 3, respectivamente, causadas pela falta no barramento 3, I_{1f} , I_{2f} e I_{3f} são as correntes nas barras 1, 2 e 3, respectivamente, causadas pelo mesmo evento, Z_f é a impedância de modelagem da falta e Z_w e Z_z são impedâncias conhecidas do sistema.

Assim, têm-se as tensões puramente faltosas nas barras, que juntamente com a Equação (2), podem ser usadas para encontrar as magnitudes dos afundamentos de tensão.

Esse resultado pode ser extrapolado para notação matricial, a qual é comumente utilizada em sistemas maiores. A magnitude do afundamento de tensão em qualquer barra i , a partir da corrente de falta na barra em que ocorreu a falta é dada na Equação (5).

$$V_i = V_i^{pf} + Z_{ik} I_k^f \quad (5)$$

Onde V_i é o afundamento de tensão na barra i , V_i^{pf} é a tensão pré-falta na barra i , Z_{ik} é um elemento da matriz impedância do sistema e I_k^f é a corrente de falta na barra faltosa.

Dessa vez, o resultado apresentado já é a magnitude do afundamento de tensão e não a tensão puramente faltosa – como foi o caso do resultado da Equação (4).

3.2 Faltas Assimétricas

A maioria das faltas que ocorrem nos sistemas de potência são assimétricas e podem consistir de curto-circuitos assimétricos, de faltas assimétricas através de impedâncias ou de condutores abertos. As faltas assimétricas ocorrem entre linhas, entre linha e terra, ou podem ser entre duas linhas e terra. O caminho da corrente de falta de linha a linha ou de linha a terra pode ou não conter impedância. Um ou dois condutores abertos resultam em faltas assimétricas, seja pelo rompimento de um ou de dois condutores, seja pela ação de fusíveis ou outros dispositivos que podem não abrir as três fases simultaneamente (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

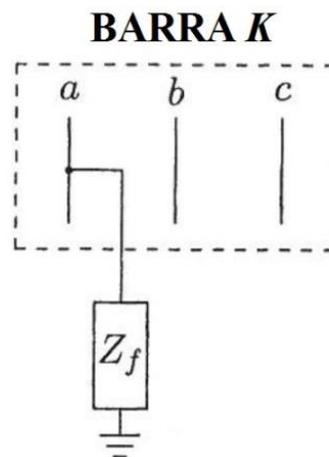
3.2.1 Falta Fase-Terra – Corrente de Falta

A falta entre uma das fases de uma barra k e a terra pode ser modelada como mostrado na Figura 8. Utilizando o Método das Componentes Simétricas e as condições de contorno do problema, é possível mostrar que as componentes simétricas da corrente de falta na fase onde ocorreu a falta são dadas pela Equação (6).

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (6)$$

Onde I_k^n são as componentes da corrente de falta na barra k , V_k^{pf} é a tensão pré-falta na barra k , Z_{kk}^n são impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de componentes simétricas e Z_f é a impedância de falta.

Figura 8 - Modelagem de falta fase-terra em uma barra k

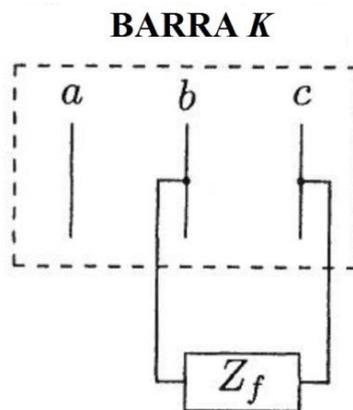


Fonte: SAADAT (2002)

3.2.2 Falta Fase-Fase – Corrente de Falta

A falta entre duas fases de uma barra k pode ser modelada como mostrado na Figura 9. Utilizando o Método das Componentes Simétricas e as condições de contorno do problema, é possível mostrar que as componentes simétricas da corrente de falta são dadas pela Equação (7).

Figura 9 – Modelagem de falta fase-fase na barra k



Fonte: SAADAT (2002)

$$I_k^0 = 0$$

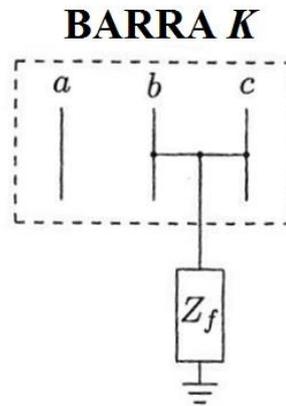
$$I_k^1 = -I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (7)$$

Onde I_k^n são as componentes da corrente de falta na barra k, V_k^{pf} é a tensão pré-falta na barra k, Z_{kk}^n são impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de componentes simétricas e Z_f é a impedância de falta.

3.2.3 Falta Fase-Fase-Terra – Corrente de Falta

A falta entre duas fases de uma barra k e a terra pode ser modelada como mostrado na Figura 10. Utilizando o Método das Componentes Simétricas e as condições de contorno do problema, é possível mostrar que as componentes simétricas da corrente de falta são dadas pela Equação (8) e a corrente de falta pela Equação (9).

Figura 10 - Modelagem de falta fase-fase-terra na barra k



Fonte: SAADAT (2002)

$$I_k^0 = -\frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f}$$

$$I_k^1 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2 (Z_{kk}^0 + 3Z_f)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}} \quad (8)$$

$$I_k^2 = \frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2}$$

$$I_k^f = I_k^b + I_k^c \quad (9)$$

Onde I_k^n são as componentes da corrente de falta na barra k, V_k^{pf} é a tensão pré-falta na barra k, Z_{kk}^n são impedâncias conhecidas das matrizes de impedância de cada sequência de

componentes simétricas, Z_f é a impedância de falta, I_k^f é a corrente de falta e I_k^b e I_k^c as correntes de falta nas fases b e c, respectivamente.

3.2.4 Tensões nas Barras

Finalmente, a partir das correntes de falta, podem-se determinar as magnitudes das tensão remanescentes nas barras. Os componentes simétricos de um afundamento de tensão na barra i, devido à uma falta na barra k são dados pela Equação (10).

$$\begin{aligned} V_i^0 &= -Z_{ik}^0 I_k^0 \\ V_i^1 &= V_i^{pf} - Z_{ik}^1 I_k^1 \\ V_k^2 &= -Z_{ik}^2 I_k^2 \end{aligned} \quad (10)$$

E as tensões de fase nas barras são dadas pela Equação (11).

$$V_i^{abc} = \mathbf{A} V_i^{012} \quad (11)$$

A matriz \mathbf{A} é conhecida como matriz de transformação de componentes simétricas e é explicitada no Apêndice D (SAADAT, 2002).

4 DESEMPENHO DO SISTEMA

Esse capítulo estuda o desempenho de um sistema, mais especificamente o índice que revela o seu número de afundamentos de tensão por ano. Para tanto, são avaliados o monitoramento e a simulação. Além disso, uma abordagem estocástica do problema é investigada. Finalmente, a contagem dos eventos é explorada.

4.1 Monitoramento e Simulações

Com o intuito de evitar os problemas causados por afundamentos de tensão, precisa-se garantir a compatibilidade entre cargas sensíveis e o ambiente eletromagnético ao qual estas estão expostas. No caso de afundamentos de tensão, o ambiente eletromagnético é determinado pela ocorrência de eventos no sistema de potência como faltas, energização de transformadores e acionamento de motores. Antes de conectar um dispositivo sensível à rede elétrica, é necessário avaliar a compatibilidade entre o fornecimento de tensão e o equipamento. Afundamentos de tensão, assim como outros fenômenos de qualidade de energia, devem ser tratados como um problema de compatibilidade entre o equipamento e a rede (OLGUIN, 2005).

Olguin (2005) ainda ressalta que a sensibilidade do equipamento é algo mais simples de se ter acesso, normalmente isso pode ser obtido diretamente do fabricante, mas, além disso, é necessário determinar o ambiente elétrico esperado. Esse é o principal objetivo de programas de monitoramento do sistema.

Um monitor de qualidade de energia registra a magnitude e duração de eventos que possam ocorrer, e possivelmente podem coletar outras características e até algumas amostras de dados, durante os distúrbios. Dessa maneira, é possível estimar os índices de desempenho do sistema desejados. O resultado pode ser uma grande quantidade de dados, entretanto, somente magnitude e duração dos eventos individuais são úteis para quantificar tal desempenho (BOLLEN, 2000)

Os resultados obtidos através de monitoramento estão intimamente ligados ao tempo durante o qual se realiza essa atividade e é aqui que o monitoramento se torna uma ferramenta pouco atraente. A Tabela 2 mostra o período mínimo de monitoramento, de acordo com a frequência dos eventos, para alcançar determinada precisão nas estatísticas coletadas.

Tabela 2 - Tempo mínimo de monitoramento para obter determinada exatidão

Frequência do Evento	50% de Precisão	90% de Precisão	98% de Precisão
1 por dia	2 semanas	1 ano	25 anos
1 por semana	4 meses	7 anos	200 anos
1 por mês	1 ano	30 anos	800 anos
1 por ano	16 anos	400 anos	10 000 anos

Fonte: Bollen (2000)

Percebe-se que são necessários longos períodos de monitoramento para que sejam obtidos resultados estatísticos confiáveis (CABRAL, 2010). Além do tempo, o monitoramento tem o inconveniente de que pode ser necessário despender grandes recursos financeiros com a implantação de sofisticadas redes de medição para realiza-lo.

A Tabela 2 é baseada em sistemas estacionários, nesses casos, é possível obter resultados precisos o suficiente desde que se espere o tempo necessário. Entretanto, a ocorrência de afundamento é bastante aleatória, principalmente devido a outros dois aspectos (BOLLEN, 2000):

- Uma grande parte dos afundamentos de tensão é resultado de fenômenos naturais, que já são aleatórios – como as descargas elétricas, portanto a frequência desses distúrbios não é constante e depende de padrões climáticos, os quais também variam ano a ano.
- Os próprios sistemas de potência não se mantêm sempre iguais, *i.e.*, suas características que afetam a frequência dos distúrbios podem mudar de diversas formas como envelhecimento de equipamentos, aumento da carga e diferentes políticas de manutenção.

Ainda assim, o monitoramento do sistema pode ser útil, já que alguns acontecimentos são simplesmente difíceis de serem previstos. Além disso, os métodos de predição precisam de certo nível de conhecimento dos distúrbios de tensão e suas origens, que só podem ser obtidos através de monitoramento.

Como uma alternativa ao monitoramento, surgem as simulações computacionais, estas são uma opção barata para obter características de afundamentos de tensão, quando comparadas àquele (QADER *et al.*, 1999).

A grande vantagem das simulações é que, se feitas corretamente, elas já fornecem resultados com a precisão desejada. Ademais, com certos métodos de previsão é possível estimar a QEE de um sistema de potência que ainda nem existe, algo impossível de se realizar através de monitoramento. Devido à necessidade de tais métodos de utilizar

conhecimentos prévios obtidos do monitoramento, ainda existem incertezas e erros nos resultados, entretanto, nos métodos de predição é possível avaliar a influência destas incertezas (BOLLEN, 2000).

4.2 Simulação de Falhas

Considerando que a maioria dos afundamentos ocorre devido às falhas no sistema elétrico de potência, o método de simulação de falhas é a abordagem natural para avaliação desses distúrbios. (BOLLEN, 2000). Além disso, Carvalho Filho *et al.* (2008), também recomendam esta metodologia para cálculos do desempenho de sistemas, devido a facilidade de modelagem dos equipamentos e velocidade dos algoritmos.

Este tipo de simulação fornece a intensidade do afundamento de tensão, mas não fornece o comportamento dinâmico do valor RMS da tensão nem a duração do evento (LEBORGNE, 2003).

Como já foi mencionado, as falhas são originadas de eventos aleatórios, portanto, são de natureza estocástica, e assim, também os afundamentos de tensão causados por elas. Observando que os afundamentos são de processos estocásticos, a descrição da interação entre o distúrbio e o sistema de potência deve ser probabilística (OLGUIN, 2005).

É comum a utilização de métodos de predição estocástica dos eventos em simulações de falta, principalmente o método das posições de falta e o método da distância crítica. Tais métodos são bastante diferentes, sendo que o método das posições de falta é mais preciso, além disso, ele é adequado para utilização em simulações computacionais e preferido para o estudo de sistemas de potência malhados. Entretanto, necessita-se de mais informações sobre o sistema para sua implementação do que o método da distância crítica. Este último, em razão da sua simplicidade, é mais apropriado para cálculos feitos à mão e para aplicação em sistemas radiais, ou em sistemas elétricos onde essa aproximação pode ser feita (BOLLEN, 2000). A seguir, aprofunda-se no método das posições de falta.

4.3 Método das Posições de Falta

Um dos primeiros artigos propondo uma abordagem estocástica baseada em simulação de falta para afundamentos de tensão foi escrito por Conrad *et al.* (1991). Posteriormente, Qader *et al.* (1999) publicaram um estudo onde esse método era chamado de

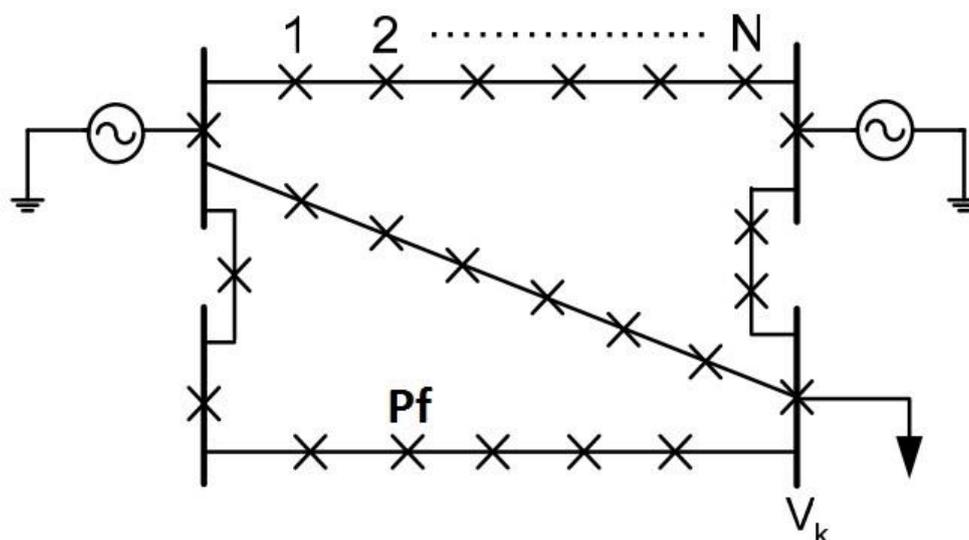
“método das posições de falta”. Ainda, Bollen (2000) estendeu o alcance deste método para incluir os efeitos de reaceleração de motores e perdas de geração.

O método das posições de falta é um método bastante direto para determinar o número esperado de afundamentos e sua magnitude (BOLLEN, 2000). Ele consiste em simular faltas em diferentes pontos do sistema, estimando a tensão remanescente nas barras. Cada local de falta é associado a uma frequência de ocorrência, portanto cada magnitude de afundamento também é associada a uma frequência de ocorrência, permitindo a análise estatística das tensões remanescentes nas barras avaliadas (LEBORGNE, 2007).

O método se resume nos passos a seguir (BOLLEN, 2000). A Figura 11 ilustra o esquemático de um sistema onde é utilizado o método das posições de falta, onde P_f é uma das posições de falta – que vão de 1 até N – e V_k a tensão do afundamento na barra k .

- Escolher a área do sistema onde as faltas serão simuladas.
- Dividir essa região em pequenos segmentos, de maneira que uma falta em cada uma dessas partes resulte em afundamentos com características parecidas.
- Estimar a frequência de ocorrência de cada segmento. Normalmente, as taxas de ocorrência de faltas anuais das linhas de transmissão são divididas pelo número de segmentos em que as linhas foram divididas, dessa maneira, todas as posições de falta de uma linha têm a mesma taxa de faltas.
- Estimar as características dos afundamentos em cada barra, utilizando um modelo elétrico adequado para a rede e o método de cálculo que se julgar mais apropriado.
- Combinar os resultados dos dois últimos passos para realizar as análises desejadas.

Figura 11 - Esquemático de sistema indicando posições de falta para estimação de afundamentos de tensão



Fonte: Leborgne (2005)

Para estimar a magnitude do afundamento de tensão em cada posição de falta, quando utilizada a abordagem baseada em tensão remanescente, um modelo de componentes simétricos da rede traz resultados precisos o suficiente (LEBORGNE, 2007). Este método foi mencionado no capítulo 3 deste trabalho e está descrito no Apêndice D, portanto já se possui as ferramentas adequadas para se obterem os resultados de magnitude dos afundamentos.

A taxa de ocorrência de faltas pode ser representada por um vetor coluna λ , ilustrado na Equação (12), onde cada posição do vetor é um valor λ_i que é a taxa de ocorrência de faltas anual da posição de falta i . Os λ_i são obtidos através de dados estatísticos de um determinado período, dessa maneira, se nota a necessidade do monitoramento mesmo com a ampla utilização dos métodos de predição estocástica.

$$\lambda = [\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_i, \dots, \lambda_N] \quad (12)$$

Os resultados obtidos para uma barra k podem ser apresentados na forma da Tabela 3. A primeira coluna indica a tensão remanescente – magnitude do afundamento de tensão – na barra k devido a uma falta na posição i e a segunda é justamente o vetor λ , ou seja, o número de vezes ao ano que é esperado que ocorra uma falta na posição i .

Tabela 3 - Resultados de tensão remanescente e taxa de ocorrência na barra k devido à falta i

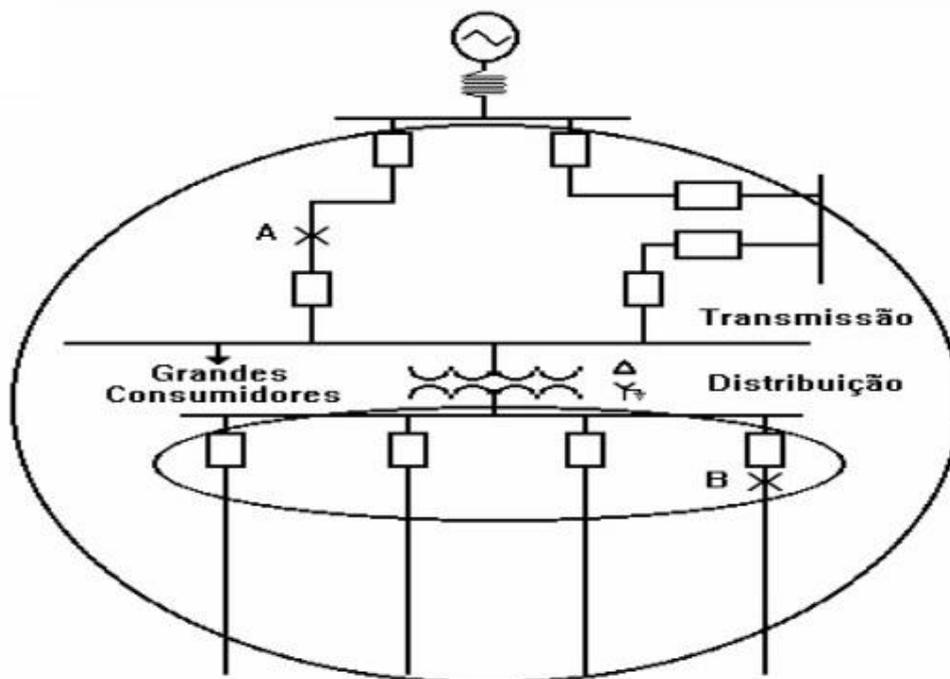
Tensão remanescente (V_{ki})	Taxa de ocorrência (λ_i)
V_{k1}	λ_1
V_{k2}	λ_2
V_{k3}	λ_3
...	...
V_{ki}	λ_i
...	...
V_{kN}	λ_N

4.4 Localização das Faltas

A localização da falta influencia, significativamente, o impacto do afundamento de tensão sobre os consumidores. As faltas no sistema de transmissão e subtransmissão afetam um número maior de consumidores do que as faltas no sistema de distribuição. Esse fato deve-se, principalmente, às características dos sistemas de transmissão e subtransmissão, que

são normalmente malhados e abrangem uma grande extensão geográfica (SILVA, 2004). O que foi exposto está representado na Figura 12, uma falta no ponto A afeta uma parte muito maior do sistema, e conseqüentemente uma quantidade maior de consumidores, do que uma falta no ponto B.

Figura 12 - Influência da localização da falta em um sistema



Fonte: Silva (2004)

A experiência mostra que a maioria das faltas no sistema elétrico de fato ocorre em linhas de transmissão, de subtransmissão e de distribuição. Enquanto uma linha aérea pode sofrer vários curtos-circuitos em um ano, os barramentos aéreos apresentam, tipicamente, uma taxa de ocorrência de faltas de um defeito a cada dez anos. Os demais equipamentos, dos quais geradores e transformadores são os mais importantes, apresentam baixa ocorrência de curtos-circuitos (SILVA, 2004).

Além disso, Leborgne (2005) relatou que simular faltas nas barras do sistema leva a uma superestimação dos índices de afundamentos de tensão. Esse tipo de simulação indica resultados de quantidade de ocorrência de curtos-circuitos bastante superestimados e uma subestimação da tensão remanescente – afundamentos mais profundos.

Portanto, diante de tudo que foi exposto neste capítulo, faz sentido que a determinação do desempenho do sistema elétrico de potência, diante dos afundamentos de tensão, seja baseada em simulações de faltas ocorridas nas linhas de transmissão de tal sistema.

4.5 Contando os Afundamentos

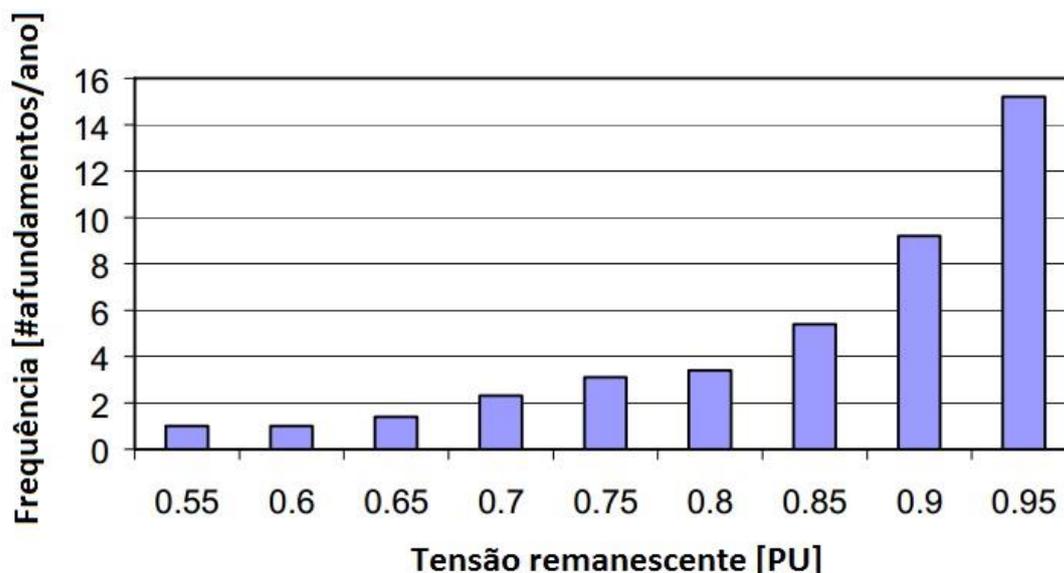
Concentra-se agora na forma de apresentação dos dados obtidos através da utilização das ferramentas apresentadas nos capítulos 3 e 4.

Do ponto de vista da carga sensível, o que importa é o número total de afundamentos com tensão residual abaixo de determinado valor, porque todos esses eventos vão causar os problemas já mencionados em tal carga (OLGUIN, 2005).

O principal índice para avaliar afundamentos é o SARFI – *System Average RMS Variation Frequency Index* (IEEE, 2004), o qual fornece a quantidade de afundamentos de tensão por ano com determinada magnitude e duração. Existem dois tipos de índices SARFI. O SARFI-x se refere a uma determinada magnitude, ou seja, indica o número de eventos com tensão remanescente abaixo de x%, *e. g.*, o SARFI-90 mostra o número de afundamentos com magnitude até 90%. O SARFI-curva indica o número de eventos abaixo de uma curva de sensibilidade de referência (LEBORGNE, 2005). Neste trabalho, irá se trabalhar com o conceito de SARFI-x.

Uma forma adequada de apresentar este índice de afundamentos em uma barra é através de um histograma cumulativo (OLGUIN, 2005), como no exemplo ilustrado na Figura 13. Isto pode ser feito por meio dos passos a seguir.

Figura 13 - Índice SARFI-x de uma barra hipotética apresentado em forma de histograma



Fonte: Olguin (2005)

A magnitude do afundamento em cada barra, devido a cada ponto de falta, pode ser calculada com o que foi exposto no capítulo 3, então esses valores podem ser armazenados

em uma matriz chamada de matriz de afundamento (V_{sag}) – *sag* significa afundamento na literatura inglesa – e representada pela Equação (13). A dimensão dessa matriz é dada pelo número de pontos de faltas simulados (N) e pelo número de barras observadas (B), com a forma $[B \times N]$. Cada elemento da matriz, representado por V_{ki} , é a tensão remanescente na barra k devido à um afundamento na posição i .

$$[V_{sag}] = \begin{bmatrix} V_{11} & V_{12} & \cdots & V_{1N} \\ V_{21} & V_{22} & \cdots & V_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{B1} & V_{B2} & \cdots & V_{BN} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Agora, transforma-se a matriz V_{sag} em uma matriz binária (V_{sag_b}), *i. e.*, formada apenas por 1's e 0's, onde as V_{ki} – tensões remanescentes – são ditas 1 se são menores que determinado valor, e 0 se são maiores que este valor. Determina-se esse valor baseado no índice SARFI que se deseja observar, de maneira que todos os afundamentos com magnitude de valor até o índice SARFI determinado se tornam 1 e os com magnitude acima disto se tornam 0. Portanto, caso fossem somados os valores da coluna x de V_{sag_b} , por exemplo, ter-se-ia a quantidade de afundamentos causados por uma falta na posição x – com magnitude determinada pelo SARFI escolhido. E caso fossem somados os valores da linha y da matriz V_{sag_b} , por exemplo, ter-se-ia a quantidade de afundamentos causados na barra Y – com magnitude determinada pelo SARFI escolhido. Entretanto, para obterem-se os índices SARFI- x , falta ainda considerar a taxa de ocorrência anual das faltas nas posições simuladas.

Para isso, faz-se uso do vetor λ , mencionado na seção 4.3 e representado pela Equação (12), que guarda as estatísticas de ocorrência das faltas. Multiplicando-se V_{sag_b} por λ , obtém-se um vetor coluna (f) com o número de faltas anuais em cada barra, de acordo com o índice SARFI escolhido. Tal vetor é representado na Equação (14). O vetor f tem dimensão $[B \times 1]$, e cada elemento f_k representa o SARFI- x na barra k .

$$f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ \vdots \\ f_k \\ \vdots \\ f_B \end{bmatrix} \quad (14)$$

Finalmente, os f_k não necessariamente serão números inteiros, dado que dependem das taxas anuais de ocorrência, que por sua vez, podem não ser números inteiros. Entretanto, não é interessante avaliar meia falta ou 0,3 falta, já que para o equipamento interessa se a falta ocorre ou não ocorre, então, deseja-se transformar esses resultados em números inteiros. Como o objetivo é avaliar a compatibilidade do sistema elétrico com o que se deseja conectar nele, o arredondamento é feito para o pior caso, ou seja, para o próximo inteiro acima do resultado encontrado. Esse último valor encontrado é o desempenho da barra e a partir do desempenho de cada barra, estima-se o desempenho do sistema.

5 ESTUDO DE CASO

Nesse capítulo, realiza-se um estudo de caso aplicado ao sistema elétrico de potência do estado do Rio Grande do Sul. Este trabalho complementa aquele realizado por Hirt (2015), portanto, para fins de comparação foram mantidos os mesmos dados utilizados por este autor no estudo de caso. Isso significa que serão tiradas conclusões a respeito de configurações do sistema de potência do ano de 2014 e de expansões previstas para o ano de 2019, a partir de dados coletados no ano de 2015.

Dessa maneira, a intenção desse estudo de caso é modelar, simular e analisar o desempenho da rede elétrica do RS com relação a afundamentos de tensão. Portanto, entendendo como ela é composta pode-se realizar a modelagem do sistema e implementação da simulação utilizando o método adequado. Finalmente, tratam-se os dados para que estes possam ser avaliados e conclusões a seu respeito obtidas.

5.1 Matriz de Energia Elétrica do RS e sua Expansão

Como já foi mencionado no capítulo 1 deste trabalho, seu enfoque não é o estudo da matriz de energia do RS e dos seus componentes, já que essa abordagem já está presente no trabalho de Hirt (2015), portanto, realiza-se apenas uma breve introdução a este tópico para que seja possível entender a pesquisa realizada.

Atualmente, o Rio Grande do Sul possui 9,371 GW de potência instalada e a geração de energia é predominantemente do tipo hidráulica – representando 57,9% do total estadual, isto é evidenciado na Tabela 4, que apresenta a divisão da matriz de energia do estado.

Esse fato faz com que o sistema elétrico presente no RS se torne altamente vulnerável. A geração hidrelétrica está extremamente dependente do regime pluvial e em períodos de chuvas escassas esse tipo de geração costuma não ser suficiente para atender à demanda de energia. Portanto, torna-se necessário a diversificação da matriz de energia elétrica, complementando as futuras demandas a partir de outras fontes. Nesse sentido, se faz importante o Plano Decenal de Expansão da Energia 2023 (MME, EPE, 2014).

O PDE é um documento com uma visão integrada da expansão da demanda e ofertas de fontes energéticas para um período de dez anos, neste caso de 2014 a 2023 (MME, EPE, 2014) – também devido a isso se decidiu utilizar os mesmos dados que Hirt (2015). A Tabela 5 mostra as unidades geradoras previstas nos próximos anos, as quais foram contratadas com

base no PDE. Nota-se uma espera de aumento em quase 1/3 da potência instalada, onde apenas 8,5% dos novos empreendimentos serão de natureza hidrelétrica.

