

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Adriano Borges

**ANÁLISE DE ATUAÇÃO INDEVIDA DO ERAC EM DESENERGIZA-
ÇÃO DE SUBESTAÇÃO, INFLUENCIADA PELA DESACELERAÇÃO
DE MOTORES E PROPOSTA DE LÓGICA UTILIZANDO A FUNÇÃO
ANSI 81U COM DOIS ESTÁGIOS DE TENSÃO DE BLOQUEIO E TEM-
PORIZAÇÃO**

**Santa Maria, RS
2020**

Adriano Borges

ANÁLISE DE ATUAÇÃO INDEVIDA DA ERAC EM DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO, INFLUENCIADA PELA DESACELERAÇÃO DE MOTORES E PROPOSTA DE LÓGICA UTILIZANDO A FUNÇÃO ANSI 81U COM DOIS ESTÁGIOS DE TENSÃO DE BLOQUEIO E TEMPORIZAÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Ghendy Cardoso Junior

**Santa Maria, RS
2020**

Borges, Adriano

ANÁLISE DE ATUAÇÃO INDEVIDA DO ERAC EM DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO, INFLUENCIADA PELA DESACELERAÇÃO DE MOTORES E PROPOSTA DE LÓGICA UTILIZANDO A FUNÇÃO ANSI 81U COM DOIS ESTÁGIOS DE TENSÃO DE BLOQUEIO E TEMPORIZAÇÃO / Adriano Borges.- 2020.

115 p.; 30 cm

Orientador: Ghendy Cardoso Junior

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Erac 2. Esquema Regional de Alívio de Carga 3. Subfrequência 4. Relés de Frequência 5. SIN I. Cardoso Junior, Ghendy II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2020

Todos os direitos autorais reservados a Adriano Borges. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Osvaldo Aranha, 401, Bairro Ipiranga, Campo Bom, RS. CEP: 93700-000

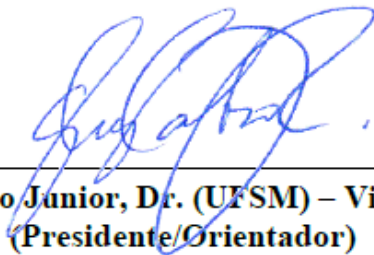
Fone (055) 51 997146467, E-mail: abadianoborges@gmail.com

Adriano Borges

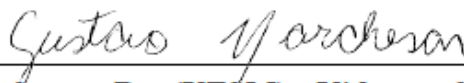
ANÁLISE DE ATUAÇÃO INDEVIDA DO ERAC EM DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO, INFLUENCIADA PELA DESACELERAÇÃO DE MOTORES E PROPOSTA DE LÓGICA UTILIZANDO A FUNÇÃO ANSI 81U COM DOIS ESTÁGIOS DE TENSÃO DE BLOQUEIO E TEMPORIZAÇÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica**.

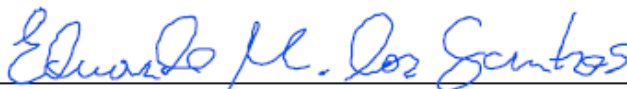
Aprovado em 30 de setembro de 2020:



**Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM) – Videoconferência
(Presidente/Orientador)**



Gustavo Marchesan, Dr. (UFSM) - Videoconferência



Eduardo Machado dos Santos, Dr. (UNIPAMPA) - Videoconferência

**Santa Maria, RS
2020**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela oportunidade a mim concedida e força para chegar até o fim.

Agradeço à minha esposa Caroline pelo apoio e incentivo em todos os momentos da minha vida.

Às minhas filhas Ana Clara e Ana Carolina por entenderem as minhas ausências em algumas brincadeiras.

Ao meu PAI Adrião (in memoriam) pelo incentivo e apoio durante a minha vida.

A minha Mãe Eli Sirlei pelas orações.

A todos amigos e demais familiares que me ajudaram e torceram pelo meu sucesso.

Ao professor Dr. Ghendy Cardoso Junior, pela confiança, orientação, atenção e disponibilidade durante o desenvolvimento do trabalho.

Agradeço à Universidade Federal de Santa Maria, por ter me proporcionado ensino gratuito e de qualidade durante meu período de estudos.

RESUMO

ANÁLISE DE ATUAÇÃO INDEVIDA DO ERAC EM DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO, INFLUENCIADA PELA DESACELERAÇÃO DE MOTORES E PROPOSTA DE LÓGICA UTILIZANDO A FUNÇÃO ANSI 81U COM DOIS ESTÁGIOS DE TENSÃO DE BLOQUEIO E TEMPORIZAÇÃO

AUTOR: Adriano Borges
ORIENTADOR: Ghendy Cardoso Junior

A estabilidade do SEP é um assunto que preocupa muito os Operadores do Sistema em todo o mundo. Várias ações são executadas frente a uma grande perturbação com o objetivo de encontrar um novo ponto de equilíbrio, minimizando o desligamento de cargas e evitando blecautes generalizados. Uma importante ação realizada é o *Under Frequency Load Shedding* – UFLS, no Brasil denominado Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Esta função já evitou vários blecautes com cortes de carga seletivas por subfrequência, levando o sistema ao equilíbrio carga-geração. Se por um lado a atuação do ERAC é importante para a estabilidade do SIN, por outro, a atuação indevida desta função gera problemas às concessionárias, como a insatisfação dos clientes e as multas aplicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Seguindo este raciocínio, este trabalho analisa a confiabilidade do sistema ERAC em perturbações do SIN e algumas atuações indevidas influenciadas pela desaceleração de motores de indução. Em seguida, é analisada a característica da onda da tensão que surge por influência da contribuição dos motores, com o auxílio do *software DIGSILENT*, bem como são discutidos quais devem ser os ajustes ideais para os relés de subfrequência comerciais da região Sul. Esta análise foi auxiliada pelo *software ANATEM*, por registros oscilográficos de atuações reais do SIN e de atuações indevidas dos relés de subfrequência de alimentadores da concessionária RGE. Por fim, é proposto um novo esquema para o ERAC, obtido a partir de dois ajustes para a tensão de bloqueio. Como resultado, tem-se o bloqueio da função ANSI 81U durante a desaceleração de motores e a garantia da atuação correta do ERAC quando este for requisitado.

Palavras-Chave: Erac. Esquema Regional de Alívio de Carga. Subfrequência. Relés de Frequência. SIN.

ABSTRACT

ANALYSIS OF UNDUE ERAC PERFORMANCE IN SUBSTATION DE-ENERGIZATION, INFLUENCED BY MOTOR DECELERATION AND LOGIC PROPOSAL USING ANSI 81U FUNCTION WITH TWO STAGES OF BLOCKING VOLTAGE AND TIMING

AUTHOR: Adriano Borges
ADVISOR: Ghendy Cardoso Junior

The stability of the SEP is a major concern for System Operators worldwide. Several actions and controls are taken when a major disturbance occurs, with the aim of finding a new balance point, minimizing the disconnection of loads and avoiding generalized blackouts. One of the most important controls is the Under Frequency Load Shedding (UFLS), in Brazil called the Regional Load Relief Scheme (ERAC). This function has already avoided several blackouts with selective load cuts by underfrequency, bringing the system to the load-generation balance. ERAC's performance is important for the stability of the National Interconnected System (SIN), however, the improper performance of this function generates problems for concessionaires, such as customer dissatisfaction and fines imposed by the National Electric Energy Agency - ANEEL. Following this reasoning, this paper analyzes the reliability of the ERAC system in SIN disturbances and some undue actions, influenced by the deceleration of induction motors. Then, the characteristic of the voltage wave that arises due to the influence of the motors is analyzed, with the aid of the DIGSILENT software, as well as which are the ideal settings for commercial underfrequency relays in the South region. This analysis was aided by the ANATEM *software*, by oscillographic records of actual actions by the SIN and undue actions by the RGE concessionaire underfrequency relays. Finally, a new ERAC schemes is proposed, obtained from two settings for the blocking voltage. As result, there is the blocking of the ANSI 81U function during engine the deceleration and the guarantee of the correct performance of the ERAC when it is requested.

Keywords: Erac. Regional Load Relief Scheme. Uderfrequency. Frequency Relays. SIN.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Diagrama unifilar do tronco de 765kV.	22
Figura 2.2 – Sequência de eventos após o início do primeiro curto-circuito envolvendo a Fase B da LT Itaberá – Ivaiporã – C1 no instante T0, sendo este tempo 22.13.06:031.....	23
Figura 2.3 – Subestação Assis – Oscilografia mostrando as correntes e tensões da LT 440 kV Assis – Taquaruçu e sua abertura inicial no terminal Assis por oscilação de potência.....	24
Figura 2.4 – Atuação do relé de subfrequência na Subestação Lajeado 1, em perturbação do SIN dia 16/10/2016.....	25
Figura 2.5 – Frequência Sudeste registrada no momento da perturbação.	26
Figura 2.6 – Malha de transmissão e interconexões entre as regiões do SIN.....	28
Figura 2.7 – Mapa geométrico antes da perturbação de 21 de março de 2018.....	29
Figura 3.1 – Defeito transitório na linha que supre a Subestação Sapucaia do Sul.....	33
Figura 3.2 – Oscilografia da tensão (parte superior) e corrente (parte central) de um alimentador da subestação Sapucaia do Sul.	34
Figura 3.3 – Defeito transitório na linha que supre a Subestação São Sebastião do Caí.....	35
Figura 3.4 – Oscilografia do curto-circuito da Linha POA-SSC (parte superior tensão e parte inferior corrente).....	35
Figura 3.5 – Oscilografia de um alimentador de SSC com atuação do relé ANSI 81U (parte superior tensão e parte inferior corrente).....	36
Figura 3.6 – Defeito na linha que supre a Subestação Formigueiro e Caçapava.....	37
Figura 3.7 – Oscilografia de curto-circuito na linha Santa Maria 3 – Formigueiro (na parte superior corrente de curto-circuito na linha KMR-FOA, no centro a tensão da linha FOA-SSP e na parte inferior a corrente da linha FOA-SSP.....	38
Figura 3.8 – Diagrama elétrico do sistema de 69kV Santa Cruz x Cachoeira.....	38
Figura 3.9 – Oscilografia de desligamento programado em Santa Cruz x Cachoeira.	39
Figura 3.10 – Diagrama de operação da subestação Sapiranga.....	40
Figura 3.11 – Oscilografia de curto-circuito no alimentador 12 da subestação Sapiranga.....	40
Figura 3.12 – Oscilografia de alimentador da SE Sapiranga com atuação indevida por subfrequência.	41
Figura 4.1 – Oscilografia da corrente de curto-circuito da linha POA- SSC (parte superior) e tensão e corrente do alimentador 7 da subestação SSC (parte central e inferior).....	44
Figura 4.2 – Oscilografia da tensão na linha POA-SSC (parte superior) e tensão na barra de 23kV da subestação SSC (parte inferior).	44
Figura 4.3 – Sistema de 138kV considerado na simulação do <i>DIgSILENT</i> . Curto-circuito na linha POA-SSC.....	45
Figura 4.4 – Simulação no <i>DIgSILENT</i>	46
Figura 4.5 – Comportamento da tensão na barra de 23kV de SSC após desligamento da fonte.	46
Figura 4.6 – Comportamento da tensão na barra de 23kV de SSC após desligamento da fonte, com presença de motores.	47
Figura 4.7 – Oscilografia de desligamento do circuito de ventilação de Trafo de força (parte superior apenas circuito de comando, parte inferior todo o circuito, inclusive com os ventiladores ligados). ...	48
Figura 4.8 – Tensão medida na fase A do motor de indução de 26kW após desconexão da rede (motor com carga constante).	49
Figura 4.9 – Tensão medida em linha de transmissão que abastece uma planta petroquímica durante curto-circuito na rede de 500kV.	50
Figura 5.1 – Relé de frequência com supervisão de tensão.....	52
Figura 5.2 – Configuração do relé SEL451.....	54
Figura 5.3 – Configuração da função ANSI 81U no relé Siemens 7SJ62.....	55
Figura 5.4 – Componente <i>Valpha</i> do relé SEL 451.....	56
Figura 5.5 – Lógica da tensão de bloqueio do relé SEL451.....	57
Figura 5.6 – Sumário do componente <i>Valpha</i> para três configurações de tensão de entrada do relé e cálculo da tensão de bloqueio (variável 81UVSP).	57
Figura 5.7 – Diagrama lógico da proteção de frequência do relé Siemens 7SJ62.....	58

Figura 5.8 – Mapa dos Circuitos de 765kV Foz do Iguaçu – Tijuco Preto.....	61
Figura 5.9 – Dados de carga ANAREDE.....	61
Figura 5.10 – Desligamento Barra de 765kV Ivaiporã.	62
Figura 5.11 – Atuação do Relé de Impedância para detecção de oscilação entre áreas.	63
Figura 5.12 – Curto-circuito e posterior desligamento na barra de Ivaiporã.....	64
Figura 5.13 – Frequência nas principais usinas – Curto-circuito barra Ivaiporã.....	65
Figura 5.14 – Ajustes propostos para ERAC Sul.	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Estágios do ERAC para a região Sul.	21
Tabela 2.2 – Atuações do sistema ERAC nas distribuidoras das regiões Norte e Nordeste.....	24
Tabela 2.3 – Valor da tensão e ajustes dos relés de frequência nas atuações indevidas.....	59
Tabela 2.4 – Esquemas típicos de rejeição de carga.....	68

LISTA DE ABREVIATURAS

ONS	Operador Nacional do Sistema
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
LT	Linha de Transmissão
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
50F	Sobrecorrente Instantânea de Fase
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RGE	Rio Grande Energia
CEEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica
TR	Transformador
ANSI 81U	Relé de subfrequência
SE	Subestação
UFLS	<i>Under Frequency Load Shedding</i>
CCAT	Sistema de Corrente Contínua de Alta Tensão

SUMÁRIO

RESUMO.....	10
ABSTRACT	11
LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABELAS	14
LISTA DE ABREVIATURAS.....	15
SUMÁRIO	16
1 INTRODUÇÃO.....	15
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	15
1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO	16
1.3 MOTIVAÇÃO	16
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	19
2 ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA - ERAC	20
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	20
2.2 PERTURBAÇÕES NO SIN COM A CORRETA ATUAÇÃO DO ERAC	21
2.2.1 Perturbação do dia 10 de novembro de 2009	21
2.2.2 Perturbação do dia 16 de outubro de 2016.....	25
2.2.3 Evento do dia 21 de março de 2018.....	25
2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	26
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	30
3 ESTUDO DE CASO	32
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	32
3.2 ATUAÇÕES INDEVIDAS.....	32
3.2.1 Evento na subestação Sapucaia do Sul	32
3.2.2 Evento na subestação São Sebastião do Cai.....	34
3.2.3 Evento na subestação Formigueiro e linha de transmissão Formigueiro-São Sepé.....	36
3.2.4 Evento programado na Linha Santa Cruz-Cachoeira.....	38
3.2.5 Evento na subestação Saporanga	39
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
4 INFLUÊNCIA DOS MOTORES DE INDUÇÃO NA DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO	43
4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	43
4.2 SIMULAÇÕES no <i>DigSILENT</i>	43
4.3 DESACELERAÇÃO DE MOTOR DE INDUÇÃO EM DESLIGAMENTO DE VENTILADORES DE TRANSFORMADOR DE FORÇA.....	47
4.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	48
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	50

5	AJUSTES IDEAIS PARA OS RELÉS DE FREQUÊNCIA DA REGIÃO SUL	52
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	52
5.2	AJUSTES DOS RELÉS DE FREQUÊNCIA	53
5.2.1	Algoritmo utilizado pelo relé SEL 451.....	55
5.2.2	Algoritmo utilizado pelo relé SIEMENS 7SJ62	58
5.3	ANÁLISE DAS ATUAÇÕES INDEVIDAS DOS RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA	58
5.4	SIMULAÇÕES <i>SOFTWARE</i> ANATEM.....	60
5.4.1	Desligamento da barra de 765kV de Ivaiporã	61
5.4.2	Curto-circuito seguido de desligamento da barra de 765kV de Ivaiporã.....	64
5.5	AJUSTES PROPOSTOS	65
5.5.1	Testes dos novos ajustes para os relés de subfrequência.....	67
5.6	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	67
5.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	69
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	71
6.1	CONCLUSÕES	71
6.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	72
	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICE.....	75
	APÊNDICE A – SIMULAÇÃO ANATEM: CURTO-CIRCUITO SEGUIDO DE DESLIGAMENTO DA BARRA DE 765kV DE IVAIPORÃ.....	75
	ANEXO	101
	ANEXO A – EFEITOS DA MUDANÇA DE TENSÃO E FREQUÊNCIA NA CARGA ATIVA E REATIVA	101
	ANEXO B – RELÉS PRESENTES NO SIN.....	102
	ANEXO C – OSCIOGRAFIAS DE PERTURBAÇÕES NO SIN	105
	ANEXO D – CARTA ONS	106
	ANEXO E – SEQUÊNCIA DE EVENTOS NA PERTURBAÇÃO DE 2009.....	107

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A capacidade de geração do Sistema elétrico de potência (SEP) deve atender a sua carga. Porém, se ocorrer repentina diminuição na capacidade de produção do sistema elétrico através do desligamento de gerador ou de linha poderá ocorrer severo desequilíbrio entre geração e carga (OMAR, ABIDIN e YUSOF, 2010). Caso o montante de carga seja maior que a capacidade de geração, a frequência do sistema elétrico tenderá a diminuir. Para que não ocorra colapso no sistema, com o desligamento em cascata de geração e consequente blecaute, os órgãos que controlam o sistema elétrico em diversos países do mundo determinam a implantação de um sistema capaz de aliviar a carga no momento de subfrequência (Under Frequency Load Shedding – UFLS). Este conjunto de possíveis ações corretivas têm o objetivo de fazer com que o sistema de potência encontre um novo ponto de operação aceitável (balanço de potência entre carga e geração e a manutenção da frequência do sistema dentro dos limites aceitáveis). Segundo o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas a ele devem, em condições normais de operação, em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é o responsável por monitorar a frequência elétrica e definir o processo de rejeição de carga, com o objetivo de manter a estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN). Por determinação do ONS, o montante de carga a ser desligada pelo ERAC em caso de perturbação, obedece a estágios seletivos de corte. Cabe aos agentes de operação, no caso das concessionárias e grandes clientes, parametrizarem os seus dispositivos para que estes desliguem as cargas automaticamente quando ultrapassados os limites de frequência. Estes estágios buscam um corte mínimo de carga que seja capaz de providenciar uma rápida recuperação da frequência.

A atuação do ERAC já evitou vários blecautes, como por exemplo, o evento de 16 outubro de 2016. Esta perturbação, que foi iniciada pelo desligamento do Elo de corrente contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna, poderia ter sido muito mais severa, caso não fosse minimizada pela atuação do primeiro estágio do ERAC. Na ocasião, o evento causou um déficit de geração nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, levando a frequência a atingir o valor de 58,41 Hz, provocando a rejeição de 3212 MW de carga, conforme descrito no relatório do ONS.