Tabela 4 - Capacidade de geração de energia elétrica do RS

Tipo	Quantidade [un]	Potência[MW]	%
Central Geradora Hidrelétrica	49	33	0,35
Central Geradora Eólica	67	1553	16,4
Pequena Central Hidrelétrica	51	568	6,05
Usina Hidrelétrica	17	4813	51,5
Usina Termelétrica	124	2404	25,7
Total	308	9371	100

Fonte: BIG, ANEEL (2016b)

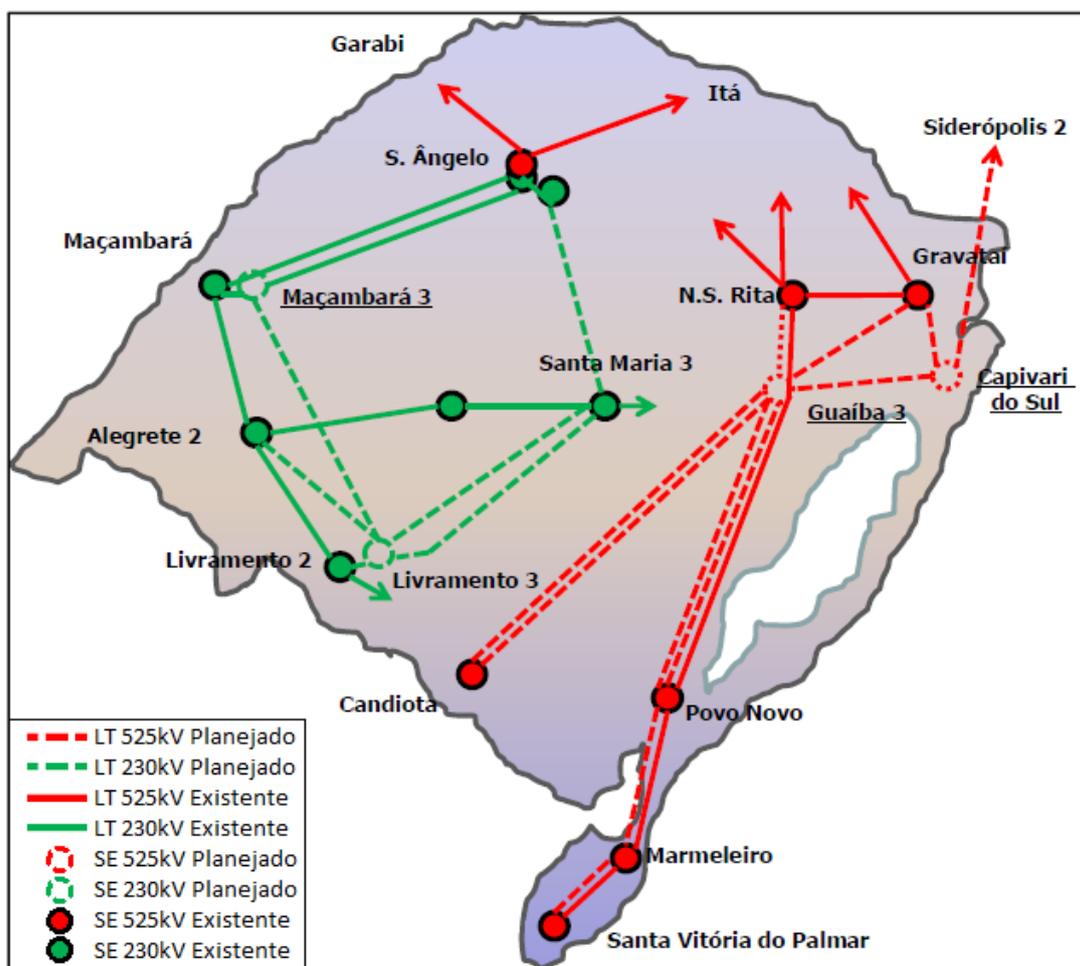
Tabela 5 - Unidades geradoras previstas no RS

Tipo	Quantidade [un]	Potência[MW]	%
Central Geradora Hidrelétrica	2	1,34	0,05
Central Geradora Eólica	27	511	16,9
Pequena Central Hidrelétrica	16	255	8,45
Usina Termelétrica	7	2258	74,6
Total	52	3025	100

Fonte: BIG, ANEEL (2016b)

Além da geração, a expansão da rede básica de transmissão também deve ser estabelecida, de modo que o sistema continue cumprindo sua função de maneira confiável ao longo dos anos e permitindo aos agentes de mercado o livre acesso à rede – o que propicia a competição na geração e comercialização da energia elétrica. A Figura 14 mostra uma representação simplificada da expansão recomendada pela EPE para os sistemas de transmissão do RS em 2019 – onde LT e SE são linhas de transmissão e subestações, respectivamente. Estas informações estão dispostas no APÊNDICE A.

Figura 14 - Sistema de transmissão previsto para 2019 no RS



Fonte: Hirt (2015)

5.2 Aplicação do Método das Posições de Falta

Nessa seção é abordada a utilização do método das posições de falta no estudo de caso realizado. Primeiramente, comenta-se sobre a modelagem e simulação do sistema e posteriormente sobre a frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão.

5.2.1 Aquisição dos dados

A correta utilização do método das posições de falta, implica, primeiramente, em uma modelagem adequada do sistema. No capítulo 4 foi visto que o método das componentes simétricas era satisfatório no caso aqui estudado, desse modo, necessita-se de informações acerca da rede para que essa modelagem seja feita. Tais dados foram obtidos por Hirt (2015), principalmente da base de dados do Operador Nacional do Sistema.

Primeiramente, utilizou-se a ferramenta gráfica de Dados Técnicos do Sistema Interligado Nacional, que disponibiliza informações como o cadastro das usinas, subestações e linhas de transmissão (ONS, 2015a). Além disso, fez-se uso da base de dados de curto-circuito e casos de referência (ONS, 2015b) e de diagramas de impedância (ONS, 2015c). Posteriormente, as informações referentes às ampliações da rede de transmissão e de novas subestações foram obtidas unindo a base de dados de curto-circuito e casos de referência (ONS, 2015b) e o PDE (MME, EPE, 2014). Entretanto, como não estavam disponíveis dados técnicos precisos sobre a modelagem da totalidade dos geradores a serem integrados ao SIN até 2019, utilizaram-se dados de geradores em operação, pois os novos serão muito semelhantes àqueles.

5.2.2 Simulação

De posse dos dados do sistema é possível modelar a rede e simular os afundamentos de tensão. Devido à simplicidade de implementação, grande capacidade de utilização de barramentos e baixo tempo de execução, o programa escolhido para simulação foi o ANAFAS – Programa de Análise de Falhas Simultâneas (v5.1, fev/2009), do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras (CEPEL).

Mesmo com alta capacidade de simulação, a versão educacional do ANAFAS limita o número de barramentos que podem ser observados em 120, portanto, optou-se por realizar as simulações do sistema de 230kV e 525kV. Entretanto, deve-se levar em consideração que diversas unidades geradoras não estão conectadas diretamente a barramentos com estas tensões. Dessa maneira, Hirt (2015) calculou o equivalente do circuito que conecta tais unidades até os barramentos a serem simulados.

Finalmente, Hirt (2015) pôde adaptar o sistema final obtido com a entrada de dados aceita pelo programa ANAFAS. Este ambiente de simulação trata os componentes do sistema da seguinte forma (CEPEL, 2009):

- Geradores síncronos: fontes de tensão constante atrás de uma impedância.
- Linhas de Transmissão: modelo pi concentrado.
- Transformadores: impedâncias de curto-circuito de sequência positiva e zero.
- Cargas: não foram representadas nesse estudo. Podem ser modeladas através de impedâncias constantes.
- Capacitores Série: reatância capacitiva.

- Capacitores e Reatores de Barra: impedância, podem estar ligados à terra ou não, dependendo do tipo de conexão do equipamento.
- Geradores Eólicos Síncronos com Inversor: se comportam como fontes de corrente de sequência positiva.

O inversor nos geradores eólicos – como os que serão instalados no RS – é necessário, pois a tensão da máquina síncrona depende da velocidade de rotação de seu eixo e esta depende da intensidade do vento, portanto, não pode ser controlada. Dessa maneira, o inversor é indispensável para manter a tensão com o valor fixo de frequência em que opera a rede elétrica. Tal equipamento busca manter constante a potência de saída durante a falta e se desconecta do sistema caso a tensão caia abaixo de limites pré-determinados – no Brasil o ONS determina o perfil de tensão que os geradores devem seguir durante a ocorrência de uma falta.

Outras considerações importantes são que as tensões de pré-falta nas barras são consideradas como 1 p.u. – evitando a necessidade de simulação prévia para obtenção desses valores – e os pontos de falta são a metade de cada linha de transmissão do sistema.

Assim, com os dados da rede fornecidos ao programa e os pontos de falta escolhidos, observa-se, com o ANAFAS, a magnitude das tensões remanescentes nos barramentos do sistema, para faltas do tipo FT, FF, FFT e FFF.

5.2.3 Frequência de Ocorrência

No capítulo 4 foi visto como medir o desempenho do sistema através de um índice que contava a quantidade de afundamentos de tensão por ano – SARFI-x. Para obter-se esse índice, precisava-se da magnitude da tensão nas barras de interesse devido a determinadas faltas – o que é alcançado com o ANAFAS – e também de um vetor que continha informações de taxas de ocorrência anuais das faltas, obtidas através de monitoramento.

Tal vetor foi chamado de λ e ele contém a informação de quantas faltas, de determinado tipo, ocorrem em determinada posição, por ano. Para a obtenção de λ , neste trabalho, utiliza-se a Tabela 6, que apresenta valores típicos das taxas de faltas para o sistema de transmissão brasileiro (CARVALHO FILHO *et al.*, 2002). Entretanto, nota-se que essa tabela não fornece diretamente o valor desejado de λ . A seguir, é explicado como chegar ao valor almejado.

Tabela 6 - Taxas de faltas no sistema de transmissão brasileiro

Tensão [kV]	#faltas/100km.ano	FFF [%]	FFT [%]	FF [%]	FT [%]
500	2,09	1	4	1	94
440	1,1	1	5	2	92
345	1,1	1	5	2	92
230	1,9	2	15	3	80

Fonte: Carvalho Filho et al. (2002)

Fica claro que a taxa de falta está relacionada com o nível de tensão da linha de transmissão, então, para determinar a taxa de ocorrência de faltas em uma linha i – ou seja, o λ_i – deve-se primeiro averiguar qual a tensão da linha.

Assim, verifica-se que o número de faltas/ano é dado para cada 100km de linha, além disso, que esse valor é diluído entre os diferentes tipos de falta – com cada uma representando uma porcentagem do mesmo. Portanto, devem-se fazer as ponderações de tamanho da linha e tipo de falta no dado fornecido pela Tabela 6. Finalmente, a taxa de ocorrência anual da falta i pode ser dada pela Equação (15).

$$\lambda_i = F_i \times \frac{L_i}{100} \times C_i \quad (15)$$

Onde F_i é o #faltas/100km.ano – obtido da Tabela 6, L_i é o comprimento da linha i em km e C_i a porcentagem correspondente ao tipo de falta – também obtido da Tabela 6.

Portanto, agora se tem a capacidade de determinar o desempenho de cada barra do sistema, e logo, de todo o sistema.

5.3 Cenários Avaliados

Foram criados cenários para avaliar a influência de cada tipo de geração no nível dos afundamentos de tensão. São observados os afundamentos causados pelas faltas FF, FT, FFT e FFF. Além disso, está-se interessado no desempenho do sistema com as modificações previstas para o ano de 2019. Portanto, são analisados seis cenários, são eles:

- Cenário 1: configuração do sistema elétrico de potência ao fim do ano de 2014. Uma série de geradores (centrais geradoras eólicas, usinas hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas termelétricas) e todos barramentos e linhas de transmissão de

230kV e 525kV operantes no RS são simulados. Nas análises, este é chamado de cenário “2014”.

- Cenário 2: ampliação da rede de transmissão. A totalidade da ampliação planejada de subestações e linhas e transmissão para o ano de 2019 é integrada à configuração do cenário 1. Nas análises, este é chamado de cenário “LT”.
- Cenário 3: integração de centrais geradoras eólicas. Todos os parques eólicos previstos para entrar em operação no ano de 2019 são integrados à configuração do cenário 2. Nas análises, este é chamado de cenário “EOL”.
- Cenário 4: integração de pequenas centrais hidrelétricas. Uma série destas unidades previstas para entrar em operação no ano de 2019 são integradas à configuração do cenário 2. Nas análises, este cenário é chamado de “PCH”.
- Cenário 5: integração de usinas termelétricas. As usinas previstas para 2019 são integradas à configuração do cenário 2. Nas análises, este cenário é chamado de “UTE”.
- Cenário 6: configuração completa prevista para o fim do ano de 2019. Todas as ampliações e integrações realizadas nas simulações previamente realizadas são agrupadas para formar a configuração completa de expansão em 2019. Nas análises, este cenário é chamado de “2019”.

5.4 Resultados

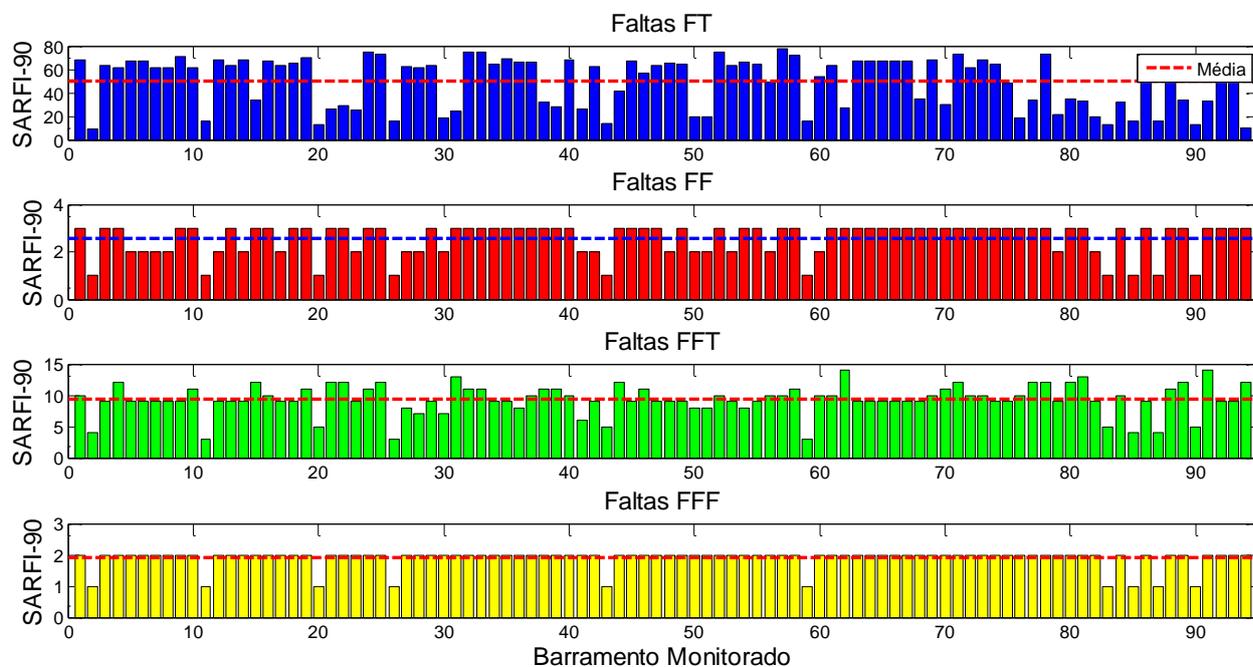
Essa seção apresenta os resultados obtidos em cada cenário implementado. Os dados completos utilizados estão dispostos nos APÊNDICES B – para o cenário de 2014 – e C para o cenário de 2019. As informações obtidas a partir das simulações do ANAFAS foram tratadas com o auxílio do Microsoft Excel (Microsoft, Redmond, WA, EUA) e do Matlab® (The MathWorks Inc., Natick, MA, EUA) para gerar os gráficos à seguir.

5.4.1 Cenário 2014

O primeiro cenário avaliado é aquele para a configuração do sistema elétrico de potência do Rio Grande do Sul ao final de 2014, algumas das análises dos outros cenários utilizam este como referência. Foram simuladas 145 faltas – uma para cada linha de transmissão – enquanto observavam-se 94 barramentos, tal procedimento foi realizado para faltas FT, FF, FFT e FFF.

A Figura 15 mostra a quantidade total de afundamentos de tensão por ano abaixo de 0,9 p.u. – índice SARFI-90 – para cada barramento monitorado, considerando todas as faltas. Foi registrada uma média de 51 afundamentos para faltas do tipo FT, 3 para FF, 10 para FFT e 2 para FFF.

Figura 15 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário 2014



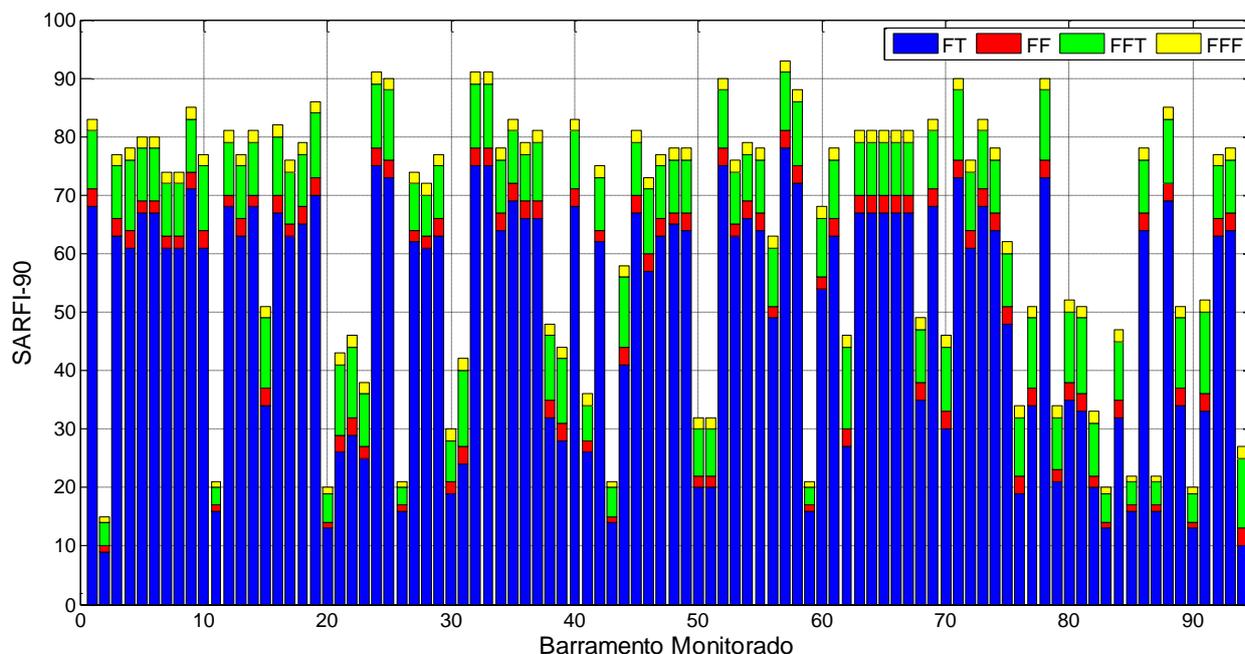
Observando a Figura 16, fica claro aquilo que as médias da Figura 15 já sugeria: a quantidade de afundamentos de tensão causados por faltas FT é maior do que a das faltas FF, FFT e FFF, ainda, as faltas FT representaram sozinhas maior número de afundamentos do que todos os outros três tipos de falta somados, em todos os barramentos monitorados. Além disso, nota-se também que uma falta do tipo FFT é a segunda que mais gera afundamentos, seguida das FF e finalmente das FFF.

Ademais, das Figuras 25 e 26, é possível inferir que uma barra que apresenta alto SARFI-90 para faltas FT – em comparação com as outras, tem o mesmo comportamento com relação aos outros tipos de falta, *i. e.*, barras com alto número de afundamentos por faltas FT, no geral, também apresentam alto número de afundamentos por faltas FF, FFT e FFF.

Esse último fato é de mais difícil visualização para as faltas FF e FFF, pois essas possuem uma distribuição bastante homogênea de afundamentos por barramento, isso acontece devido à maneira como os afundamentos estão sendo contados. No capítulo 4 foi determinado que o número de ocorrências em cada barramento seria arredondado para cima, representando o pior caso, este número está ligado ao λ_i – mostrado na Equação (15) – e depende da Tabela 6. Da Tabela 6 nota-se que, segundo dados estatísticos, as faltas FF e FFF

costumam ser uma fração pequena do número total, tal fato quando inserido nos cálculos acaba gerando resultados que diferem, principalmente, nos algarismos depois da vírgula, e que ao serem arredondados se tornam valores iguais ou bastante próximos entre si. Essa situação deve ser levada em conta durante a observação de todas as análises feitas neste trabalho.

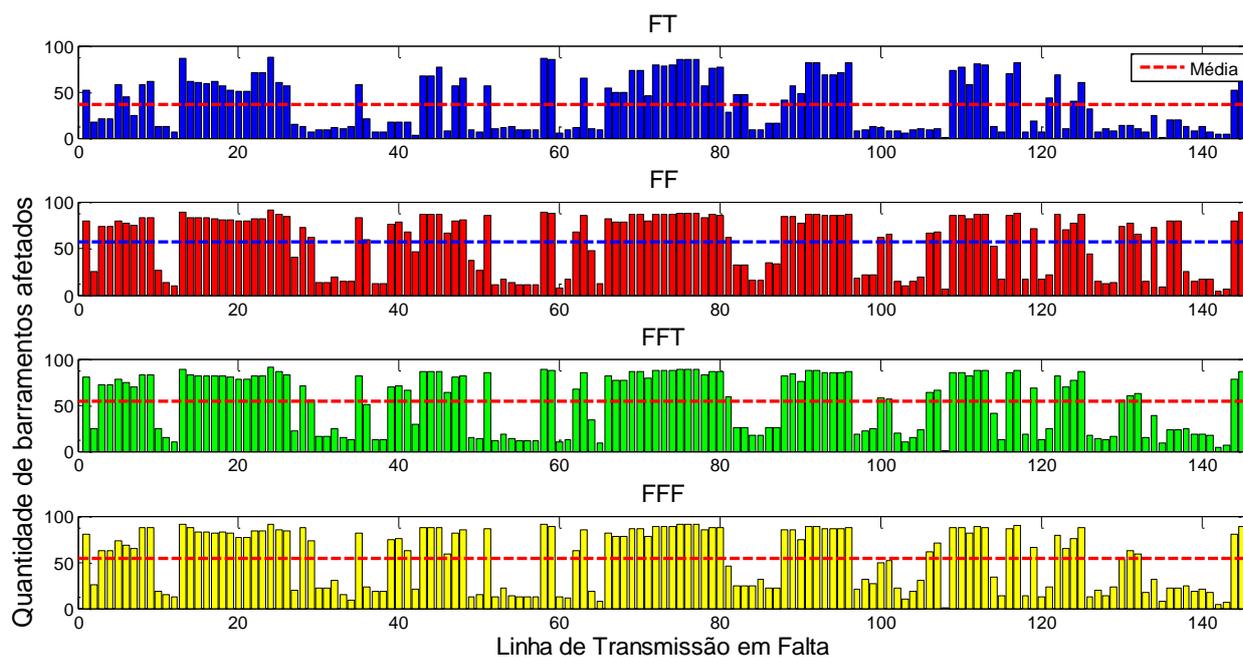
Figura 16 - SARFI-90 acumulado de todos os tipos de falta – cenário 2014



A Figura 17 apresenta a quantidade de barramentos afetados – tensão remanescente abaixo de 0,9 p.u. – para cada uma das 145 faltas simuladas. Novamente percebe-se uma relação entre os diferentes tipos de falta: as linhas que se destacam como as que afetam o maior número de barramentos para faltas FT tendem a serem as mesmas para faltas do tipo FF, FFT e FFF.

A média de barramentos afetados, segundo a Figura 17, é de 37 para faltas FT, 57 para FF, 54 para FFT, e 55 para FFF. Nota-se que, apesar de gerarem maior número de afundamentos ao ano, uma falta do tipo FT afeta, na média, menos barramentos que os outros tipos de falta. Uma falta FT causa afundamentos – de magnitude abaixo de 0,9 p.u. – em 39,4% dos barramentos, enquanto a FF afeta 60,6% dos barramentos, a FFT implica em afundamentos em 57,4% do sistema e a FFF em 58,5%. Dessa maneira, pode-se dizer que as faltas FF propagaram mais afundamentos do que as FFF, FFT e FT, nessa ordem. É importante perceber que esta é uma análise que não considera as frequências de ocorrências das faltas.

Figura 17 - Quantidade de barramentos afetados para cada posição de falta – cenário 2014



Finalmente, a análise pode ser feita para o sistema como um todo. A Figura 18 apresenta a distribuição de frequência de ocorrência anual acumulada dos afundamentos de tensão, de acordo com a sua magnitude. Como esperado depois dos resultados encontrados para os barramentos da Figura 15, o sistema apresenta mais afundamentos a partir de faltas FT do que a partir de qualquer outro tipo de falta, além disso, esse comportamento é percebido para aproximadamente todas as magnitudes avaliadas. Também, observa-se que as curvas desenhadas para faltas FF e FFF praticamente se sobrepõe. No total, o sistema apresenta 4702 afundamentos por faltas FT, 241 por FF, 875 por FFT e 178 por FFF.

A Figura 19 mostra a distribuição acumulada dos SARFI-x de cada falta separadamente. Nota-se uma semelhança entre as faltas FT e FFT e entre as faltas FF e FFF. Considerando que os gráficos são de distribuição acumulada – o que significa que o ponto com magnitude 0,9 não representa a quantidade de afundamentos com magnitude 0,9 p.u. e sim a quantidade de afundamentos com magnitude menor ou igual a 0,9 p.u. – percebe-se que o aclave mais acentuado das faltas FT e FFT significa que a maioria dos afundamentos é mais raso, *i.e.*, com maior tensão remanescente. Enquanto, para faltas FF e FFF, a ausência daquele aclave e pouca mudança entre o SARFI-x de uma magnitude e outra, *i.e.*, SARFI-40 \approx SARFI-50, por exemplo, indica que a maior parte da quantidade de afundamentos causados por essas faltas é mais profunda.

Figura 18 - Frequência acumulada do número de ocorrências por nível de afundamento de tensão – cenário 2014

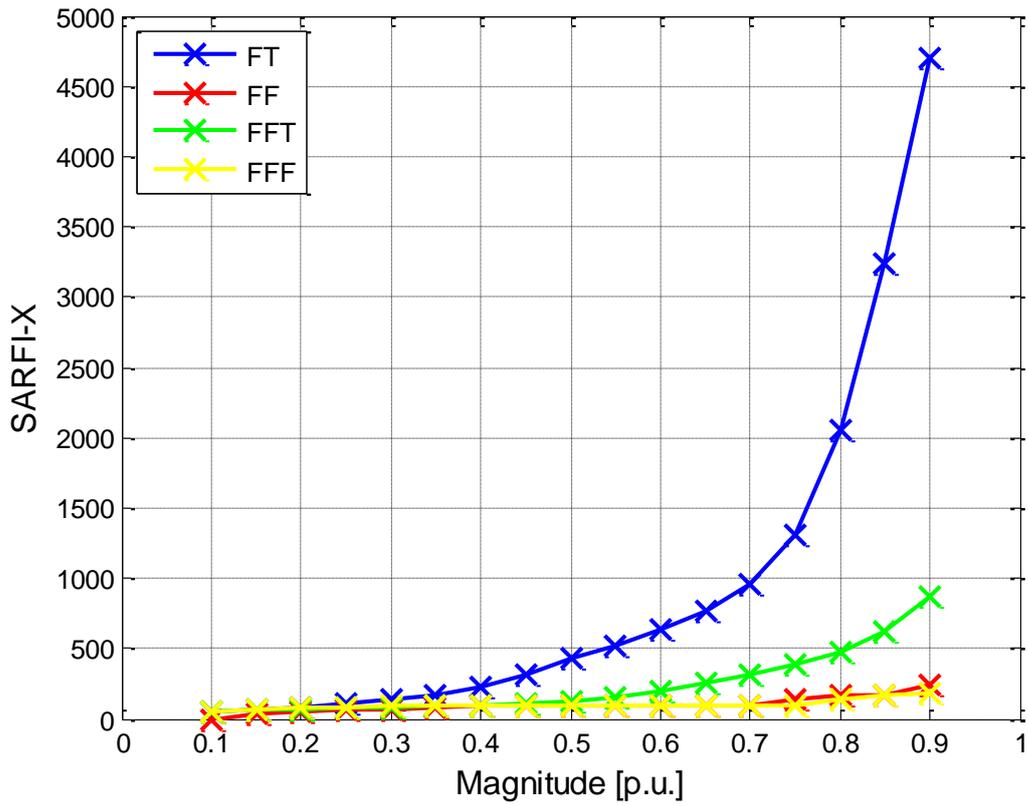
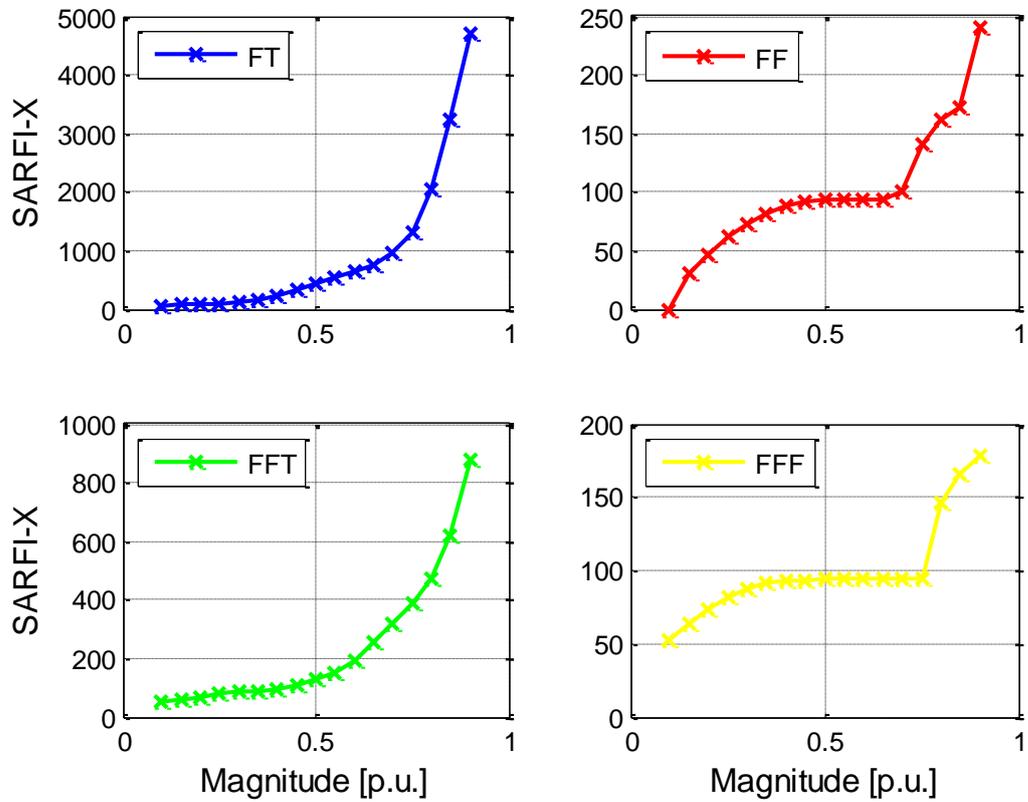


Figura 19 - Frequência acumulada de ocorrência para os diferentes tipos de falta – cenário 2014



5.4.2 Cenário LT

No segundo cenário avaliado adicionam-se as linhas de transmissão e subestações previstas no plano de expansão do SIN do RS. O sistema agora tem tamanho de 111 barramentos e 191 linhas de transmissão, entretanto, para que uma comparação correta seja feita com o sistema do cenário 2014, simulam-se as mesmas 145 faltas e monitoram-se os mesmos 94 barramentos deste último cenário.

Novamente, é mostrado o SARFI-90 para cada barramento, para cada tipo de falta, na Figura 20. Esta indica uma média de 53 afundamentos por barra devido às faltas monofásicas à terra, 3 por faltas FF, 10 por faltas FFT e 3 por FFF. Isso significa um aumento dos afundamentos devido a faltas FT e FFF – em comparação com o cenário 2014, o que representa uma piora do sistema nesse quesito. A diferença líquida do SARFI-90, de cada tipo de falta, por barramento pode ser visualizada na Figura 21, é interessante perceber como em diversos barramentos os afundamentos devidos a um tipo de falta podem ter aumentado enquanto aqueles devido a outro tipo de falta podem ter diminuído ou continuado iguais. Por exemplo, no barramento SANTA ROSA 1 (número 78) os afundamentos por faltas FT diminuíram significativamente, enquanto os por faltas FFT e FFF aumentaram e os por faltas FF se mantiveram iguais.

Figura 20 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário LT

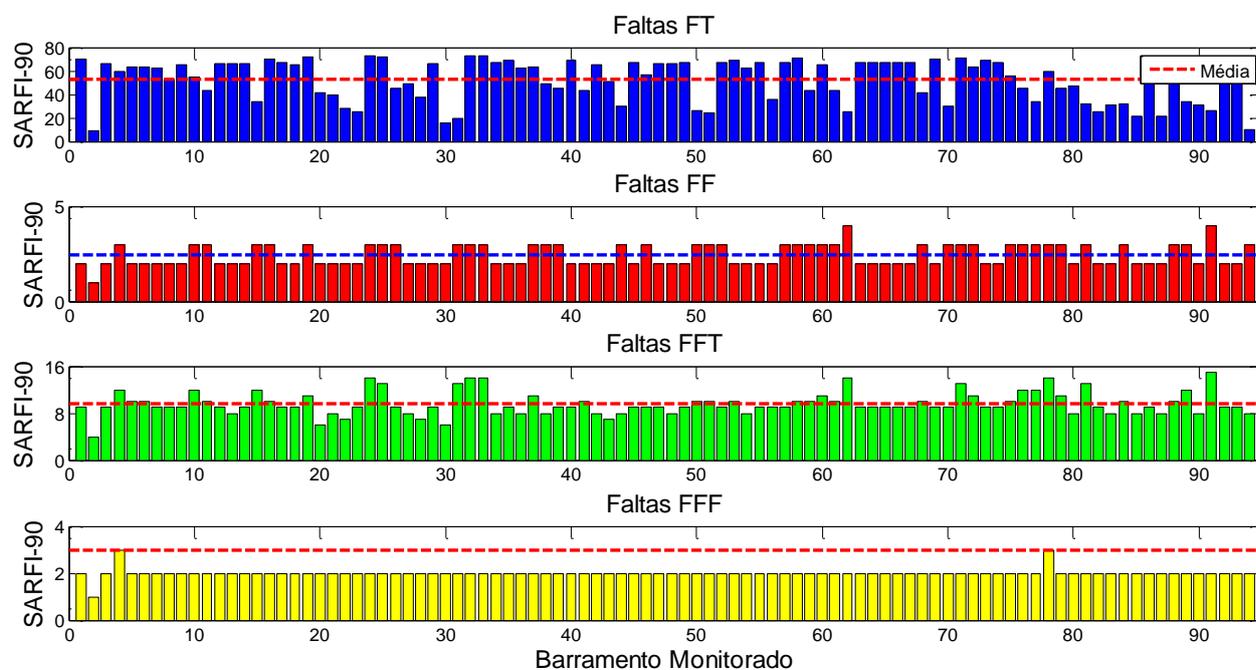
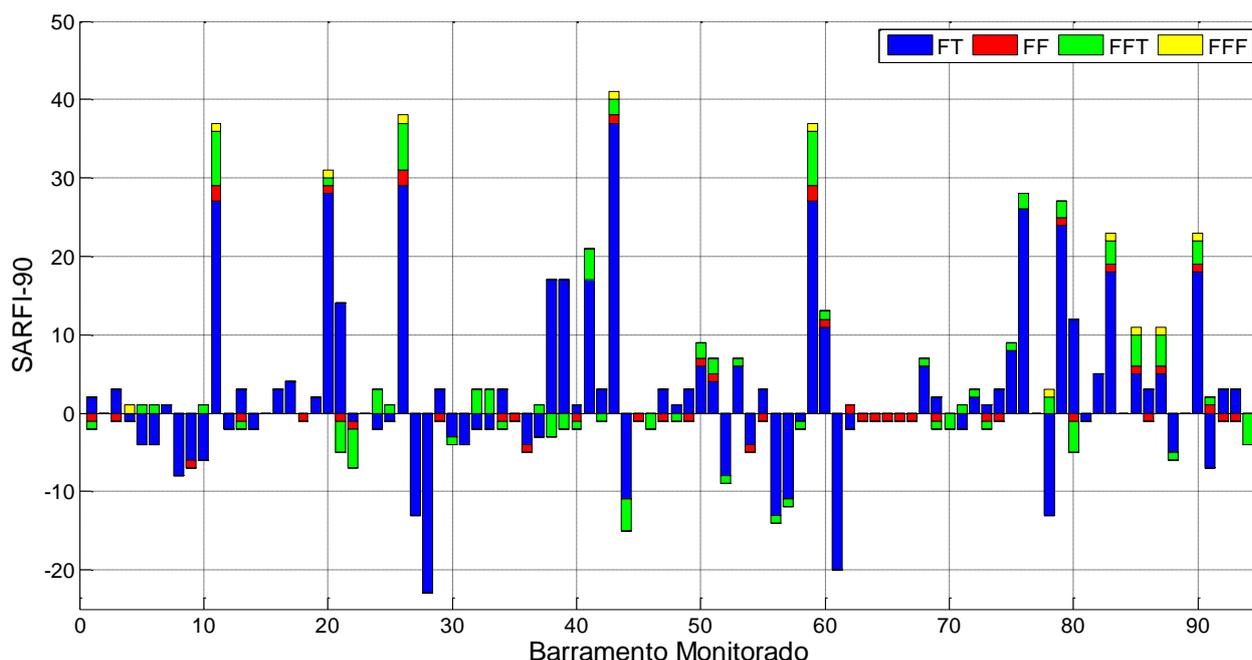


Figura 21 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários LT e 2014



A piora do sistema é refletida também na Figura 22, onde se tem a frequência acumulada dos afundamentos de acordo com o tipo de falta, no total são 4935 afundamentos por faltas FT (233 a mais que no cenário 2014), 203 por FF (11 a menos), 903 por FFT (28 a mais) e 189 por FFF (11 a mais). Comparando com o cenário 2014 todos os números deterioraram exceto pelo das faltas FF, isso é mostrado na Figura 23. As Figuras 33, 34 e 35 mostram como a distribuição dos afundamentos de acordo com sua magnitude, para os diferentes tipos de falta, continua com o mesmo comportamento do sistema no cenário 2014, ademais, que o sistema continua com número de afundamentos por faltas FT ainda bastante grande comparado aos causados por outros tipos de faltas.

Finalmente, analisando cada tipo de falta separadamente, como na Figura 24, percebe-se que para alguns casos específicos – por exemplo, para o SARFI-75 nas faltas FF – a quantidade de ocorrência de afundamentos diminuiu com a inclusão das linhas de transmissão e subestações, mas que de maneira geral, o sistema apresentou uma piora do desempenho no cenário LT comparado com o cenário 2014.

Figura 22 - Frequência acumulada do número de ocorrências por nível de afundamento de tensão – cenário LT

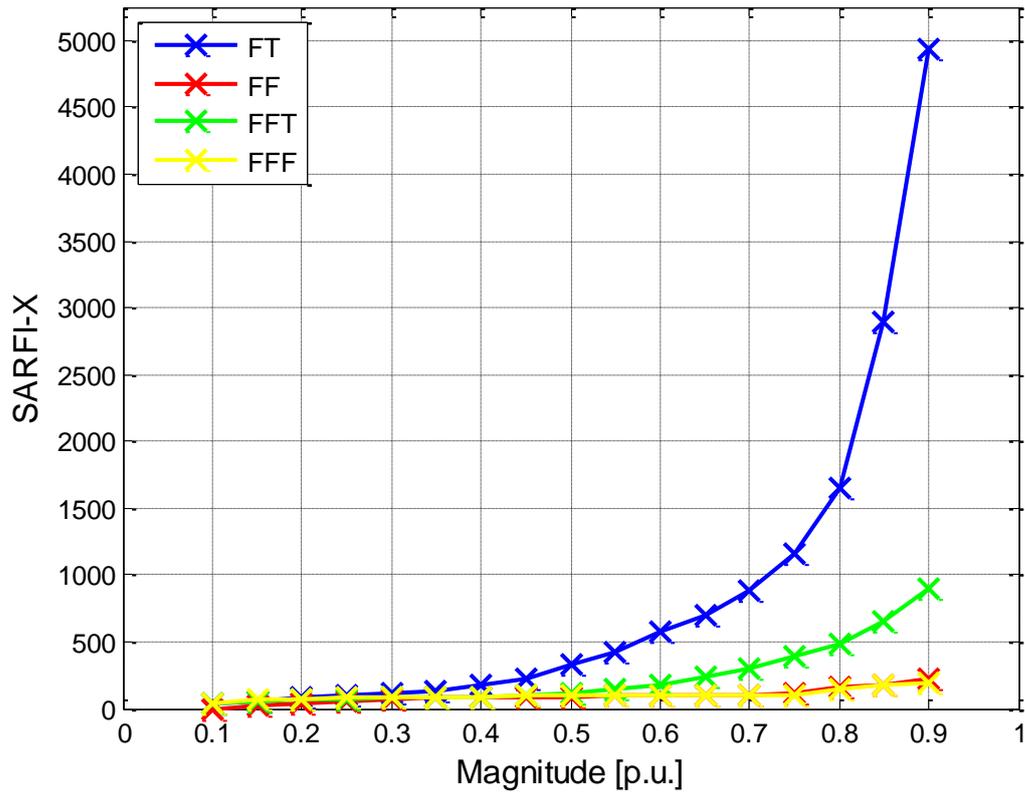


Figura 23 - SARFI-90 dos cenários 2014 e LT para as diferentes faltas

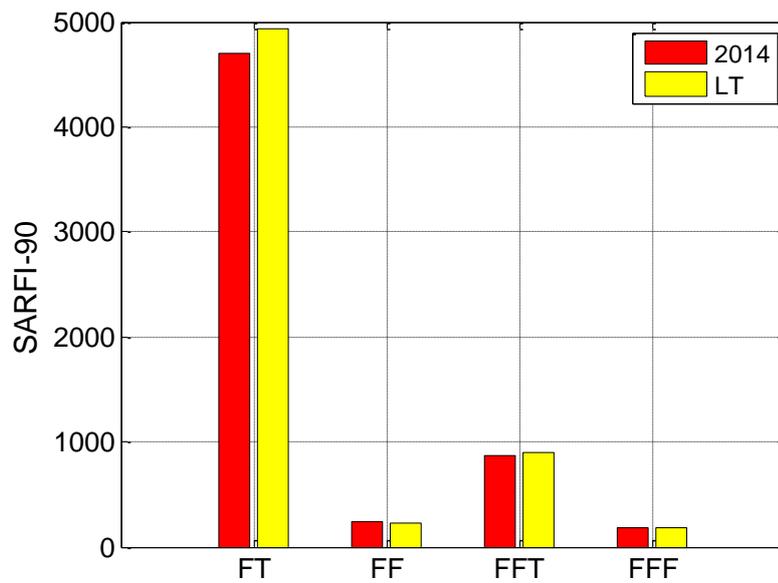
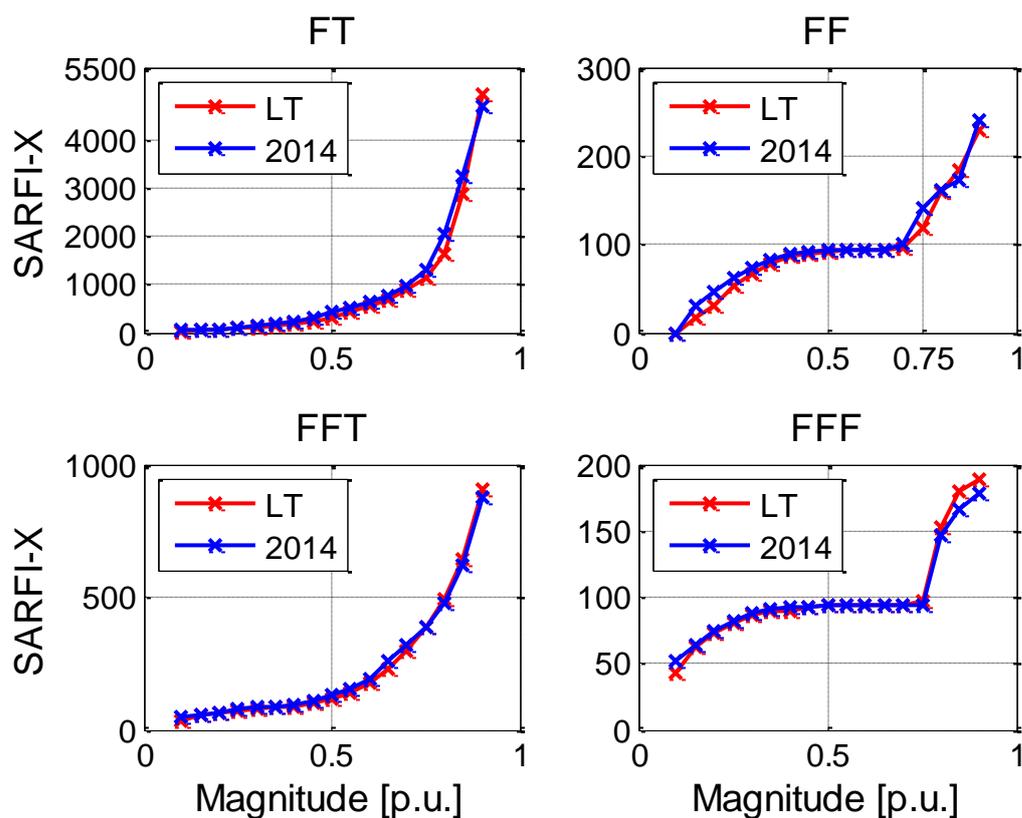


Figura 24 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e LT, para os diferentes tipos de falta

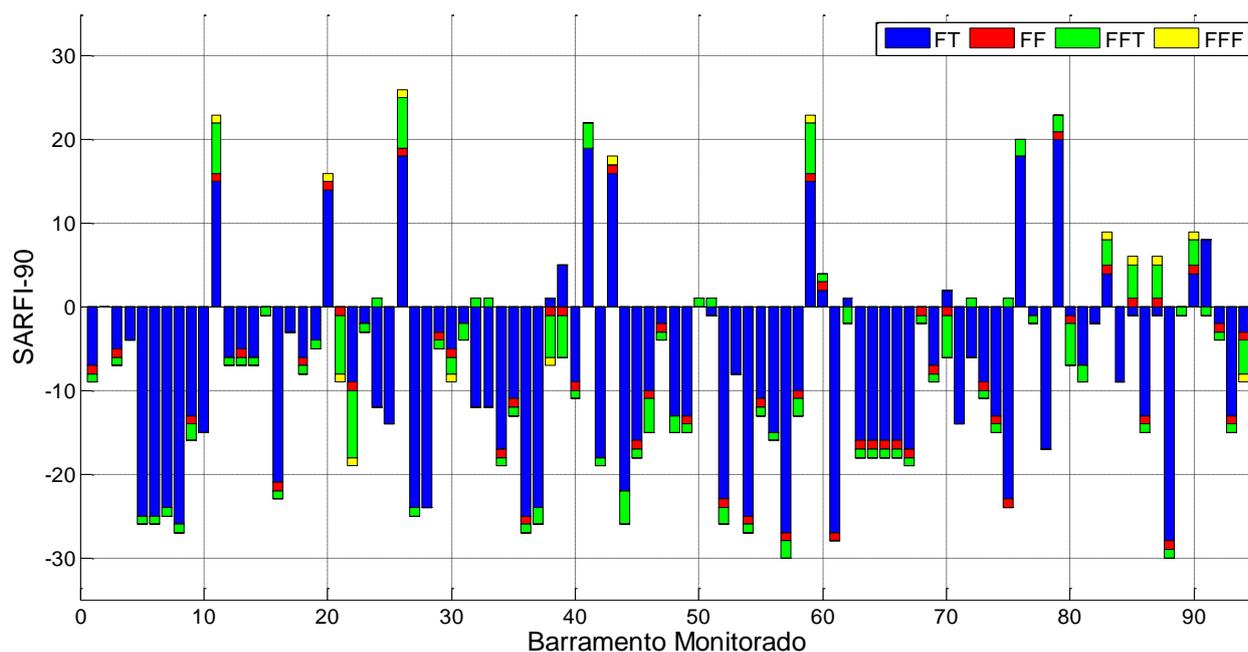


5.4.3 Cenário EOL

No terceiro cenário analisado, adicionam-se ao cenário LT as centrais geradoras eólicas previstas até 2019. Novamente, são simuladas 145 faltas enquanto se observam 94 barramentos.

Dessa vez, a média da ocorrência de afundamentos de tensão por barramento foi de: 43 para faltas FT, 3 para FF, 9 para FFT e 2 para FF. As mudanças mais sutis que se tem notado até agora para FF, FFT e FF, estão relacionadas com o que foi mencionado na seção 5.4.1 sobre o arredondamento dos resultados. Para o cenário EOL, observou-se uma baixa na média da quantidade de afundamentos para faltas do tipo FT e FFT, enquanto os números se mantiveram iguais aos do cenário 2014 para faltas FF e FFF. A diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários EOL e 2014 pode ser vista na Figura 25, onde se percebe que em 68% das barras ocorreu uma melhora no índice SARFI-90 de todos os tipos de falta.

Figura 25 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários EOL e 2014



A distribuição dos afundamentos continuou se comportando da mesma maneira, avaliando a Figura 26 percebe-se o caráter mais raso dos afundamentos causados por faltas FT e FFT – evidenciado pelo aclave das curvas – e mais profundo das faltas FF e FFF. Além disso, na mesma Figura nota-se a melhora do desempenho do sistema, observando que a curva que representa a frequência acumulada da quantidade de afundamentos do cenário EOL se mantém abaixo da curva do cenário 2014, para todos os tipos de falta.

Finalmente, o SARFI-90 do sistema todo também diminuiu – o que indica melhora do desempenho, agora são 3972 afundamentos por ano causados por faltas do tipo FT (730 a menos que no cenário 2014), 209 pelas FF (32 a menos), 812 pelas FFT (63 a menos) e 182 pelas FFF (4 a mais). Ainda, as faltas FT continuam sendo as majoritárias, seguidas das FFT, FF e FFF, nessa ordem. Isso pode ser visto na Figura 27.

Dessa maneira, ao serem inseridas as geradoras eólicas além da expansão da transmissão, o sistema melhorou quanto ao número de ocorrências de afundamentos de tensão, ao contrário do que aconteceu quando apenas as novas linhas de transmissão e subestações foram consideradas.

Figura 26 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e EOL, para os diferentes tipos de falta

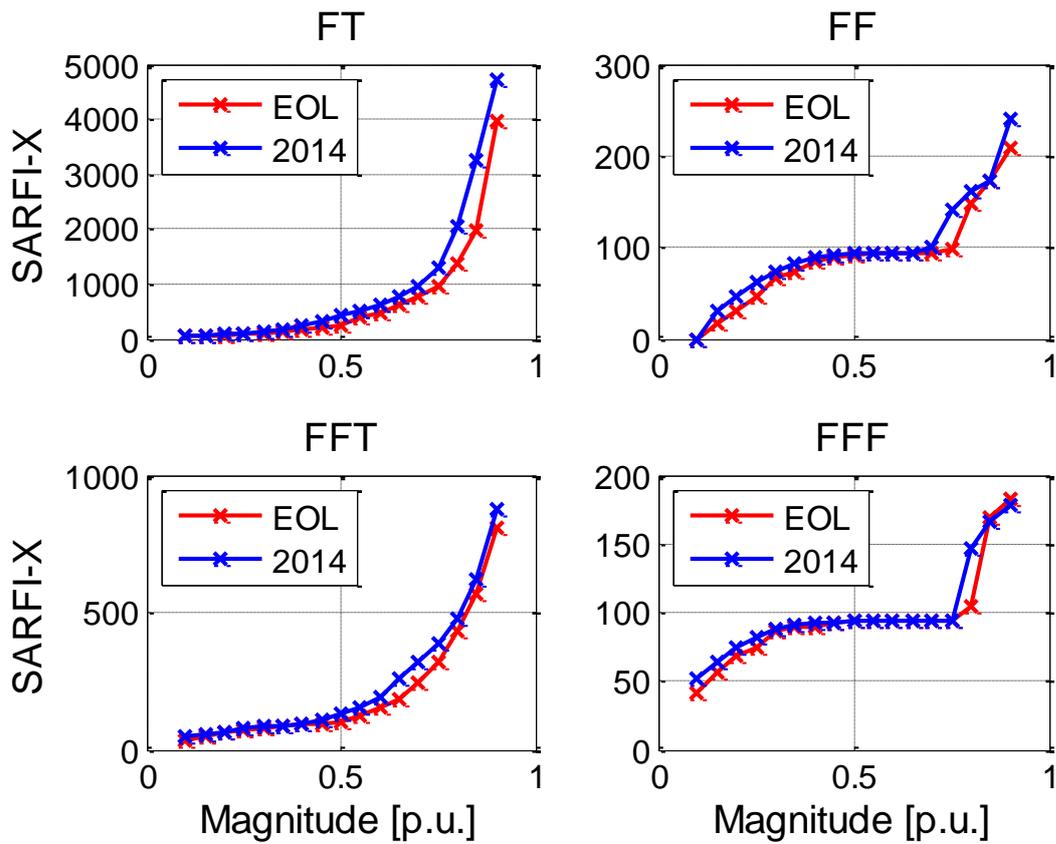
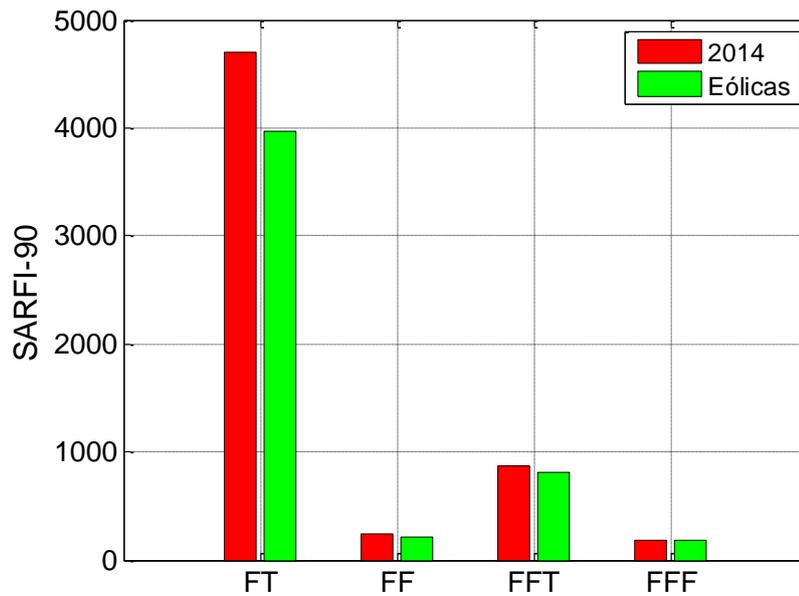


Figura 27 - SARFI-90 dos cenários 2014 e EOL para as diferentes faltas

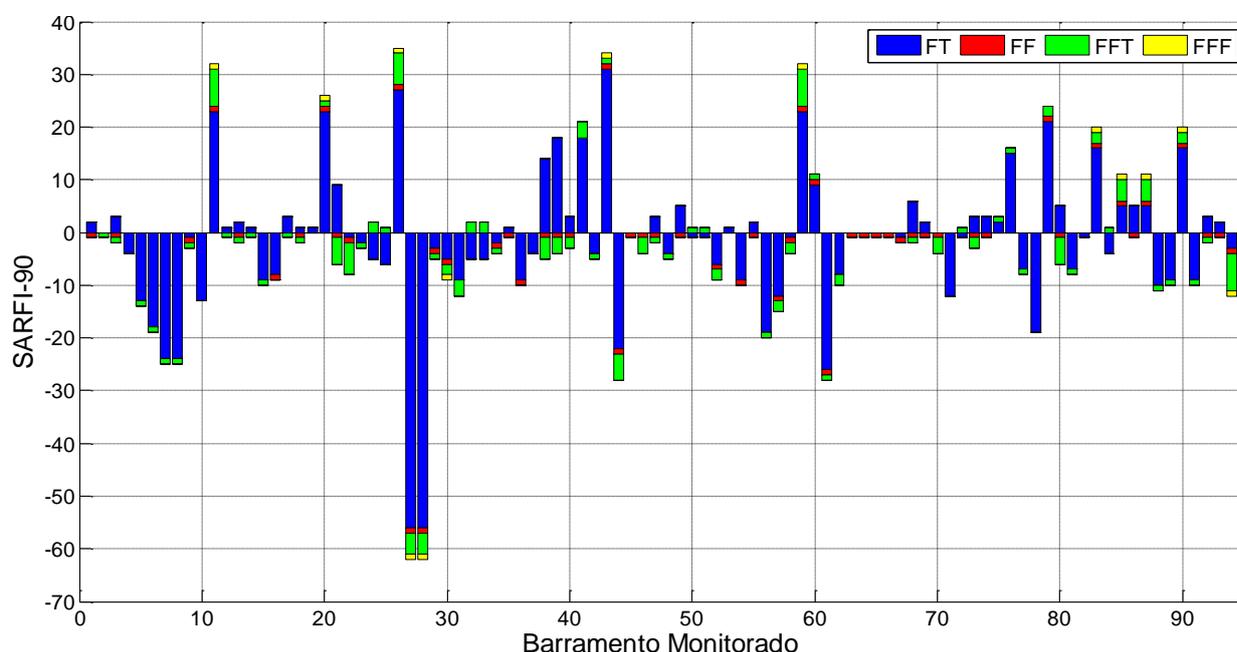


5.4.4 Cenário PCH

No quarto cenário analisado, adicionam-se ao cenário LT as pequenas centrais hidrelétricas previstas até 2019. Novamente, são simuladas 145 faltas enquanto se observam 94 barramentos.

Dessa vez, a média da ocorrência de afundamentos de tensão por barramento foi de: 49 para faltas FT, 3 para FF, 9 para FFT e 2 para FFF. Para o cenário PCH, observou-se uma baixa na média da quantidade de afundamentos para faltas do tipo FT e FFT, enquanto os números se mantiveram iguais aos do cenário 2014 para faltas FF e FFF. A diminuição ocorreu para os mesmos tipos de faltas que no cenário EOL, entretanto, aqui, essa diminuição é menor que a do cenário EOL. A diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários PCH e 2014 pode ser vista na Figura 28, onde se percebe que em 51% das barras ocorreu uma melhora no índice SARFI-90 de todos os tipos de falta. Destacam-se os barramentos de L.GRANDE (número 27) e PASSO MEIO (número 28) onde a queda do índice SARFI-90 foi maior do que nos outros barramentos do sistema.

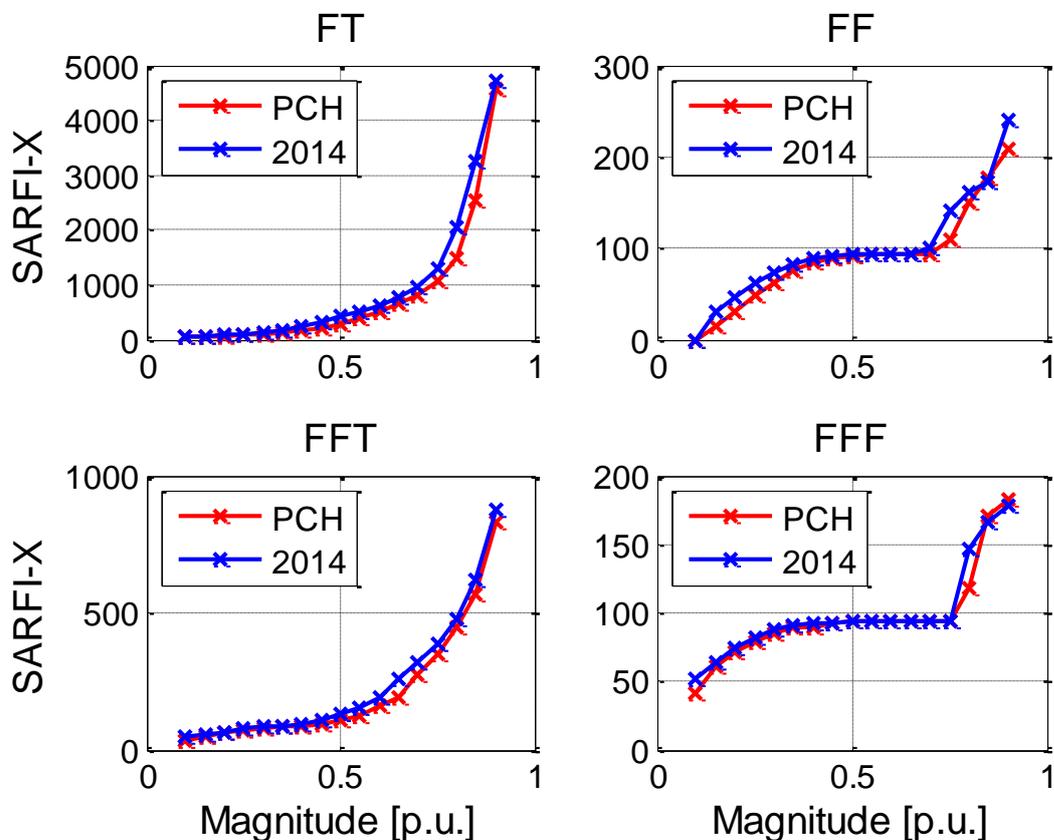
Figura 28 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários PCH e 2014



Nesse cenário, assim como nos anteriores, as faltas FT continuaram aparecendo em maior quantidade, seguidas das FFT, FF e FFF, nessa ordem. Além disso, a distribuição da quantidade de ocorrências no eixo das magnitudes também continuou ocorrendo da mesma forma, como pode ser visto na Figura 29. Nesta mesma figura, observa-se o leve descolamento das curvas de frequência acumulada do cenário PCH abaixo das curvas do

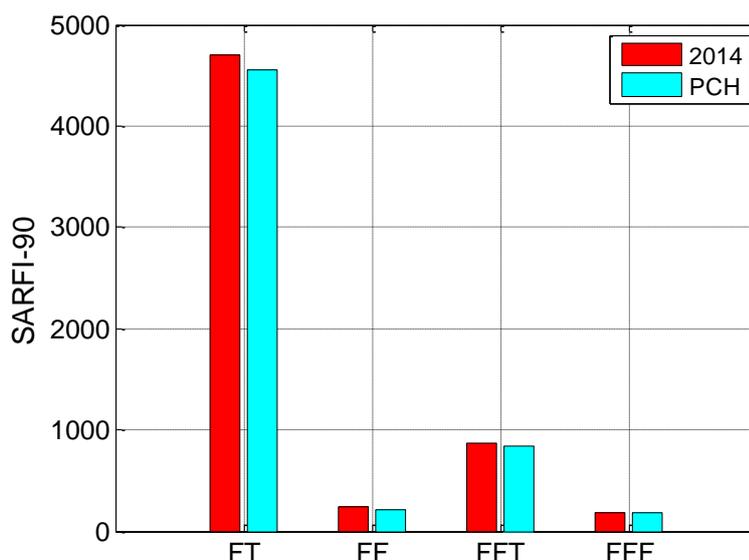
cenário 2014, o que representa a melhora do desempenho do sistema – quantidades mais baixas de ocorrência de afundamentos de tensão no ano.

Figura 29 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e PCH, para os diferentes tipos de falta



Finalmente, a Figura 30 indica que houve uma queda no número total de ocorrências no sistema, ainda que menor que no cenário EOL. Tem-se o SARFI-90 de 4557 para faltas do tipo FT (145 a menos que no cenário 2014), 208 pelas FF (33 a menos), 834 pelas FFT (41 a menos) e 182 pelas FFF (5 a mais). Mais uma vez não houve diminuição do número de afundamentos FFF no cenário PCH e sim um aumento delas. Portanto, juntamente com a expansão da transmissão, a inserção de pequenas centrais hidrelétricas melhora o desempenho do sistema quanto a afundamentos de tensão.