É de suma importância que os relés de frequência estejam configurados corretamente a fim de garantir a funcionalidade do esquema ERAC. Caso estes falhem, poderão contribuir para um blecaute generalizado. Por outro lado, a atuação indevida destes dispositivos acarretará em desligamentos de carga, insatisfação dos clientes e multa aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) à concessionária.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Esta dissertação tem como objetivo geral analisar a confiabilidade do esquema ERAC, o qual é atualmente utilizado em diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Como objetivos específicos este trabalho visa:

- Avaliar as atuações corretas dos relés de frequência em perturbações no SIN;
- Analisar as atuações indevidas dos relés ANSI 81U (subfrequência) influenciadas pela desaceleração de motores; e
- Sugerir dois ajustes para os relés de frequência com o intuito de evitar desligamentos indevidos e garantir a correta atuação em eventos no SIN.

1.3 MOTIVAÇÃO

Analisando algumas atuações indevidas dos relés de subfrequência ocorridas na área da concessionária RGE, notou-se que os ajustes propostos, bem como os algoritmos utilizados pelos relés de subfrequência, não consideram a influência de motores de indução na forma de onda da tensão, uma vez que esta grandeza é utilizada para o cálculo da frequência. Caso o ajuste torne os relés muito sensíveis, poderão haver atuações indevidas da função ANSI 81U, gerando impacto nos indicadores de continuidade das concessionárias. Por outro lado, caso o ajuste esteja pouco sensível, tal ação poderá impedir a atuação em situações reais de perturbações no SIN, podendo levar o sistema elétrico a um blecaute generalizado.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Existem vários estudos no que se refere ao desequilíbrio entre carga e geração, com o objetivo de detectá-lo o mais rápido possível, evitando o blecaute total do sistema elétrico. Isto é, quando ocorre a perda de uma considerável parte de geração, a frequência do sistema com déficit de geração começa a decrescer e, caso não ocorra a rejeição de parte da carga, a proteção dos geradores em operação atuará aumentando ainda o mais o desequilíbrio. Desta forma, a rejeição de carga deve ocorrer antes que atue a proteção dos geradores em sobrecarga, a fim de evitar um colapso no sistema todo pelo efeito cascata.

Os relés de frequência são os responsáveis por detectar o déficit de geração no sistema elétrico e desligar parte da carga. São inúmeros os algoritmos utilizados pelos relés, cada um com suas particularidades. Da mesma forma que é importante a detecção de forma rápida e exata do valor da frequência, também é importante o estudo do sistema para determinar o quanto de carga deve ser rejeitada. Por exemplo, uma vez que um percentual de carga muito maior que o necessário for rejeitado, poderá surgir no sistema um excesso de geração, o que poderá também levar o sistema ao blecaute.

Conforme a GUIA IEEE (2007), a taxa de variação de frequência (df/dt) é um indicador instantâneo do desequilíbrio entre carga-geração, devendo ser utilizado em conjunto com a frequência absoluta para proporcionar uma ação mais rápida na rejeição de carga. Pode-se afirmar que a frequência absoluta medida pelo relé é o resultado da relação entre carga-geração, ao passo que a taxa de variação da frequência é um medidor instantâneo de desequilíbrio do sistema. Isto é, uma alta taxa de variação da frequência pode indicar uma grande perturbação no sistema. Porém, devido as características oscilatórias das máquinas, estas variações dependem muito das respostas dos geradores e suas localizações no sistema.

Em suma, na maioria dos esquemas de rejeição de carga, é utilizada a frequência absoluta, uma vez que a taxa de variação de frequência é muito sensível às oscilações, podendo apresentar erros nas medições e sobretudo colaborar para o blecaute do sistema.

Em muitas aplicações é possível implementar uma combinação de critérios para a tomada de decisão dos relés de subfrequência, aumentando, desta forma, a confiabilidade destes. Por exemplo, utilizar a frequência absoluta juntamente com a taxa de variação de frequência, pode, neste caso, também fazer com que o esquema rejeite menos ou mais carga dependendo da taxa de decaimento da frequência. São vários os métodos discutidos na literatura que sugerem a utilização de mais de um critério para a tomada de decisão dos relés de frequência. Esta aplicação é denominada de alívio de carga dinâmico. Em seu trabalho, os autores Zin, Hafiz e

Wong (2004) avaliam o desempenho deste método. Para os autores Ben, Elleuch e Hamida (2017), a utilização de métodos dinâmicos evitam cortes desnecessários de cargas, proporcionando um restabelecimento mais rápido do sistema.

Em sistemas de grande porte, é muito complexo definir o comportamento das perturbações, pois estas dependem muito da localização destes distúrbios, podendo mudar a todo o momento, devido à dinâmica do sistema. Sendo assim, para aumentar a confiabilidade dos sistemas UFLS, são empregados nos relés de subfrequência o monitoramento de outros elementos juntamente com a frequência absoluta. Desta forma, para a atuação do relé, além da frequência elétrica, um ou mais parâmetros também devem ser satisfeitos, tais como tensão, potência ou corrente. Outro meio de melhorar a segurança dos sistemas de rejeição de carga é utilizar dois relés de frequência conectados a fontes diferentes.

Como mencionado, a maioria dos sistemas UFLS utiliza a frequência absoluta para o desligamento de cargas. Nos Estados Unidos e Canadá, conforme a Guia IEEE (2007), a rejeição de carga possui de 03 a 05 estágios seletivos de corte. Os passos de decrescimento da frequência variam de 0,3 a 0,9 Hz, sendo rejeitada de 5% a 15% de carga. Na Suécia, o esquema de rejeição de carga possui 05 estágios, cada estágio com uma frequência de corte e dois tempos de retardo diferentes.

Já na Irlanda, várias ações são tomadas em grandes perturbações com o objetivo de forçar o sistema ao equilíbrio. Quanto a ação de rejeição de carga, o esquema utiliza a frequência absoluta e 04 estágios de corte. Os três primeiros estágios ocorrem com a rejeição de 12% de carga cada e o quarto, com 24% de carga. Cada estágio ainda está dividido em mais 04 subgrupos com frequências de corte diferentes. Por exemplo, no primeiro estágio as frequências de corte são 48,425 Hz, 48,450 Hz, 48,475 Hz e 48,500 Hz. Este modelo possibilita a rejeição de carga de forma suave para o sistema, uma vez que desliga blocos de 3% carga do sistema por subgrupo, conforme Guia IEEE (2007).

Conforme Anderson (1992), é importante a detecção da necessidade da rejeição de carga de forma rápida, antes que a frequência decresça a um nível perigoso. Ainda conforme o autor, o montante de carga a ser rejeitada em cada estágio é mais importante do que o tempo exato do desligamento das cargas, desde que o processo de rejeição seja iniciando logo após a perturbação. Neste contexto, Anderson (1992) sugere um esquema de rejeição de carga adaptativo, que compreende a rejeição da metade do montante de carga estática já no primeiro estágio, desde que conhecida a gravidade da perturbação pela taxa de variação de frequência. Outras etapas são adicionadas ao esquema, porém com menor percentual de carga a ser rejeitado em cada estágio.

Para Durbeck (1970), um esquema de rejeição de carga deverá possuir 04 ou 05 estágios, com um percentual crescente de corte de carga em cada etapa. Este modelo de rejeição de carga com 05 estágios, ainda conforme o autor, mostrou ser mais eficiente se comparado a um esquema com 02 ou três estágios, uma vez que, no esquema com menor número de estágios, acontece uma rápida restauração da frequência para os valores nominais, mas, por outro lado, acontece o desligamento muito maior de carga, o que é, muitas vezes, desnecessário. Já no esquema com maior número de estágios, a quantidade de rejeição de carga é minimizada em cada estágio, porém, ocorrendo de forma mais lenta.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Este estudo é dividido em seis capítulos, incluindo este introdutório que constitui o Capítulo 1.

No Capítulo 2, são analisadas três atuações do ERAC em perturbações no Sistema Interligado Nacional.

No Capítulo 3, são analisados alguns eventos de desligamentos indevidos da função ANSI 81U na área da concessionária RGE.

No Capítulo 4, é analisada a característica da onda da tensão na desenergização de subestações influenciada por motores de indução. Esta análise é realizada com o auxílio do *software DIGSILENT*.

No Capítulo 5, são verificados os parâmetros e funcionamento dos relés de frequência, bem como é realizada uma análise das atuações indevidas do ERAC. Em seguida, com o auxílio do *software ANATEM*, são realizadas algumas simulações de grande porte no SIN, com o objetivo de compreender o comportamento das grandezas de tensão e frequência. Por fim, são propostos dois ajustes para os relés de subfrequência da região Sul e apresentado o resultado dos testes de validação dos novos ajustes.

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões e sugestões para os trabalhos futuros.

2 ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA - ERAC

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com o objetivo de manter a estabilidade do sistema elétrico de potência quando uma condição anormal de operação surge, várias ações são realizadas de forma automática. Por exemplo, no caso de capacidade insuficiente de geração ou transmissão, a frequência do sistema elétrico de potência (SEP) tende a diminuir. Para evitar um blecaute generalizado, deve ser realizada a rejeição de carga por subfrequência, eliminando, desta forma, o déficit de geração. Logo, o sistema de rejeição automático de carga por subfrequência tem a função de restaurar a frequência do sistema elétrico para um nível aceitável após uma contingência no SEP, onde ocorra deficiência de geração (IEEE, 2007).

Este sistema de corte de carga por subfrequência foi implantado nos Estados Unidos após o apagão de 1965. No Brasil este sistema é chamado de Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, e já evitou diversos blecautes no Sistema interligado Nacional (SIN) desde a sua implantação. O ERAC consiste no desligamento automático de cargas por subfrequência, ou seja, o relé monitora a frequência elétrica do sistema e em caso de frequência inferior ao valor ajustado, este atua desligando as cargas do alimentador que monitora. O sistema ERAC se resume no desligamento de um determinado percentual de carga, em decorrência de subfrequência no sistema, obedecendo a estágios pré-determinados de corte, com o objetivo de minimizar os efeitos da perturbação, garantindo um novo ponto de equilíbrio carga-geração.

O ERAC é competência do Operador Nacional do Sistema (ONS), o qual define o processo de rejeição de carga. Este processo obedece a estágios seletivos de corte. Na Tabela 2.1, são apresentados os estágios de desligamento de cargas da região Sul em função da frequência elétrica. Nota-se que a região Sul possui os estágios de corte por subfrequência em valores de

medições de frequência absoluto. Mas, algumas regiões possuem também cortes de carga através de taxa de variação da frequência.

Neste capítulo, são analisadas importantes perturbações ocorridas no SIN, nas quais, com a correta atuação do ERAC, foram evitados blecautes totais do sistema, como se pode comprovar através dos relatórios das perturbações disponibilizadas pelo ONS.

Tabela 2.1 – Estágios do ERAC para a região Sul.

Estágio	F (Hz)	Corte de Carga %
1	58,5	7,5
2	58,2	7,5
3	57,9	10
4	57,6	15
5	57,3	15

Fonte: ONS (2020).

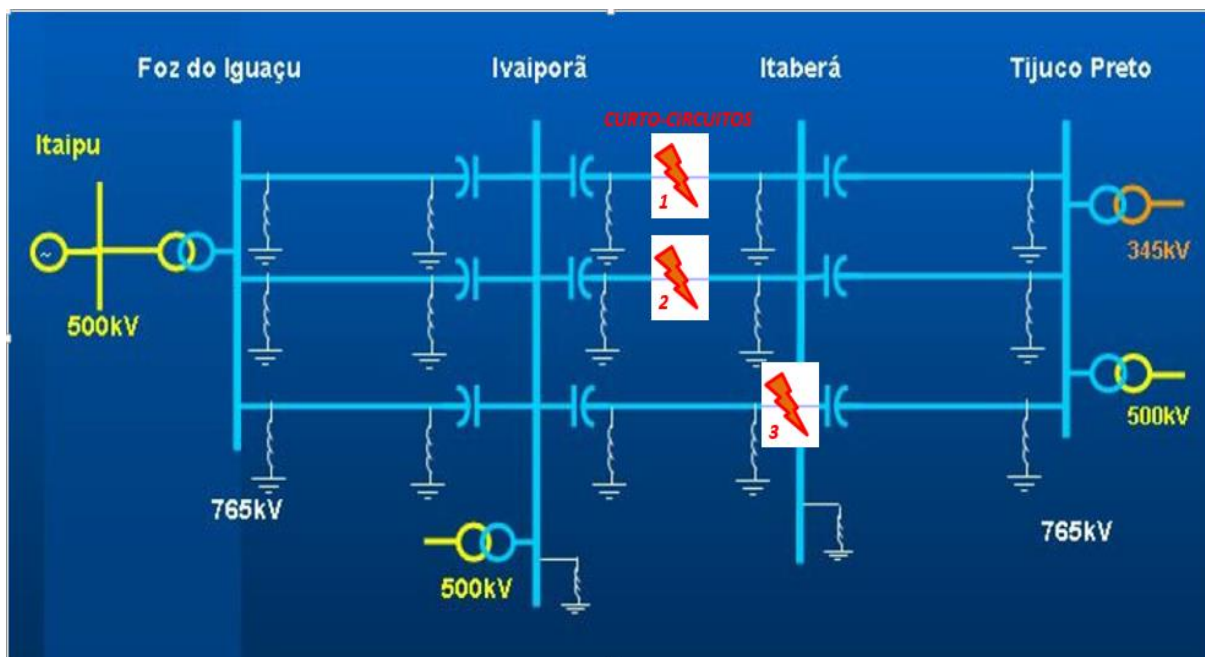
2.2 PERTURBAÇÕES NO SIN COM A CORRETA ATUAÇÃO DO ERAC

2.2.1 Perturbação do dia 10 de novembro de 2009

Este distúrbio teve início com curto-circuito monofásico na fase B da LT 765kV Itaberá – Ivaiporã circuito 1 (C1). Com esta falta ainda presente, ocorreu um outro curto-circuito monofásico na fase C da LT 765kV Itaberá-Ivaiporã circuito (C2). Instantes após, ainda com os dois curtos-circuitos mencionados presentes, ocorreu um terceiro curto-circuito monofásico envolvendo a fase A da barra de 765kV da subestação Itaberá. Logo, com as três faltas ocorrendo quase que simultaneamente, configuraram para o SIN como um curto-circuito-trifásico à terra (ONS, 2009), como mostra a Figura 2.2.

As três faltas ocorridas foram logo eliminadas pelos relés de proteção de distância, sobrecorrente direcional e diferencial de barra, respectivamente.

Figura 2.1 – Diagrama unifilar do tronco de 765kV.



Fonte: ONS (2009).

O ocorrido culminou na rejeição de 5.564 MW de geração da UHE Itaipu – 60Hz, além da abertura de circuitos da interligação Sul-Sudeste das linhas de 525kV, 500kV, 230kV e 138kV, rejeitando mais cerca de 3000 MW. Ainda em sequência, como mostra a Figura 2.3, provocou o desligamento dos dois Bipolos do Sistema de corrente contínua de alta tensão (CCAT) e vários outros desligamentos pelos relés de sobrecorrentes, oscilação de potência entre os subsistemas (Figura 2.4), relés de sobretensão, relés de subtensão e do sistema ERAC em algumas regiões, conforme mostra a Tabela 2.2. A sequência completa dos principais eventos desta perturbação, segundo relatório do ONS, é mostrada no anexo E.

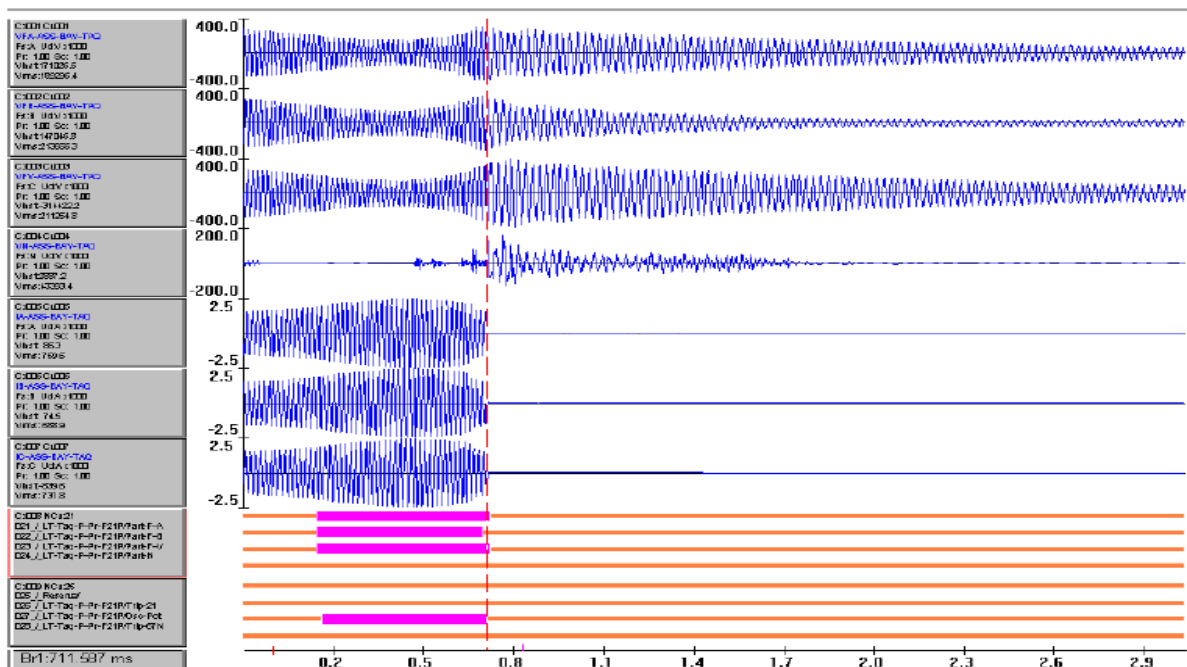
Conforme relatório do ONS, o distúrbio de 10 de novembro de 2009 foi muito mais severo do que distúrbios anteriores, não apenas pelo fato de envolver um curto-circuito trifásico à terra, mas por provocar o desligamento de três circuitos tronco de 765kV. Porém, as consequências da perturbação para o SIN foram menores, uma vez que foi preservada praticamente toda a carga da região Sul, toda a carga de Brasília e pelo corte reduzido de cargas de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso. Este resultado, conforme o ONS, foi obtido através dos investimentos para melhoria das interligações entre os subsistemas além de adequada atuação dos esquemas de ilhamento, compreendendo os desligamentos pelos relés já mencionados.

Figura 2.2 – Sequência de eventos após o início do primeiro curto-circuito envolvendo a Fase B da LT Itaberá – Ivaiporã – C1 no instante T₀, sendo este tempo 22.13.06:031.