Figura 30 - SARFI-90 dos cenários 2014 e PCH para as diferentes faltas



5.4.5 Cenário UTE

No quinto cenário analisado, adicionam-se ao cenário LT as usinas termelétricas previstas até 2019. Novamente, são simuladas 145 faltas enquanto se observam 94 barramentos.

Dessa vez, a média da ocorrência de afundamentos de tensão por barramento foi de: 48 para faltas FT, 3 para FF, 9 para FFT e 2 para FFF. Para o cenário UTE, observou-se uma baixa na média da quantidade de afundamentos para faltas do tipo FT e FFT, enquanto os números se mantiveram iguais aos do cenário 2014 para faltas FF e FFF. A diminuição ocorreu para os mesmos tipos de faltas que nos cenários EOL e PCH. A diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários UTE e 2014 pode ser vista na Figura 31, onde se percebe que em 65% das barras ocorreu uma melhora no índice SARFI-90 de todos os tipos de falta. Nota-se que o barramento CHARQUEADAS (número 16) apresenta uma queda significativamente maior no índice de afundamentos do que os outros barramentos do sistema.

Novamente, através das Figuras 42 e 43, observa-se a manutenção do comportamento da distribuição das faltas e a melhora no desempenho do sistema – quando comparado ao cenário 2014. Nessa situação, o SARFI-90 para faltas do tipo FT é 4479 (223 a menos que no cenário 2014), 205 pelas FF (36 a menos), 814 pelas FFT (61 a menos) e 185 pelas FFF (7 a mais). Portanto, juntamente com a expansão da transmissão, a inserção de usinas termelétricas no sistema melhorou o seu desempenho quanto à ocorrência de afundamentos de tensão.

Figura 31 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários UTE e 2014

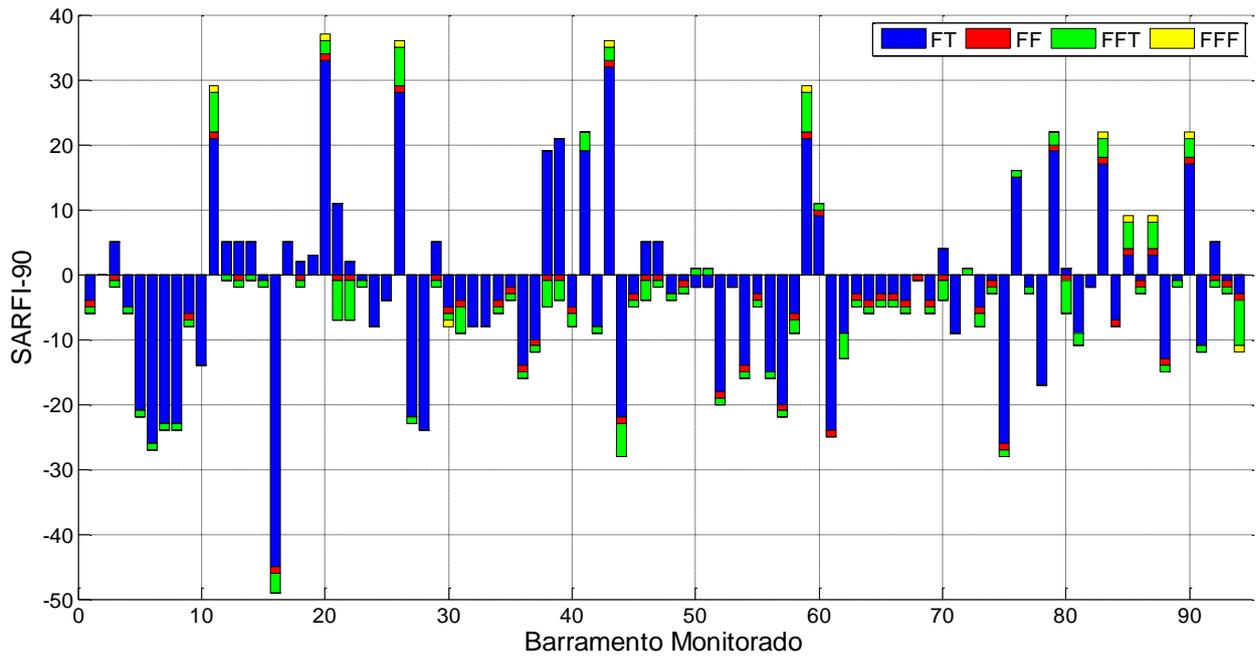


Figura 32 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e UTE, para os diferentes tipos de falta

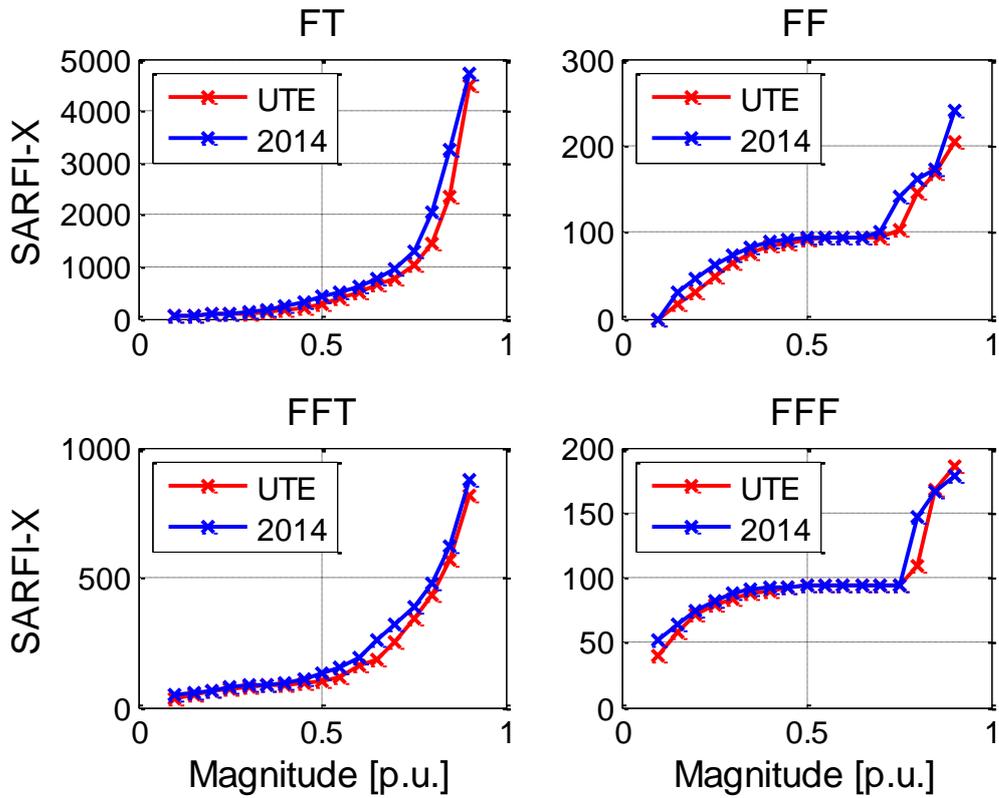
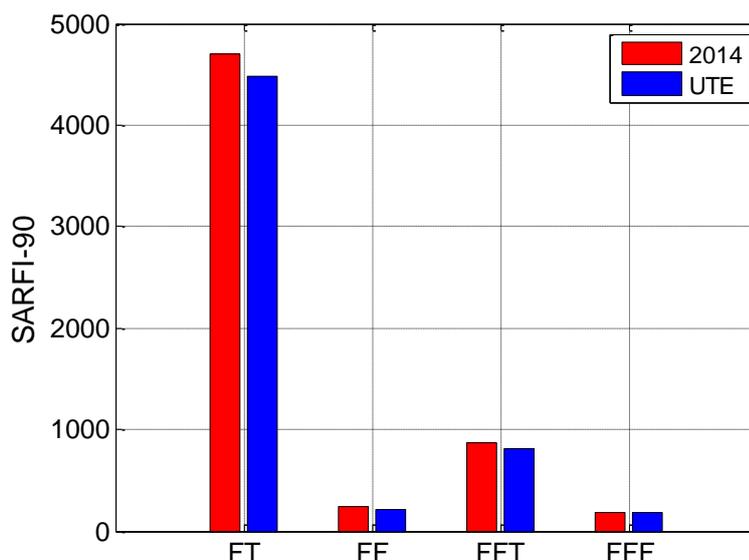


Figura 33 - SARFI-90 dos cenários 2014 e UTE para as diferentes faltas



5.4.6 Cenário 2019

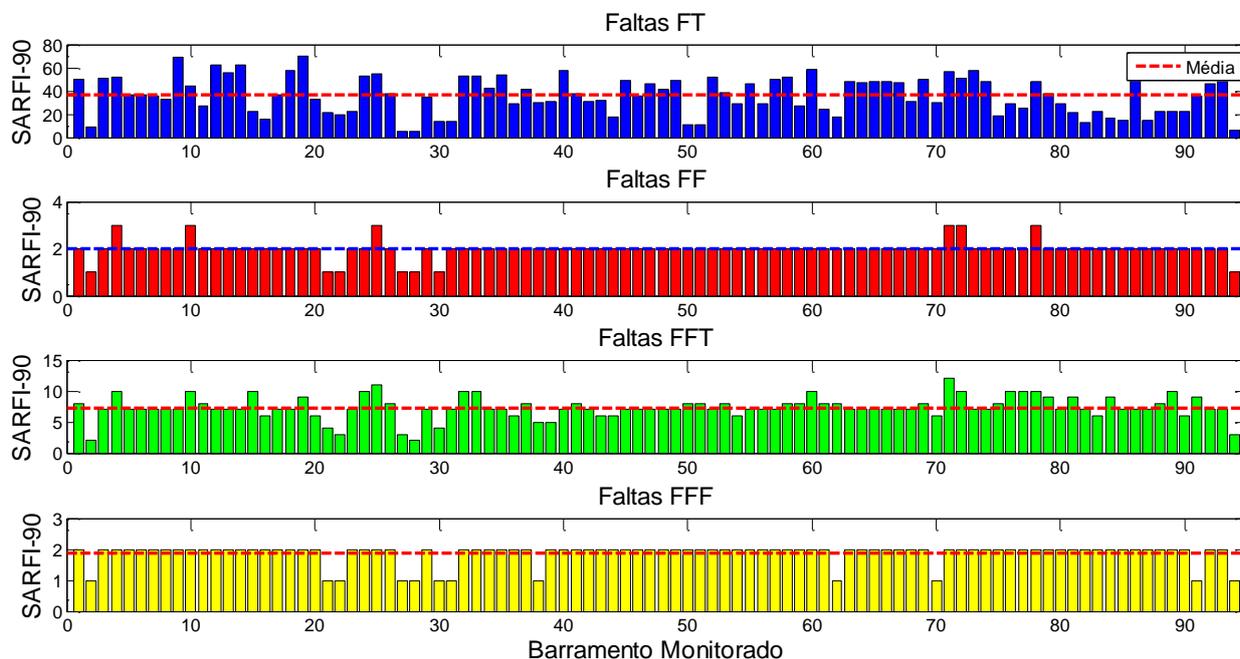
No sexto cenário, são consideradas todas as ampliações e novos empreendimentos planejados para entrarem em operação até 2019, ou seja, expansão da transmissão, novas centrais geradoras eólicas, novas pequenas centrais hidrelétricas e novas usinas termelétricas. A análise é dividida em dois momentos diferentes: na primeira parte são avaliados os mesmos 94 barramentos e 145 linhas de transmissão, da mesma maneira que em todos os cenários anteriores. Na segunda parte são avaliados os 111 barramentos e 195 linhas de transmissão que representam o sistema completo previsto no RS em 2019.

5.4.6.1 Considerando mesmas faltas e barramentos do Cenário 2014

A Figura 34 mostra o SARFI-90 de cada barramento devido aos diferentes tipos de faltas simuladas, percebe-se, primeiramente, uma redução do número de afundamentos de tensão em cada barramento, e também, que esta redução foi bastante homogênea, i.e., distribuída quase que igualmente em todos os barramentos, deixando a Figura 34 bastante parecida com a Figura 15 (cenário 2014). Apesar da aparência, a média de afundamentos por barramento baixou, são 37 causados por faltas FT, 2 por FF, 8 por FFT e 2 por FFF. Isso representa a maior queda até agora e a primeira vez que o número da média dos

afundamentos causados pelas faltas FF sofre uma mudança, a única média que não diminuiu foi aquela das faltas FFF.

Figura 34 - SARFI-90 dos barramentos monitorados, para os diferentes tipos de falta – cenário 2019, considerando 94 barramentos



Na Figura 35, pode ser visualizada a diferença líquida do número de afundamentos em cada barramento entre a configuração de 2019 e a de 2014. Nota-se que em 84% dos barramentos houve melhora do desempenho para todos os tipos de falta, o melhor resultado encontrado até agora. É interessante perceber que essa diferença líquida não é uma soma das diferenças líquidas de cada cenário anterior, por exemplo, o barramento de MAÇAMBARÁ (número 60) apresentou um aumento de afundamentos por faltas FT nos cenários EOL, PCH e UTE – sendo que em dois deles esse número era de quase 10 ocorrências, e no cenário 2019 o aumento foi de menos de 5 faltas. Além disso, nesse mesmo barramento, havia ocorrido um aumento do número de afundamentos por faltas FF e FFT nos cenários EOL, PCH e UTE, entretanto, agora se observa a ocorrência de afundamentos apenas por faltas FT. Destacam-se os barramentos de L.GRANDE (número 27) e PASSO MEIO (número 28) como aqueles com maior queda do índice SARFI-90, e o de CERRO CHATO (número 26) sendo o que teve o maior aumento.

A melhora do desempenho do sistema pode ser vista também na Figura 36, onde se observa novamente o descolamento da curva do cenário 2019 abaixo da curva do cenário 2014, sendo esse o maior descolamento até aqui. Ademais, a distribuição da frequência de

ocorrência dos afundamentos de acordo com a sua magnitude continua se comportando da mesma forma que estava sendo observada até aqui.

Figura 35 - Diferença líquida do SARFI-90 entre os cenários 2019, considerando 94 barramentos, e 2014

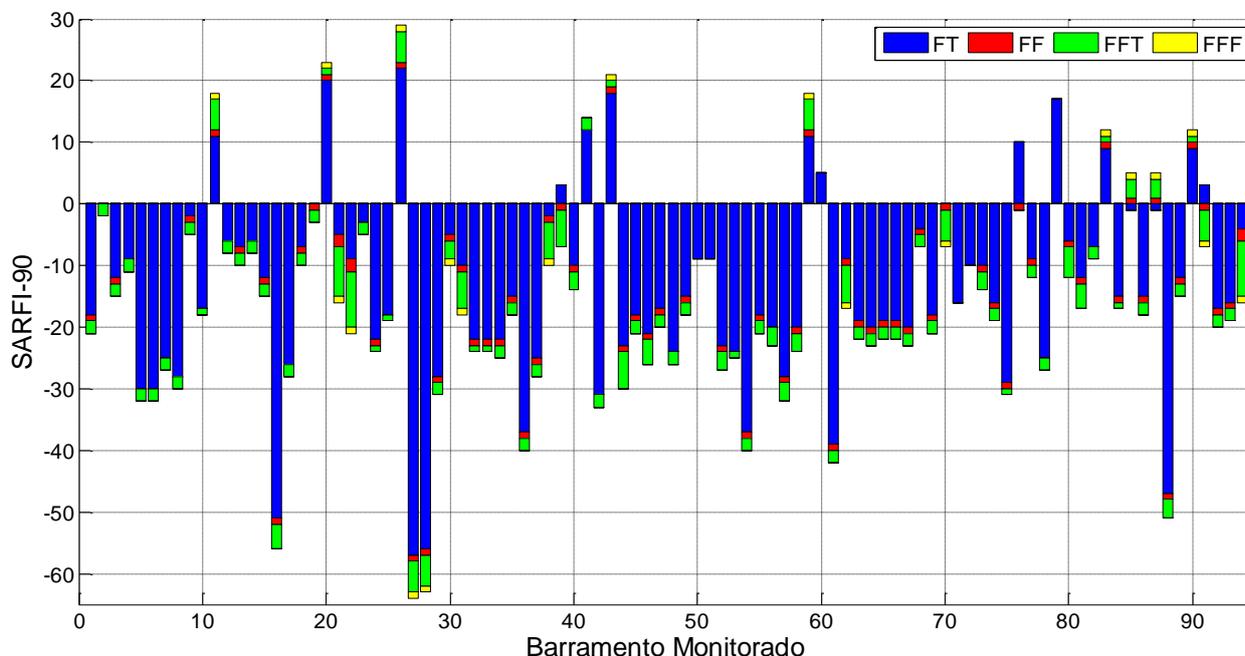
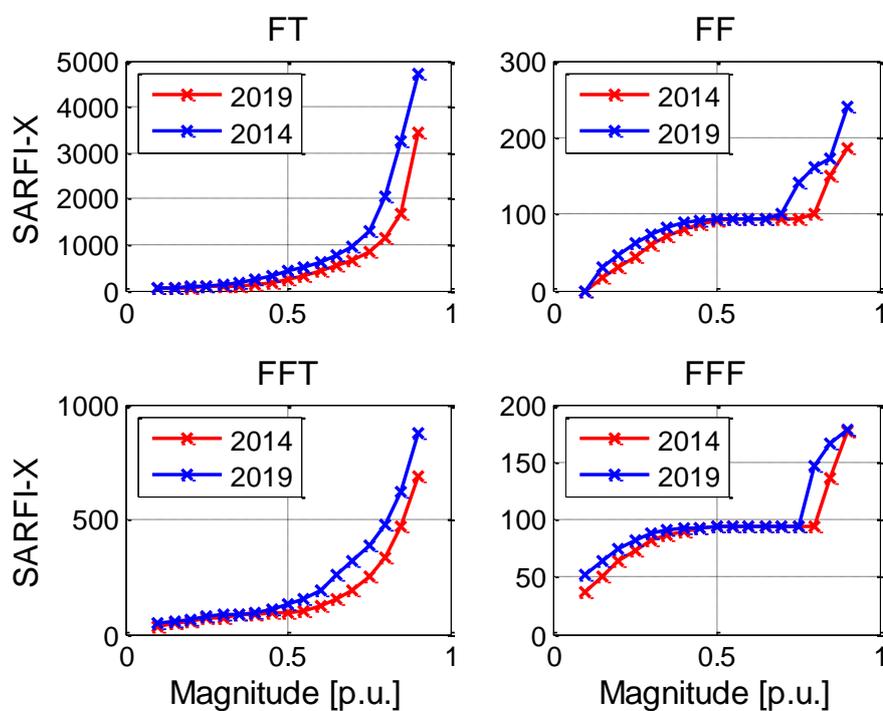


Figura 36 - Frequência acumulada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 94 barramentos, para os diferentes tipos de falta



Os números totais de afundamentos do sistema também diminuiram quando comparados aos do cenário 2014 e também a todos os cenários anteriores. A Figura 37 mostra

uma comparação do SARFI-90 por tipo de falta entre todos os cenários avaliados até aqui. No cenário 2019, considerando 94 barramentos e 145 faltas, foram observados 3246 afundamentos causados por faltas FT (1276 a menos que no cenário 2014), 187 por faltas FF (54 a menos), 687 por faltas FFT (188 a menos) e 176 por FFF (2 a menos). Além de serem os menores números obtidos até aqui, é a primeira vez que ocorre uma diminuição do número de afundamentos por faltas FFF, quando os outros cenários foram analisados havia ocorrido sempre um aumento desse número.

Finalmente, a Figura 38 mostra a comparação do número total de afundamentos – soma dos afundamentos causados por todos os tipos de falta – entre todos os cenários simulados. Das Figuras 47 e 48, nota-se que a implementação de todos os tipos de geração juntos desenvolveu mais melhoras no desempenho do sistema, para todos os tipos de falta, do que cada tipo de geração separadamente, e como foi comentado, somente nesse caso houve melhora no SARFI-90 dos afundamentos causados por faltas trifásicas. Além disso, que se considerados os tipos de geração individualmente, os melhores resultados foram obtidos para a geração eólica.

Figura 37 - Comparação dos SARFI-90 entre todos cenários e todos os tipos de falta

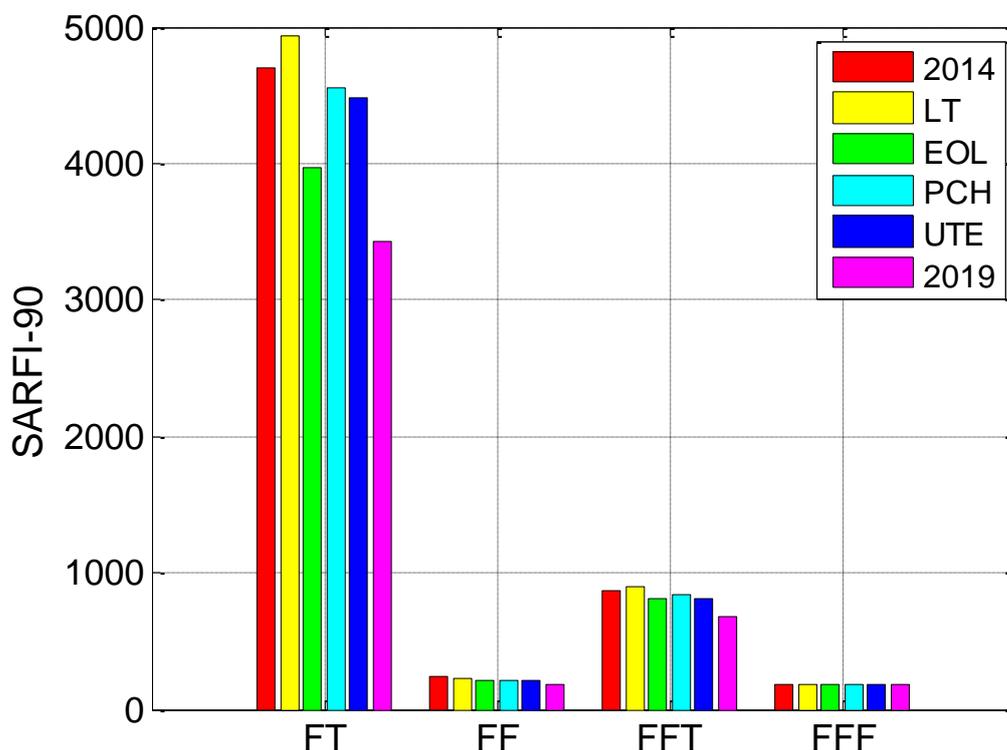
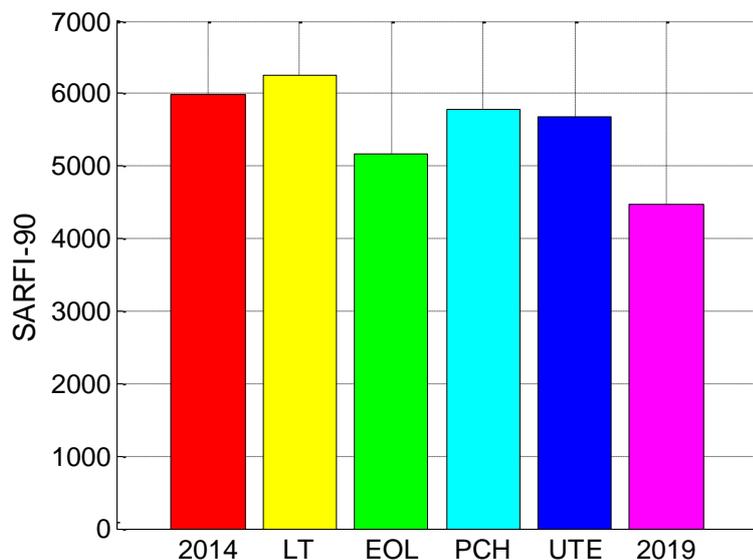


Figura 38 - Total de afundamentos para cada cenário



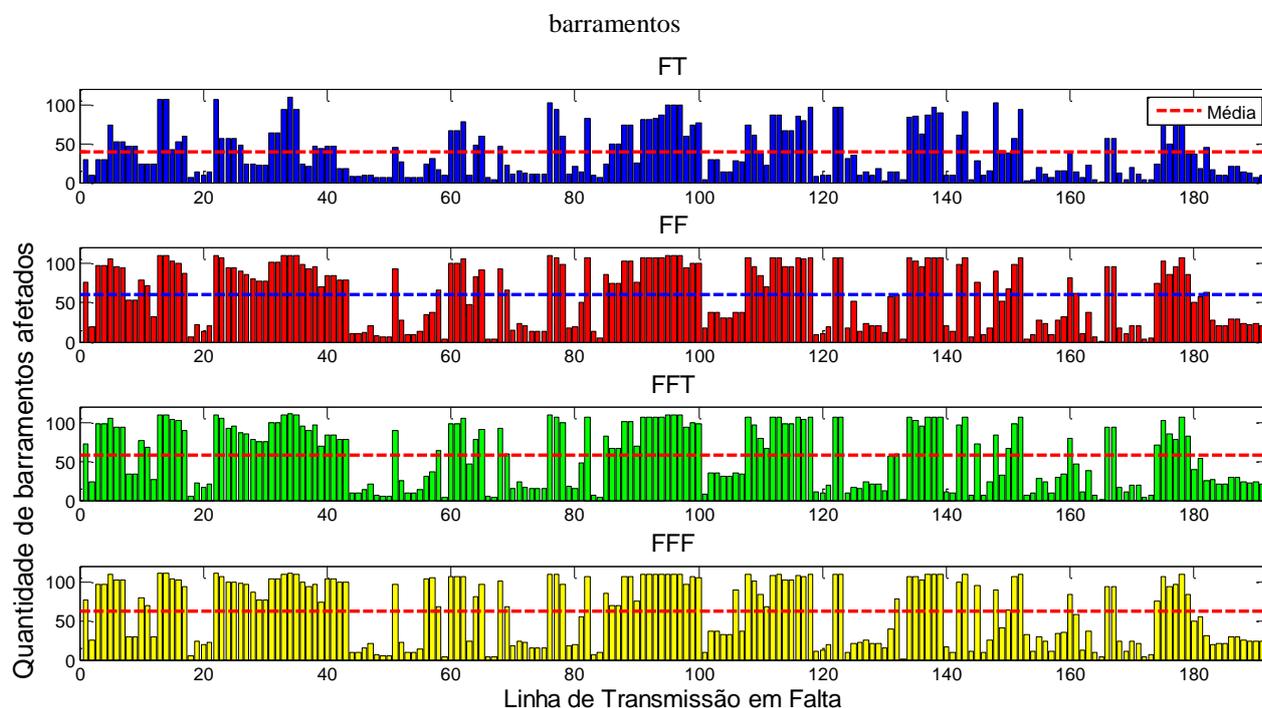
5.4.6.2 Considerando novas faltas e barramentos

Esse caso deve ser analisado com bastante cuidado, pois os resultados podem enganar a primeira vista. Por exemplo, a média do SARFI-90 de cada barramento é de 59 para faltas FT, 3 para FF, 11 para FFT e 3 para FFF, o que poderia levar a conclusão errônea que o desempenho do sistema está pior – quando comparado ao cenário 2014. Entretanto, não se pode esquecer que agora estão se monitorando 111 barramentos, ao invés de 94, e estão sendo simuladas 191 faltas, ao invés de 145.

O primeiro indício de que o desempenho do sistema melhorou mesmo quando se consideram os novos barramentos e linhas de transmissão, está ilustrado na Figura 39, que apresenta a quantidade de barramentos afetados – onde ocorreram afundamentos abaixo de 0,9 p.u. – para cada falta simulada. A aparência da Figura 39 é bastante parecida com a da Figura 17 (cenário 2014), entretanto, considerando que a média de barramentos afetados é de 39 para uma falta FT, 61 para FF, 59 para FFT e 63 para FFF, e que esses números correspondem a uma falta afetar 35,1%, 54,9%, 53,15% e 56,7% do total de barramentos, respectivamente, isto representa uma melhora quando comparado com o cenário 2014 – 39,4%, 60,6%, 57,4% e 58,5%, respectivamente. Ou seja, no sistema do cenário 2019, considerando a totalidade de linhas de transmissão e barramentos, uma falta de qualquer tipo causa, em média, menos afundamentos do que no sistema do cenário 2014. Além disso, as

faltas FF continuam sendo as que mais propagam afundamentos de tensão – assim como no cenário 2014.

Figura 39 - Quantidade de barramentos afetados para cada posição de falta – cenário 2019, considerando 111



No cenário 2019, as faltas FT totalizam 6533 afundamentos, são 314 para faltas FF, 1126 para faltas FFT e 243 para FFF, o que também aparenta, erroneamente, uma piora do sistema – pois esses números são maiores que no cenário 2014. Para que a correta avaliação seja feita, sugere-se que os resultados do cenário 2014 sejam modificados de maneira que representem aquele sistema caso ele tivesse o mesmo tamanho deste de 2019. Para isso, são ponderados nos resultados a quantidade de barramentos monitorados e a quantidade de faltas simuladas, i.e., multiplicam-se os valores dos índices SARFI-x do cenário 2014 por 111/94 (ponderação dos barramentos) e por 191/145 (ponderação das linhas de transmissão). As frequências acumuladas das ocorrências em função da magnitude, sem e com ponderação, são mostradas nas Figuras 50 e 51, respectivamente.

Na Figura 40 o sistema do cenário 2019 parece pior do que o do cenário 2014, entretanto, quando a ponderação adequada é realizada, como mostrado na Figura 41, percebe-se que a curva do cenário 2019 descola bastante da curva do cenário 2014, ficando bem abaixo desta, e, portanto, indicando uma melhora do desempenho do sistema em 2019 para todos os tipos de faltas simuladas.

Figura 40 - Frequência acumulada não ponderada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 111 barramentos, para diferentes tipos de falta

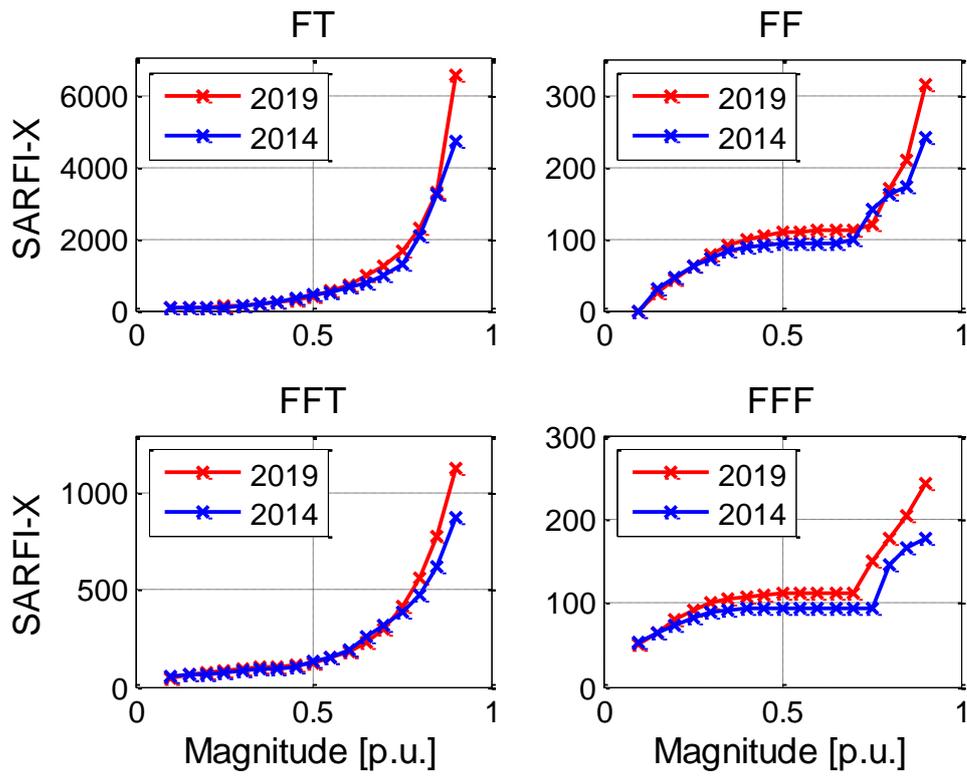
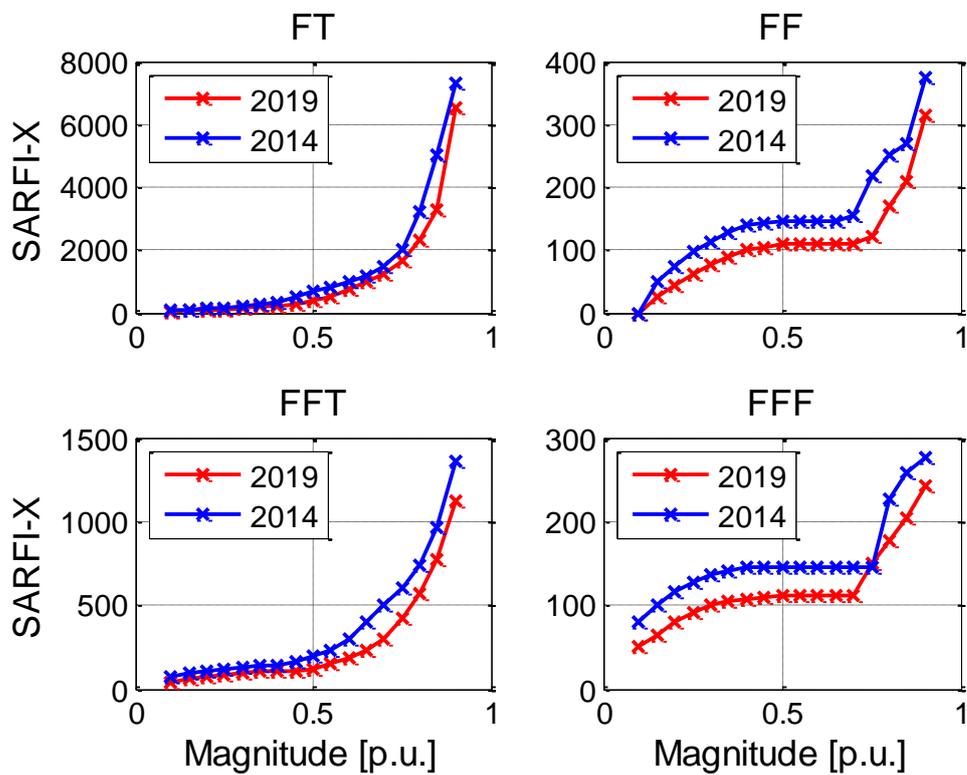


Figura 41 - Frequência acumulada ponderada de ocorrências dos cenários 2014 e 2019, considerando 111 barramentos, para diferentes tipos de falta



Por fim, na Tabela 7 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos durante as análises feitas para todos os cenários mencionados, com a seguinte legenda:

- Média por barra: SARFI-90 médio por barramento do sistema.
- Total sistema: SARFI-90 total do sistema.
- Diferença 2014: diferença do SARFI-90 entre o sistema de determinado cenário e do cenário 2014.
- Barras afetadas: média de barramentos que sofrem afundamentos abaixo de 0,9 p.u. para uma falta simulada.

Para o cenário 2019 são apresentadas as situações em que a análise é feita com 94 barramentos e 145 linhas de transmissão e a situação em que a análise é feita com 111 barramentos e 191 linhas de transmissão.

Tabela 7 - Resumo dos resultados encontrados

Cenário	2014	LT	EOL	PCH	UTE	2019 (94 - 145)	2019 (111 - 191)
Média por barra FT	51	53	43	49	48	37	59
Média por barra FF	3	3	3	3	3	2	3
Média por barra FFT	10	10	9	9	9	8	11
Média por barra FFF	2	3	2	2	2	2	3
Total sistema FT	4702	4935	3972	4557	4479	3426	6533
Total sistema FF	241	230	209	208	205	187	314
Total sistema FFT	875	903	812	834	814	687	1126
Total sistema FFF	178	189	182	183	185	176	243
Diferença 2014 FT	-	+ 233	- 730	- 145	- 223	- 1276	-
Diferença 2014 FF	-	- 11	- 32	- 33	- 36	- 54	-
Diferença 2014 FFT	-	+ 28	- 63	- 41	- 61	- 188	-
Diferença 2014 FFF	-	+ 11	+ 4	+ 5	+ 7	- 2	-
Barras afetadas FT	37	41	36	38	38	32	39
Barras afetadas FF	57	62	58	58	56	50	61
Barras afetadas FFT	54	60	55	57	56	48	59
Barras afetadas FFF	55	61	58	59	58	52	63
TOTAL DE AFUNDAMENTOS	5996	6257	5175	5782	5683	4476	8216

5.4.7 Análise de magnitude

Nesta seção, faz-se a observação da magnitude dos afundamentos de tensão nas barras do sistema, tais dados são resultados das simulações feitas no ANAFAS e tem-se como objetivo a comparação dos efeitos dos diferentes tipos de faltas entre si.

Nesse tipo de análise, para que se tenha noção do que acontece com a totalidade do sistema, monitoram-se todos os barramentos, entretanto, deve-se fixar apenas um ponto de falta como referência para que os resultados sejam de mais fácil interpretação e visualização. Portanto, será escolhida uma linha de transmissão como ponto de falta e observadas as magnitudes dos afundamentos causados nos barramentos por faltas FT, FF, FFT e FFF.

Para que esse estudo fosse feito, definiu-se como situação de referência uma falta na linha que mais causou afundamentos em ambos os cenários 2014 e 2019, *i.e.*, LT GRAVATAÍ (6221) – NOVA STA RITA (6030) (número 24 para cenário 2014 e 34 para o cenário 2019). A Figura 42 mostra as magnitudes dos afundamentos para essa falta no cenário 2014 e a Figura 43 no cenário 2019.

Percebe-se que os afundamentos mais rasos, *i.e.*, com maior tensão remanescente são aqueles causados pelas faltas FT, considerando que isso ocorreu em 74,4% dos barramentos no cenário 2014 e em 92,8% dos barramentos do cenário 2019. Além disso, nos dois casos, em todos os barramentos observados os afundamentos mais profundos foram resultados de faltas trifásicas simétricas. Ainda, geralmente a magnitude dos afundamentos segue a seguinte ordem decrescente: aqueles devido a faltas FT, FF, FFT e FFF, sendo esse o caso em 69,1% dos barramentos observados no cenário 2014 e em 92,8% dos barramentos no cenário 2019.

Outro ponto interessante, é perceber como a magnitude do afundamento depende muito mais da relação entre a linha faltosa e o barramento, do que do tipo de falta em si. A maior diferença de magnitude encontrada entre tipos de falta na mesma barra – *e.g.* FT e FFF, foi de 0,18 p.u. e 0,22 p.u. nos cenários 2014 e 2019, respectivamente. Enquanto a diferença de magnitude de um afundamento, por um mesmo tipo de falta, entre uma barra e outra chegou a 0,85 p.u. no cenário 2014 e 0,73 p.u. no cenário 2019.

Portanto, nota-se que a diversificação da matriz energética e expansão do sistema de transmissão pouco afetaram o comportamento da magnitude dos afundamentos quando se compara os diferentes tipos de falta entre si.

Figura 42 - Magnitude dos afundamentos causados por diferentes tipos de falta na LT GRAVATAÍ – NOVA
STA RITA, no cenário 2014

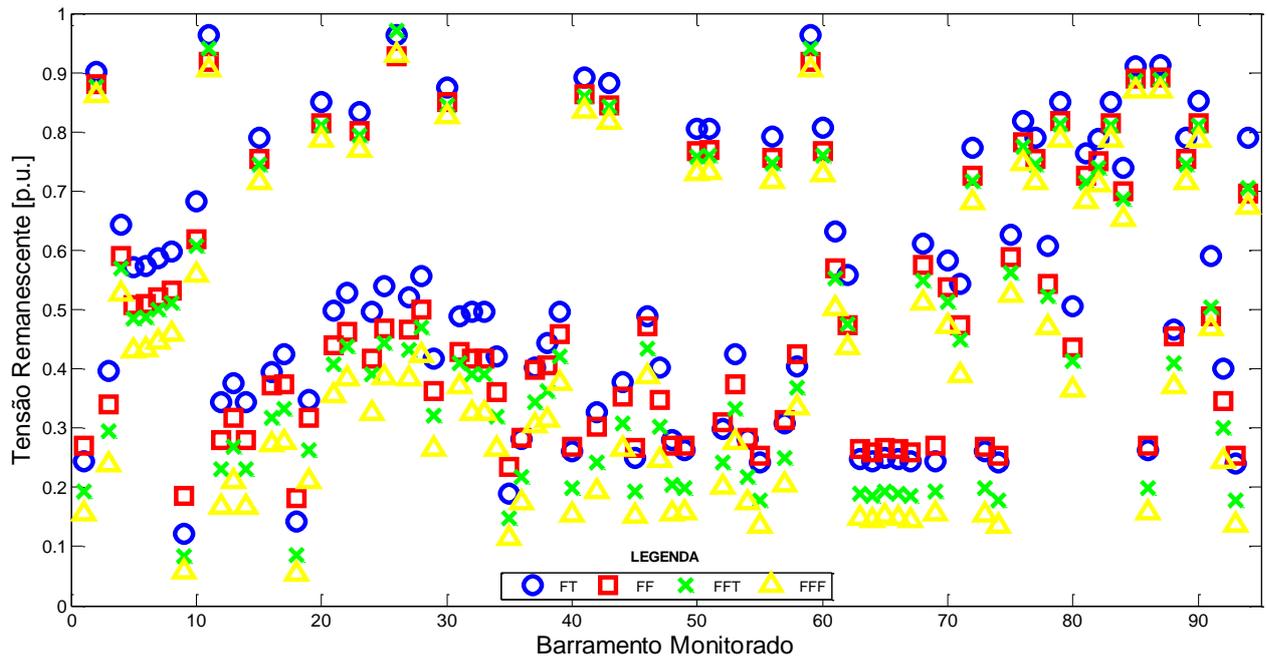
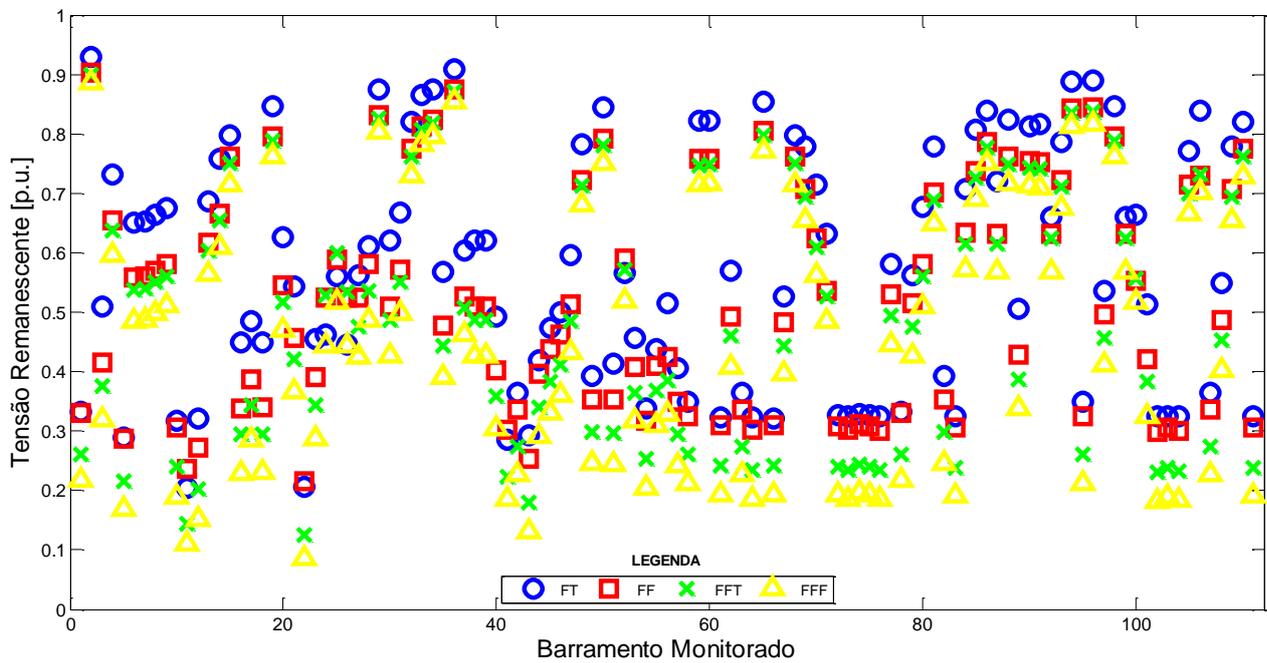


Figura 43 - Magnitude dos afundamentos causados por diferentes tipos de falta na LT GRAVATAÍ – NOVA
STA RITA, no cenário 2019



6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1 Conclusões

Com a realização deste trabalho, observou-se primeiramente, que como esperado, os afundamentos que ocorrem em maior número são aqueles causados por faltas FT, além disso, pode-se esperar que a ocorrência desse tipo de faltas cause afundamentos majoritariamente menos severos. Esse mesmo comportamento é observado para as faltas FFT, que ficam em segundo lugar com relação a frequência de ocorrência de afundamentos de tensão.

Os afundamentos que acontecem com menor frequência são aqueles causados pelas faltas do tipo FFF, seguido daqueles causados pelas faltas FF. Esses dois tipos de afundamentos possuem distribuição de ocorrência de acordo com a magnitude similares, a maioria dos afundamentos resultantes são mais profundos.

Verificou-se também, que considerando um mesmo ponto de falta e uma mesma barra, os afundamentos mais severos são aqueles devido a faltas FFF, seguidos dos devido a faltas FFT, FF e FT, nessa ordem. Além disso, que a magnitude do afundamento de tensão é mais influenciada pela relação do barramento avaliado com o ponto onde a falta ocorre, do que pelo tipo de falta em questão.

Quando não se considera frequência de ocorrência de faltas, o tipo de falta que mais gera afundamentos de tensão no sistema é a falta fase-fase, seguidas das faltas trifásicas, bifásicas à terra e monofásicas à terra, nessa ordem.

Ademais, nota-se que a simples expansão do sistema de transmissão do estado do Rio Grande do Sul, considerando linhas de transmissão e subestações, não apresenta vantagem para o desempenho do sistema, quando se refere ao índice SARFI-90. Para que o desempenho seja aprimorado, necessita-se de que a expansão da transmissão esteja aliada ao aumento de da geração no estado.

Quando os novos planos de expansão e geração foram implementados, mesmo com cada tipo de geração sendo avaliada individualmente, o número de ocorrência de afundamentos de tensão por ano apresentou uma melhora para todos os tipos de falta, exceto as FFF. O índice SARFI-90 relativo às faltas trifásicas só foi menor quando todas as expansões previstas foram simuladas juntas.

Individualmente, o cenário que apresentou a maior redução do número de ocorrências de afundamentos foi aquele onde a expansão da geração eólica e da transmissão foi

adicionada ao sistema. Entretanto, quando todas as benfeitorias no sistema são agrupadas, o desempenho do sistema apresentou os melhores resultados obtidos.

6.2 Trabalhos Futuros

Apresentam-se, nessa seção, sugestões e questionamentos para trabalhos futuros:

- A versão educacional do ANAFAS limita o tamanho do sistema que pode ser simulado, dessa maneira foram avaliados somente os barramentos de 230kV e 525kV. Uma análise ainda mais completa e interessante poderia ser feita caso esse problema fosse contornado e todos os barramentos e linhas do sistema elétrico pudessem ser simulados.
- A simulação do fluxo de potência antes da simulação de falta – tendo assim os valores exatos de tensão pré-falta nos barramentos e não a aproximação de 1 p.u. – traria resultados mais precisos, e logo, ainda mais relevantes.
- A assimetria das faltas poderia ser também caracterizada, existem algumas classificações na literatura quanto ao ângulo de desequilíbrio das faltas, este poderia ser outro parâmetro de análise.
- A duração e a forma de onda dos afundamentos de tensão não foram levadas em conta, já que essa não é a abordagem comum em simulações de falta, entretanto, para uma descrição ainda melhor do distúrbio, esses parâmetros poderia ser considerados.
- Sugere-se ainda, a avaliação da influência da localização da falta em relação ao barramento monitorado, e também da influência da potência das unidades geradoras e suas localizações em relação aos pontos de interesse. Explorar o conceito de área de vulnerabilidade poderia resultar em uma melhor compreensão do problema.
- Este trabalho se focou em mostrar o que acontecia no sistema com a inclusão dos diferentes tipos de geração no sistema, entretanto, em nenhum momento foi abordado o porquê desses efeitos. Cada uma dessas situações poderia ser avaliada separadamente, assim, entendendo exatamente o que leva aos resultados obtidos, poderiam ser mais bem exploradas soluções para os problemas apresentados. Esse tipo de análise pode ser feita, ainda, para cada um dos tipos de falta.

REFERÊNCIAS

ANDERSSON, T.; NILSSON, D. **Test and Evaluation of Voltage Dip Immunity**. Pesquisa de Mestrado (Engenharia Elétrica), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2002.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de informações de geração (BIG): capacidade de geração do Brasil**. Brasília, 2016a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 12 abr. 2016.

_____. **Banco de informações de geração (BIG): capacidade de geração no estado - RS**. Brasília, 2016b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm?cmbEstados=RS:RIO%20GRANDE%20DO%20SUL>>. Acesso em: 12 abr. 2016.

ARGENTA, T. L. B. **Afundamentos de tensão provenientes de faltas no sistema elétrico de potência: um estudo de caso**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

AVELLO, F. P.; CARVALHO FILHO, J. M.; *et al.* **Influência do sistema de Proteção na Qualidade da Energia**. III Conladis – Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, USP, São Paulo, 1999.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions**. IEEE Press Series on Power Engineering. New York, USA, 2000, 543p.

_____. **The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sag**. IEEE Transactions on Industry Applications, V.31, n° 4, 1995.

BOLLEN, M. H. J.; *et al.* **The use of Electromagnetic Transient Programs for Voltage Sags Analysis**. International Conference on Harmonics and Quality of Power–ICHQP, IEEE-PES and NTUA, Athens, Greece, 1998.

BOLLEN, M. H. J.; ZHANG, L. D. **Different Methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults**. Electric Power Systems Research, 2003. P59-69.

BROWN, R. **Electric Power Distribution Reliability**. Marcel Dekker Inc, Power Engineering Series, New York, USA, 2002.

CABRAL, R. J. **Análise numérica de curto-circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão**. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

CARVALHO FILHO, J. M. **Uma contribuição à avaliação do atendimento a consumidores com cargas sensíveis – Proposta de novos indicadores**. Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Escola Federal de Itajubá, 2000.

CARVALHO FILHO, J. M.; ABREU, J. P. G.; LEBORGNE, R. C.; *et al.* **Comparative analysis between measurements and simulations of voltage sags.** In Proc. IEEE 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Rio de Janeiro, 2002.

CARVALHO FILHO, J. M.; *et al.* **Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.23, n.3, 2008. p1472-1480

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA ELETROBRAS (CEPEL). **Programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) – Manual do Usuário.** Versão 5.1. Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

CONRAD, L.; LITTLE, K.; GRIGG, C. **Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips,** IEEE Transactions on Industry Applications, Vol.27, No.1, 1991. p.167-172.

DELOUX, G. **International standardization and electric power supply network disturbances.** IEE International Conference on Sources and Effects of Power System Disturbances, Londres, Inglaterra, 1974.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR. W. D. **Power system analysis.** 1. Ed. McGraw-Hill. New York, USA, 1994, 787p.

GÓMEZ, J. C. **Calidad de potencia: para usuarios y empresas eléctricas.** Universidad Nacional de Rio Cuarto, Argentina, Edigar, 2005, 560p.

HIRT, W. E. D. **Análise de curto-circuito e fundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência: um estudo aplicado à expansão da geração no Rio Grande do Sul.** Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

IEEE. **Recommended practice for the establishment of voltage sags indices.** IEEE Standard 1564 - 2004.

_____. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.** IEEE Standard 1159 – 2009.

_____. **IEEE Xplore Digital Library.** 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>>. Acesso em: 13 jun. 2016.

JOHN, A.N. **Survey of the Recent Voltage Sag Papers from Around the World.** IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Annual Technical Conference, St. Petersburg, FL, EUA, 1993. p.52-54.

KAGAN, N.; FERRARI, E.L.; *et al.* **Influence of RMS variation measurement protocols on electrical system performance indices for voltage sags and swells.** IEEE Proceedings of 2000 International Conference on Harmonics and Quality of Power, Orlando, FL, USA, 2000.

KINDERMANN, G. **Curto circuito.** 2. ed mod. amp. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

LEBORGNE, R. C. **Uma contribuição à caracterização da sensibilidade de processos industriais frente a afundamentos de tensão.** Dissertação de mestrado (Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

LEBORGNE, R. C. **Voltage Sags Characterization and Estimation.** Tese (Licenciatura em Engenharia), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2005.

_____. **Voltage sags: single event characterization, system performance and location.** Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2007.

LONNGREN, K. **Quality of electricity supply.** Saehkoe, Finlândia, 1974.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. **Voltage sad stochastic prediction using an electromagnetic transients program.** IEEE Transactions on Power Delivery, 1975-82, 2004.

MCGRANAGHAN, F.; *et al.* **Voltage sags in industrial systems.** IEEE Transactions on industry Applications. 1993.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano decenal de expansão da energia 2023.** Brasília, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2016.

OLGUIN, G. **Voltage dip (sag) estimation in power systems based on stochastic assessment and optimal monitoring.** Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Chalmers University of Technology, Göthenburg, Suécia, 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sistema de informações geográficas cadastrais do SIN - SINDAT.** Brasília, 2015a. Disponível em: <<http://aplicsindat.ons.org.br/sindat/>>. Acesso em: 19 mar. 2015.

_____. **Base de dados de curto-circuito e casos de referência.** Brasília, 2015b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/base_dados_curtoc_referencia.aspx>. Acesso em: 18 mar. 2015.

_____. **Estudos de curto-circuito: diagramas de impedância.** Brasília, 2015c. Disponível em: <http://www.ons.com.br/operacao/diagramas_impedancias.aspx>. Acesso em: 18 mar. 2015.

ORTMEYER, T. H. HIYAMA, T.; SALEHFAR, H. **Power Quality Effects of Distribution System Faults.** Electrical Power & Energy Systems, Vol.18, No.5, 1996. p323-329.

POHJANHEIMO, PASI. **A Probabilistic Method for Comprehensive Voltage Sag Management in Power Distribution Systems.** Tese de Doutorado (Engenharia Elétrica), Department of Electrical and Communications Engineering , Espoo, Finlândia, 2003.

QADER, M. R.; BOLLEN, M. H. J.; ALLAN, R. N. **Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System.** IEEE Transactions on Industry Applications, v.35, n.1, 1999. p152-162

RIBEIRO, T. N. **Power quality issues relating of IEEE and IEC standards.** Conference on Electrical Machines, Converters and Systems, Lisboa, Portugal, 1999.

SAADAT, H. **Power system analysis**. 2. ed. Boston, USA: McGraw-Hill Companies, 2002. 712 p.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Projeto de Qualidade do Fornecimento de Energia, Indicadores, Padrões e Penalidad**. São Paulo, Brasil, 1997. p.1-65.

SHIH-AN YIN; CHAN-NAN LU; E. LIU; YU-CHANG HUANG; CHINUG-YI HUANG. **A Survey on High Tech Industry Power Quality Requirements**. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001.

SHIH-AN YIN; RUNG-FANG CHANG; CHAN-NAN LU. **Reliability worth assessment of high-tech industry Power Systems**. IEEE Transactions, Vol.18, Iss.1, 2003. p359- 365.

SILVA, C. V. M. **Afundamentos de tensão na presença de geração distribuída**. Dissertação de mestrado (Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

SILVA, J. A. M. **Análise comparativa de resultados de simulação de afundamentos de tensão utilizando programas de curto-circuito e de transitórios eletromagnéticos**. Dissertação de mestrado (Ciências em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

STECIUK, P. B.; REDMON, J. R. **Voltage sag analysis peaks customer service**. IEEE Computer Applications in Power, v. 0, n. 4, 1996. p48-51

STEVENSON JR. W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2 ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978. 347p.

XU, W. **Component Modeling Issues for Power Quality Assessment**. IEEE Power Engineering Review, 2001. p12-17

**APÊNDICE A – PLANO DE EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
NO RIO GRANDE DO SUL (OBTIDO EM FEV/2015)**

Tabela A.1: Programa de obras – Linhas de transmissão – Rede básica – Rio Grande do Sul

Descrição da Obra	Data Prevista
LT 230 kV Campo Bom – Taquara, CS, 29 km	2015
Secc. LT 230 kV Nova Santa Rita – Itaúba para SE Candelária 2, CD, 12 km	2015
Secc. LT 230 kV Gravataí 2 – Porto Alegre 6 para SE Viamão 3, CD, 2 km	2015
LT 230 kV Viamão 3 – Restinga , CS, 19 km	2015
LT 230 kV Restinga – Porto Alegre 13, CS, 13 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1 – Subterrânea, CS, 3,4 km	2015
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C2, CS, 235 km	2015
LT 525 kV Nova Santa Rita - Guaíba 3 C2, CS, 36 km	2015
LT 525 kV Santa Vitória do Palmar - Marmeleiro C2, CS, 52 km	2015
LT 525 kV Marmeleiro - Povo Novo C2, CS, 152 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 - Capivari do Sul, CS, 168 km	2015
LT 525 kV Guaíba 3 – Gravataí, CS, 40km	2015
LT 525 kV Capivari do Sul – Gravataí, CS, 80 km	2015
LT 230 kV Osorio 3 - Gravataí 3, CS, 68 km	2015
Secc. LT 525 kV Povo Novo – Nova Santa Rita C1 p. SE Guaíba 3, 2 x CS, 2 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C1, CS, 13,5 km	2015
Recond. LT 230 kV Gravataí 2 – Gravataí 3 C2, CS, 13,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Osório 2 – Lagoa dos Barros para SE Osório 3, 2 x CS, 2 km	2015
LT 230 kV Capivari do Sul – Viamão 3, CS, 60 km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C1, CS, 5km	2015
LT 230 kV Guaíba 2 – Guaíba 3 C2, CS, 5km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Alegrete 2, CS, 126km	2015
LT 230 kV Livramento 3 – Cerro Chato, CS, 2km	2015
LT 230 kV Livramento 3 –Santa Maria 3, CS, 240km	2015
Secc. LT 230 kV L. Grande – Forquilha para SE L. Grande 2, 2 x CS, 2 km	2015
Secc. LT 230 kV P. Fundo – N. Prata C1 e C2 para SE Vila Maria, 4xCS, 0,5 km	2015
Secc. LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi para SE Vinhedos, CD, 2,1 km	2016
LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3, CS, 10 km	2016
LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2, CS, 205 km	2016
LT 230 kV Candiota – Bagé 2 C1, CS, 50 km	2016
LT 230 kV Atlântida 2 - Torres 2, CS, 60 km	2017
LT 230 kV Forquilha - Torres 2, CS, 70 km	2017
Secc. LT 230 kV Pelotas 3 – Quinta para SE Povo Novo, CS, 2 km	2018
LT 525 kV Candiota - Guaíba 3, CD, 270km	2018
LT 230 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, CS, 36 km	2018

LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C2, CS, 111 km	2018
Secc. LT 230 kV P. Médiçi - Bagé 2 para SE Candiota, CS, 2 km	2018
Recond. LT 230 kV P. Médiçi - Candiota C2, CS, 10 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Maçambará 3, CS, 209 km	2018
LT 230 kV Santa Maria 3 – Santo Ângelo 2, CS, 163 km	2018
Secc. LT 230 kV Maçambará – S. Ângelo C1/C2 p. SE Maçambará 3, 4xCS, 1 km	2018
LT 230 kV Livramento 3 - Santa Maria 3 C2, CS, 240 km	2019
LT 525 kV Povo Novo - Guaíba 3 C3, CS, 235 km	2019
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha C3, CS, 111 km	2019

Fonte: parcialmente modificado de MME, EPE (2014)

Tabela A.2: Programa de obras – Subestações – Rede básica e Rede básica de fronteira – Rio Grande do Sul

Subestação	Descrição da obra	Data Prevista
SE 230/138/69 kV Quinta	3º TR 230/138 kV, 50 MVA (3Φ)	2015
	3º TR 230/69 kV, 3x55 MVA (1Φ)	2016
SE 230/138/69 kV Santa Maria 3	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	1º e 2º AT 230/138 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
	RL(fixo) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C2, 27 Mvar (3Φ)	2021
SE 230/69kV Porto Alegre 12 – SF6*	3º TR 230/69KV, 83MVA (3t)	2017
SE 525 kV Marmeleiro	Reator de barra (man.), 525 kV, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	RL (man.), LT 525kV P. Novo – Marmeleiro C2, 3 x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
	Compensador Síncrono, 525 kV, -100/+100 Mvar	2021
SE 525/230kV Povo Novo	2º AT 525/230kV, (3+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	RL (man.), LT 525kV P. Novo – Marmeleiro C2, 3 x 16,7 Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, 3 x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C3, 3 x 50Mvar (1Φ)	2021
	Capacitor (man.), 230 kV, 2 x 100Mvar (3Φ)	2021
SE 230 kV Osório 3*	Subestação seccionadora	2015
SE 230/138 kV Lajeado Grande	2º AT 230/138 kV, 75 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Pelotas 3	3º TR 230/138 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Vila Maria*	1º e 2º AT 230/138 kV, 2 x 150 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Candelária 2*	1º e 2º TR 230/69 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Guarita	3º TR 230/69 KV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Porto Alegre 1 – SF6*	1º, 2º e 3º TR 230/69KV, 3 x 83MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Restinga*	1º e 2º TR 230/69 KV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/69 kV Santa Marta	2º TR 230/69 kV, 83 MVA (3Φ)	2015
SE 230/138 kV Lagoa Vermelha 2	2º AT 230/138 kV, 3 x 50 MVA (1Φ)	2015
	Capacitor (man.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019
SE 230/69kV Viamão 3*	1º, 2º e 3º TR 230/69KV, 3 x 83 MVA (3Φ)	2015
	1º TR 230/23KV, 50MVA (3Φ)	2018

	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar	2015
	Reator de barra (man.), 230 kV, 2 x 30 Mvar (3Φ)	2015
SE 230 kV Livramento 3*	RL(man.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2015
	RL(man.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)	2018
	RL(man.) LT 230kV Santa Maria 3 – Livramento 3 C1, 27 Mvar (3Φ)	2021
	Compensador Síncrono, 230 kV, -100/+100 Mvar	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (man.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230/138 kV Capivari do Sul*	RL(man), LT 525kV Cap. do Sul – Guaíba 3, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)	2015
	1º e 2º AT 230/138kV, 2 x 100MVA (3Φ)	2017
	RL(fixo), LT 525kV Capivari do Sul – Siderópolis 2, (3+1) x 33,3Mvar (1Φ)	2021
	1º e 2º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2015
	Reator de barra (man.), 525 kV, (6+1) x 33,3 Mvar (1Φ)	2015
SE 525/230 kV Guaíba 3*	RL(fixo) no terminal Guaíba 3, (3+1) x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba 3 C2, (3+1) x 50Mvar (1Φ)	2015
	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)	2018
	RL(fixo), LT 525kV Povo Novo – Guaíba C3, 3 x 50Mvar (1Φ)	2021
	Subestação seccionadora	2018
SE 230 kV Maçambará 3*	RL(man.) LT 230kV Maçambará 3 – Livramento 3 C1, 15 Mvar (3Φ)	2018
SE 230/69 kV Vinhedos*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 165 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Lajeado 3*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2016
SE 230/69kV Torres 2*	1º e 2º TR 230/69kV, 2 x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Santa Rosa	3º TR 230/69kV, 1x 83 MVA (3Φ)	2017
SE 230/69 kV Bagé 2	3º TR 230/69kV, 1x 50 MVA (3Φ)	2017
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º TR 230/138 KV, 3 x 38,3 MVA (1Φ)	2018
SE 230/69 kV Guaíba 2	3º TR 230/69 kV, 50 MVA (3Φ)	2018
	2º e 3º AT 525/230kV, (6+1) x 224 MVA (1Φ)	2018
SE 525/230 kV Candiota	RL(fixo), LT 525kV Candiota – Guaíba 3 CD, (6+1) x 50Mvar (1Φ)	2018
SE 230/69 kV Tapera 2	Capacitor (man.), 230 kV, 50Mvar (3Φ)	2019

Fonte: parcialmente modificado de MME, EPE (2014)

Notas: * Nova subestação, em construção ou com previsão de conclusão até 2019.