SEQÜÊNCIA DE DESLIGAMENTOS E PROTEÇÕES ATUADAS				
INSTANTE	ESTAÇÃO	LT OU EQUIPAMENTO	PROTEÇÃO ATUADA	OBSERVAÇÕES
T ₁ =T ₀ + 13,5ms	Início de curto-circuito monofásico envolvendo a fase A na LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã C2.			
T ₂ =T ₀ + 17ms	Início de curto-circuito monofásico envolvendo a fase C na Barra A - 765 kV da SE Itaberá.			
T ₃ =T ₀ + 33,9ms	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C1	21P/21A	Proteções Principal e Alternada de Distância baseada em ondas trafegantes
T ₄ =T ₀ + 48ms (eliminação do defeito no C1)	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C1	21P/21A	Proteções Principal e Alternada de Distância baseada em ondas trafegantes
T ₅ =T ₀ + 58ms	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C2	67P/67A	Proteção Principal e Alternada de sobrecorrente direcional para faltas desbalanceadas
T ₆ =T ₀ + 58,9ms (eliminação do defeito na Barra A)	Itaberá	Barra A – 765 kV	87B	Proteção diferencial de Barra
T ₇ =T ₀ + 62,3ms (eliminação do defeito no C2)	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C2	67P/67A	Proteção Principal e Alternada de sobrecorrente direcional para faltas desbalanceadas
T ₈ =T ₀ + 98,9ms	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C3	50R	Proteções de sobrecorrente instantânea de neutro do Reator
T ₉ =T ₀ + 104,5ms	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C3	RTD	Recepção de Transferência de Disparo
T ₁₀ =T ₀ + 251ms	Itaipu – 60 Hz	UG's 10, 12, 14 e 18	ECE – Lógica 15	Perda Dupla tronco 765 kV

Fonte: ONS (2009).

Figura 2.3 – Subestação Assis – Oscilografia mostrando as correntes e tensões da LT 440 kV Assis – Taquaruçu e sua abertura inicial no terminal Assis por oscilação de potência.



Fonte: ONS (2009).

Tabela 2.2 – Atuações do sistema ERAC nas distribuidoras das regiões Norte e Nordeste.

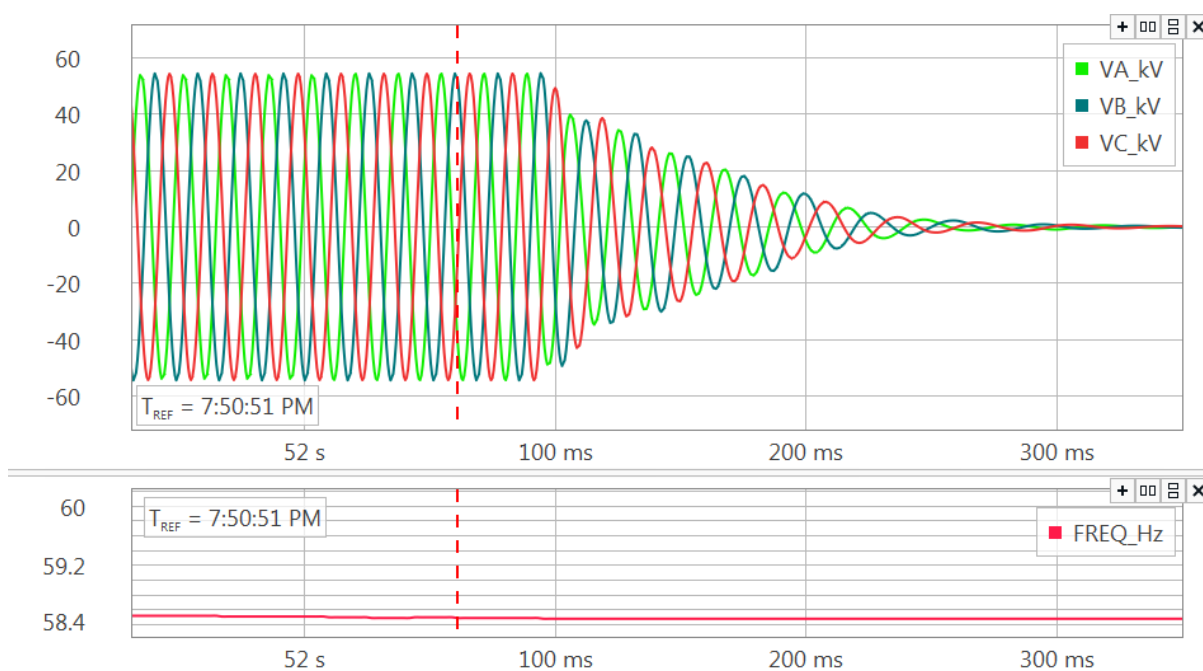
AGENTE	ESTÁGIOS					TOTAL	
	1°	2°	3°	4°	5°	%	MW
	6%	7%	11%	8%	8%		
0,7Hz/s	1,1Hz/s	1,5Hz/s	1,7Hz/s	1,9Hz/s			
CEPISA	-	-	-	-	-	0,00	0,00
COELBA	3,24	4,21	-	-	-	7,45	154,00
CEAL	6,77	4,73	-	-	-	11,50	53,61
ENERGISA-SE	3,93	8,57	3,02	-	-	15,51	59,23
ENERGISA-PB	8,15	9,59	-	-	-	17,74	84,84
ENERGISA-BO	5,4	3,08	-	-	-	8,48	8,78
CELPE	8,04	6,39	9,19	1,05	2,07	26,75	414,57
COELCE	-	-	-	-	-	0,00	0,00
COSERN	5,94	-	-	-	-	5,93	37,50
SULGIPE	-	-	51,91	-	-	51,91	21,23

Fonte: ONS (2009).

2.2.2 Perturbação do dia 16 de outubro de 2016

Outra perturbação ocorrida no SIN aconteceu em 16 de outubro de 2016 com o acionamento do primeiro estágio do ERAC. Este evento foi decorrente do desligamento do Elo de corrente contínua Foz do Iguaçu/Ibiúna causando déficit de geração nas regiões Sudeste/centro-Oeste e Sul. A Figura 2.4 mostra a frequência medida pelo relé instalado na Subestação Lajeado 1, no estado do Rio Grande do Sul, onde houve o desligamento de carga por subfrequência. Conforme o ONS houve corte de 3212 MW de carga, sendo que trinta e três minutos após a perturbação 100% da carga já estava recomposta.

Figura 2.4 – Atuação do relé de subfrequência na Subestação Lajeado 1, em perturbação do SIN dia 16/10/2016.



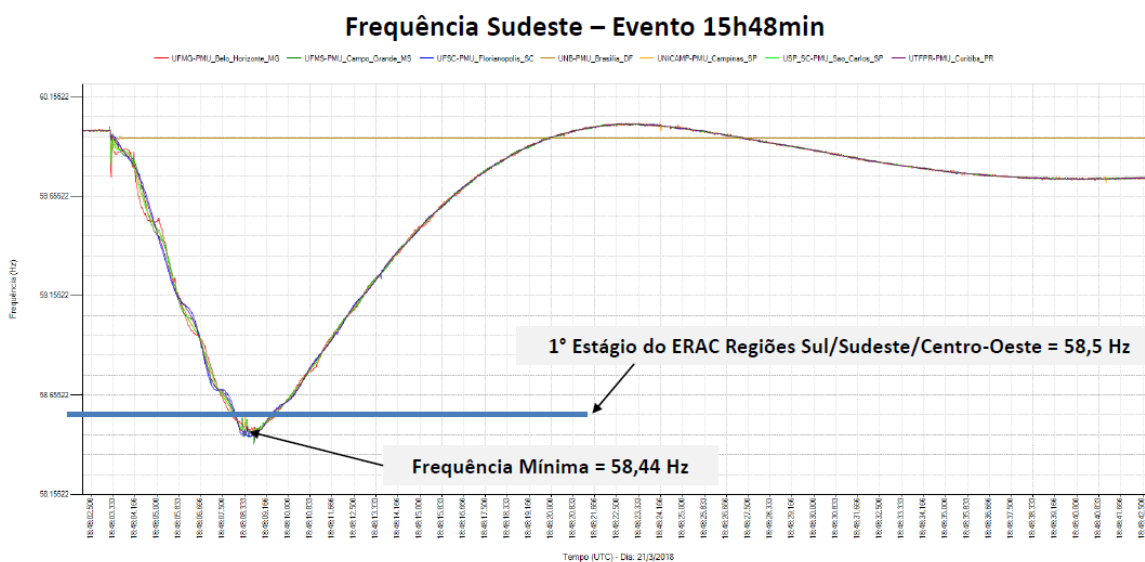
Fonte: Autoria própria.

2.2.3 Evento do dia 21 de março de 2018

Outra importante perturbação registrada no SIN ocorreu dia 21 de março de 2018 devido ao desligamento e bloqueio do Bipolo 1 do Elo de transmissão de corrente contínua Xingu/Estreito. Como consequência dessa perturbação, ocorreu a abertura de diversas linhas de trans-

missão, isolando as regiões Norte e Nordeste do restante do Sistema Interligado Nacional, provocando um colapso no fornecimento de energia a estas regiões, com reflexos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Conforme o ONS, o desequilíbrio entre carga – geração nos subsistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste levou a frequência ao valor mínimo de 58,44 Hz nestas regiões e consequente atuação do ERAC. O montante de carga desligada pela atuação dos relés de frequência foi de aproximadamente 3.665 MW. A Figura 2.7 mostra a frequência medida no momento do evento.

Figura 2.5 – Frequência Sudeste registrada no momento da perturbação.



Fonte: ONS (2018).

2.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme Zin, Hafiz e Wong (2004) para a segurança do Sistema Elétrico de Potência, é exigido que a frequência seja mantida dentro de um intervalo específico. Quando a geração for insuficiente devido a distúrbios, a frequência poderá ficar abaixo do valor mínimo permitido. Desta forma, poderá levar o sistema ao blecaute, se não for neutralizado adequadamente, sendo necessário, para a correção da frequência, a rejeição de certa quantidade de carga. Este sistema de desligamento de carga para correção da frequência foi implantado nos Estados Unidos após o apagão de 1965, sendo chamado de *Under Frequency Load Shedding* – UFLS e desde então foi difundido pelo mundo inteiro.

Conforme os autores El Azab, Shehab, Lataire e Sallam (2011), o esquema UFLS é o

último passo e o mais extremo na proteção de sistemas de energia elétrica contra apagões e danos severos.

Para Blackburn e Domin (2006), a rejeição de carga é a tentativa do sistema em corresponder à geração disponível após uma perturbação que deixou uma deficiência na geração em relação às cargas conectadas. Desta forma, o sistema sobrecarregado, ou parte dele, inicia um declínio de frequência que, se não for interrompido, resultará no desligamento total do sistema. Ainda conforme os autores, os sistemas de redução de carga por subfrequência representam uma proteção de “último recurso” contra o colapso do sistema.

Conforme Concordia, Fink e Poullikkas (1995), a rejeição de carga por subfrequência é uma ferramenta grosseira para uso em situação extrema. Como último recurso de última instância, deve ser simples, rápida e decisiva. Para os autores Maliszewski, Dunlop e Wilson (1971), o sistema de rejeição de carga por subfrequência é uma ação preventiva, representando o último recurso a ser utilizado para manter a integridade de um sistema que pode ser forçado, devido a alguma circunstância imprevisível, a uma condição de desequilíbrio, resultando em um declínio na frequência deste sistema.

Para os autores Zin, Hafiz e Wong (2004), a frequência é um indicador confiável de deficiência de geração ou condição de sobrecarga no SEP.

Alguns esquemas de alívio de carga são propostos e discutidos na literatura, como por exemplo, alívio de carga estático, dinâmico ou adaptável. No alívio de carga estático é rejeitado um montante constante de carga em cada estágio, enquanto que no dinâmico é rejeitado uma certa quantidade dinâmica de carga, levando em consideração a magnitude da perturbação e as características dinâmicas do sistema em cada estágio.

A ação de desligamento de carga é realizada através de um relé de frequência – ANSI 81U, que emite um sinal de abertura para o circuito do disjuntor quando a frequência do sistema atinge a frequência de ajuste. O desligamento é realizado em várias etapas compreendendo certa quantidade de carga até a frequência nominal ser restaurada. As etapas são distintas o suficiente para que cada estágio tenha tempo suficiente para influenciar na frequência do sistema antes do próximo estágio.

Para entender o funcionamento e importância do ERAC, é primordial ter o conhecimento de que o sistema elétrico brasileiro é quase em sua totalidade interligado por linhas de transmissão sendo chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Este robusto e complexo sistema possui quatro subsistemas, sendo eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A Figura 2.6 mostra a malha de transmissão e interconexões entre as

regiões do Brasil. Conforme o ONS (2020) as interconexões entre os subsistemas além de permitirem a transferência de energia entre as regiões, geram ganhos sinérgicos, permitindo o atendimento ao mercado de energia com maior segurança e economia.

Como já mencionado, as interligações entre os subsistemas geram muitos ganhos e maior estabilidade para o SIN, porém este sistema não está imune a grandes perturbações. Então, na ocorrência destas, como por exemplo a saída de grandes blocos de geração, ocorrem alterações no fluxo de potência entre os subsistemas e instabilidade de tensão, sensibilizando os relés das interconexões. Logo, ocorrem aberturas de linhas de transmissão tronco, as quais são responsáveis por grande fluxo de potência de um subsistema com grande capacidade de geração, para um subsistema com déficit de geração, operando o esquema de ilhamento.

Figura 2.6 – Malha de transmissão e interconexões entre as regiões do SIN.



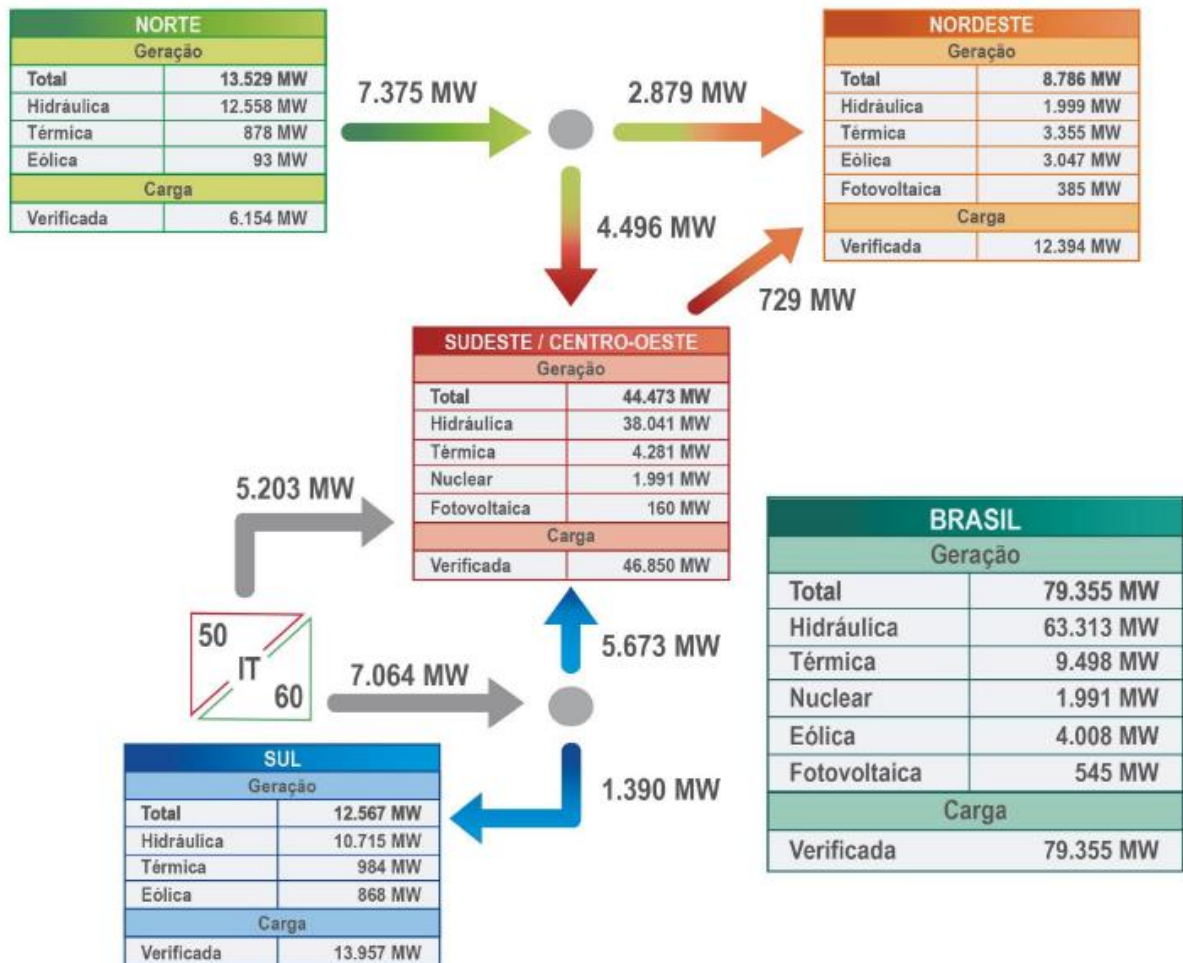
Fonte: (Mapa Dinâmico ONS, 2020).

Conforme a Guia IEEE (2004), as condições de subfrequência ocorrerão quando parte de um sistema ficar ilhado, com geração local insuficiente. Neste caso, ilhados e isolados do

restante do SIN, nem todos os subsistemas conseguem gerar a própria carga e então, com déficit de geração causada pela abertura das interligações, os subsistemas começam a ter um declínio na frequência. É neste momento que deve atuar o sistema ERAC, desligando um percentual de cargas, trazendo equilíbrio entre carga-geração e evitando o blecaute total do subsistema, com a preservação parcial da carga.

A Figura 2.7 mostra o fluxo de energia antes da perturbação de 21 de março de 2018. Como se pode notar, existe um fluxo de 1390MW sentido da interligação Sudeste/Centro-Oeste para a região Sul. Então, após a abertura desta interligação, como o subsistema Sul deixa de receber parte da potência, ocorre um desequilíbrio no subsistema, sendo necessária a rejeição de um percentual de carga através do sistema ERAC como comprovado nos relatórios do ONS, e também nas oscilografias coletadas nas concessionárias RGE e CEEE.

Figura 2.7 – Mapa geoeletrico antes da perturbação de 21 de março de 2018.



Fonte: ONS (2018).

Analisando as grandes perturbações ocorridas no SIN, observa-se o mesmo comportamento nos acontecimentos, isto é, após o desligamento de grande bloco de geração, ocorre o desligamento de diversas linhas de interconexões pelos relés de impedância, oscilação de potência, relés de sobretensão e relés de subtensão, deixando desta forma os subsistemas isolados. Uma vez isolados e incapazes de alimentar a sua própria carga, os subsistemas ainda têm o sistema ERAC como último artifício para evitar um colapso total no subsistema. Logo, um percentual de carga é desligado para que o subsistema com déficit de geração retorne ao equilíbrio carga-geração, preservando uma grande parte da carga.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através desta revisão da literatura, verificou-se que a utilização de esquemas de rejeição de carga por subfrequência é muito comum em todo o mundo. Com o objetivo de minimizar as consequências das perturbações causadas por perda de grandes blocos de geração ou de linhas tronco, os esquemas de alívio de carga desligam um percentual de carga, preservando a maior parte possível ligada, trazendo o subsistema para o equilíbrio carga-geração até se conseguir resolver o problema do déficit de geração.

Percebe-se que o sistema ERAC consegue evitar o blecaute total do subsistema, uma vez que, atuando corretamente, consegue levar o sistema para novo ponto de equilíbrio. Uma das vantagens deste sistema é permitir o corte seletivo de cargas, pois possibilita deixar fora do corte de cargas serviços essenciais como hospitais, centros de controles e outros serviços.

No próximo Capítulo serão apresentadas diversas atuações indevidas do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC na área da Concessionária RGE.

3 ESTUDO DE CASO

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A partir de 2016, após notificação do ONS solicitando a eliminação do tempo intencional de retardo para a atuação dos relés de subfrequência, foram registradas várias atuações indevidas do ERAC na área da concessionária RGE. Até então, a concessionária utilizava um tempo de retardo de 150 ms para atuação do relé ANSI 81U (subfrequência). Conforme a notificação do ONS, a eliminação do tempo de retardo nos relés de subfrequência era necessário para o bom desempenho do SIN, uma vez que, eliminaria o atraso no desligamento das cargas, trazendo maior rapidez na manutenção da frequência para os limites aceitáveis, conforme ANEXO D.

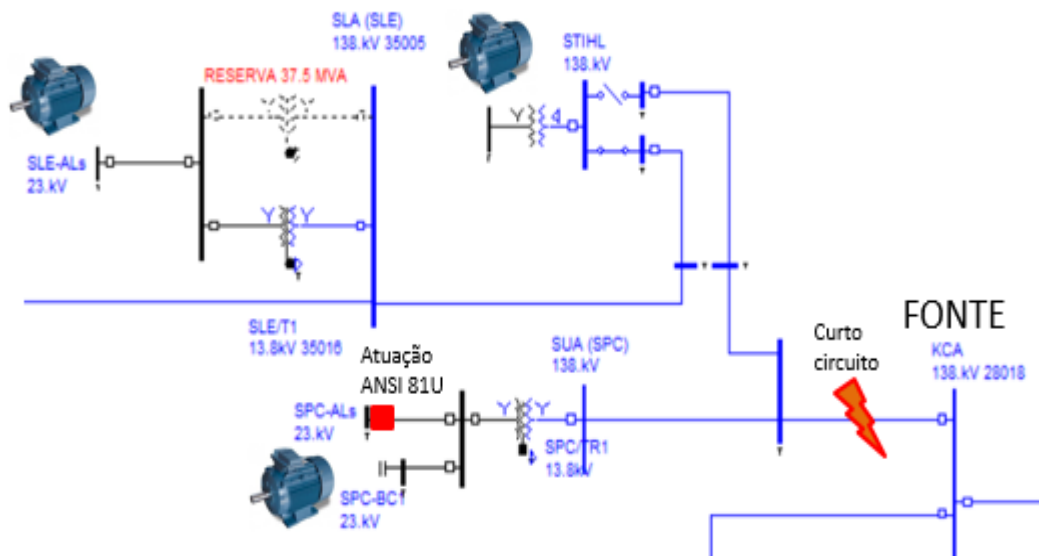
Nesse íterim, este Capítulo apresenta os principais eventos com atuações indevidas do ERAC na área da Concessionária RGE após a eliminação do tempo intencional de retardo nos relés de subfrequência.

3.2 ATUAÇÕES INDEVIDAS

3.2.1 Evento na subestação Sapucaia do Sul

O primeiro evento registrado com atuação indevida do ERAC aconteceu na subestação Sapucaia do Sul (SE SUA) no dia 04/05/2016. Esta subestação é suprida por um sistema de 138kV, possuindo um transformador com potência de 37,5 MVA e seis alimentadores no barramento de 23kV, conforme diagrama unifilar da Figura 3.1. Os relés de subfrequência dos alimentadores estão ajustados para desligar a carga no quarto estágio do ERAC (57,6 Hz).

Figura 3.1 – Defeito transitório na linha que supre a Subestação Sapucaia do Sul.

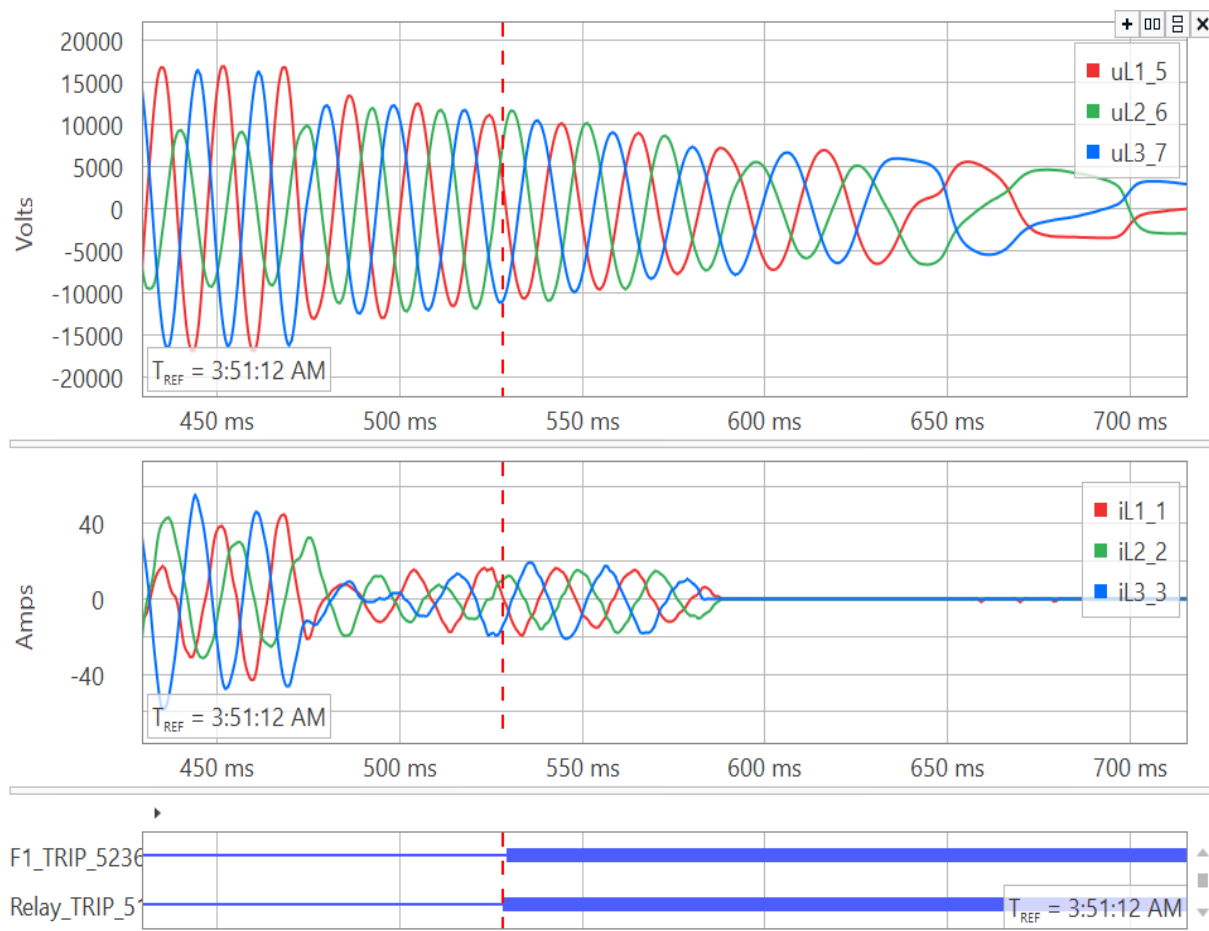


Fonte: Autoria própria.

Ao analisar o evento é possível observar que não houve subfrequência no SIN, mas um defeito transitório na linha que supre esta subestação. A Figura 3.2 é uma oscilografia de um alimentador da SE SUA que mostra uma subtensão na fase B seguida de um decaimento da amplitude e frequência nas três fases. Este evento foi causado por um curto-circuito monofásico e consequente abertura do disjuntor da linha que alimenta esta subestação. A atuação indevida foi comprovada pela oscilografia do relé do transformador da SE SUA, que alarmou “falta de tensão” no mesmo instante da atuação indevida dos alimentadores, bem como pela confirmação da transmissora CEEE do desligamento da linha Cachoeirinha-Sapucaia do Sul (KCA-SUA). O desligamento da LT KCA-SUA ocorreu devido a defeito transitório, sendo religada com sucesso pelo religamento automático após alguns segundos.

Conforme se pode observar na Figura 3.2, há registro de atuação da função de subfrequência no alimentador em questão (parte inferior da oscilografia). Cabe salientar que após o defeito transitório e desligamento da linha de 138kV que supre a SE SUA, ocorreu a atuação da função ANSI 81U, com o desligamento de todos os alimentadores da barra de 23kV de forma simultânea. Em seguida, a linha de 138 kV religou com êxito, enquanto que os alimentadores foram religados após contato com o ONS.

Figura 3.2 – Oscilografia da tensão (parte superior) e corrente (parte central) de um alimentador da subestação Sapucaia do Sul.



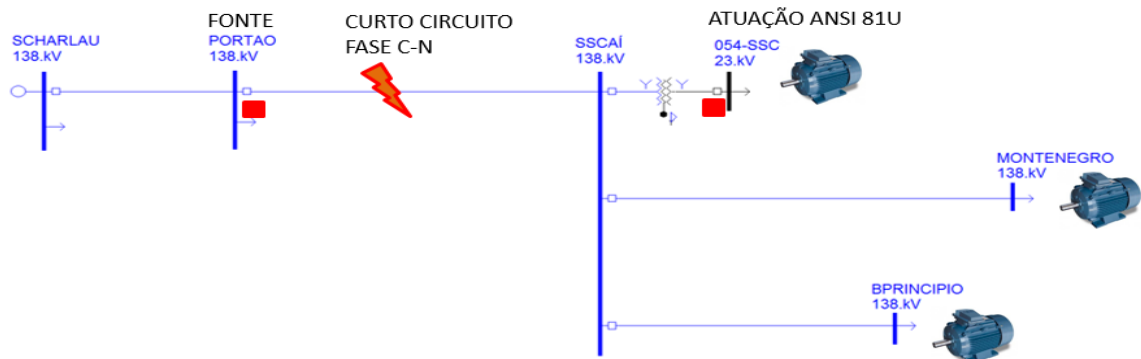
Fonte: Autoria própria.

3.2.2 Evento na subestação São Sebastião do Caí

O Evento na subestação São Sebastião do Caí (SSC) aconteceu em 29/09/2016. Os alimentadores desta subestação estão programados para atuarem no quinto estágio do ERAC (57,3Hz). Então, após estimarem a frequência em 54 Hz, os relés de subfrequência desta instalação enviaram comando de abertura para os oito disjuntores dos alimentadores da barra de 23kV. Este evento aconteceu após um curto-circuito monofásico transitório na linha de 138kV de Portão – São Sebastião do Caí (POA-SSC), que supre esta subestação, conforme Figura 3.3.

Semelhante ao evento de SUA, a atuação indevida dos relés de SSC aconteceu após a linha supridora (POA-SSC) ser desligada por defeito transitório.

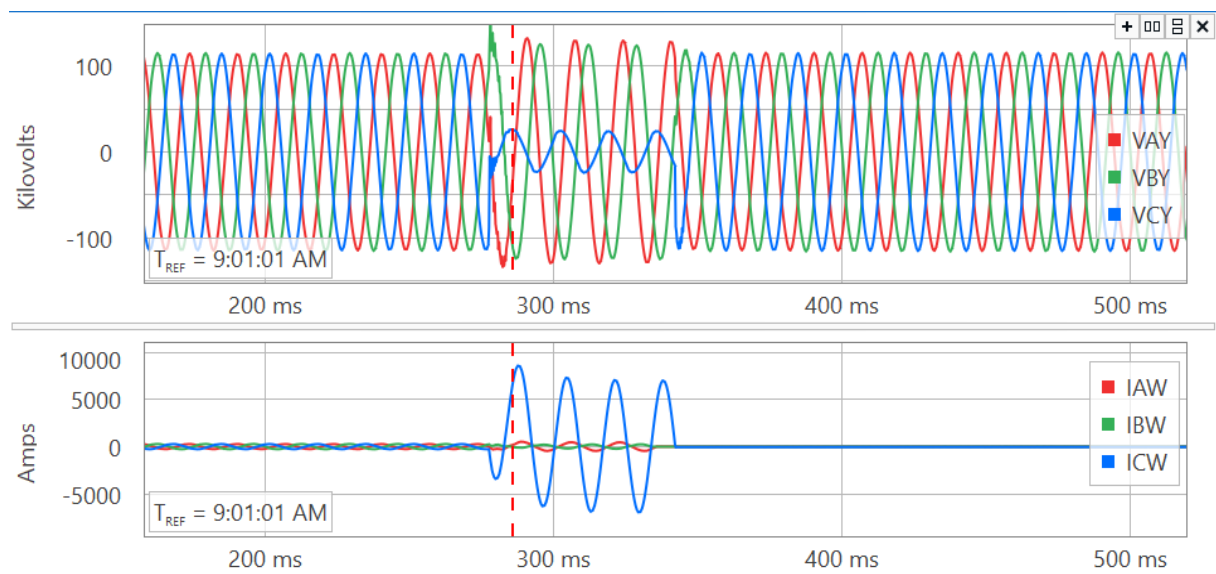
Figura 3.3 – Defeito transitório na linha que supre a Subestação São Sebastião do Caí.



Fonte: Autoria própria.

Devido a subfrequência medida pelos relés, os disjuntores dos alimentadores foram desligados simultaneamente. A linha POA-SSC religou com êxito enquanto que os alimentadores da Subestação SSC ficaram desligados até o contato do centro de operação da RGE com a ONS. Após ser informado de que não houve perturbação no SIN, o centro de operação religou os alimentadores remotamente. A Figura 3.4 mostra o curto-circuito na linha POA-SSC.

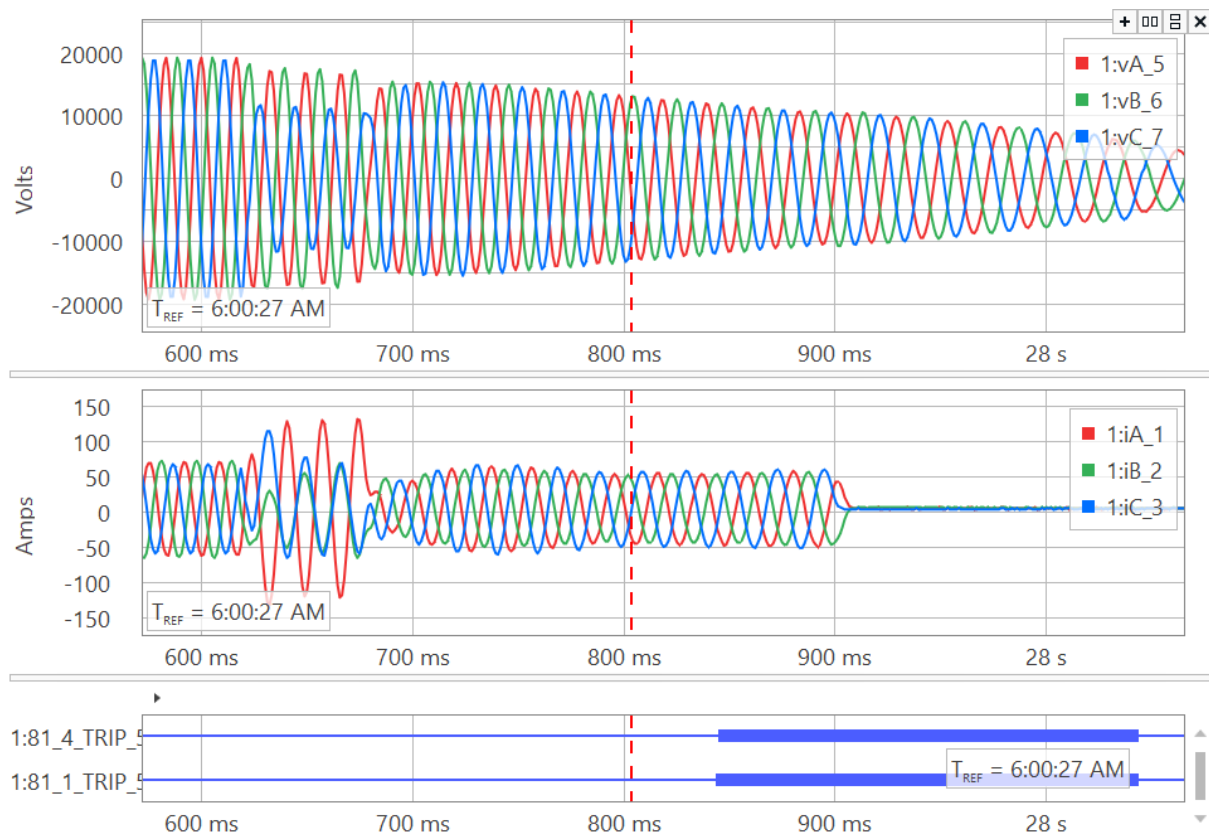
Figura 3.4 – Oscilografia do curto-circuito da Linha POA-SSC (parte superior tensão e parte inferior corrente).



Fonte: Autoria própria.

Observa-se, na Figura 3.5, que após a oscilação produzida pelo curto-circuito e posterior desligamento da linha, a tensão da barra de 23kV da SE SSC não zera instantaneamente. Verifica-se que a tensão começa a diminuir gradativamente em amplitude e frequência. Na parte inferior, é possível notar que a corrente zera. Neste momento, ocorreu o desligamento do disjuntor do alimentador, após o comando ser enviado pelo relé de subfrequência. Observa-se a tensão diminuindo gradativamente, tanto em amplitude quanto em frequência.

Figura 3.5 – Oscilografia de um alimentador de SSC com atuação do relé ANSI 81U (parte superior tensão e parte inferior corrente).