**APÊNDICE B – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A
CONFIGURAÇÃO AO FINAL DE 2014 (OBTIDOS EM FEV/2015)**

Tabela B.1: Dados dos barramentos para a configuração do SIN em 2014

Barramento monitorado	Número atribuído	Nome do Barramento	Tensão [kV]	Compensador de Reativo (MVar)
1	4726	MAS ISA	230	-
2	4742	FOZ CHAPECÓ	230	-
3	4759	CAXIAS 6	230	-
4	4768	IJUÍ 2	230	-
5	6010	MONTE CLARO	230	-
6	6011	U.MONTE CLARO	230	-
7	6015	CASTRO ALVES	230	-
8	6017	14 DE JULHO	230	-
9	6030	NOVA STA RITA	525	300
10	6092	MISSÕES	230	-
11	6102	RIVERA	230	-
12	6129	CAXIAS	525	150
13	6132	CAXIAS	230	-
14	6155	CAMPOS NOVOS	525	-
15	6170	BARRA GRANDE	230	-
16	6173	CHARQUEADAS	230	-
17	6201	FARROUPILHA	230	-
18	6221	GRAVATAÍ	525	150
19	6229	ITÁ	525	-
20	6279	CANDIOTA	230	-
21	6321	MARMELEIRO 2	525	200
22	6326	STA V. PALMAR 2	525	250
23	6329	PASSO FUNDO	230	-
24	6350	SANTO ÂNGELO	525	150
25	6360	SANTO ÂNGELO	230	-
26	6401	CERRO CHATO	230	-
27	6412	L.GRANDE	230	-
28	6416	PASSO MEIO	230	-
29	6422	CAXIAS SUL 5	230	-
30	6425	XANXERÊ	230	-
31	6452	ATLÂNTIDA 2	230	-
32	6499	GARABI 2	525	-
33	6500	GARABI 1	525	-
34	6501	N.PETROPOLIS 2	230	-
35	6542	NOVA STA RITA	230	-
36	6546	GRAVATAÍ 3	230	-
37	6566	CAMAQUÃ 3	230	-

38	6581	POVO NOVO	525	50
39	6582	POVO NOVO	230	-
40	20482	SCHARLAU 2	230	-
41	28005	ALEGRETE 2	230	75
42	28011	CANOAS 2	230	-
43	28014	BAGÉ 2	230	-
44	28020	FIBRAPLAC	230	-
45	28024	CANOAS 1	230	-
46	28034	CAMAQUÃ	230	-
47	28039	CAXIAS SUL 2	230	-
48	28047	CAMPO BOM	230	100
49	28057	C.INDUSTRIAL	230	-
50	28066	DONA CHICA	230	-
51	28067	D.FRANCISCA	230	-
52	28072	ELDORADO SUL	230	-
53	28087	GARIBALDI 1	230	-
54	28092	GM GRAVATAÍ	230	-
55	28097	GRAVATAÍ 2	230	300
56	28102	GUARITA	230	-
57	28108	GUAÍBA 2	230	-
58	28117	LAJEADO 2	230	50
59	28122	LIVRAMENTO 2	230	30
60	28127	MAÇAMBARÁ	230	60
61	28132	NOVA PRATA 2	230	-
62	28137	OSÓRIO 2	230	-
63	28142	PORTO ALEGRE 4	230	-
64	28147	PORTO ALEGRE 6	230	-
65	28152	PORTO ALEGRE 9	230	-
66	28157	PORTO ALEGRE 10	230	-
67	28162	PORTO ALEGRE 13	230	-
68	28167	PELOTAS 3	230	-
69	28180	P.PETROQUÍMICO	230	-
70	28185	QUINTA	230	75
71	28195	SANTO ÂNGELO 2	230	-
72	28200	SÃO BORJA 2	230	30
73	28205	SCHARLAU	230	-
74	28211	PORTO ALEGRE 8	230	-
75	28215	SANTA CRUZ 1	230	20
76	28230	SANTA MARIA 3	230	-
77	28235	SANTA MARTA	230	-
78	28245	SANTA ROSA 1	230	-
79	28250	S.VICENTE SUL	230	-
80	28257	TAQUARA	230	-
81	28260	TAPERA 2	230	-

82	28265	ITAÚBA	230	-
83	28275	PRES. MÉDICI	230	40
84	28280	PASSO REAL	230	-
85	28285	URUGUAIANA 5	230	30
86	28289	SIDERÚRGICA	230	-
87	28290	U.URUGUAIANA	230	30
88	28294	VENÂNCIO AIRES	230	-
89	28295	L.VERMELHA 2	230	-
90	28324	CANDIOTA III	230	-
91	28326	L.D.BARROS	230	-
92	28377	CASTERTECH	230	-
93	28509	PORTO ALEGRE 12	230	-
94	28530	C.ATLANT	230	-

Tabela B.2: Dados dos transformadores para a configuração do SIN em 2014.

Nome	Barramentos Conectados		Tipo de Conexão	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]
T#GRA525230	6221	28097	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,360	0,010	0,360
T#CAX525230	6129	6132	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,380	0,010	0,380
T#NSR525230	6030	6542	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,450	0,010	0,450
T#SAN525230	6350	6360	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,750	0,010	0,750
T#PNV525230	6581	6582	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,020	0,450	0,040	0,450

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela B.3: Dados das linhas de transmissão para a configuração do SIN em 2014.

Caso	Barra início	Barra fim	Circuito	Tensão [kV]	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]	d [km]
1	4759	28377	C-1	230	0,084	0,422	0,38	1,01	4,30
2	4768	28280	C-1	230	1,98	9,38	10,08	25,73	104,0
3	6010	28132	C-1	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8
4	6010	28132	C-2	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8
5	6011	6010	C-1	230	0,02	0,09	0,13	0,38	1,00
6	6015	6010	C-1	230	0,16	0,76	0,67	1,74	8,50
7	6017	6010	C-1	230	0,37	1,68	1,47	3,81	17,3
8	6030	6229	C-1	525	0,29	3,65	3,95	15,03	314,0
9	6030	6229	C-2	525	0,29	3,72	3,95	15,03	314,0
10	6092	6360	C-1	230	1,19	6,62	4,95	19,21	70,5
11	6092	28200	C-1	230	1,96	10,7	7,99	30,67	112,0
12	6102	28122	C-1	230	0,11	0,83	0,94	3,18	1,00
13	6129	6221	C-1	525	0,073	0,916	0,96	3,46	78,8
14	6129	6229	C-1	525	0,164	3,034	3,06	11,59	255,0
15	6132	4759	C-1	230	0,387	1,936	1,74	4,64	19,4
16	6132	6422	C-1	230	0,38	2,12	1,97	6,77	25,0

17	6132	6501	C-1	230	0,37	2,07	1,11	6,33	27,0
18	6155	6129	C-1	525	0,19	2,35	2,36	8,79	203,3
19	6155	6030	C-1	525	0,15	2,81	3,26	12,68	257,4
20	6201	6010	C-1	230	0,59	3,04	3,00	8,69	29,0
21	6201	6010	C-2	230	0,59	3,04	3,00	8,69	30,7
22	6132	6201	C-1	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9
23	6132	6201	C-2	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9
24	6221	6030	C-1	525	0,03	0,34	0,37	1,41	29,5
25	6229	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	222,5
26	6229	6350	C-2	525	0,203	2,76	2,37	9,98	237,2
27	6279	28275	C-1	230	0,10	0,50	0,45	1,20	1,00
28	6321	6581	C-1	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0
29	6321	6326	C-1	525	0,07	0,20	1,08	3,87	52,0
30	6329	6425	C-1	230	1,505	7,776	7,5	21,92	79,3
31	6329	6425	C-2	230	1,503	7,766	7,51	21,95	79,2
32	6329	28132	C-1	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6
33	6360	28127	C-1	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0
34	6412	6416	C-1	230	0,56	2,14	2,22	6,57	1,00
35	6422	6201	C-1	230	0,34	1,75	1,54	4,40	32,0
36	6422	6412	C-1	230	1,25	6,44	5,86	16,22	65,6
37	6425	4742	C-1	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6
38	6425	4742	C-2	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6
39	6499	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	138,8
40	6500	6350	C-1	525	0,119	1,576	1,39	5,87	132,1
41	6501	28257	C-1	230	0,69	3,87	2,08	11,81	39,0
42	6542	6566	C-1	230	2,52	12,6	11,34	30,24	126,0
43	6542	20482	C-1	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0
44	6542	20482	C-2	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0
45	6542	28152	C-1	230	0,49	2,31	1,57	6,40	29,0
46	6546	6452	C-1	230	1,94	9,56	8,99	31,31	102,0
47	6546	28020	C-1	230	0,485	2,38	1,805	6,932	25,8
48	6546	28092	C-1	230	0,178	0,898	0,836	2,296	10,0
49	6566	6582	C-1	230	2,99	14,95	13,45	35,88	149,0
50	6566	28167	C-1	230	2,38	11,9	10,71	28,56	123,5
51	6581	6030	C-1	525	0,16	3,31	3,24	13,68	281,0
52	28005	28122	C-1	230	2,45	12,24	11,42	31,34	128,3
53	28005	28127	C-1	230	1,528	7,889	6,768	27,76	82,6
54	28005	28250	C-1	230	1,73	9,62	8,86	24,81	102,0
55	28005	28285	C-1	230	2,43	12,15	9,45	35,02	127,1
56	28005	28290	C-1	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7
57	28005	28290	C-2	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7
58	28011	28057	C-1	230	0,11	0,63	0,54	1,77	9,50
59	28011	28097	C-1	230	0,19	1,13	0,98	3,21	9,60
60	28014	28122	C-1	230	1,89	14,44	13,48	36,99	151,3

61	28014	28275	C-1	230	0,87	4,81	4,43	12,4	50,9
62	28020	28137	C-1	230	0,89	4,49	3,39	12,98	47,5
63	28024	28152	C-1	230	0,20	0,99	0,79	2,90	3,30
64	28034	28108	C-1	230	1,72	8,57	6,67	24,68	87,3
65	28034	28275	C-1	230	3,74	18,73	12,76	37,05	197,0
66	28039	6201	C-1	230	0,38	2,15	1,55	6,22	22,6
67	28047	6132	C-1	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4
68	28047	6132	C-2	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4
69	28047	28097	C-1	230	0,47	2,23	1,65	6,09	21,4
70	28047	28097	C-2	230	0,45	2,31	1,65	6,09	22,4
71	28057	6173	C-1	230	0,90	4,47	4,18	11,46	46,9
72	28057	6542	C-1	230	0,40	2,09	1,61	6,15	22,5
73	28057	6542	C-2	230	0,39	2,14	1,69	5,94	22,4
74	28057	6542	C-3	230	0,42	2,27	2,07	5,75	23,7
75	28057	28097	C-2	230	0,19	1,15	0,99	3,26	13,0
76	28057	28097	C-3	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5
77	28057	28097	C-4	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5
78	28057	28108	C-1	230	0,739	3,689	2,8	10,59	38,5
79	28057	28180	C-1	230	0,40	2,15	1,62	6,60	23,6
80	28057	28289	C-1	230	0,26	1,29	0,86	2,68	1,00
81	28057	28294	C-1	230	2,58	9,83	8,81	27,56	101,5
82	28066	28067	C-1	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,00
83	28066	28067	C-2	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,00
84	28066	28230	C-1	230	1,12	6,25	5,75	16,11	67,2
85	28066	28230	C-2	230	1,16	5,93	5,59	20,7	63,0
86	28066	28265	C-1	230	0,39	2,20	1,62	6,25	21,2
87	28066	28265	C-2	230	0,39	2,23	1,17	6,67	23,1
88	28072	28108	C-1	230	0,28	0,14	1,05	4,16	14,8
89	28072	28152	C-1	230	0,54	2,59	1,99	8,21	9,50
90	28087	6201	C-1	230	0,42	2,11	1,90	3,07	22,0
91	28097	6546	C-1	230	0,25	1,28	0,81	3,84	13,2
92	28097	6546	C-2	230	0,26	1,29	0,96	3,65	13,2
93	28097	28147	C-1	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2
94	28097	28147	C-2	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2
95	28097	28211	C-1	230	0,328	1,542	1,04	4,26	17,2
96	28097	28509	C-1	230	0,19	1,13	0,81	1,92	2,20
97	28102	4742	C-1	230	1,218	6,89	5,78	19,13	76,2
98	28102	6329	C-1	230	2,21	8,42	7,55	23,62	87,0
99	28102	28245	C-1	230	1,77	8,87	8,26	22,73	93,0
100	28108	6566	C-1	230	1,79	8,95	8,05	21,48	87,3
101	28117	6542	C-1	230	1,67	9,164	8,63	23,11	96,2
102	28117	28280	C-1	230	2,45	13,55	12,35	34,51	136,6
103	28122	6401	C-1	230	0,466	2,41	2,32	6,80	18,5
104	28127	28200	C-1	230	1,02	5,10	4,77	13,06	53,5

105	28132	6329	C-2	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6
106	28137	6452	C-1	230	0,68	3,29	2,88	11,36	36,0
107	28137	28326	C-1	230	0,162	0,805	0,72	2,322	8,00
108	28137	28530	C-1	230	4,50	24,8	23,05	70,39	66,4
109	28142	28147	C-1	230	0,13	0,90	0,64	2,17	10,2
110	28142	28157	C-1	230	0,04	0,31	0,22	0,74	3,50
111	28147	28162	C-1	230	0,18	0,86	0,60	2,76	10,1
112	28152	28057	C-1	230	0,28	1,35	1,01	4,25	14,8
113	28152	28142	C-1	230	0,06	0,49	0,15	0,16	11,3
114	28167	28185	C-1	230	0,84	4,18	3,18	11,95	43,9
115	28167	28275	C-1	230	1,37	11,61	9,92	37,91	135,0
116	28180	4726	C-1	230	0,121	0,619	0,541	1,76	6,30
117	28180	6542	C-1	230	0,208	1,033	0,676	2,672	10,9
118	28180	28265	C-1	230	3,37	18,62	17,12	48,5	196,9
119	28185	6582	C-1	230	0,37	1,85	1,66	4,44	20,5
120	28185	28275	C-1	230	2,92	14,59	13,62	37,37	153,3
121	28195	4768	C-1	230	0,82	9,95	4,19	10,85	43,2
122	28195	6360	C-1	230	0,053	0,37	0,33	1,44	6,00
123	28205	6173	C-1	230	1,79	6,81	6,10	19,09	73,0
124	28205	6201	C-1	230	1,65	6,30	5,65	17,76	70,8
125	28205	20482	C-1	230	0,00	0,0001	0,00	0,0001	1,00
126	28215	6173	C-1	230	1,68	9,14	8,43	23,32	122,3
127	28215	28265	C-1	230	2,21	12,08	11,15	31,12	129,4
128	28230	28250	C-1	230	1,38	7,66	7,04	19,86	87,0
129	28235	6329	C-1	230	1,83	9,15	7,72	25,91	96,0
130	28245	6360	C-1	230	0,96	4,91	3,61	14,07	50,0
131	28245	6360	C-2	230	0,84	4,383	3,26	15,95	54,0
132	28257	28137	C-1	230	0,98	5,51	2,82	16,83	55,0
133	28260	28235	C-1	230	1,46	5,38	5,02	15,87	60,5
134	28260	28280	C-1	230	1,39	5,14	4,79	15,15	57,8
135	28275	28215	C-1	230	4,033	21,97	20,34	71,9	237,0
136	28275	28324	C-1	230	0,0002	0,011	0,02	0,11	0,30
137	28275	28324	C-2	230	0,0002	0,011	0,02	0,11	0,30
138	28280	28260	C-1	230	0,51	2,86	2,64	7,39	30,0
139	28280	28294	C-1	230	3,45	13,16	11,8	36,92	136,0
140	28285	28290	C-1	230	0,085	0,477	0,36	1,40	5,10
141	28290	28127	C-1	230	1,26	10,27	7,15	37,89	114,0
142	28295	6170	C-1	230	0,67	5,26	4,84	18,2	58,1
143	28295	28235	C-1	230	1,63	9,07	8,79	24,6	95,6
144	28377	28039	C-1	230	0,034	0,17	0,15	0,40	1,70
145	28509	28157	C-1	230	0,04	0,83	0,63	1,93	9,20

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela B.4: Dados dos geradores em operação simulados na configuração do SIN em 2014.

Nome	Tipo	Potência [MW]	Barra Conexão	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]
Cidreira	EOL	70	28137	inf	Inf	inf	inf
Osório 1, 2 e 3	EOL	100	28326	inf	Inf	inf	inf
Sangradouro 1, 2 e 3	EOL	100	28326	inf	Inf	inf	inf
Dos Índios 1, 2 e 3	EOL	103	28326	inf	Inf	inf	inf
Fazenda Rosário 1, 2 e 3	EOL	42	28137	inf	Inf	inf	inf
Cerro Chato I, II, III, IV e V	EOL	112	6401	inf	Inf	inf	inf
Atlântica I, II, IV e V	EOL	120	28530	inf	Inf	inf	inf
Força 1, 2 e 3	EOL	72	28137	inf	Inf	inf	inf
Cassino I, II e III	EOL	64	28185	inf	Inf	inf	inf
Corredor dos Senandes II, III e IV	EOL	76	28185	inf	Inf	inf	inf
Vento Aregano	EOL	30	28185	inf	Inf	inf	inf
Ibirapuitã I	EOL	24	6401	inf	Inf	inf	inf
Verace I a X	EOL	258	6326	inf	Inf	inf	inf
Trindade	EOL	8	6401	inf	Inf	inf	inf
Passo do Meio	PCH	30	4616	0,000	358,00	0,000	30,450
Caçador	PCH	22	28132	3,892	156,67	0,000	46,750
Jararaca	PCH	20	28132	0,000	300,97	0,000	194,17
Da Ilha	PCH	19	28132	0,000	329,67	0,000	208,79
Linha Emília	PCH	19,5	28132	5,812	288,47	0,000	47,222
Eng. EJ Dreher	PCH	18	28280	0,000	299,21	0,000	94,488
Eng. H.Kotzian	PCH	13	28280	0,000	428,57	0,000	102,04
Cotiporã	PCH	19,5	28132	5,812	288,47	0,000	47,222
Dona Francisca	UHE	125	28067	0,000	23,714	0,000	14,230
Itaúba	UHE	500	28265	0,000	15,620	0,000	1000,0
Passo São João	UHE	77	6092	0,000	60,100	4495,9	40,700
Monte Claro	UHE	130	6011	0,000	38,350	0,195	16,130
14 de Julho	UHE	100	6017	0,000	46,470	0,207	9,133
Castro Alves	UHE	130	6015	0,000	55,716	0,210	9,200
Passo Fundo	UHE	226	6329	0,000	13,380	0,000	9,190
Monjinho	UHE	74	6329	1,518	2,703	0,470	29,370
Jacuí	UHE	180	28280	0,000	89,667	0,000	37,500
Passo Real	UHE	158	28280	0,000	36,905	0,000	15,476
São José	UHE	51	28245	3,030	70,590	4,900	42,350
Foz do Chapecó	UHE	855	4742	0,213	9,778	8,660	5,333
Sepé Tiaraju	UTE	248	28011	0,000	1,660	0,000	5,530
Candiota III	UTE	350	28324	0,000	4,539	0,000	20,900
Presidente Médici A, B	UTE	446	28275	0,000	11,880	0,000	10,880
Charqueadas	UTE	72	6173	0,950	61,430	0,000	20,770
São Jerônimo	UTE	20	6173	0,000	55,556	0,000	47,222
Alegrete	UTE	66	28005	0,480	41,210	0,000	24,320

Piratini	UTE	10	28167	0,000	81,600	0,000	32,000
Copesul Braskem	UTE	74,4	28180	0,000	101,60	0,000	127,10
Nutepa	UTE	24	28152	0,000	22,689	0,000	25,328

Nota: Implementou-se 'inf' com o maior valor aceito pelo *software*. Impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

APÊNDICE C – DADOS UTILIZADOS DO SEP DO RIO GRANDE DO SUL PARA A CONFIGURAÇÃO EM 2019 (OBTIDOS EM FEV/2015)

Tabela C.1: Dados dos barramentos para a configuração do SIN em 2019.

Barramento monitorado	Número atribuído	Nome do Barramento	Tensão [kV]	Compensador de Reativo [MVar]
1	4726	MAS ISA	230	-
2	4742	FOZ CHAPECÓ	230	-
3	4759	CAXIAS 6	230	-
4	4768	IJUÍ 2	230	-
5	6001	GUAÍBA 3	525	200
6	6010	MONTE CLARO	230	-
7	6011	U.MONTE CLARO	230	-
8	6015	CASTRO ALVES	230	-
9	6017	14 DE JULHO	230	-
10	6025	GUAÍBA 3	230	-
11	6030	NOVA STA RITA	525	300
12	6065	CAPIVARI SUL	230	-
13	6070	TORRES 2	230	-
14	6092	MISSÕES	230	-
15	6102	RIVERA	230	-
16	6129	CAXIAS	525	150
17	6132	CAXIAS	230	-
18	6155	CAMPOS NOVOS	525	-
19	6170	BARRA GRANDE	230	-
20	6173	CHARQUEADAS	230	-
21	6201	FARROUPILHA	230	-
22	6221	GRAVATAÍ	525	150
23	6229	ITÁ	525	-
24	6278	CANDIOTA 2	525	150
25	6279	CANDIOTA	230	-
26	6299	MELO	525	34,7
27	6321	MARMELEIRO 2	525	200
28	6326	STA V. PALMAR 2	525	250
29	6329	PASSO FUNDO	230	-
30	6350	SANTO ÂNGELO	525	150
31	6360	SANTO ÂNGELO	230	-
32	6401	CERRO CHATO	230	-
33	6412	L.GRANDE	230	-
34	6416	PASSO MEIO	230	-
35	6422	CAXIAS SUL 5	230	-
36	6425	XANXERÊ	230	-
37	6452	ATLÂNTIDA 2	230	-

38	6499	GARABI 2	525	-
39	6500	GARABI 1	525	-
40	6501	N.PETROPOLIS 2	230	-
41	6542	NOVA STA RITA	230	-
42	6546	GRAVATAÍ 3	230	-
43	6561	CAPIVARI SUL	525	200
44	6566	CAMAQUÃ 3	230	-
45	6581	POVO NOVO	525	111,7
46	6582	POVO NOVO	230	-
47	6638	VINHEDOS	230	-
48	20290	FORQUILHINHA	230	-
49	20482	SCHARLAU 2	230	-
50	28005	ALEGRETE 2	230	75
51	28011	CANOAS 2	230	-
52	28014	BAGÉ 2	230	-
53	28020	FIBRAPLAC	230	-
54	28024	CANOAS 1	230	-
55	28034	CAMAQUÃ	230	-
56	28039	CAXIAS SUL 2	230	-
57	28047	CAMPO BOM	230	100
58	28057	C.INDUSTRIAL	230	-
59	28066	DONA CHICA	230	-
60	28067	D.FRANCISCA	230	-
61	28072	ELDORADO SUL	230	-
62	28087	GARIBALDI 1	230	-
63	28092	GM GRAVATAÍ	230	-
64	28097	GRAVATAÍ 2	230	400
65	28102	GUARITA	230	-
66	28108	GUAÍBA 2	230	-
67	28117	LAJEADO 2	230	50
68	28122	LIVRAMENTO 2	230	30
69	28127	MAÇAMBARÁ	230	60
70	28132	NOVA PRATA 2	230	-
71	28137	OSÓRIO 2	230	-
72	28142	PORTO ALEGRE 4	230	-
73	28147	PORTO ALEGRE 6	230	-
74	28152	PORTO ALEGRE 9	230	-
75	28157	PORTO ALEGRE 10	230	-
76	28162	PORTO ALEGRE 13	230	-
77	28167	PELOTAS 3	230	-
78	28180	P.PETROQUÍMICO	230	-
79	28185	QUINTA	230	75
80	28195	SANTO ÂNGELO 2	230	-
81	28200	SÃO BORJA 2	230	30

82	28205	SCHARLAU	230	-
83	28211	PORTO ALEGRE 8	230	-
84	28215	SANTA CRUZ 1	230	20
85	28230	SANTA MARIA 3	230	-
86	28235	SANTA MARTA	230	-
87	28245	SANTA ROSA 1	230	-
88	28250	S.VICENTE SUL	230	-
89	28257	TAQUARA	230	-
90	28260	TAPERA 2	230	50
91	28265	ITAÚBA	230	-
92	28275	PRES. MÉDICI	230	40
93	28280	PASSO REAL	230	-
94	28285	URUGUAIANA 5	230	30
95	28289	SIDERÚRGICA	230	-
96	28290	U.URUGUAIANA	230	30
97	28294	VENÂNCIO AIRES	230	-
98	28295	L.VERMELHA 2	230	50
99	28324	CANDIOTA III	230	-
100	28326	L.D.BARROS	230	-
101	28377	CASTERTECH	230	-
102	28501	VIAMAO 3	230	-
103	28509	PORTO ALEGRE 12	230	-
104	28516	RESTINGA	230	-
105	28523	CANDELARIA 2	230	-
106	28530	C.ATLANT	230	-
107	28576	OSORIO 3	230	-
108	28583	LAJEADO 3	230	-
109	28651	MACAMBARA 3	230	-
110	28652	LIVRAMENTO 3	230	102
111	28657	PORTO ALEGRE 1	230	-

Tabela C.2: Dados dos transformadores para a configuração do SIN em 2019.

Nome	Barramentos Conectados		Tipo de Conexão	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]
T#GRA525230	6221	28097	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,360	0,010	0,360
T#CAX525230	6129	6132	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,380	0,010	0,380
T#NSR525230	6030	6542	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,450	0,010	0,450
T#SAN525230	6350	6360	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,750	0,010	0,750
T#PNV525230	6581	6582	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,020	0,450	0,040	0,450
T#CND525230	6278	6279	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,410	0,010	0,410
T#GB3525230	6001	6025	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,026	0,810	0,026	0,810
T#CVS525230	6561	6065	Y _{aterr.} -Y _{aterr.}	0,010	0,510	0,010	0,510

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela C.3: Dados das linhas de transmissão para a configuração do SIN em 2019

Caso	Barra início	Barra fim	Circuito	Tensão [kV]	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]	d [km]
1	4759	28377	C-1	230	0,084	0,422	0,38	1,01	4,3
2	4768	28280	C-1	230	1,98	9,38	10,08	25,73	104,0
3	6001	6278	C-1	525	0,239	3,024	3,326	12,14	270,0
4	6001	6278	C-2	525	0,24	3,025	3,327	12,14	270,0
5	6001	6561	C-1	525	0,159	2,00	2,217	8,092	168,0
6	6001	6581	C-1	525	0,14	2,9	2,83	11,98	246,0
7	6001	6581	C-2	525	0,14	2,91	2,84	11,99	246,0
8	6010	28132	C-1	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8
9	6010	28132	C-2	230	0,63	3,21	3,12	9,57	28,8
10	6011	6010	C-1	230	0,02	0,09	0,13	0,38	1,0
11	6015	6010	C-1	230	0,16	0,76	0,67	1,74	8,5
12	6017	6010	C-1	230	0,37	1,68	1,47	3,81	17,3
13	6030	6001	C-1	525	0,02	0,47	0,46	1,95	40,0
14	6030	6001	C-2	525	0,02	0,48	0,47	1,96	40,0
15	6229	6030	C-1	525	0,29	3,65	3,95	15,03	314,0
16	6229	6030	C-2	525	0,29	3,72	3,95	15,03	314,0
17	6065	28501	C-1	230	0,575	2,80	3,768	5,36	60,0
18	6070	20290	C-1	230	1,19	6,615	6,39	16,8	70,0
19	6092	6360	C-1	230	1,19	6,62	4,95	19,21	70,5
20	6092	28200	C-1	230	1,96	10,7	7,99	30,67	112,0
21	6102	28122	C-1	230	0,11	0,83	0,94	3,18	1,0
22	6129	6221	C-1	525	0,073	0,916	0,96	3,46	78,8
23	6129	6229	C-1	525	0,164	3,0339	3,06	11,59	255,0
24	6132	4759	C-1	230	0,387	1,936	1,74	4,64	19,4
25	6132	6422	C-1	230	0,38	2,12	1,97	6,77	25,0
26	6132	6501	C-1	230	0,37	2,07	1,11	6,33	27,0
27	6155	6129	C-1	525	0,19	2,35	2,36	8,79	203,3
28	6155	6030	C-1	525	0,15	2,81	3,26	12,68	257,4
29	6201	6010	C-1	230	0,59	3,04	3,00	8,69	29,0
30	6201	6010	C-2	230	0,59	3,04	3,00	8,69	30,7
31	6132	6201	C-1	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9
32	6132	6201	C-2	230	0,45	2,08	1,53	5,76	22,9
33	6221	6001	C-1	525	0,106	1,334	1,478	5,394	60,0
34	6221	6030	C-1	525	0,03	0,34	0,37	1,41	29,5
35	6561	6221	C-1	525	0,071	0,889	0,985	3,596	83,0
36	6350	6229	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	222,5
37	6350	6229	C-2	525	0,203	2,7595	2,37	9,98	237,2
38	6279	28275	C-1	230	0,10	0,50	0,45	1,20	1,0
39	6299	6278	C-1	525	0,125	1,397	1,397	4,191	110,0
40	6321	6581	C-1	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0
41	6321	6581	C-2	525	0,11	1,38	1,62	5,78	154,0
42	6321	6326	C-1	525	0,07	0,20	1,08	3,87	48,5
43	6321	6326	C-2	525	0,07	0,92	1,08	3,87	52,0
44	6329	6425	C-1	230	1,505	7,776	7,50	21,92	79,3
45	6329	6425	C-2	230	1,503	7,766	7,51	21,95	79,2

46	6329	28132	C-1	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6
47	6360	28127	C-1	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0
48	6412	6416	C-1	230	0,56	2,14	2,22	6,57	1,0
49	6412	20290	C-1	230	2,208	11,424	10,13	28,89	117,0
50	6412	20290	C-2	230	2,208	11,424	10,13	28,89	117,0
51	6422	6201	C-1	230	0,34	1,75	1,54	4,40	32,0
52	6422	6412	C-1	230	1,25	6,44	5,86	16,22	65,6
53	6425	4742	C-1	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6
54	6425	4742	C-2	230	0,776	5,044	5,45	16,68	77,6
55	6452	6070	C-1	230	1,02	5,67	5,40	14,4	60,0
56	6499	6350	C-1	525	0,16	2,12	1,88	7,94	138,8
57	6500	6350	C-1	525	0,119	1,576	1,39	5,87	132,1
58	6501	28257	C-1	230	0,69	3,87	2,08	11,81	39,0
59	6566	6542	C-1	230	2,52	12,6	11,34	30,24	126,0
60	6542	20482	C-1	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0
61	6542	20482	C-2	230	0,318	2,141	1,89	7,59	23,0
62	6542	28152	C-1	230	0,49	2,31	1,57	6,40	29,0
63	6546	6452	C-1	230	1,94	9,56	8,99	31,31	102,0
64	6546	28020	C-1	230	0,485	2,38	1,805	6,932	25,8
65	6546	28092	C-1	230	0,178	0,898	0,836	2,296	10,0
66	6566	6582	C-1	230	2,99	14,95	13,45	35,88	149,0
67	6566	28167	C-1	230	2,38	11,9	10,71	28,56	123,5
68	6581	6030	C-1	525	0,16	3,31	3,24	13,68	281,0
69	6638	6010	C-1	230	0,283	2,3985	1,884	7,659	25,5
70	28005	28122	C-1	230	2,45	12,24	11,42	31,34	128,3
71	28005	28127	C-1	230	1,528	7,889	6,768	27,76	82,6
72	28005	28250	C-1	230	1,73	9,62	8,86	24,81	102,0
73	28005	28285	C-1	230	2,43	12,15	9,45	35,02	127,1
74	28005	28290	C-1	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7
75	28005	28290	C-2	230	2,49	12,05	8,92	36,76	129,7
76	28011	28057	C-1	230	0,11	0,63	0,54	1,77	9,5
77	28011	28097	C-1	230	0,19	1,13	0,98	3,21	9,6
78	28014	6279	C-1	230	1,00	5,00	4,50	12,0	49,0
79	28014	28122	C-1	230	1,89	14,44	13,48	36,99	151,3
80	28014	28275	C-1	230	0,87	4,81	4,43	12,4	50,9
81	28020	28137	C-1	230	0,89	4,49	3,39	12,98	47,5
82	28024	28152	C-1	230	0,20	0,99	0,79	2,90	3,3
83	28034	28108	C-1	230	1,72	8,57	6,67	24,68	87,3
84	28034	28275	C-1	230	3,74	18,73	12,76	37,05	197,0
85	28039	6201	C-1	230	0,38	2,15	1,55	6,22	22,6
86	28047	6132	C-1	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4
87	28047	6132	C-2	230	1,27	5,916	4,25	15,62	61,4
88	28047	28097	C-1	230	0,47	2,23	1,65	6,09	21,4
89	28047	28097	C-2	230	0,45	2,31	1,65	6,09	22,4
90	28057	6173	C-1	230	0,90	4,47	4,18	11,46	46,9
91	28057	6542	C-1	230	0,40	2,09	1,61	6,15	22,5
92	28057	6542	C-2	230	0,39	2,14	1,69	5,94	22,4
93	28057	6542	C-3	230	0,42	2,27	2,07	5,75	23,7

94	28057	28024	C-1	230	0,20	0,99	0,78	2,90	1,0
95	28057	28097	C-2	230	0,19	1,15	0,99	3,26	13,0
96	28057	28097	C-3	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5
97	28057	28097	C-4	230	0,19	1,15	0,99	3,26	12,5
98	28057	28108	C-1	230	0,739	3,689	2,80	10,59	38,5
99	28057	28180	C-1	230	0,40	2,15	1,62	6,60	23,6
100	28057	28289	C-1	230	0,26	1,29	0,86	2,68	1,0
101	28057	28294	C-1	230	2,58	9,83	8,81	27,56	101,5
102	28066	28067	C-1	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,0
103	28066	28067	C-2	230	0,04	0,20	0,18	0,48	1,0
104	28066	28230	C-1	230	1,12	6,25	5,75	16,11	67,2
105	28066	28230	C-2	230	1,16	5,93	5,59	20,7	63,0
106	28066	28265	C-1	230	0,39	2,20	1,62	6,25	21,2
107	28066	28265	C-2	230	0,39	2,23	1,17	6,67	23,1
108	28072	28108	C-1	230	0,28	0,14	1,05	4,16	14,8
109	28072	28152	C-1	230	0,54	2,59	1,99	8,21	9,5
110	28087	6201	C-1	230	0,42	2,11	1,90	3,07	22,0
111	28087	6638	C-1	230	0,134	1,138	0,894	3,633	25,5
112	28097	6546	C-1	230	0,25	1,28	0,81	3,84	13,2
113	28097	6546	C-2	230	0,26	1,29	0,96	3,65	13,2
114	28097	28147	C-1	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2
115	28097	28147	C-2	230	0,53	2,68	2,08	8,24	29,2
116	28097	28211	C-1	230	0,328	1,542	1,04	4,26	17,2
117	28097	28501	C-1	230	0,35	1,85	1,62	5,24	60,0
118	28097	28509	C-1	230	0,19	1,13	0,81	1,92	2,2
119	28102	4742	C-1	230	1,218	6,89	5,78	19,13	76,2
120	28102	6329	C-1	230	2,21	8,42	7,55	23,62	87,0
121	28102	28245	C-1	230	1,77	8,87	8,26	22,73	93,0
122	28108	6025	C-1	230	0,048	0,233	0,314	0,447	5,0
123	28108	6025	C-2	230	0,048	0,233	0,314	0,447	5,0
124	28108	6566	C-1	230	1,79	8,95	8,05	21,48	87,3
125	28117	6542	C-1	230	1,67	9,164	8,63	23,11	96,2
126	28117	28280	C-1	230	2,45	13,55	12,35	34,51	136,6
127	28122	6401	C-1	230	0,466	2,4099	2,32	6,80	18,5
128	28127	6360	C-2	230	2,26	18,36	12,76	67,76	205,0
129	28127	28200	C-1	230	1,02	5,10	4,77	13,06	53,5
130	28132	6329	C-2	230	3,71	18,91	18,83	55,15	195,6
131	28137	6452	C-1	230	0,68	3,29	2,88	11,36	36,0
132	28137	28326	C-1	230	0,162	0,8052	0,719	2,322	8,0
133	28137	28530	C-1	230	4,50	24,8	23,05	70,39	66,4
134	28142	28147	C-1	230	0,13	0,90	0,64	2,17	10,2
135	28142	28157	C-1	230	0,04	0,31	0,22	0,74	3,5
136	28147	28162	C-1	230	0,18	0,86	0,60	2,76	10,1
137	28152	28057	C-1	230	0,28	1,35	1,01	4,25	14,8
138	28152	28142	C-1	230	0,06	0,49	0,15	0,16	11,3
139	28152	28211	C-1	230	0,18	0,86	0,58	2,37	12,0
140	28167	28185	C-1	230	0,84	4,18	3,18	11,95	43,9
141	28167	28275	C-1	230	1,37	11,61	9,92	37,91	135,0

142	28180	4726	C-1	230	0,121	0,619	0,541	1,76	6,3
143	28180	6542	C-1	230	0,208	1,033	0,676	2,672	10,9
144	28180	28265	C-1	230	3,37	18,62	17,12	48,5	196,9
145	28185	6582	C-1	230	0,37	1,85	1,66	4,44	20,5
146	28185	28275	C-1	230	2,92	14,59	13,62	37,37	153,3
147	28195	4768	C-1	230	0,82	9,95	4,19	10,85	43,2
148	28195	6360	C-1	230	0,053	0,37	0,33	1,44	6,0
149	28205	6173	C-1	230	1,79	6,81	6,10	19,09	73,0
150	28205	6201	C-1	230	1,65	6,30	5,65	17,76	70,8
151	28205	20482	C-1	230	0,00	0,0001	0,00	0,0001	1,0
152	28211	28657	C-1	230	0,02	0,156	0,15	0,051	3,4
153	28215	6173	C-1	230	1,68	9,14	8,43	23,32	122,3
154	28215	28265	C-1	230	2,21	12,08	11,15	31,12	129,4
155	28230	28195	C-1	230	1,72	8,39	10,36	42,24	163,0
156	28230	28250	C-1	230	1,38	7,66	7,04	19,86	87,0
157	28235	6329	C-1	230	1,83	9,15	7,72	25,91	96,0
158	28245	6360	C-1	230	0,96	4,91	3,61	14,07	50,0
159	28245	6360	C-2	230	0,84	4,383	3,26	15,95	54,0
160	28257	28047	C-1	230	0,49	2,75	2,08	6,21	29,0
161	28257	28137	C-1	230	0,98	5,51	2,82	16,83	55,0
162	28260	28235	C-1	230	1,46	5,38	5,02	15,87	60,5
163	28260	28280	C-1	230	1,39	5,14	4,79	15,15	57,8
164	28265	28523	C-1	230	2,50	13,86	10,46	39,94	69,0
165	28275	28215	C-1	230	4,033	21,966	20,34	71,9	237,0
166	28275	28324	C-1	230	0,0002	0,0109	0,02	0,11	0,3
167	28275	28324	C-2	230	0,0002	0,0109	0,02	0,11	0,3
168	28280	28260	C-1	230	0,51	2,86	2,64	7,39	30,0
169	28280	28294	C-1	230	3,45	13,16	11,8	36,92	136,0
170	28285	28290	C-1	230	0,085	0,477	0,36	1,40	5,1
171	28290	28127	C-1	230	1,26	10,27	7,15	37,89	114,0
172	28295	6170	C-1	230	0,67	5,26	4,84	18,2	58,1
173	28295	28235	C-1	230	1,63	9,07	8,79	24,6	95,6
174	28377	28039	C-1	230	0,034	0,17	0,15	0,40	1,7
175	28501	28147	C-1	230	0,161	0,8348	0,728	2,35	2,0
176	28501	28516	C-1	230	0,35	1,64	1,04	4,26	19,0
177	28509	28157	C-1	230	0,04	0,83	0,63	1,93	9,2
178	28509	28657	C-1	230	0,024	0,0552	0,177	0,059	4,0
179	28516	28162	C-1	230	0,24	1,15	0,75	3,08	13,0
180	28523	6542	C-1	230	1,03	5,73	4,32	16,52	154,0
181	28576	6546	C-1	230	0,751	3,6528	4,947	20,09	68,0
182	28583	28087	C-1	230	0,48	2,70	2,48	6,94	47,0
183	28583	28117	C-1	230	0,48	2,70	2,48	6,94	16,4
184	28651	6360	C-1	230	2,26	18,36	12,78	67,76	204,0
185	28651	6360	C-2	230	2,27	18,37	12,79	67,77	204,0
186	28651	28127	C-1	230	0,01	0,01	0,01	0,01	3,3
187	28651	28127	C-2	230	0,01	0,01	0,01	0,01	3,3
188	28652	6401	C-1	230	0,019	0,093	0,126	0,512	10,0
189	28652	28005	C-1	230	1,208	5,88	7,913	32,26	126,0

190	28652	28230	C-1	230	2,30	11,2	15,07	61,44	240,0
191	28652	28651	C-1	230	2,14	10,02	12,56	51,2	209,0

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela C.4: Dados das novas unidades geradoras eólicas simuladas na configuração do SIN em 2019.

Usina	Potência [MW]	Barra	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]
Chuí (I, II, IV, V)	98	6326	inf	inf	inf	Inf
Minuano	46	6326	inf	inf	inf	Inf
Chuí 09	20	6326	inf	inf	inf	Inf
Granja Vargas	62,5	6065	inf	inf	inf	Inf
Cabo Verde	124,2	6065	inf	inf	inf	Inf
Parque Eólico Pinhal	9,4	6065	inf	inf	inf	Inf
Curupira	25	6582	inf	inf	inf	Inf
Fazenda Vera Cruz	22,5	6582	inf	inf	inf	Inf
Povo Novo	7,5	6582	inf	inf	inf	Inf
Galpões	8	28122	inf	inf	inf	Inf
Coxilha Seca	30	28122	inf	inf	inf	Inf
Capão do Inglês	10	6401	inf	inf	inf	Inf
Verace	182	6326	inf	inf	inf	Inf
Aura Mangueira	144	6326	inf	inf	inf	Inf
Aura Mirim	56	6326	inf	inf	inf	Inf
Pontal (2A, 3B)	47,2	28501	inf	inf	inf	Inf

Nota: Implementou-se 'inf' com o maior valor aceito pelo *software*.

Tabela C.5: Dados das novas pequenas centrais hidrelétricas simuladas na configuração do SIN em 2019.

Usina	Potência [MW]	Barra	R ₁ [%]	X ₁ [%]	R ₀ [%]	X ₀ [%]
Cachoeira Cinco Veados	16,5	28230	0,000	55,556	0,000	47,222
Cazuza Ferreira	9,1	6412	0,000	428,570	0,000	102,040
Jardim	9	28132	0,000	428,570	0,000	102,040
Linha Aparecida	25,4	28102	3,892	288,470	3,892	94,488
Linha Jacinto	17,8	28102	5,812	300,970	5,812	194,170
Monte Cuco	30	6412	5,812	329,670	5,812	208,790
Morro Grande	9,8	28295	0,000	288,470	0,000	94,488
Primavera do Rio Turvo	30	28132	3,892	288,470	3,892	46,750
Quebra Dentes	22,3	28230	3,892	156,670	3,892	46,750
Quebrada Funda	16	6422	0,000	288,470	0,000	47,222
Rincão	10	6360	0,000	329,670	0,000	208,790
Rincão São Miguel	9,75	28230	0,000	288,470	0,000	94,488
Salto Guassupi	12,2	28230	0,000	428,570	0,000	102,040
Santa Carolina	10,5	28232	0,000	428,570	0,000	102,040
Serra dos Cavalinhos I	25	28257	3,892	156,670	3,892	46,750

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

Tabela D.6: Dados das novas usinas termelétricas simuladas na configuração do SIN em 2019.

Usina	Potência [MW]	Barra	R₁ [%]	X₁ [%]	R₀ [%]	X₀ [%]
Biotérmica Recreio	8,55	6173	0,00	81,60	0,00	65,45
PCT SLC Alimentos	5,8	28167	0,00	72,72	0,00	32,00
S. A. V. - Unisinos	4,6	28205	0,00	72,72	0,00	32,00
Jacuí	350,2	6173	0,00	8,54	0,00	21,98
Pampa Sul	340	6279	0,00	8,63	0,00	22,34
CTSUL	650	28523	0,00	4,54	0,00	20,90

Nota: impedâncias dadas em [%] de 100MVA.

APÊNDICE D – DETALHAMENTO DO CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Este apêndice apresenta o detalhamento dos cálculos das magnitudes de afundamentos simétricos e assimétricos, além da modelagem dos dispositivos necessária para tanto.

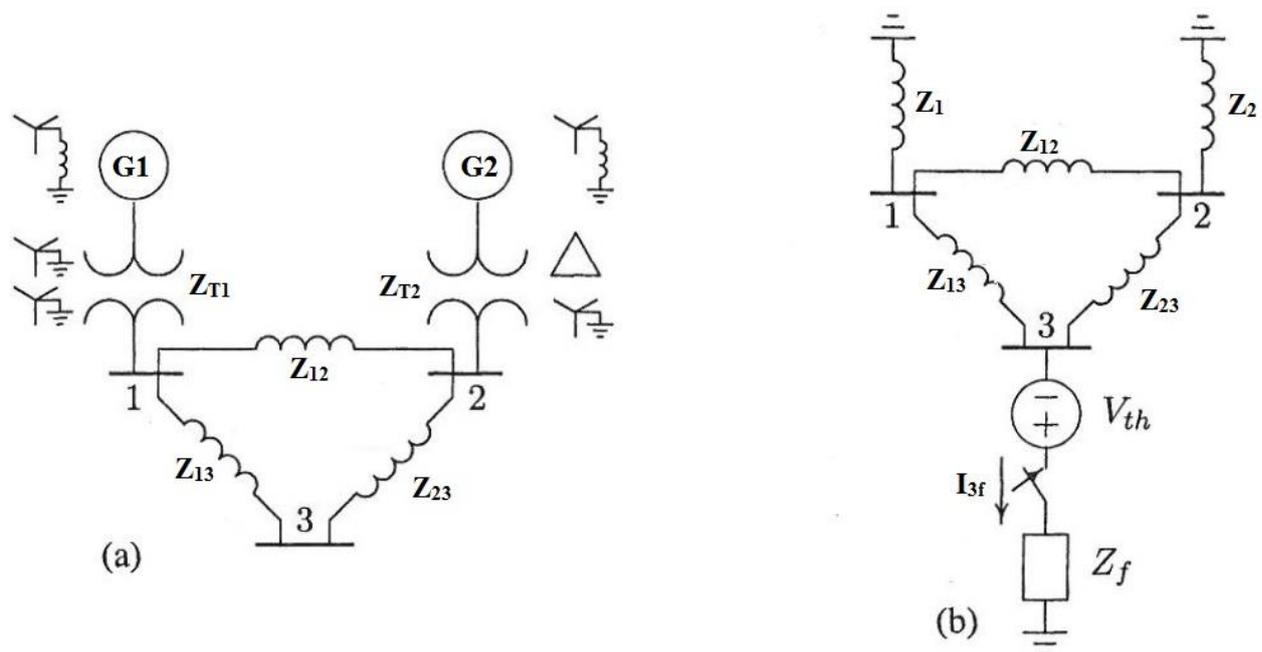
1 Faltas Trifásicas Simétricas

1.1 Método Analítico

Podem-se encontrar os valores de tensão e corrente da rede que está sendo analisada, usando o Teorema de Thévenin, como é exemplificado a seguir para um sistema pequeno.

Considerando o diagrama de impedância do sistema da Figura D.1(a), modela-se uma falta no barramento 3, através da impedância Z_f . Nesse caso o sistema resultará naquele mostrado na Figura D.1(b), onde V_{th} é a tensão de Thévenin, que é a tensão pré-falta na barra, e I_{3f} é a corrente de falta.

Figura D.1 - Diagrama de impedância de sistema para análise de falta trifásica (a) e seu circuito de Thévenin (b)



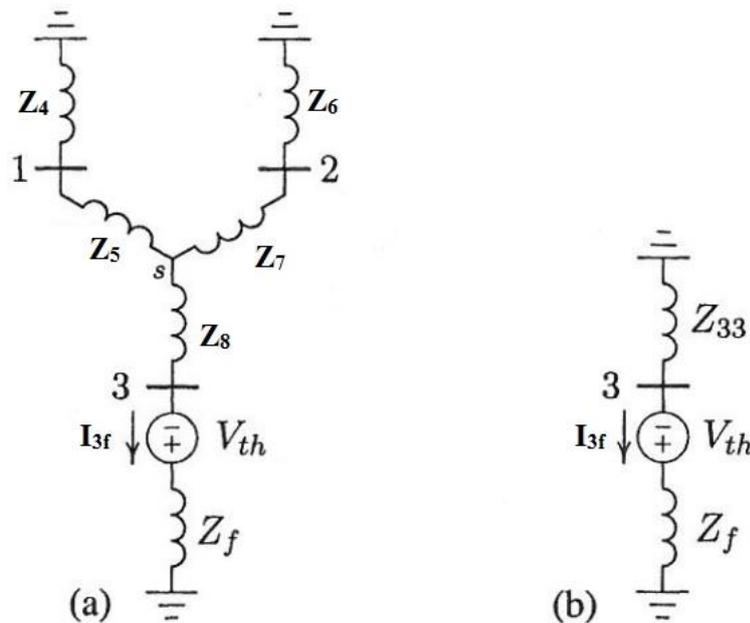
Fonte: parcialmente modificado de Saadat (2002)

Ainda, simplificando a Figura D.1(b), podem-se obter os esquemas mostrados na Figura D.2. De forma que, da Figura D.2(b) é possível observar o exposto na Equação (D.1).

$$I_{3f} = \frac{V_{th}}{Z_{33} + Z_f} \quad (D.1)$$

Onde Z_{33} é a impedância de Thévenin, com relação à malha do sistema, vista da barra 3. Esta notação Z_{33} se torna mais clara quando estudado o método de solução matricial, que será visto na próxima seção.

Figura D.2 - Circuitos de Thévenin do sistema simplificado



Fonte: parcialmente modificado de Saadat (2002)

A Equação (D.1) representa a corrente faltosa na barra 3, sabem-se os valores de V_{th} , Z_{33} e Z_f , agora, investigam-se as outras barras. Considerando o sistema da Figura D.2(a), nota-se que as correntes de falta das barras 1 e 2 podem ser representadas pelas Equações (D.2) e (D.3), respectivamente.

$$I_{1f} = \frac{(Z_6 + Z_7)}{(Z_4 + Z_5) + (Z_6 + Z_7)} I_{3f} \quad (D.2)$$

$$I_{2f} = \frac{(Z_4 + Z_5)}{(Z_4 + Z_5) + (Z_6 + Z_7)} I_{3f} \quad (D.3)$$

Onde as Z_i são as impedâncias mostradas na Figura D.2(a).

Finalmente, obtêm-se as tensões puramente faltosas nas barras observando-se, novamente, a Figura D.2(a), estas estão indicadas nas Equações (D.4), (D.5) e (D.6).

$$V_{1f} = 0 - I_{1f}Z_4 \quad (D.4)$$

$$V_{2f} = 0 - I_{2f}Z_6 \quad (D.5)$$

$$V_{3f} = -V_{th} - I_{3f}Z_f \quad (D.6)$$

Onde V_{1f} , V_{2f} e V_{3f} são as tensões nas barras 1, 2 e 3, respectivamente, causadas pela falta no barramento 3, I_{1f} , I_{2f} e I_{3f} são as correntes nas barras 1, 2 e 3, respectivamente, causadas pelo mesmo evento, Z_f é a impedância de modelagem da falta e Z_4 e Z_6 as impedâncias mostradas na Figura D.2(a).

Ressalta-se, mais uma vez, que os resultados das Equações (D.4), (D.5) e (D.6) são as tensões puramente faltosas nas barras, para obterem-se os afundamentos de tensão nas mesmas barras, faz-se uso destas Equações juntamente com a Equação (2).

1.2 Método Matricial

Apesar de simples, o método analítico que foi apresentado na seção anterior, não é eficiente para grandes sistemas com uma malha complexa. Nesse sentido, surge outro método que pode ser empregado, trazendo mais facilidade e agilidade aos cálculos. Este utiliza a matriz impedância do sistema e será explicado nessa seção.

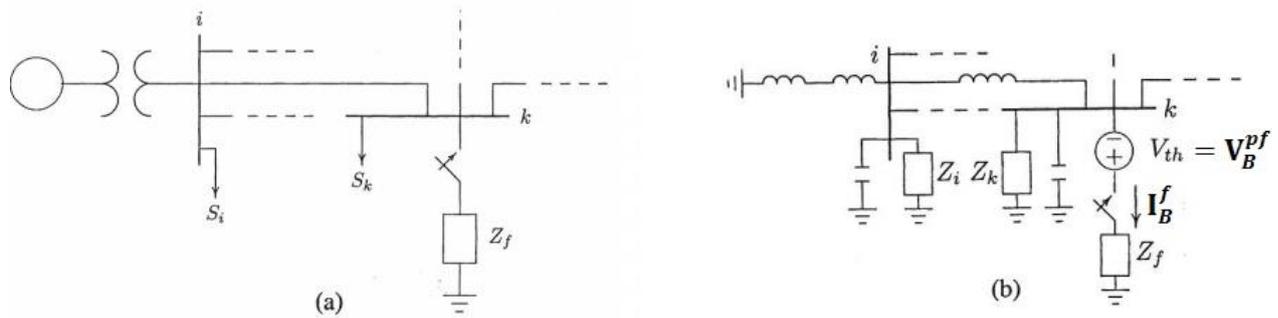
Devido ao tamanho do suposto sistema, modelam-se os geradores como uma fonte de corrente constante atrás de uma impedância e as linhas de transmissão através de um modelo π , de forma que a representação do sistema e seu respectivo circuito Thévenin podem ser vistos na Figura D.3.

Assim como na seção 1.1, imagina-se um sistema com um número n de barras, e deseja-se modelar uma falta na barra k , através de uma impedância Z_f . Primeiramente, define-se a matriz que representa as tensões pré-falta nas barras, como ilustrado na Equação (D.7).

$$\mathbf{V}_B^{pf} = \begin{bmatrix} V_1^{pf} \\ \vdots \\ V_k^{pf} \\ \vdots \\ V_n^{pf} \end{bmatrix} \quad (D.7)$$

Onde V_k^{pf} é a tensão pré-falta na barra k .

Figura D.3 - Modelagem de falta em sistema de potência (a) e seu circuito Thévenin (b)



Fonte: Saadat (2002)

As tensões puramente faltosas por sua vez são representadas por outra matriz, mostrada na Equação (D.8).

$$\mathbf{V}_B^f = \begin{bmatrix} V_1^f \\ \vdots \\ V_k^f \\ \vdots \\ V_n^f \end{bmatrix} \quad (\text{D.8})$$

Onde V_k^f é a tensão puramente faltosa na barra k.

Além disso, segundo a Lei de Ohm, é válido o exposto na Equação (D.9).

$$\mathbf{I}_B = \mathbf{Y}_B \mathbf{V}_B \quad (\text{D.9})$$

Onde \mathbf{I}_B é a matriz que representa as correntes entrando nas barras, \mathbf{Y}_B é a matriz admitância do sistema e \mathbf{V}_B é a matriz das tensões nas barras.

De acordo com o circuito Thévenin da Figura D.3(b), percebe-se que as correntes entrando em todas as barras são zero, a menos da barra em que foi modelada a falta, ademais, nesta barra a corrente está saindo. Isso pode ser escrito como na Equação (D.10).

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k^f \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{k1} & \cdots & Y_{kk} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nk} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^f \\ \vdots \\ V_k^f \\ \vdots \\ V_n^f \end{bmatrix} \quad (\text{D.10})$$

Que pode ser reescrita na Equação (D.11)

$$\mathbf{I}_B^f = \mathbf{Y}_B \mathbf{V}_B^f \quad (\text{D.11})$$

E, portanto, também na Equação (D.12), onde a matriz impedância – o inverso da matriz admitância – é introduzida.

$$\mathbf{V}_B^f = \mathbf{Z}_B \mathbf{I}_B^f \quad (\text{D.12})$$

Substituindo a Equação (D.12) na Equação (2), tem-se a Equação (D.13)

$$\mathbf{V}_B = \mathbf{V}_B^{pf} + \mathbf{Z}_B \mathbf{I}_B^f \quad (\text{D.13})$$

Escrevendo a Equação (D.13) na forma matricial chega-se na Equação (D.14).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1^{pf} \\ \vdots \\ V_k^{pf} \\ \vdots \\ V_n^{pf} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & Z_{1k} & \dots & Z_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1} & \dots & Z_{kk} & \dots & Z_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & \dots & Z_{nk} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k^f \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{D.14})$$

A Equação (D.14) pode, também, ser representada pela Equação (D.15).

$$V_k = V_k^{pf} + Z_{kk} I_k^f \quad (\text{D.15})$$

Além disso, do circuito Thévenin da Figura D.3(b) nota-se o exposto na Equação (D.16).

$$V_k = Z_f I_k^f \quad (\text{D.16})$$

Substituindo a Equação (D.16) na Equação (D.15), e resolvendo para a corrente de falta encontra-se a Equação (D.17).

$$I_k^f = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk} + Z_f} \quad (\text{D.17})$$

Logo, para encontrar a corrente de falta na barra onde esta ocorreu, precisa-se apenas saber o elemento Z_{kk} da matriz impedância, este é a impedância Thévenin vista pela barra em questão, no método analítico da seção anterior esta era a impedância Z_{33} .

Finalmente, obtêm-se a magnitude do afundamento de tensão em qualquer barra i , a partir da corrente de falta na barra em que ocorreu a falta, isto é mostrado na Equação (D.18).

$$V_i = V_i^{pf} + Z_{ik} I_k^f \quad (\text{D.18})$$

Onde V_i é o afundamento de tensão na barra i , V_i^{pf} é a tensão pré-falta na barra i , Z_{ik} é um elemento da matriz impedância do sistema e I_k^f é a corrente de falta na barra faltosa.

Dessa vez, o resultado apresentado já é a magnitude do afundamento de tensão e não a tensão puramente faltosa, como tinha sido o caso do que foi exposto no método analítico.

2 Faltas Assimétricas

Existem diversos tipos de métodos para análise desse tipo de falta, entretanto, o mais comumente utilizado é o Método dos Componentes Simétricos, que é apresentado a seguir.

2.1 Método dos Componentes Simétricos

Em 1918, uma das mais poderosas ferramentas para lidar com circuitos polifásicos desequilibrados foi analisada pelo Dr. C. L. Fortescue, foi nesse ano que ele apresentou um trabalho chamado “Método de Componentes Simétricos Aplicado à Solução de Circuitos Polifásicos”. Desde então, o método assumiu grande importância, tendo sido objeto de muitos artigos e investigações experimentais (STEVENSON, 1978).

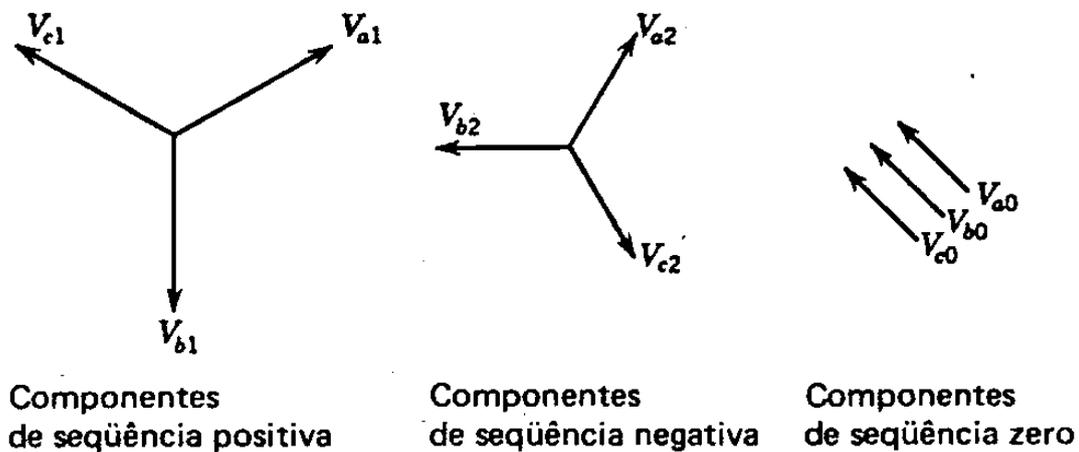
Como uma falta assimétrica resulta na circulação de correntes desequilibradas no sistema, o método dos componentes simétricos é muito útil em uma análise que busca a determinação das correntes e tensões no sistema após ocorrência de uma falta (GRAINGER, STEVENSON, 1994).

Este método é tão amplamente utilizado, pois modela quaisquer n fasores desequilibrados em n grupos de fasores equilibrados, estes últimos são chamados de componentes simétricos dos fasores desequilibrados. Portanto, três fasores desequilibrados, caso de uma falta assimétrica em um sistema trifásico, podem ser decompostos em três grupos de fasores equilibrados, são eles:

- Componentes de sequência positiva, com três fasores de mesmo módulo, defasados de 120° entre si e com a mesma sequência de fases que os fasores originais.
- Componentes de sequência negativa, sendo três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e tendo sua sequência de fases oposta à dos fasores originais.
- Componentes de sequência zero, consistindo de três fasores iguais em módulo e com defasagem zero entre si.