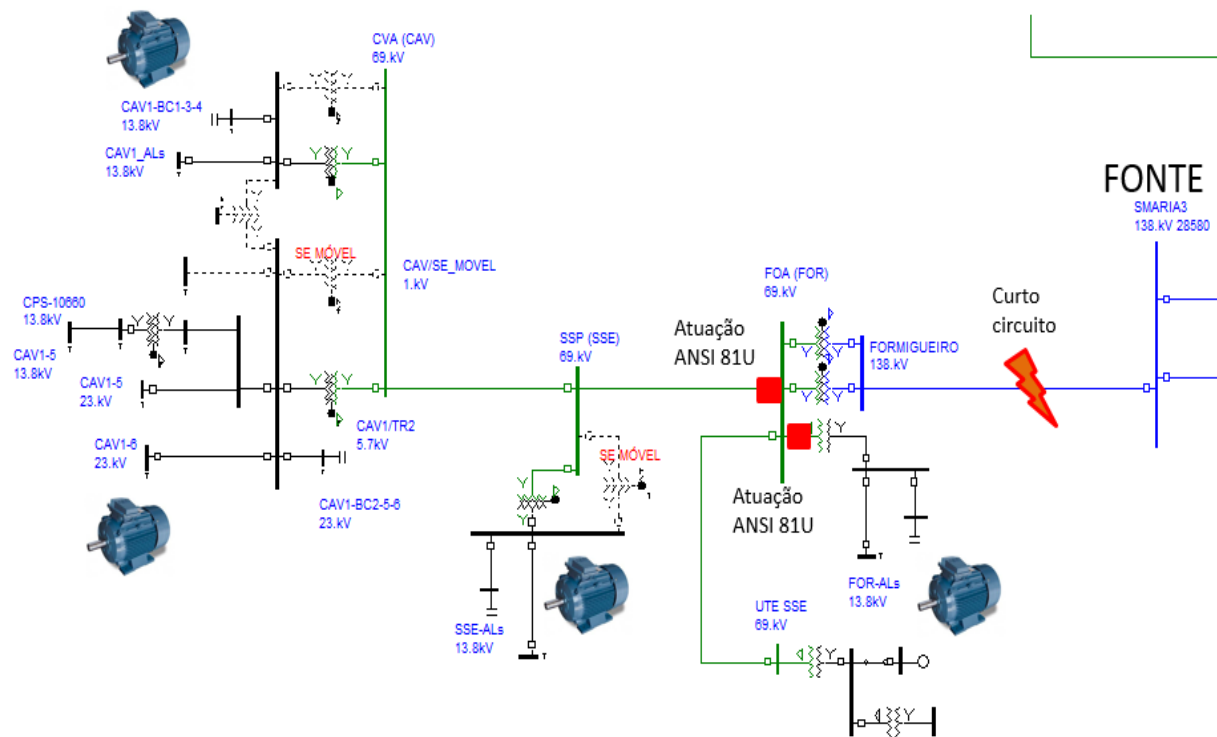


Fonte: Autoria própria.

3.2.3 Evento na subestação Formigueiro e linha de transmissão Formigueiro-São Sepé

Além dos dois eventos mencionados anteriormente, foram registrados mais dois eventos semelhantes, isto é, com atuação indevida da ERAC após defeito transitório na linha de transmissão supridora das subestações afetadas. Este evento aconteceu em 04/10/2018 após curto-circuito na linha Santa Maria 3 – Formigueiro (KMR-FOA), conforme Figura 3.6.

Figura 3.6 – Defeito na linha que supre a Subestação Formigueiro e Caçapava.

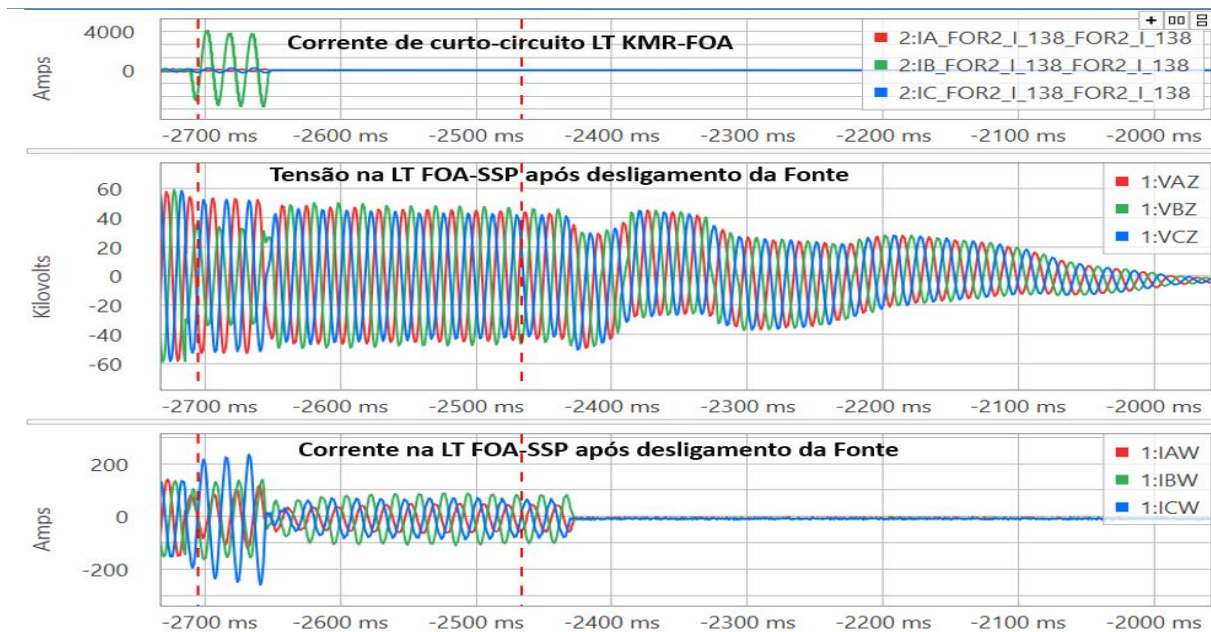


Fonte: Autoria própria.

Após o desligamento da fonte (por defeito transitório), os relés do transformador de força de Formigueiro estimaram a frequência em 58,2 Hz. Estando este valor abaixo de seu *pick-up*, os relés operaram desligando o disjuntor do transformador. Além do transformador, a linha Formigueiro – São Sepé (FOA-SSP) também foi desligada pela função ANSI 81U, após o relé estimar a frequência em 55,7 Hz. A Figura 3.7 mostra a corrente de curto-circuito da linha KMR-FOA, bem como a tensão e corrente na linha FOA-SSP no momento da perturbação.

Nos três eventos mencionados, verifica-se que, após a desenergização da fonte, as tensões não zeram imediatamente, mas caem tanto em módulo quanto em frequência gradativamente. Como é possível observar na parte superior da Figura 3.7, as correntes zeradas indicam o disjuntor da linha KMR-FOA desligado. Contudo, a parte central FOA-SSP mostra a tensão caindo gradativamente mesmo quando a fonte supridora já está desligada.

Figura 3.7 – Oscilografia de curto-circuito na linha Santa Maria 3 – Formigueiro (na parte superior corrente de curto-circuito na linha KMR-FOA, no centro a tensão da linha FOA-SSP e na parte inferior a corrente da linha FOA-SSP).

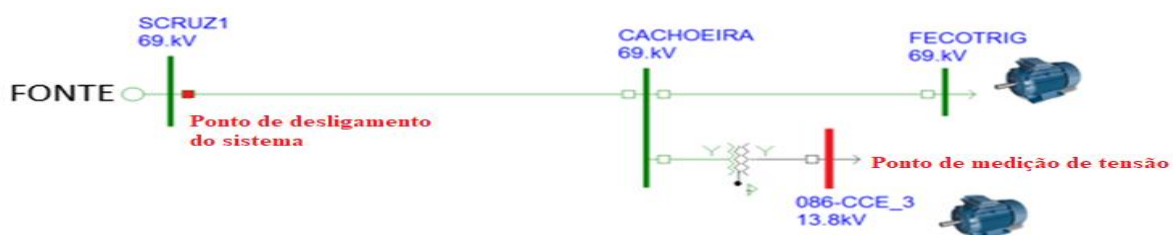


Fonte: Autoria própria.

3.2.4 Evento programado na Linha Santa Cruz-Cachoeira

Com o objetivo de entender melhor as atuações indevidas do ERAC na área da Concessionária RGE, foi aproveitado um desligamento programado na Linha de 69kV de Santa Cruz-Cachoeira, ocorrido no dia 07 de outubro de 2016. Foi ajustado o relé da barra de 13.8kV de Cachoeira para registrar oscilografia com subtensão, uma vez que este sistema não faz parte do ERAC. A Figura 3.8 mostra o sistema de 69kV em questão.

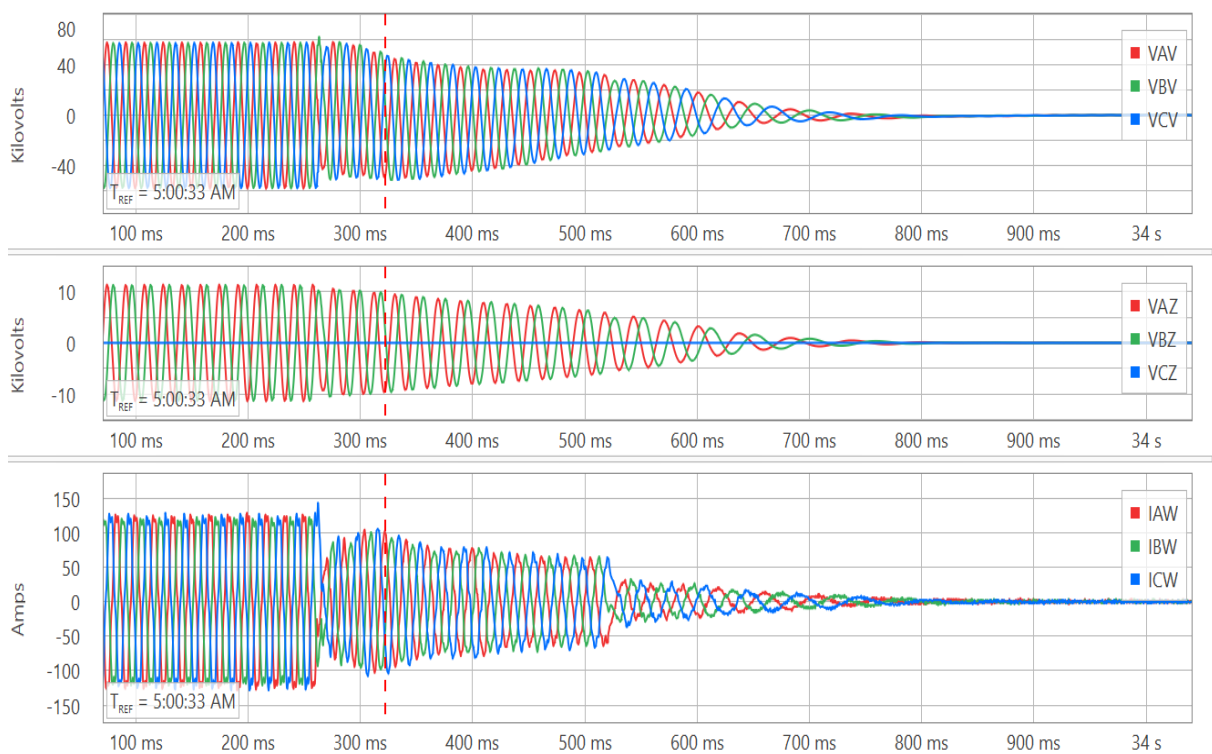
Figura 3.8 – Diagrama elétrico do sistema de 69kV Santa Cruz x Cachoeira.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 3.9 mostra o comportamento da tensão na barra de 69kV (parte superior) e a tensão da barra de 13,8kV (parte central) da subestação de Cachoeira no momento do desligamento da fonte. Verifica-se o comportamento semelhante aos eventos mencionados anteriormente.

Figura 3.9 – Oscilografia de desligamento programado em Santa Cruz x Cachoeira.

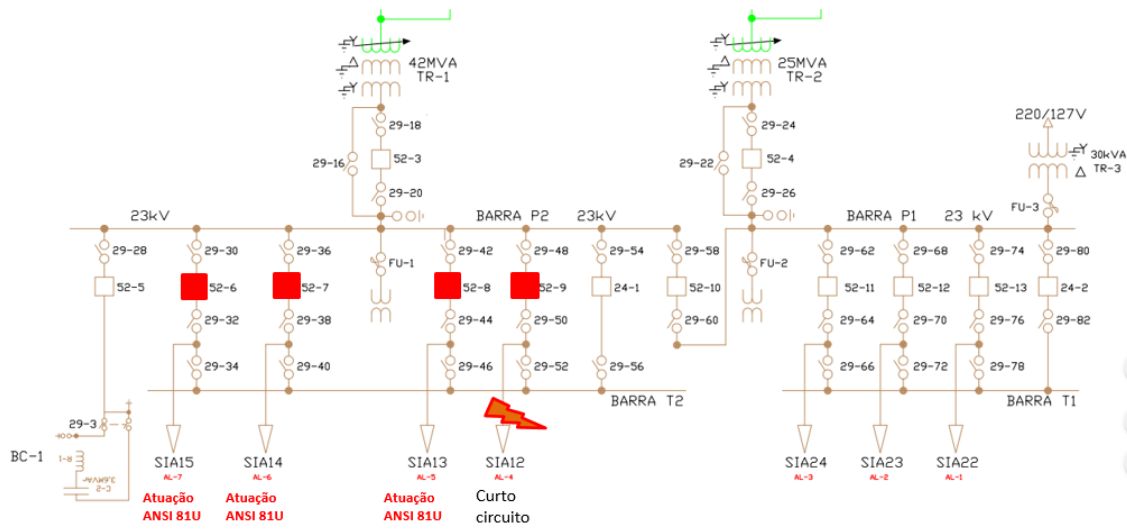


Fonte: Autoria própria.

3.2.5 Evento na subestação Sapiranga

O evento da atuação indevida da função ANSI 81U na subestação Sapiranga (SE SIA) aconteceu na data de 04 de setembro de 2017, após curto-circuito em alimentador da barra P2 desta subestação. A SE SIA é um sistema 69/23kV, possuindo dois transformadores de força. A barra P1 sendo suprida pelo transformador 2 (TR2) e a barra P2 sendo suprida pelo transformador 1 (TR1). Todos os relés dos alimentadores desta subestação são da fabricante GE, modelo F650 e estão parametrizados para operarem no 4º estágio do ERAC (57,6 Hz). Na data mencionada, três alimentadores da barra P2 operaram simultaneamente pela proteção de sub-frequência, após um curto-circuito próximo a barra P2, no alimentador SIA-12, conforme Figura 3.10.

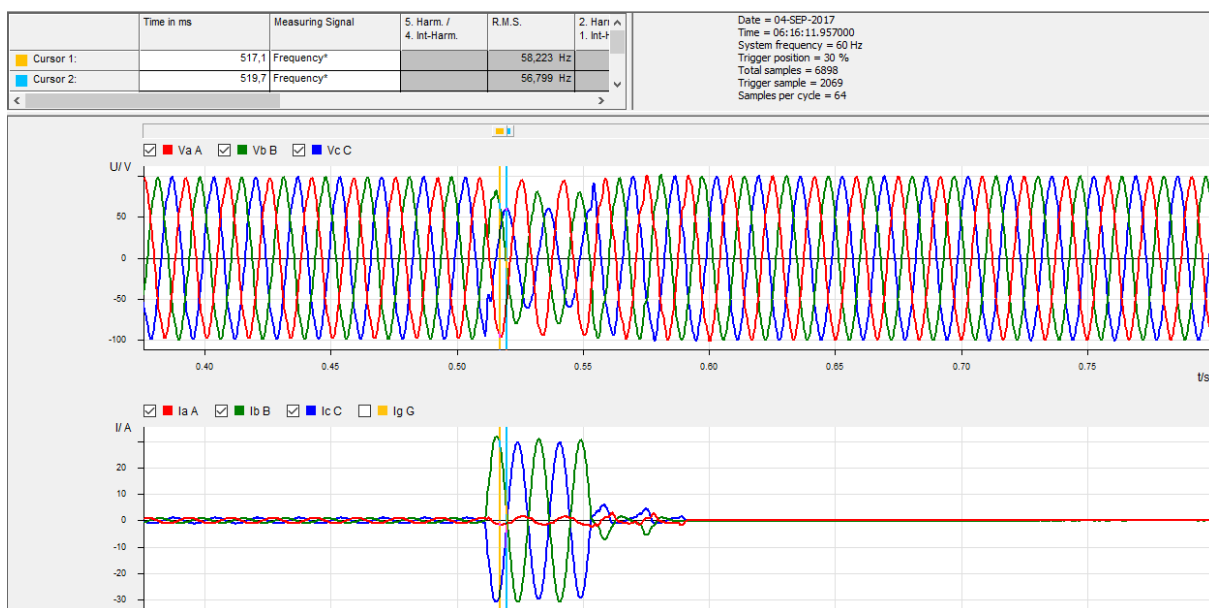
Figura 3.10 – Diagrama de operação da subestação Sapiranga.



Fonte: RGE (2020).

A Figura 3.11 mostra o curto-circuito no alimentador SIA-12 da barra P2 da subestação SIA. A Figura 3.12 mostra a oscilografia de um dos alimentadores que desligou após o relé atuar por subfrequência.

Figura 3.11 – Oscilografia de curto-circuito no alimentador 12 da subestação Sapiranga.



Fonte: Autoria própria.

Como se pode observar na Figura 3.11, ocorre uma falta bifásica no alimentador 12 de Sapiranga, sendo na sequência desligado pela função de sobrecorrente 50F. Na sequência, os alimentadores SIA-13, SIA-14 e SIA-15 foram desligados pela função ANSI 81U, após os relés estimarem a frequência em valor inferior a 57,6Hz, conforme Figura 3.12.

Figura 3.12 – Oscilografia de alimentador da SE Sapiranga com atuação indevida por subfrequência.



Fonte: Autoria própria.

Os alimentadores desligados indevidamente foram religados remotamente após contato do Centro de Operação com o ONS.

Na análise desse evento pode se observar a influência de transitórios próximos da barra de 23kV na atuação indevida dos relés de frequência. Os relés estavam parametrizados sem tempo de retardo. Sendo assim, uma vez estimada a frequência abaixo da frequência ajustada, o relé envia comando para o disjuntor abrir, sem contar tempo.

Conforme consultoria recebida pelo suporte da fabricante GE, sobre o algoritmo utilizado pelo relé F650, a RGE recebeu a seguinte resposta:

O relé F650 executa um filtro FIR (filtro de resposta finita) que suaviza a onda de tensão que será utilizada no cálculo da frequência. Desta forma, os passos de zero do sinal são limpos (sem picos). Se todos os sinais de tensão estiverem acima do limite de tensão do barramento energizado, as 03 tensões serão usadas para calcular a frequência. Através da transformada de Clarke-Park, é extraído um sinal que será usado para extrair as passagens por zero. Caso contrário, o sinal selecionado é usado por meio da configuração “Frequency Reference”. Então, utilizando 07 passagens consecutivas por zero, a frequência e a derivada da frequência são calculadas. A frequência

de proteção é calculada integrando as últimas 05 medições calculadas. A derivada de frequência é calculada com as últimas 15 medições.

O relé F650 não detecta mudanças de fase ou saltos de vetores que possam existir no sinal. Como uma medição filtrada é usada para calcular a frequência, um salto de vetor não causaria uma mudança de frequência muito grande que poderia ser usada para bloquear a unidade. Uma mudança significativa seria entre duas passagens por zero consecutivas. Mas, o equipamento veria uma mudança de frequência que pode estar dentro dos limites da medição de frequência e dispararia. É por isso que é necessário ajustar um tempo razoável nas unidades de frequência que possam evitar esses problemas.

Após o evento citado, foi ajustado um tempo de retardo intencional de 40ms para atuação do relé de subfrequência.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas várias atuações indevidas do esquema ERAC pela função ANSI 81U (subfrequência) nas instalações da Concessionária RGE, após retirada de tempo de retardo intencional. Com exceção da subestação Sapiranga, todas as outras atuações foram influenciadas pela desaceleração de motores, como será visto no próximo Capítulo. Em Sapiranga a atuação indevida de todos os alimentadores da barra de 23kV foi influenciada por curto-circuito próximo do barramento de 23kV. Conforme a fabricante GE deve ser considerado um tempo adicional de retardo para evitar atuações indevidas da função ANSI 81U.

No próximo Capítulo, é analisada a influência da desaceleração de motores de indução na estimação da frequência pelos relés comerciais.

4 INFLUÊNCIA DOS MOTORES DE INDUÇÃO NA DESENERGIZAÇÃO DE SUBESTAÇÃO

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Neste capítulo será analisada a influência da desaceleração de motores de indução na forma de onda da tensão, verificada nas oscilografias das atuações indevidas do ERAC. Em seguida com o auxílio do *software* DigSILENT será simulado eventos de curto-circuito em linha de transmissão 138kV com posterior desligamento da linha. A análise do comportamento da tensão será realizada na barra de 23kV em subestação a jusante à linha desligada. Serão realizados dois eventos, um sem presença de motores e outro com a presença de motores de indução. Em seguida será analisado um teste prático utilizando ventiladores e relé parametrizado para obter oscilografia por subtensão. O objetivo é verificar o comportamento da onda da tensão na desaceleração dos motores dos ventiladores.

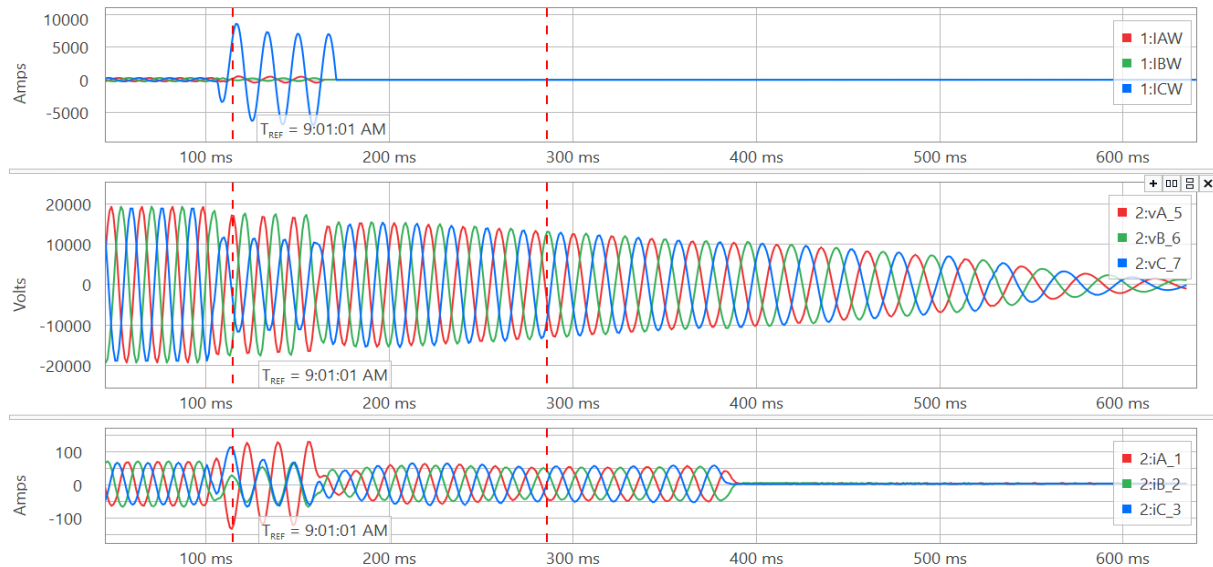
Por fim é realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema.

4.2 SIMULAÇÕES no *DIGSILENT*

Um fato importante quando se analisa as oscilografias registradas das atuações indevidas do esquema ERAC por relés de frequência é a característica da onda de tensão. Após o desligamento da fonte, se observa que a tensão não cai de forma instantânea a zero nos barramentos de 23kV. A Figura 4.1 mostra na parte superior as correntes da linha POA-SSC (curto-circuito na fase C), na parte inferior as correntes do alimentador 7 de São Sebastião do Caí.

Pode-se notar que após o desligamento do disjuntor da linha POA-SSC (correntes zeradas – parte superior da figura 4.1), ainda continuam a existir correntes de carga no alimentador 7 (AL7), até o momento da abertura deste disjuntor por atuação da função ANSI 81U.

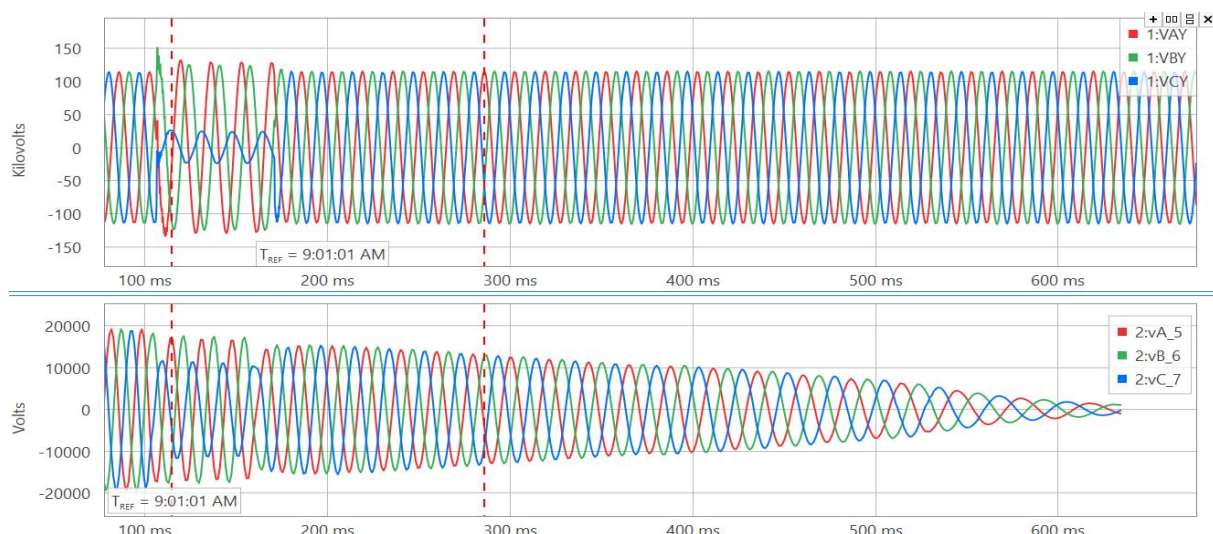
Figura 4.1 – Oscilografia da corrente de curto-circuito da linha POA- SSC (parte superior) e tensão e corrente do alimentador 7 da subestação SSC (parte central e inferior).



Fonte: Autoria própria.

Ainda se observa por mais de 240ms a presença de tensão no barramento da subestação (neste momento todos os alimentadores já estavam desligados – tensão residual oriunda da barra de 138kV das subestações a jusante (Bom Princípio e Montenegro).

Figura 4.2 – Oscilografia da tensão na linha POA-SSC (parte superior) e tensão na barra de 23kV da subestação SSC (parte inferior).



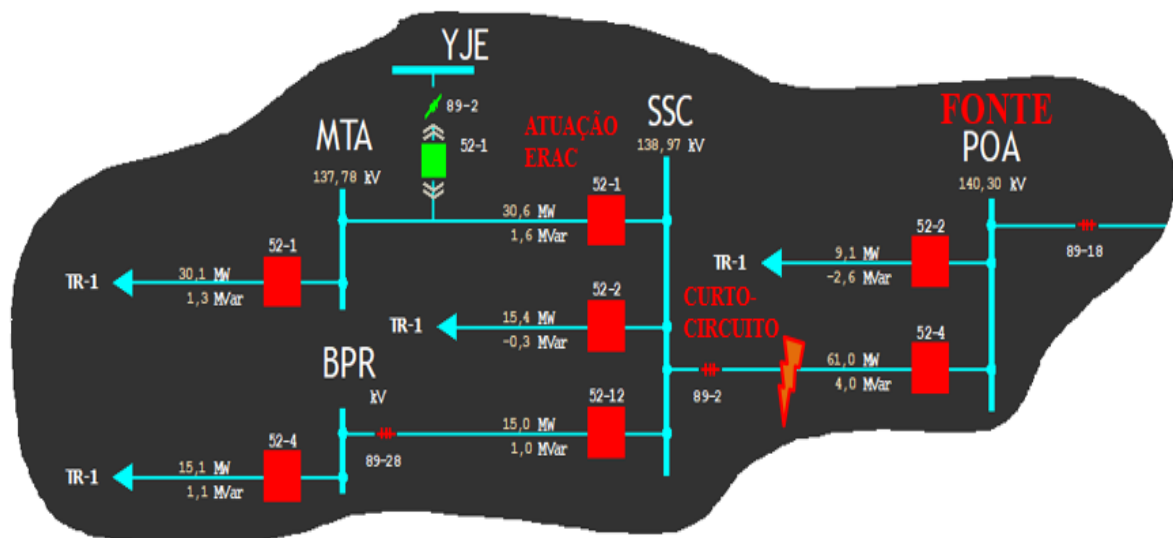
Fonte: Autoria própria.

A Figura 4.2 mostra a tensão na barra de 138kV de Portão (parte superior) e na barra de 23kV de SSC (parte inferior). Após a abertura da linha POA-SSC e eliminação do defeito, a tensão retorna para o valor nominal na barra de 138kV de POA, enquanto em SSC a tensão cai lentamente em magnitude e frequência. Neste momento a fonte está desligada.

Na literatura se tem registro de eventos semelhantes aos registrados no capítulo anterior, no qual se pode observar a influência de motores de indução na forma de onda da tensão em desenergizações da fonte, gerando atuações indevidas dos relés de proteção.

A fim de entender o comportamento da onda de tensão na desenergização das subestações, foi recriado o cenário do evento da subestação SSC utilizando o software *DIgSILENT*. Esta simulação considerou o sistema de subtransmissão radial em 138kV, cuja fonte é a subestação Scharlau. Este sistema possui quatro subestações, sendo elas: Portão (POA), São Sebastião do Caí (SSC), Bom Princípio (BPR) e Montenegro (MTA). A subestação de SSC possui um transformador de 37,5 MVA, assim como a SE BPR. Em MTA a potência do transformador é de 50MVA, conforme figura 4.3.

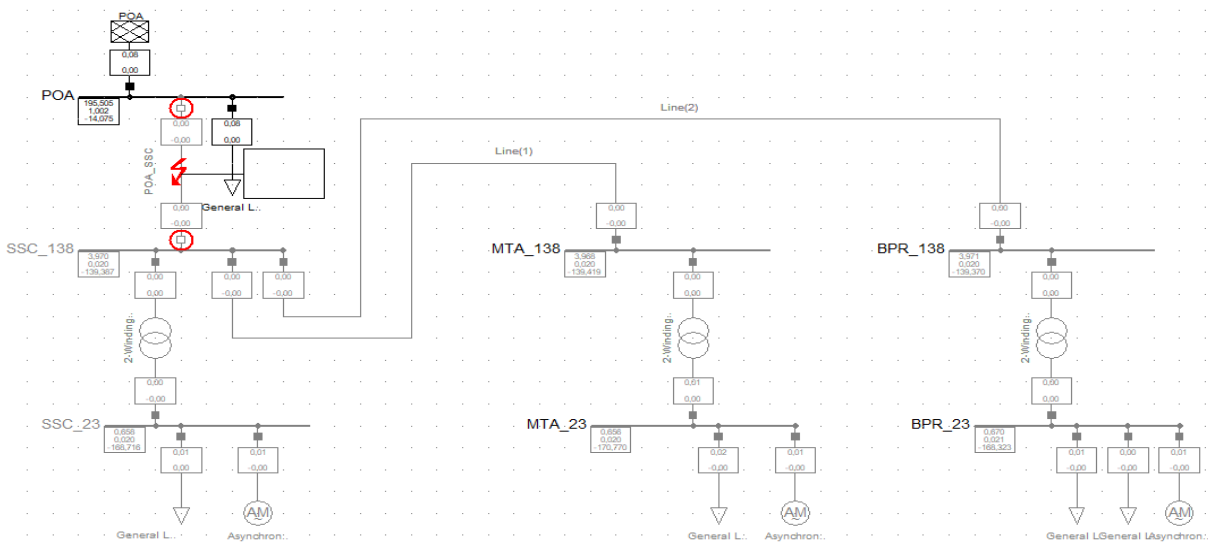
Figura 4.3 – Sistema de 138kV considerado na simulação do *DIgSILENT*. Curto-circuito na linha POA-SSC.



Fonte: Autoria própria.

Em seguida, foi simulado um curto-circuito monofásico na linha POA-SSC, conforme Figura 4.4, com o desligamento do disjuntor do módulo da linha em POA.

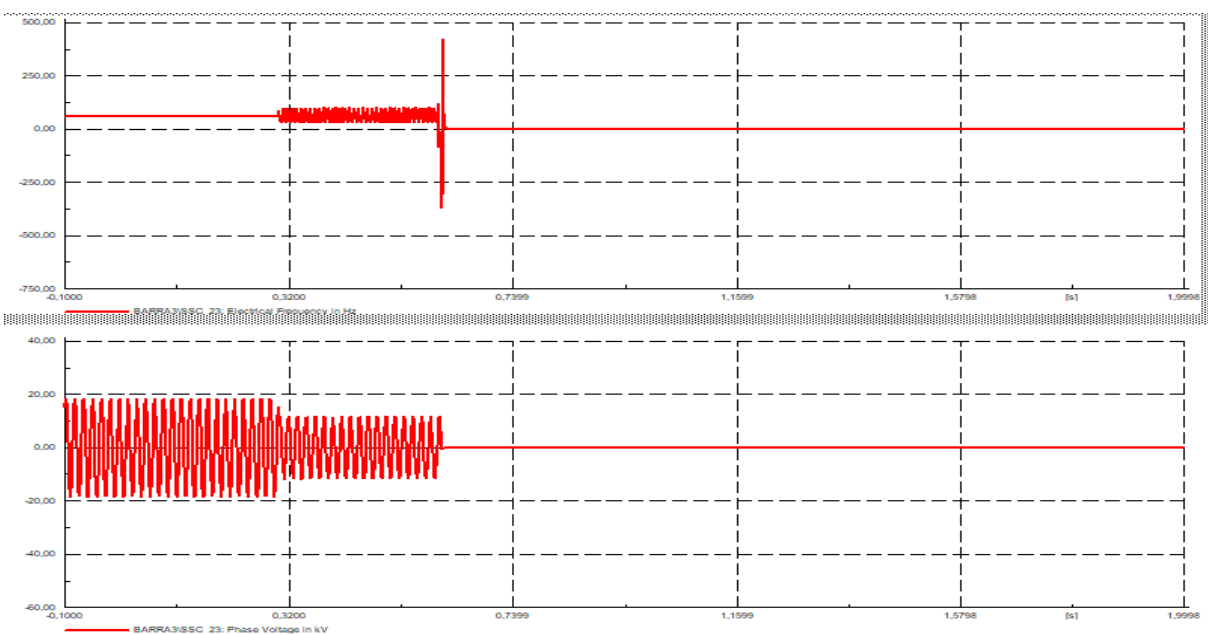
Figura 4.4 – Simulação no *DIgSILENT*.



Fonte: Autoria própria.

Com o objetivo de analisar o comportamento da tensão na barra de 23kV de SSC após o desligamento da fonte, foi configurado no *software* a medição da tensão em questão. A Figura 4.5 mostra que a tensão na barra de 23kV de SSC cai a zero assim que a fonte (linha POA-SSC) é desligada.

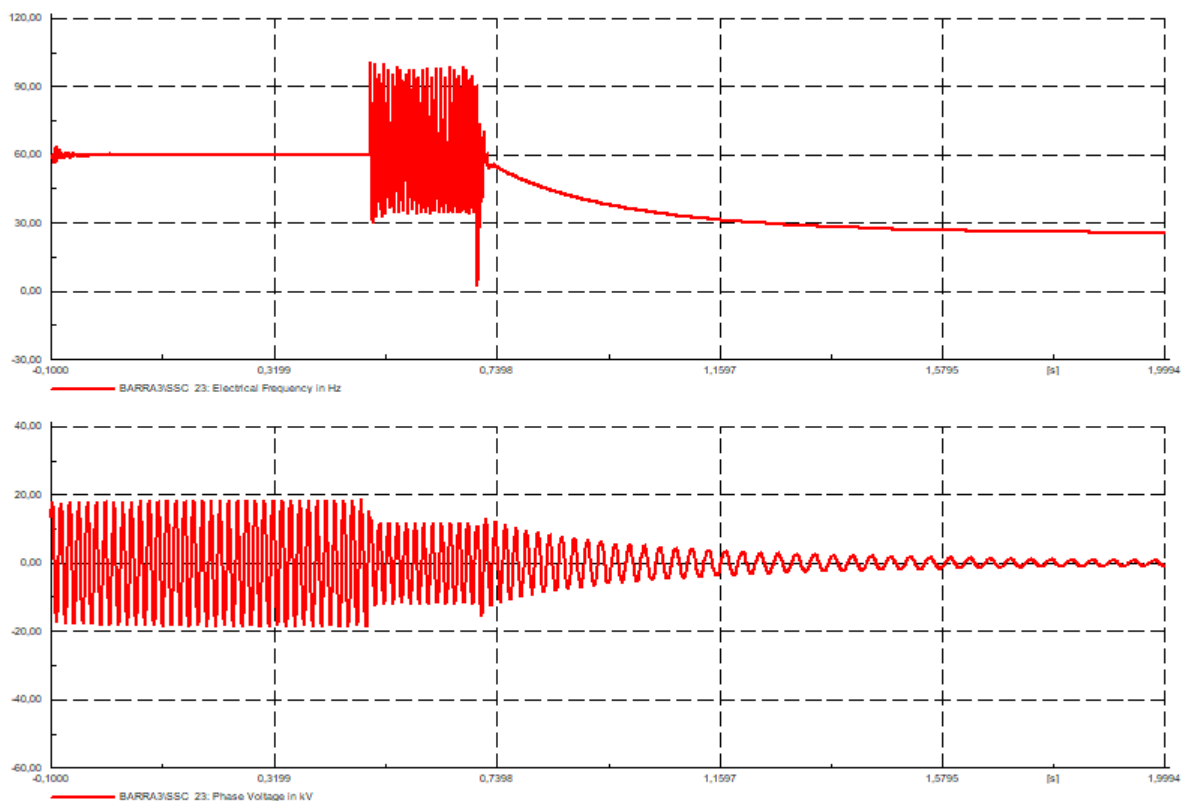
Figura 4.5 – Comportamento da tensão na barra de 23kV de SSC após desligamento da fonte.



Fonte: Autoria própria.