Comumente se denota as fases de um sistema por fases abc, Nesse caso, a sequência de fases dos componentes da sequência positiva é também abc, e assim, a sequência de fases dos componentes da negativa é acb. Além disso, são utilizados os números 1, 2 e 0, para representar as sequências positiva, negativa e zero, respectivamente. Tudo isso fica evidenciado na Figura D.4, que mostra as componentes simétricas de um grupo de fasores desequilibrados.

Figura D.4 - Componentes simétricos de um grupo de fasores trifásicos desequilibrados



Fonte: STEVENSON (1978)

Devido às diferenças de fase dos componentes, é conveniente utilizar-se uma simplificação para representar a rotação de um fasor em 120° . Para tanto, define-se o número complexo a , como na Equação (D.19), que quando multiplicado a determinado fasor realiza tal rotação neste.

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0,5 + j0,866 \quad (D.19)$$

Segundo o que foi exposto, tem-se que, por exemplo, para as tensões em um sistema, escrevem-se as componentes de sequência positiva como mostra a Equação (D.20).

$$\begin{aligned} V_a^1 &= V_a^1 \angle 0^\circ = V_a^1 \\ V_b^1 &= V_a^1 \angle 240^\circ = a^2 V_a^1 \\ V_c^1 &= V_a^1 \angle 120^\circ = a V_a^1 \end{aligned} \quad (\text{D.20})$$

Além disso, para as componentes de sequência negativa pode-se escrever a Equação (D.21).

$$\begin{aligned} V_a^2 &= V_a^2 \angle 0^\circ = V_a^2 \\ V_b^2 &= V_a^2 \angle 120^\circ = a V_a^2 \\ V_c^2 &= V_a^2 \angle 240^\circ = a^2 V_a^2 \end{aligned} \quad (\text{D.21})$$

E finalmente, como as componentes de sequência zero são iguais em módulo e fase, encontra-se a Equação (D.22).

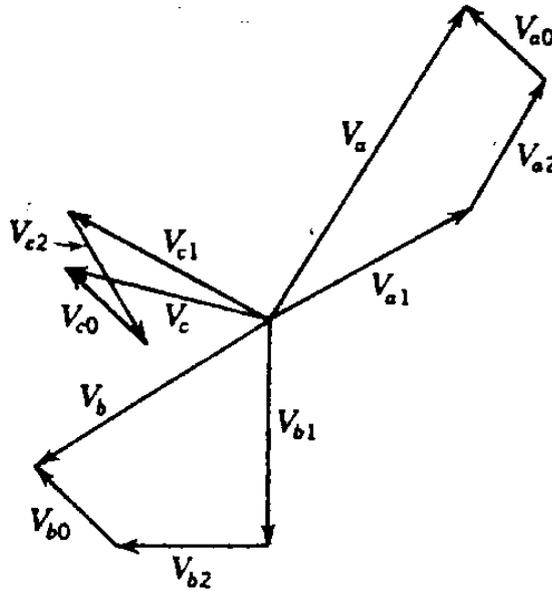
$$V_a^0 = V_b^0 = V_c^0 \quad (\text{D.22})$$

Agora, com base na teoria de Fortescue, podem-se representar as tensões V_a , V_b e V_c , como mostrado na Equação (D.23).

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 \\ V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2 \end{aligned} \quad (\text{D.23})$$

Uma representação do que significa a Equação (D.23) e o método dos componentes simétricos é apresentada na Figura D.5.

Figura D.5 - Fasores desequilibrados representados por três grupos de fasores equilibrados



Fonte: STEVENSON (1978)

Substituindo as Equações (D.20), (D.21) e (D.22) na Equação (D.23), chega-se na Equação (D.24).

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\
 V_b &= V_a^0 + a^2 V_a^1 + a V_a^2 \\
 V_c &= V_a^0 + a V_a^1 + a^2 V_a^2
 \end{aligned}
 \tag{D.24}$$

Ou ainda, naquilo representado pela Equação (D.25).

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix}
 \tag{D.25}$$

Que em notação matricial, escreve-se como ilustrado na Equação (D.26).

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{A} \mathbf{V}_a^{012}
 \tag{D.26}$$

A matriz \mathbf{A} é conhecida como matriz de transformação de componentes simétricas (SAADAT, 2002). Agora, resolvendo para as componentes simétricas é possível encontrar a Equação (D.27).

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (\text{D.27})$$

Que pode ser expressa também pela Equação (D.28).

$$\mathbf{V}_a^{012} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{V}^{abc} \quad (\text{D.28})$$

Assim, obtiveram-se expressões para as componentes simétricas da fase a, em função dos fasores originais, e portanto, observando as Equações (D.20), (D.21) e (D.22), também para as componentes simétricas das fases b e c.

2.2 Modelagem e Impedâncias de Sequência dos Componentes do Sistema

Pretende-se aqui, brevemente, modelar os componentes que serão afetados no caso da ocorrência de uma falta no sistema sendo avaliado. Além disso, será definido seu comportamento perante as correntes e tensões das diferentes sequências mencionadas na seção 2.1, este é chamado de impedância de sequência. Introduce-se também, o conceito de circuito de sequência.

2.2.1 Linhas de Transmissão

Quando se trabalha com sistemas elétricos de potência, onde predominam as linhas de transmissão com níveis de tensão elevados e de grande comprimento, utiliza-se como modelo a representação em π , dependendo do grau de precisão que se pretende obter, é elaborado de formas diferentes. A forma mais utilizada em análise de sistemas de potência é o modelo π com parâmetros concentrados. Entretanto, em estudos de curto-circuito, pode-se desconsiderar a capacitância da linha sem influenciar de forma significativa os resultados (GRAINGER, STEVENSON, 1994). Desse modo, as impedâncias de sequência podem ser vistas como uma impedância em série no circuito.

Para dispositivos estáticos, como as linhas de transmissão, a sequência das fases não tem efeito algum sobre suas impedâncias, já que as tensões e correntes encontram a mesma geometria na linha, independente da sequência. Portanto, as impedâncias de sequência positiva e negativa são iguais. Também é possível mostrar que a impedância da sequência

zero é em torno de três vezes maior que as impedâncias de sequência positiva e negativa. Isso se deve ao fato das correntes de sequência zero estarem em fase e percorrerem, além dos condutores a, b e c, também o neutro aterrado. Essa relação é representada pela Equação (D.29) (SAADAT, 2002).

$$X^0 = X^1 + 3X_n \quad (\text{D.29})$$

Sendo que X_n é uma impedância que depende da frequência de operação da linha, e da geometria da mesma.

2.2.2 Transformadores

O transformador é modelado como a impedância relativa ao seu fluxo de dispersão em série. Assim como a linha de transmissão, o transformador também é um componente estático, portanto, sua impedância não irá mudar se a sequência das fases for modificada, então, as impedâncias de sequência positiva e negativa são iguais. Além disso, nos casos em que existe a passagem de correntes referentes à sequência zero, a impedância oferecida pelo transformador é a mesma que às das outras sequências.

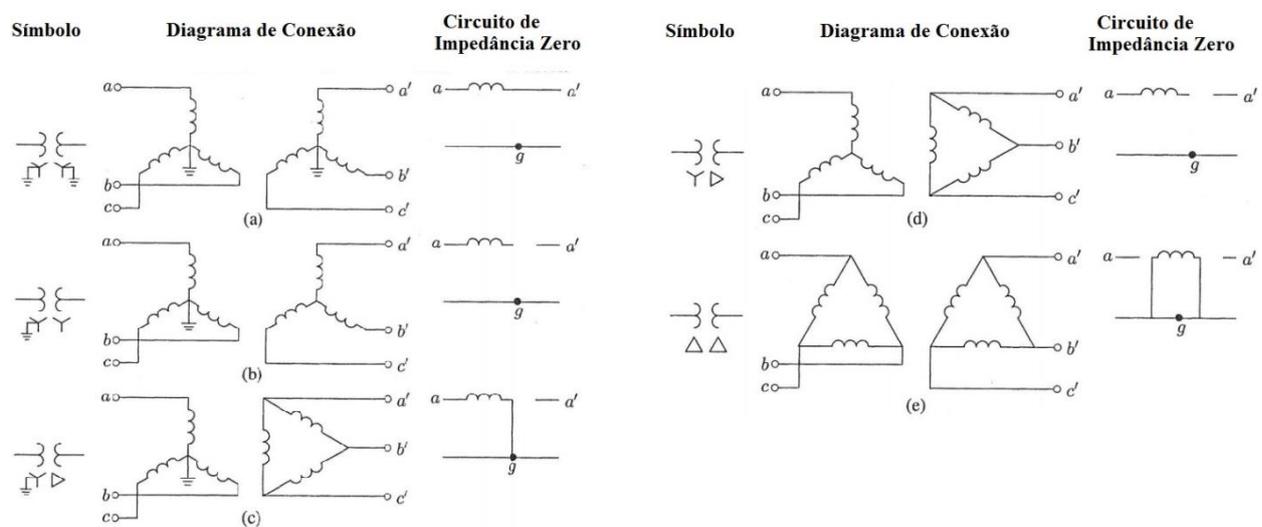
Circuito de sequência é aquele circuito que representa somente as correntes, tensões e impedâncias da sequência em questão. Sabe-se que correntes podem existir no primário de um transformador, somente se existir também corrente no secundário. Sendo assim, pode-se chegar a algumas conclusões sobre os circuitos de sequência zero para os diferentes tipos de transformador, como aponta SAADAT (2002):

- a) Conexão Y-Y com ambos os neutros aterrados: como ambos os neutros estão aterrados, existe um caminho para a corrente de sequência zero percorrer no primário e secundário.
- b) Conexão Y-Y com o neutro do primário aterrado: o neutro do primário está isolado, mas o do secundário não, então as correntes de fase no secundário devem se anular. Portanto, a corrente de sequência zero no secundário é justamente zero, conseqüentemente, é nula também no primário.
- c) Conexão Y- Δ com neutro aterrado: nessa condição as correntes no primário podem fluir, pois há corrente de sequência zero no Δ do secundário e o neutro como caminho de retorno no primário. Entretanto, nenhuma corrente de sequência zero pode deixar o Δ .

- d) Conexão Y- Δ com neutro isolado: com o neutro isolado, não pode fluir corrente de sequência zero e isso é interpretado como uma impedância infinita no circuito de sequência zero.
- e) Conexão Δ - Δ : correntes de sequência zero circulam dentro dos terminais Δ , mas não conseguem sair dali.

Todas as configurações recém-citadas e suas implicações quando são considerados os circuitos de impedância zero, são resumidas na Figura D.6, as letras na figura equivalem aos itens acima.

Figura D.6 - Circuitos de impedância zero para diferentes conexões de transformadores



Fonte: SAADAT (2002)

2.2.3 Gerador

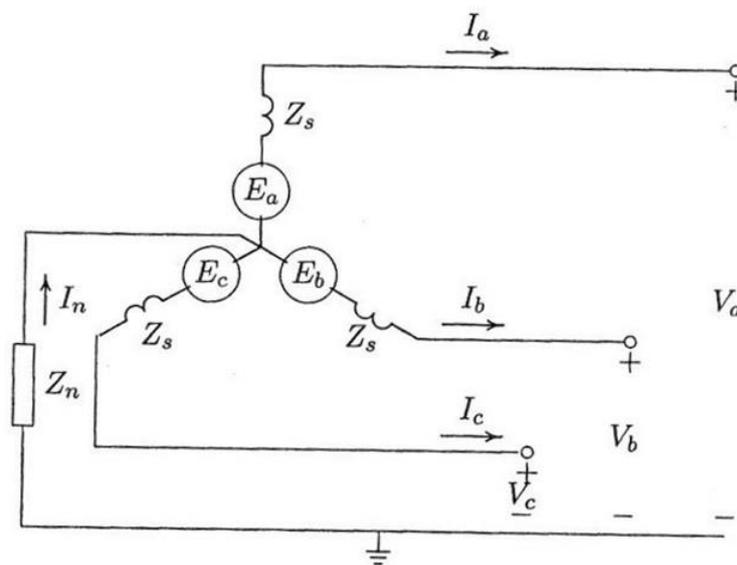
Segundo Kindermann (1997), o gerador síncrono pode ser considerado o mais importante elemento em todo o sistema de energia elétrica. Quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico, a impedância equivalente vista pelo gerador síncrono diminui significativamente. De maneira a tentar garantir as condições de continuidade e estabilidade, o gerador síncrono injeta no sistema uma corrente de curto-circuito muito elevada. Logo, Considera-se o gerador síncrono como um elemento ativo de suprimento da corrente de curto-circuito. Por isso, torna-se tão importante a modelagem desse componente.

A reatância de um gerador síncrono em condições de curto-circuito varia com o tempo. Durante os primeiros ciclos do curto-circuito é chamada de reatância subtransitória e representada por X''_d . Depois, considera-se a reatância transitória X'_d pelos próximos 30 ciclos,

e a reatância síncrona X_d daí em diante (SAADAT, 2002). Todas as reatâncias citadas podem ser consideradas impedâncias de sequência positiva, pois são estas que limitam e determinam as correntes de sequência positiva, logo, a impedância da sequência positiva do gerador depende da duração do curto-circuito. Ainda, segundo SAADAT (2002) a impedância da sequência negativa é próxima à reatância subtransitória e a reatância da sequência zero é aproximada pela reatância do fluxo de dispersão no entreferro da máquina.

O modelo de um gerador trifásico com uma carga trifásica balanceada e com neutro aterrado através de uma impedância Z_n é mostrado na Figura D.7, considera-se, então, este circuito para análise.

Figura D.7 - Circuito de um gerador fornecendo corrente para uma carga trifásica



Fonte: SAADAT (2002)

Observando o circuito e levando em conta as leis de Kirchhoff dos nós e das malhas, encontra-se o sistema representado na Equação (D.30).

$$\begin{aligned}
 V_a &= E_a - Z_s I_a - Z_n I_n \\
 V_b &= E_b - Z_s I_b - Z_n I_n \\
 V_c &= E_c - Z_s I_c - Z_n I_n \\
 I_n &= I_a + I_b + I_c
 \end{aligned}
 \tag{D.30}$$

Substituindo I_n e escrevendo em notação matricial obtém-se a Equação (D.31).

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{E}^{abc} - \mathbf{Z}^{abc} \mathbf{I}^{abc} \quad (\text{D.31})$$

Passando isso para as componentes simétricas, chega-se na Equação (D.32).

$$\mathbf{V}_a^{012} = \mathbf{E}_a^{012} - \mathbf{Z}^{012} \mathbf{I}_a^{012} \quad (\text{D.32})$$

Além disso, \mathbf{Z}^{012} pode ser representado pela Equação (D.33) e \mathbf{E}_a^{012} pela Equação (D.34).

$$\mathbf{Z}^{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \quad (\text{D.33})$$

$$\mathbf{E}_a^{012} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{D.34})$$

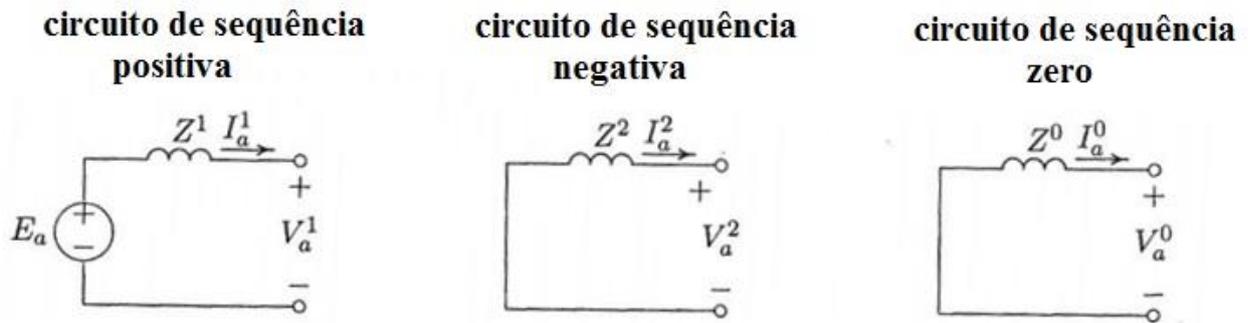
Finalmente, substituindo as Equações (D.33) e (D.34) na Equação (D.32), alcança-se a Equação (D.35).

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{D.35})$$

Os circuitos de seqüência ficam mais claros de serem observados se a Equação (D.35) é escrita na forma da Equação (D.36), a partir desta, podem-se representar tais circuitos segundo a Figura D.8. O equivalente pode ser demonstrado para as fases a e b.

$$\begin{aligned} V_a^0 &= -Z^0 I_a^0 \\ V_a^1 &= E_a - Z^1 I_a^1 \\ V_a^2 &= -Z^2 I_a^2 \end{aligned} \quad (\text{D.36})$$

Figura D.8 - Circuitos de sequência de um gerador síncrono



Fonte: parcialmente modificado de SAADAT (2002)

A Equação (D.36) é de extrema importância e aplicável independentemente do tipo da falta que será estudada (STEVENSON, 1978). Ademais, algumas conclusões importantes podem ser tiradas dela (SAADAT, 2002):

- As três seqüências são desacopladas.
- As correntes de cada seqüência só causam quedas de tensão nas suas respectivas seqüências, i.e., uma seqüência positiva só pode causar queda de tensão na seqüência positiva, e assim por diante.
- A corrente de seqüência zero só pode fluir caso o neutro estiver aterrado.
- A impedância do aterramento é refletida no circuito de seqüência zero como $3Z_n$.
- As três seqüências podem ser resolvidas separadamente, fase por fase.

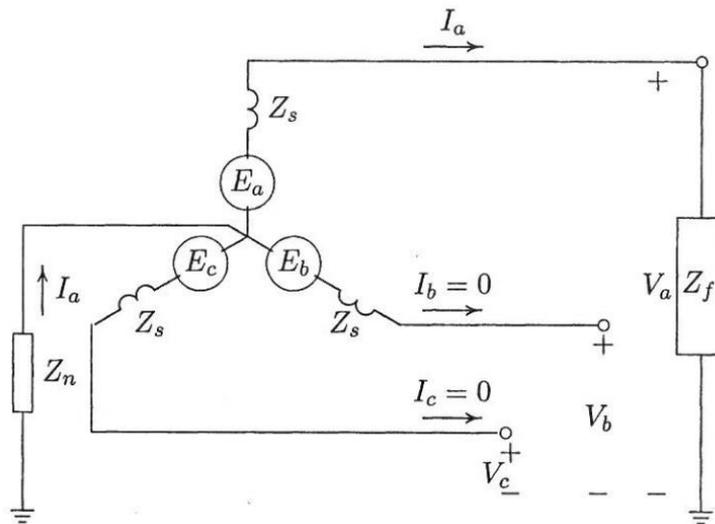
Com tudo que foi exposto nas seções 2.1 e 2.2, podem-se, finalmente, analisar as faltas assimétricas.

2.3 Falta Fase-Terra – Método Analítico

É importante destacar que no desenvolvimento que será feito nas seções a seguir, serão modeladas faltas em um gerador, as equações que se aplicam no caso de faltas envolvendo linhas em um sistema de potência são as mesmas, com as mesmas condições de contorno, portanto, as soluções devem ser as mesmas (STEVENSON, 1978). Deve-se ressaltar que as tensões apresentadas para o gerador, como E_a , E_b e E_c , são as tensões pré-falta no caso de sistemas de potência.

Analisa-se, primeiramente, a falta entre uma das fases e a terra, essa situação é ilustrada na Figura D.9, assim como na seção 1, a falta é modelada através de uma impedância Z_f .

Figura D.9 - Modelagem de falta fase-terra em gerador síncrono



Fonte: SAADAT (2002)

As condições de contorno do problema são representadas na Equação (D.37).

$$\begin{aligned} V_a &= Z_f I_a \\ I_b &= I_c = 0 \end{aligned} \quad (\text{D.37})$$

Expressando em termos das correntes de sequência, como na Equação (D.27), tem-se a Equação (D.38).

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{D.38})$$

De onde vem a Equação (D.39).

$$I_a^0 = I_a^1 = I_a^2 = \frac{1}{3} I_a \quad (\text{D.39})$$

Considerando as Equações (D.23), (D.36) e (D.39), é possível mostrar que a corrente de falta é aquela representada na Equação (D.40).

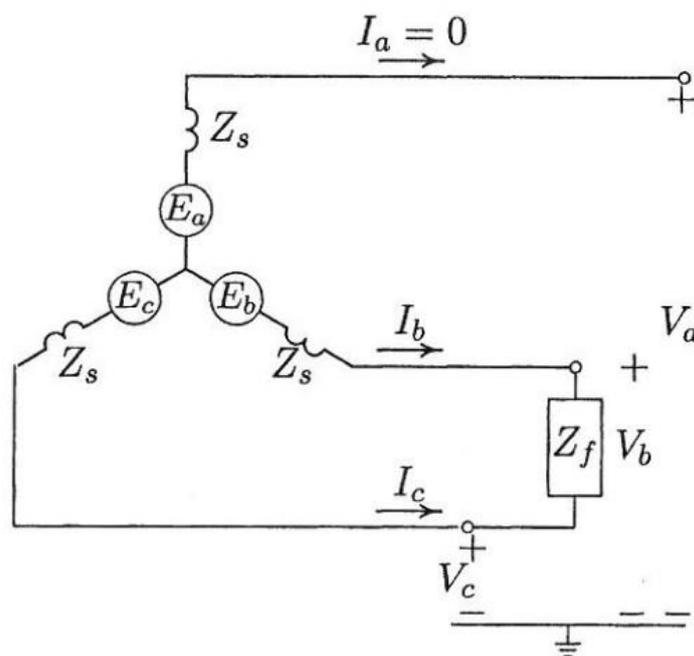
$$I_a = 3I_a^0 = \frac{3E_a}{Z^0 + Z^1 + Z^2 + 3Z_f} \quad (\text{D.40})$$

Assim, obtiveram-se as correntes de componentes simétricas, e também, as correntes de falta das fases. Dessa maneira, através das Equações (D.36) e (D.23), descobre-se a magnitude do afundamento de tensão.

2.4 Falta Fase-Fase – Método Analítico

Novamente, modela-se a falta através de uma impedância Z_f , dessa vez entre duas fases, como ilustrado na Figura D.10.

Figura D.10 - Modelagem de falta fase-fase em um gerador



Fonte: SAADAT (2002)

Nesse caso, as condições de contorno são aquelas descritas pela Equação (D.41).

$$\begin{aligned} V_b - V_c &= Z_f I_b \\ I_b + I_c &= 0 \\ I_a &= 0 \end{aligned} \tag{D.41}$$

Utilizando, mais uma vez, a Equação (D.27), encontra-se a Equação (D.42).

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} \tag{D.42}$$

De onde vem a Equação (D.43).

$$\begin{aligned} I_a^0 &= 0 \\ I_a^1 &= \frac{1}{3}(a - a^2)I_b \\ I_a^2 &= \frac{1}{3}(a^2 - a)I_b \end{aligned} \tag{D.43}$$

A partir daí, é possível demonstrar que a corrente de falta é representada pela Equação (D.44).

$$I_b = \frac{-j\sqrt{3}E_a}{Z^1 + Z^2 + Z_f} \tag{D.44}$$

Lembrando que E_a é a tensão pré-falta, obteve-se a corrente I_b e portanto as componentes simétricas da corrente I_a . Levando em conta que as componentes simétricas de I_b e I_c são iguais às de I_a , apenas defasadas – no caso da positiva e negativa, podem-se encontrar os afundamentos de tensão de acordo com a Equações (D.36) e (D.23).

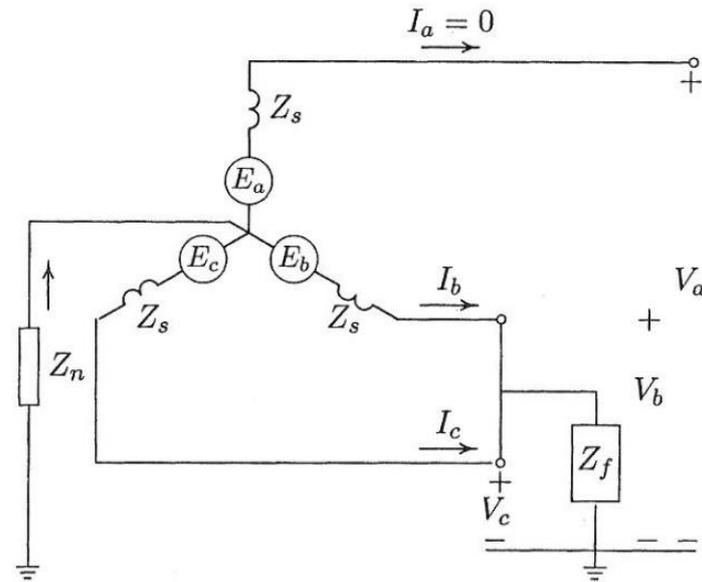
2.5 Falta Fase-Fase-Terra – Método Analítico

A Figura D.11 mostra a falta fase-fase-terra modelada através de uma impedância Z_f entre as fases e a terra. Nessa condição, as condições de contorno são dadas pela Equação (D.45).

$$\begin{aligned} V_b &= V_c = Z_f(I_b + I_c) \\ I_a &= 0 \end{aligned} \tag{D.45}$$

A resolução do problema nos permite escrever as correntes das componentes simétricas de I_a e a corrente de falta I_f de acordo com as Equações (D.46) e (D.47), respectivamente.

Figura D.11 - Modelagem de falta fase-fase-terra em um gerador



Fonte: SAADAT (2002)

$$I_a^0 = -\frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^0 + 3Z_f}$$

$$I_a^1 = \frac{E_a}{Z^1 + \frac{Z^2(Z^0 + 3Z_f)}{Z^2 + Z^0 + 3Z_f}} \quad (\text{D.46})$$

$$I_a^2 = -\frac{E_a - Z^1 I_a^1}{Z^2}$$

$$I_f = I_b + I_c = 3I_a^0 \quad (\text{D.47})$$

Nota-se que o representado na Equação (D.46) está em função das impedâncias de sequência, que são conhecidas, e da tensão E_a que, no caso sendo estudado, nada mais é do que a tensão pré-falta. E novamente, pode-se a partir desses resultados, encontrar a magnitude dos afundamentos de tensão.

2.6 Método Matricial

O método matricial para análise de faltas assimétricas é utilizado com a mesma motivação mencionada na avaliação de faltas simétricas: praticidade e capacidade de sintetização perante um sistema de potência complexo.

Este método consiste em encontrar a matriz impedância do sistema – a mesma citada na seção 1.2, e utilizar as equações encontradas no método analítico para obter as tensões e correntes desejadas.

Em uma rede trifásica balanceada, é possível calcular a matriz impedância \mathbf{Z}_B separadamente para as componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero. Além disso, para uma falta em uma barra k , o elemento diagonal da linha k de \mathbf{Z}_B é a impedância Thévenin do ponto onde ocorreu a falta. Para obter a solução das faltas assimétricas, encontram-se, primeiramente, as matrizes impedância para cada sequência de componentes simétricas e então as impedâncias das sequências Z_{kk}^0 , Z_{kk}^1 e Z_{kk}^2 (SAADAT, 2002).

As deduções apresentadas nessa seção serão feitas considerando a fase a, pode-se, a partir destes resultados, encontrar os resultados equivalentes para as fases b e c, portanto, o índice a será omitido por conveniência.

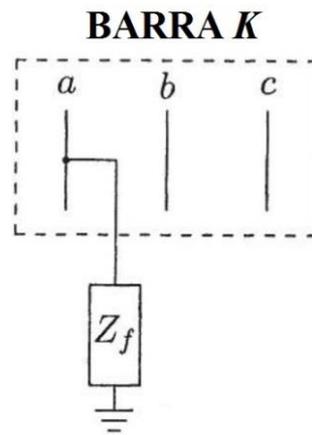
A matriz impedância das sequências de componentes simétricas é mostrada na Equação (D.48), considerando que a barra sendo estudada é a de letra k , o sistema possui n barras e o índice s representa as sequências 0, 1 e 2.

$$\mathbf{Z}_B^s = \begin{bmatrix} Z_{11}^s & \cdots & Z_{1k}^s & \cdots & Z_{1n}^s \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{k1}^s & \cdots & Z_{kk}^s & \cdots & Z_{kn}^s \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1}^s & \cdots & Z_{nk}^s & \cdots & Z_{nn}^s \end{bmatrix} \quad (\text{D.48})$$

2.6.1 Falta Fase-Terra – Correntes de Falta

Considerando uma falta entre a fase a e a terra através de uma impedância Z_f , como mostrado na Figura D.12, segundo o que foi visto na seção 2.3, as componentes simétricas das correntes de falta na barra k são representadas pela Equação (D.49). Já foi mostrado nesse capítulo, como encontrar as correntes de falta em cada fase a partir de suas componentes simétricas.

Figura D.12 - Falta fase-terra na barra k



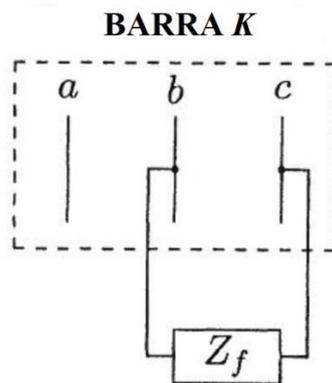
Fonte: SAADAT (2002)

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad (D.49)$$

2.6.2 Falta Fase-Fase – Correntes de Falta

Considerando uma falta entre duas fases através de uma impedância Z_f , como mostrado na Figura D.13, segundo o que foi visto na seção 2.4, as componentes simétricas das correntes de falta na barra k são representadas pela Equação (D.50).

Figura D.13 - Falta fase-fase na barra k



Fonte: SAADAT (2002)

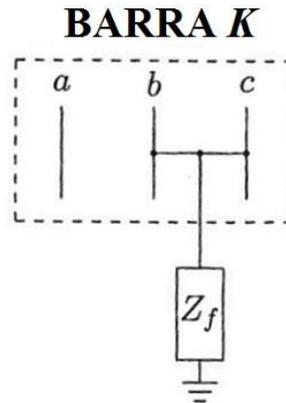
$$I_k^0 = 0$$

$$I_k^1 = -I_k^2 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_f} \quad (D.50)$$

2.6.3 Falta Fase-Fase-Terra – Correntes de Falta

Considerando uma falta entre duas fases e a terra através de uma impedância Z_f , como mostrado na Figura D.14, segundo o que foi visto na seção 2.5, as componentes simétricas das correntes de falta na barra k são representadas pela Equação (D.51) e a corrente de falta pela Equação (D.52).

Figura D.14 - Falta Fase-fase-terra na barra k



Fonte: SAADAT (2002)

$$I_k^0 = -\frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f}$$

$$I_k^1 = \frac{V_k^{pf}}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2 (Z_{kk}^0 + 3Z_f)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}} \quad (D.51)$$

$$I_k^2 = \frac{V_k^{pf} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2}$$

$$I_k^f = I_k^b + I_k^c \quad (D.52)$$

2.6.4 Tensões nas Barras

Assim como no método analítico, utiliza-se a Equação (D.36) para determinação das componentes simétricas das tensões nas barras. Os componentes simétricos de um afundamento de tensão na barra i, devido à uma falta na barra k são dados pela Equação (D.53).

$$\begin{aligned}V_i^0 &= -Z_{ik}^0 I_k^0 \\V_i^1 &= V_i^{pf} - Z_{ik}^1 I_k^1 \\V_k^2 &= -Z_{ik}^2 I_k^2\end{aligned}\tag{D.53}$$

E as tensões de fase nas barras são dadas pela Equação (D.54).

$$V_i^{abc} = \mathbf{A}V_i^{012}\tag{D.54}$$

O método matricial para faltas assimétricas, assim como no caso das simétricas, nos traz diretamente o valor do afundamento de tensão na barra desejada.