Num segundo momento, a simulação foi refeita considerando a presença de 40 motores de indução de 3500 rpm, 2 pólos e potência de 200 cv cada, nos barramentos de 23 kV das subestações SSC, BPR e MTA. Desta forma, verifica-se que a característica da onda da tensão se altera. A Figura 4.6 mostra que, com a presença de motores, quando desligada a fonte, a tensão cai gradativamente em magnitude e frequência.

Figura 4.6 – Comportamento da tensão na barra de 23kV de SSC após desligamento da fonte, com presença de motores.



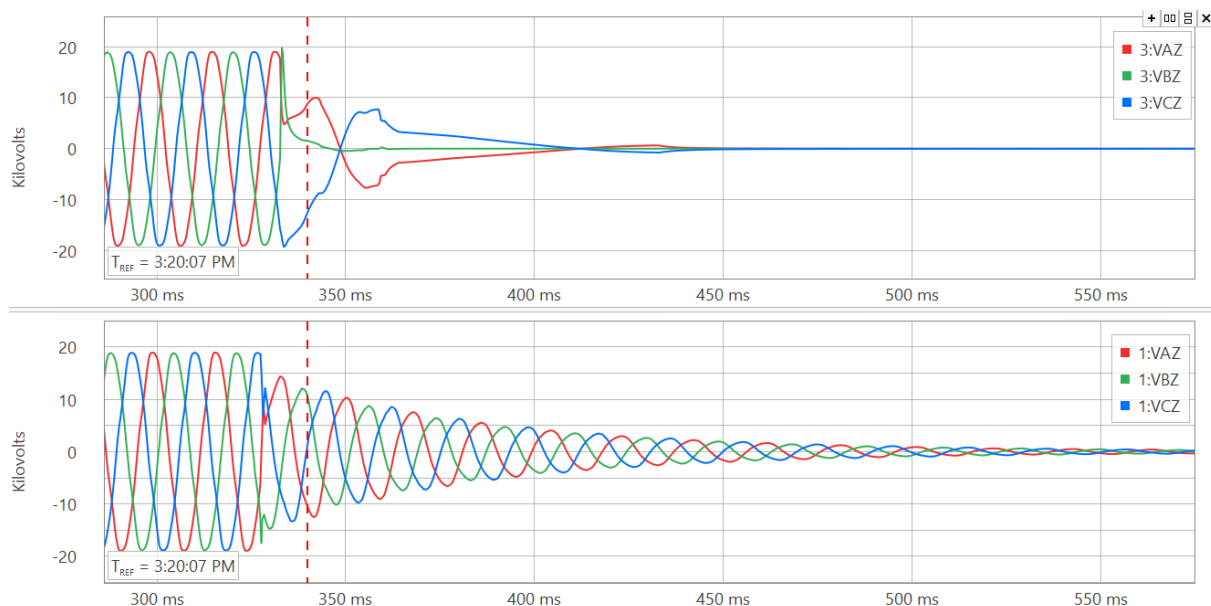
Fonte: Autoria própria.

4.3 DESACELERAÇÃO DE MOTOR DE INDUÇÃO EM DESLIGAMENTO DE VENTILADORES DE TRANSFORMADOR DE FORÇA

Ainda na comprovação da influência dos motores de indução durante a desenergização de subestações, para os relés de subfrequência, foi realizado um teste prático. Este ensaio consistiu na utilização de relé digital SEL451 instalado no circuito da ventilação forçada de um transformador de força. O dispositivo foi parametrizado para obter oscilografia por subtensão, isto é, quando fosse desligado o circuito dos ventiladores, como se pode notar na Figura 4.7.

Como se verifica na parte superior da Figura 4.7, o primeiro teste foi realizado com os relés térmicos dos ventiladores desligados o tempo todo, ou seja, foi desligado o circuito de comando da ventilação e coletada a oscilografia. Já na parte inferior da Figura 4.7, os ventiladores estavam ligados e em dado momento foi desligado o circuito de comando e coletada a oscilografia. Nota-se que, neste segundo teste, a tensão não zera instantaneamente, mas diminuiu gradativamente tanto em magnitude quanto em frequência.

Figura 4.7 – Oscilografia de desligamento do circuito de ventilação de Trafo de força (parte superior apenas circuito de comando, parte inferior todo o circuito, inclusive com os ventiladores ligados).



Fonte: Autoria própria.

4.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

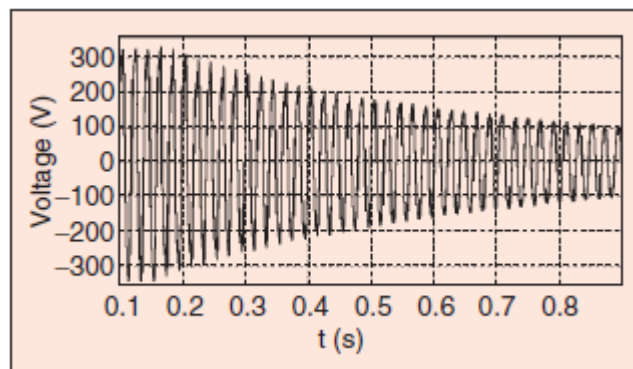
Conforme Kinderman (1997), os motores de indução podem operar como um gerador durante um curto-circuito. Caso o curto-circuito ocorra próximo dos terminais do motor de indução, a tensão das bobinas do estator deixa de existir. Consequentemente deixando de existir, praticamente de maneira instantânea, a excitação do motor. Deste modo, o motor de indução de grande porte se comporta como um gerador elétrico e contribui com corrente elétrica de curto-circuito até dois ciclos.

No artigo publicado por Maljkovic (1999), o autor afirma que negligenciar a contribuição do motor de indução para a corrente de curto-circuito inicial pode levar a erros na escolha dos equipamentos e na configuração dos relés. Esses erros podem levar a uma diminuição na confiabilidade do relé de proteção de todo o sistema. Isso mostra que a ocorrência de um curto-circuito nos terminais de um motor de indução é relevante tanto para a operação do próprio motor quanto para a rede supridora.

Conforme Blackburn e Domin (2006), quando a fonte de energia de uma subestação de distribuição é interrompida, a inércia do motor provocará uma queda gradual e não imediata na frequência do barramento ao qual os relés de subfrequência estão conectados. Sob tais condições, os relés de subfrequência poderão operar indevidamente, disparando comando para desligar os seus disjuntores, desconectando as cargas desnecessariamente.

A Figura 4.8 ilustra o comportamento de um motor de indução de 26kW analisado por Maljkovic (1999) durante um curto-circuito e também, após a sua desconexão da rede. Observa-se a mesma característica registrada nos eventos citados anteriormente. Isto é, a tensão não zera de forma instantânea.

Figura 4.8 – Tensão medida na fase A do motor de indução de 26kW após desconexão da rede (motor com carga constante).

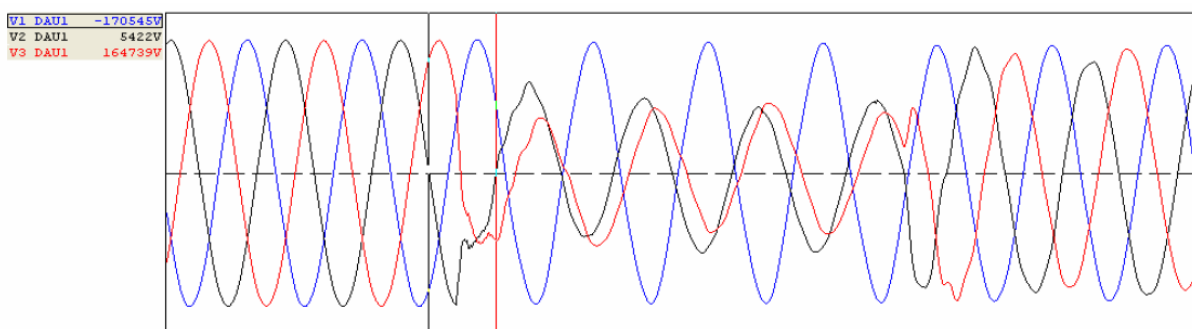


Fonte: (MALJKOVIC, 1999).

No trabalho de Bronzeado (2008), é analisado o efeito do afundamento da tensão na atuação indevida do relé de frequência e, por conseguinte, no desligamento total de uma planta petroquímica. Conforme o autor, após um curto-circuito em uma linha de 500kV houve um afundamento nas tensões registradas nos relés instalados em subestação a jusante. Esta pertur-

bação não foi causada por variação da frequência no sistema elétrico, decorrente do desequilíbrio entre carga-geração ou outro problema de estabilidade de potência. O que se pôde verificar neste caso foi um salto de tensão durante o evento, conforme Figura 4.9. Então, como o relé utiliza a tensão para estimar a frequência do sistema, devido ao salto na tensão, a frequência calculada foi de 54Hz. Desta forma, o relé operou desligando a carga.

Figura 4.9 – Tensão medida em linha de transmissão que abastece uma planta petroquímica durante curto-circuito na rede de 500kV.



Fonte: (BRONZEADO, 2008).

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, abordou-se a importância de considerar a influência dos motores de indução em desenergização de fonte ou curto-circuito, para a atuação indevida do relé de frequência. Em desenergizações de subestações com grande presença de potência motriz, verifica-se que a tensão não cai a zero de forma instantânea, mas cai lentamente tanto em magnitude quanto em frequência, devido a realimentação pela desaceleração de máquinas rotacionais. Destaca-se ainda que, em curto-circuito, como o citado por Bronzeado (2008), devido ao salto de tensão, o relé poderá operar, desligando de forma indevida a carga, como visto também no evento da subestação Sapiroanga mencionado no capítulo anterior.

No próximo Capítulo serão apresentados os parâmetros necessários para ajustar os relés de frequência, também é realizada uma análise das atuações indevidas do ERAC, bem como são analisadas algumas simulações de saída de grandes blocos de cargas e curtos-circuitos em linhas com grande fluxo de potência, as quais foram feitas com o auxílio do *software* ANATEM. Por fim, serão apresentados dois ajustes para os relés de subfrequência e resultado do teste em bancada.

5 AJUSTES IDEAIS PARA OS RELÉS DE FREQUÊNCIA DA REGIÃO SUL

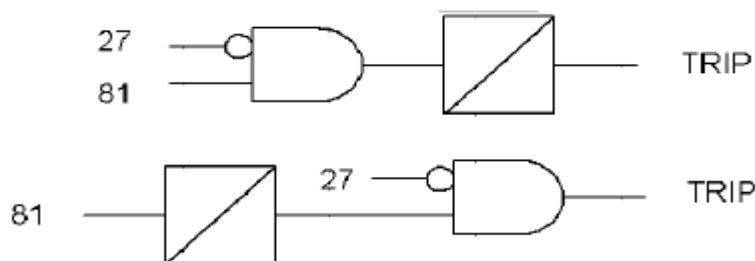
5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os pesquisadores Widrevitz e Armington (1977) foram alguns dos precursores no estudo de algoritmos para a aplicação em relés digitais, com o objetivo de estimar a frequência e avaliar sua variação em função do excesso ou falta de geração. São vários os algoritmos utilizados nos relés comerciais para a estimação da frequência, como por exemplo: método dos mínimos quadrados, método de *prony* com janela de *haming*, método de detecção da passagem por zero, método baseado na transformada discreta de Fourier de Jacobsen, entre outros.

Independente do algoritmo utilizado, os relés utilizam a onda da tensão para estimar a frequência elétrica. Por exemplo, o método para estimação da frequência fundamentado na detecção da passagem do sinal de tensão por zero, fundamenta-se na medição do intervalo de tempo entre duas passagens do sinal de tensão por zero e relaciona a frequência ao período (Marchesan, 2013). Sendo assim, é fundamental a grandeza tensão para os relés de frequência.

A parametrização de um relé de frequência compreende o ajuste de três variáveis, sendo elas: frequência de atuação, tempo de retardo e tensão de bloqueio, conforme Figura 5.1.

Figura 5.1 – Relé de frequência com supervisão de tensão.



Portanto, para que haja a atuação do relé de subfrequência, as três variáveis devem ser satisfeitas. No caso de subfrequência, a frequência estimada deve estar igual ou abaixo da ajustada e a tensão medida pelo relé deve ser maior que a tensão de bloqueio ajustada. Sendo assim, o relé começa a contar o tempo de retardo e atua.

Os relés mais utilizados na concessionária RGE são os modelos da fabricante Siemens e Schweitzer: (Siemens 7SJ62, Siemens 7SJ63, Schweitzer SEL 451, Schweitzer SEL 421 e Schweitzer SEL 487E).

Neste Capítulo são abordados os ajustes dos relés de subfrequência comerciais utilizados pela concessionária RGE e, também, é realizada a análise de algumas simulações de perturbações no SIN, feitas com o objetivo de verificar o comportamento da tensão e frequência e, desta forma, conhecer qual o ajuste ideal para os relés de subfrequência da região Sul. O ajuste deve permitir a atuação do relé de subfrequência em perturbações no SIN e, por outro lado, bloquear a atuação do relé para desaceleração de motores ou curtos-circuitos próximos da instalação do relé. Essas simulações foram realizadas com o *software* ANATEM. Por fim, são propostos dois ajustes para os relés de frequência, bem como analisado os resultados desses ajustes em bancada.

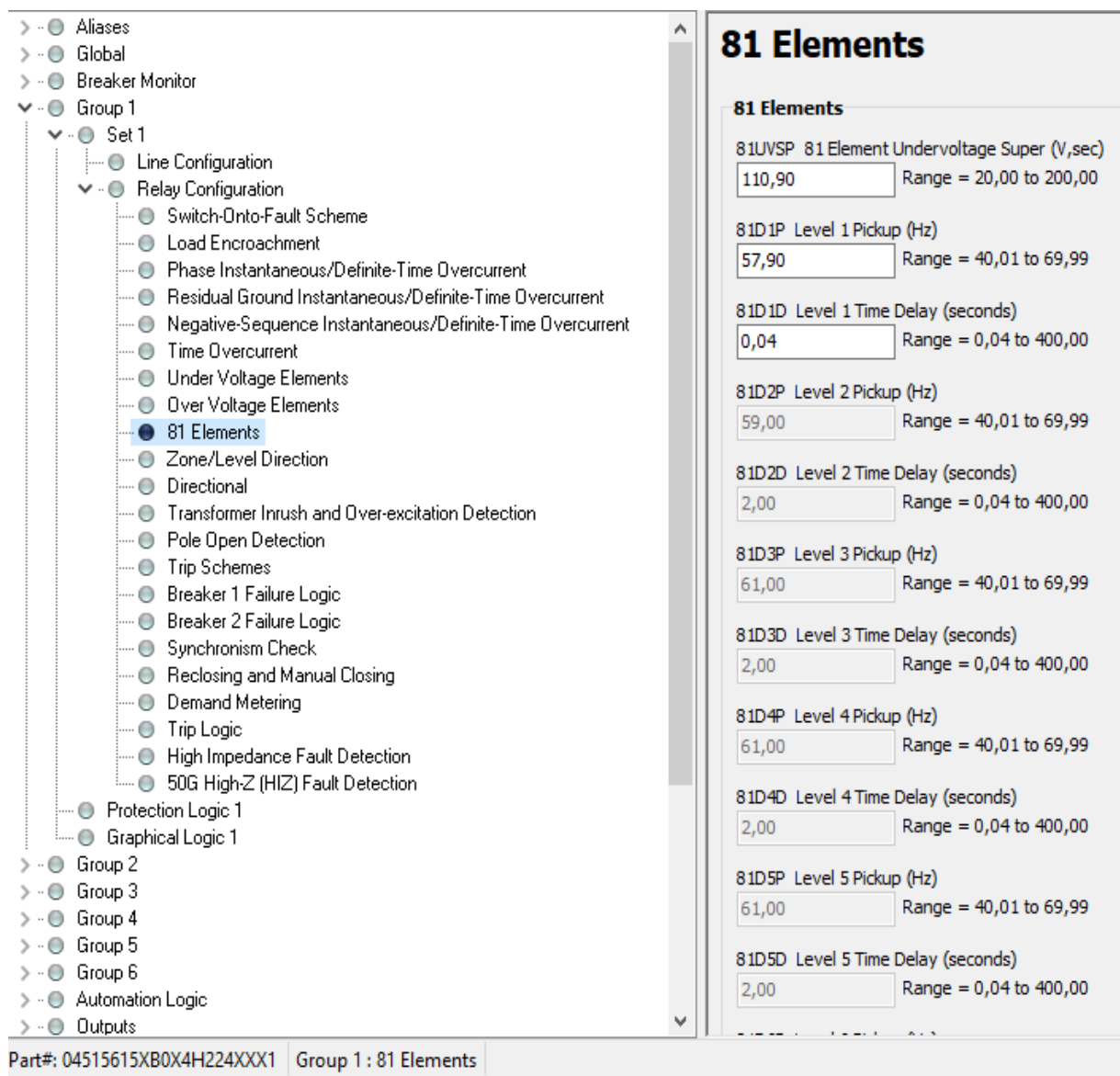
5.2 AJUSTES DOS RELÉS DE FREQUÊNCIA

A maioria dos relés comerciais digitais utilizados para proteção de linhas de transmissão, transformadores ou alimentadores, além de terem a capacidade de proteção de sobrecorrente, subtensão ou sobretensão, também possuem algoritmos para estimação da frequência elétrica. Como já mencionado, basicamente são necessárias três variáveis a serem ajustadas para o funcionamento do relé de frequência, sendo elas a frequência de *pickup*, a tensão de bloqueio da proteção e o tempo de retardo. As Figuras 5.2 e 5.3 mostram os ajustes necessários para a configuração dos relés SEL451 e Siemens 7SJ62, respectivamente.

É de suma importância ajustar corretamente os relés de frequência para que estes atuem quando necessário, levando o sistema a um novo ponto de equilíbrio carga-geração e evitando blecaute generalizado. Porém, o ajuste ideal deve também evitar desligamentos indevidos em perturbações influenciadas por desaceleração de motores ou curtos-circuitos, como os registrados no Capítulo 3. A maioria dos algoritmos coletam a onda de tensão, filtram e aplicam algum cálculo para a extração da frequência. Um curto-circuito onde há um salto de vetor com inversão de potência, poderá sensibilizar o relé frequência, como já mencionado no Capítulo 3, bem como desligamentos de fontes com grande presença de máquinas rotacionais.

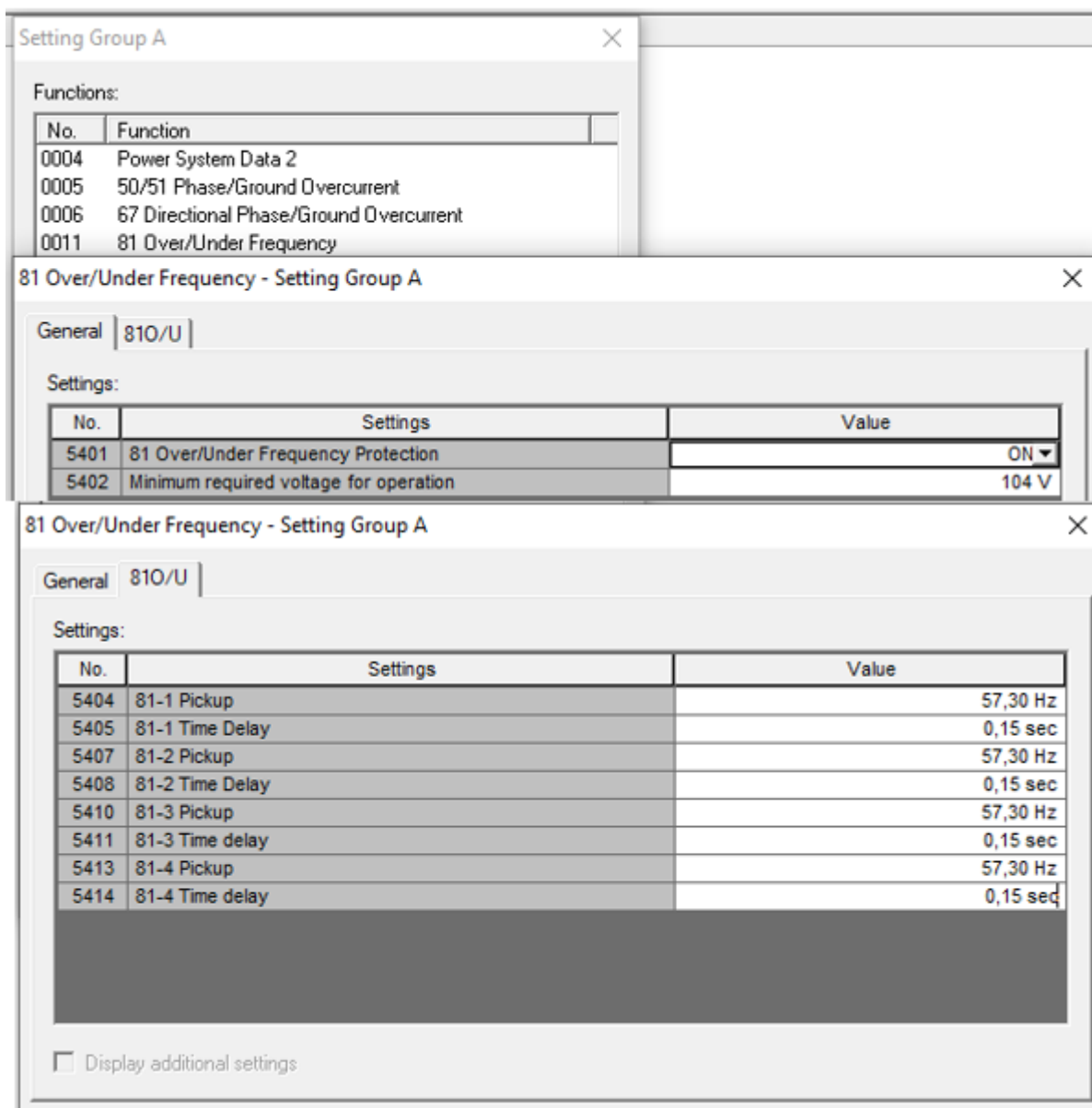
Para ajustar corretamente os relés, deve-se primeiro conhecer o algoritmo utilizado pelo relé no cálculo da frequência. Na sequência, é explicado como devem ser ajustadas as variáveis para a função de frequência no relé SEL451 e no relé Siemens 7SJ62.

Figura 5.2 – Configuração do relé SEL451.



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.3 – Configuração da função ANSI 81U no relé Siemens 7SJ62.

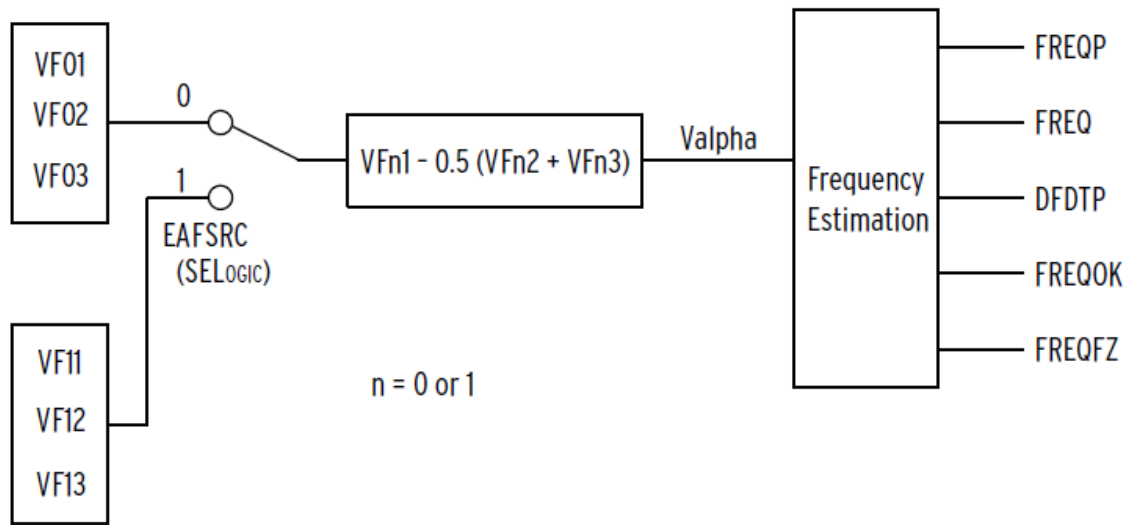


Fonte: Autoria própria.

5.2.1 Algoritmo utilizado pelo relé SEL 451

O relé da fabricante Schweitzer SEL451 calcula o valor do componente *Valpha*, conforme Figura 5.4, e em seguida estima a frequência utilizando o método fundamentado na detecção da passagem do sinal de tensão por zero.

Figura 5.4 – Componente *Valpha* do relé SEL 451.



Fonte: MANUAL RELÉ SEL 451.

Onde VF01, VF02 e VF03 são respectivamente os fasores de tensão A, B e C medidas pelo relé.

Deve-se ter muito cuidado ao ajustar a tensão de bloqueio (variável 81UVSP) neste relé, sendo necessário o seguinte cálculo:

- Se estiverem sendo utilizados três transformadores de potencial (fase A, B e C), com tensão secundária entre fase e terra de 67 V, utiliza-se a Equação (5.1).

$$Valpha = \sqrt{2} \times 1.5 \times Vrms \quad (5.1)$$

Onde $Vrms$ é o valor da raiz quadrada média do fasor de tensão e *Valpha* é a tensão instantânea medida e que será utilizada para a estimação da frequência.

Desse modo, no caso da necessidade de ajustar a tensão de bloqueio em 78% da nominal, em sistema com três transformadores de potencial, fases A, B e C, com tensão entre fases de 115 V e tensão entre fase e terra de 67 V, o ajuste da variável 81UVSP deve ser 110,9 V como já mencionado anteriormente. Assim, *Valpha* é dado conforme as Equações 5.2 e 5.3.

$$Valpha = 1.5 \times \sqrt{2} \times 67V \quad (5.2)$$

$$Valpha = 142,13V \quad (5.3)$$

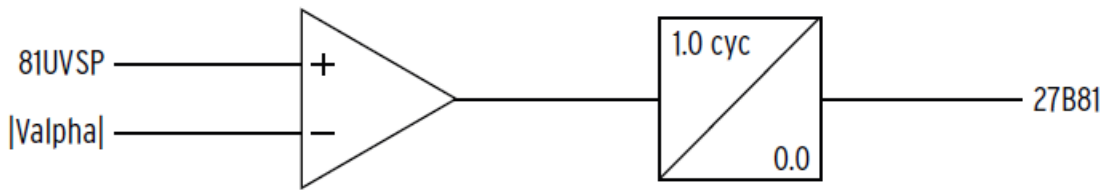
- Se estiver sendo utilizado apenas um transformador de potencial na fase A, com tensão secundária entre fase e terra de 67 V, utiliza-se a Equação (5.4). Neste caso, VF01 será igual a fase A, enquanto VF02 e VF03 serão iguais a zero. Assim, *Valpha* terá valor igual a 94,75 V, conforme (5.5)

$$Valpha = \sqrt{2} \times 67V \quad (5.4)$$

$$Valpha = 94,75V \quad (5.5)$$

O *Word bit 27B81* é acertado se *Valpha* ficar abaixo do valor de configuração 81UVSP para mais de um ciclo, conforme Figura 5.5. Na lógica da Figura 5.5, o comparador compara o valor absoluto da tensão do componente *Valpha* com o valor 81UVSP.

Figura 5.5 – Lógica da tensão de bloqueio do relé SEL451.



Fonte: MANUAL RELÉ SEL 451.

A Figura 5.6 mostra um resumo com as possibilidades de configuração e ajuste para a tensão de bloqueio (variável 81UVSP) no relé SEL 451.

Figura 5.6 – Sumário do componente *Valpha* para três configurações de tensão de entrada do relé e cálculo da tensão de bloqueio (variável 81UVSP).

Case	PT Connections	VA	VB	VC	Valpha	0.6 • Valpha
Case 1	Three-phase	67 ∠0°	67 ∠-120°	67 ∠120°	142.13	85.28
Case 2	Single-phase, VA	67 ∠0°	0	0	94.75	56.85
Case 3	Single-phase, VB/VC	0	67 ∠-120°	0	47.38	28.43

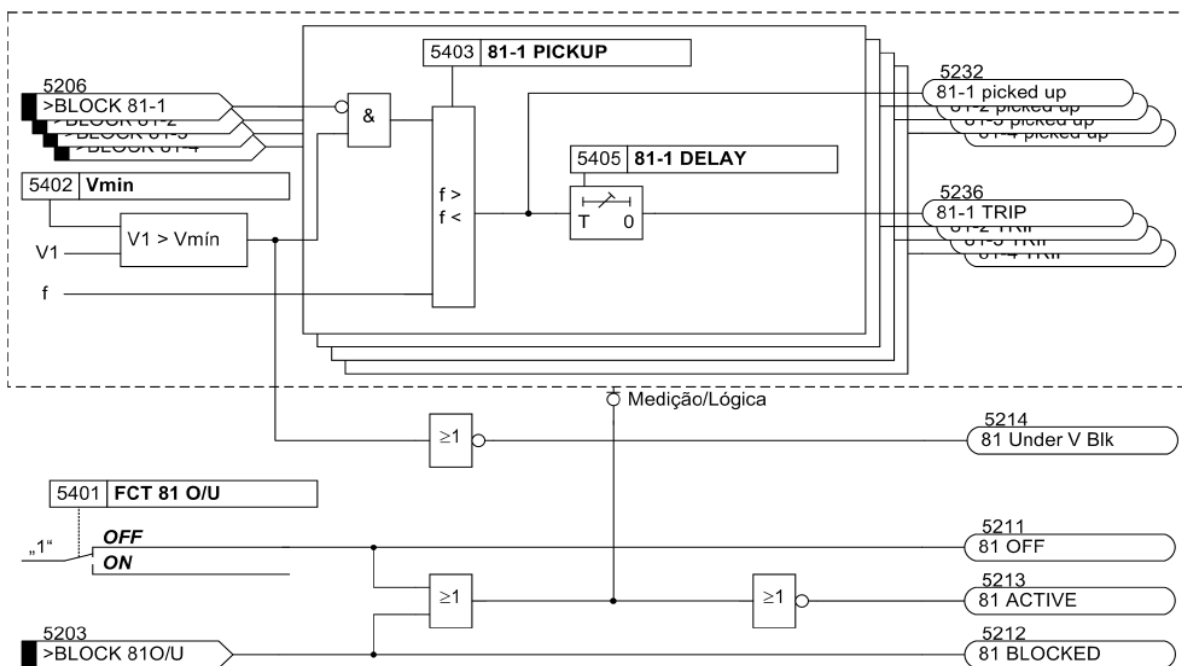
Fonte: Adaptação do Manual do relé SEL451.

5.2.2 Algoritmo utilizado pelo relé SIEMENS 7SJ62

Neste relé a frequência é detectada pela tensão fase-fase (VA-B) aplicada ao dispositivo. Se a amplitude dessa tensão for muito pequena, uma das outras tensões fase-fase é usada em seu lugar.

Semelhante ao SEL 451, este relé possui quatro elementos de frequência. Desta forma, pode-se ajustar até quatro diferentes ajustes de frequência de atuação, com tempos independentes. A variável V_{min} é a variável tensão de bloqueio. Se a tensão cair abaixo do valor ajustado em V_{min} , a proteção de frequência é bloqueada. A Figura 5.7 mostra o diagrama lógico da proteção de frequência.

Figura 5.7 – Diagrama lógico da proteção de frequência do relé Siemens 7SJ62.



Fonte: Manual Siemens.

5.3 ANÁLISE DAS ATUAÇÕES INDEVIDAS DOS RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA

Como já mencionado, a Concessionária RGE utilizava um tempo de retardo de 150 ms para os relés de frequência até o ano de 2016, quando passou a retirar o tempo de retardo por solicitação do ONS. Após os desligamentos indevidos, buscou-se entender melhor as perturbações, com o intuito de evitar mais atuações incorretas do ERAC, ao mesmo tempo que se busca atender à solicitação do Operador Nacional do Sistema.

Verificou-se que o tempo de retardo e a tensão de bloqueio são duas variáveis tão importantes quanto o ajuste da frequência que o relé irá operar. Se o valor da tensão de bloqueio estiver próximo da nominal, poderá bloquear indevidamente a atuação do ERAC, em caso de instabilidade no SIN. Caso esteja muito abaixo da nominal, poderá viabilizar a operação indevida do ERAC em desenergizações. A temporização intencional, assim como a tensão de bloqueio, é uma variável que também deve ser bem ajustada. Isto é, se o tempo de retardo for muito grande poderá contribuir para um colapso no sistema, uma vez que propõe ao sistema uma rejeição de carga muito lenta, podendo fazer com que as proteções das geradoras atuem primeiro. Mas, no caso de não existir a temporização, poderão ocorrer desarmes indevidos durante a oscilação de tensão no sistema, seja por curto-circuito próximo da instalação do relé ou em desenergização da fonte.

Na Tabela 2.3, é possível verificar os valores das tensões no momento que o relé enviou comando de abertura (*trip*) por subfrequência nos casos de atuação indevida já mencionados, bem como os ajustes de frequência de atuação e tempo de retardo. Nota-se que as tensões na barra de 13,8kV de Formigueiro estão menores se comparadas as dos outros três eventos. Isso é devido a temporização do relé em 150 ms, ou seja, o relé já estava com frequência abaixo da ajustada por mais de 150 ms.

Tabela 5.1 – Valor da tensão e ajustes dos relés de frequência nas atuações indevidas.

TR FORMIGUEIRO	TRIGUER (tensão em kV)			AJUSTES RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA		
	VA	VB	VC	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO DE RETARDO
	4,27	3,87	3,68	58,2	36%	150ms
	54%	49%	46%			
LT FOR-CAÇA-PAVA	TRIGUER (tensão em kV)			AJUSTES RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA		
	VA	VB	VC	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO DE RETARDO
	30,6	32,57	28,75	58,2	63%	40ms
	77%	82%	72%			
SAPUCAIA	TRIGUER (tensão em kV)			AJUSTES RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA		
	VA	VB	VC	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO DE RETARDO
	8,03	7,91	8,48	57,6	60%	0
	60%	60%	64%			
S. SEBASTIÃO DO CAÍ	TRIGUER (tensão em kV)			AJUSTES RELÉS DE SUBFREQUÊNCIA		
	VA	VB	VC	FREQ (Hz)	V BLOQ (% nominal)	TEMPO DE RETARDO
	8,14	9,35	10,5	57,3	60%	0
	61%	70%	79%			

Fonte: Autoria própria.

Observa-se que, no caso do TR de Formigueiro, a tensão de bloqueio estava ajustada em 36% da nominal, com tempo de 150ms, enquanto que na linha Formigueiro-Caçapava a tensão de bloqueio estava ajustada em 63% da nominal com tempo de retardo em 40 ms. Nas subestações Sapucaia e São Sebastião do Caí a tensão de bloqueio estava ajustada em 60% da nominal, sem tempo de retardo.

Neste contexto, verifica-se a importância de encontrar o valor da tensão de bloqueio ideal para ajustar os relés de subfrequência em questão. É válido lembrar que ao mesmo tempo que a Concessionária deve seguir as medidas solicitadas pelo ONS, de garantir o alívio de carga em perturbações com subfrequência no SIN, ela deve seguir as normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL quanto a qualidade de energia elétrica, sendo a descontinuidade uma variável importante a ser monitorada.

Na busca do melhor ajuste para os relés de subfrequência e com auxílio do *software* ANATEM, foi possível simular algumas perturbações no SIN, como a saída de grandes blocos de cargas, aberturas de linhas e desligamentos de geração. Estas simulações foram essenciais na verificação do comportamento da tensão e frequência durante grandes eventos e desta forma verificar qual o melhor ajuste para a tensão de bloqueio.

5.4 SIMULAÇÕES SOFTWARE ANATEM

Com o auxílio do *software* ANATEM foi possível realizar algumas simulações de desligamento de grandes blocos de cargas e efetuar alguns curtos-circuitos, com o objetivo de analisar o comportamento da tensão e da frequência.

O ANATEM permite simulações no domínio do tempo de sistemas elétricos de potência de grande porte, trazendo como resposta uma curva dinâmica do sistema diante da perturbação. O *software* utiliza um modelo matemático composto por muitos equipamentos interligados, como geradores e seus controladores (AVR, RV e PSS), cargas dinâmicas, sistemas em HVDC, SVC, TCSC, relés de sub e sobretensão, relés de frequência, relés de impedância, relés de sobrecorrente, etc.

Nas simulações deste trabalho foram utilizados os dados do sistema interligado nacional do ano de 2018 disponíveis no site do ONS, obedecendo, desta forma, às diretrizes e critérios para estudos elétricos definidos nos procedimentos de rede do ONS, módulo 23.

5.4.1 Desligamento da barra de 765kV de Ivaiporã

Inicialmente, foi simulado o desligamento da barra de 765kV de Ivaiporã. Nesta barra, se conectam três linhas de transmissão de 765kV responsáveis pelo escoamento de energia produzida na UHE de Itaipu – setor de 60Hz, para o centro de consumo da região Sudeste. Isto é, estes três circuitos interligam as subestações Foz do Iguaçu e Tijuco Preto, conforme Figura 5.8.

Figura 5.8 – Mapa dos Circuitos de 765kV Foz do Iguaçu – Tijuco Preto.



Fonte: Mapa dinâmico do Sistema - Site ONS, (2020) .

Este sistema tem capacidade para escoar aproximadamente 11.000 MW da UHE Itaipu, conforme Figura 5.9. Como já mencionado no Capítulo 02, em 2009 ocorreu uma perturbação no SIN originada após três curtos-circuitos, envolvendo o circuito 1 e 2 das linhas Ivaiporã – Itaberá e a barra de Itaberá, o que configurou, para o SIN, um curto-circuito trifásico a terra. Após a atuação da proteção e eliminação das faltas, foi interrompido o fluxo de potência neste sistema de 765kV.

Figura 5.9 – Dados de carga ANAREDE.

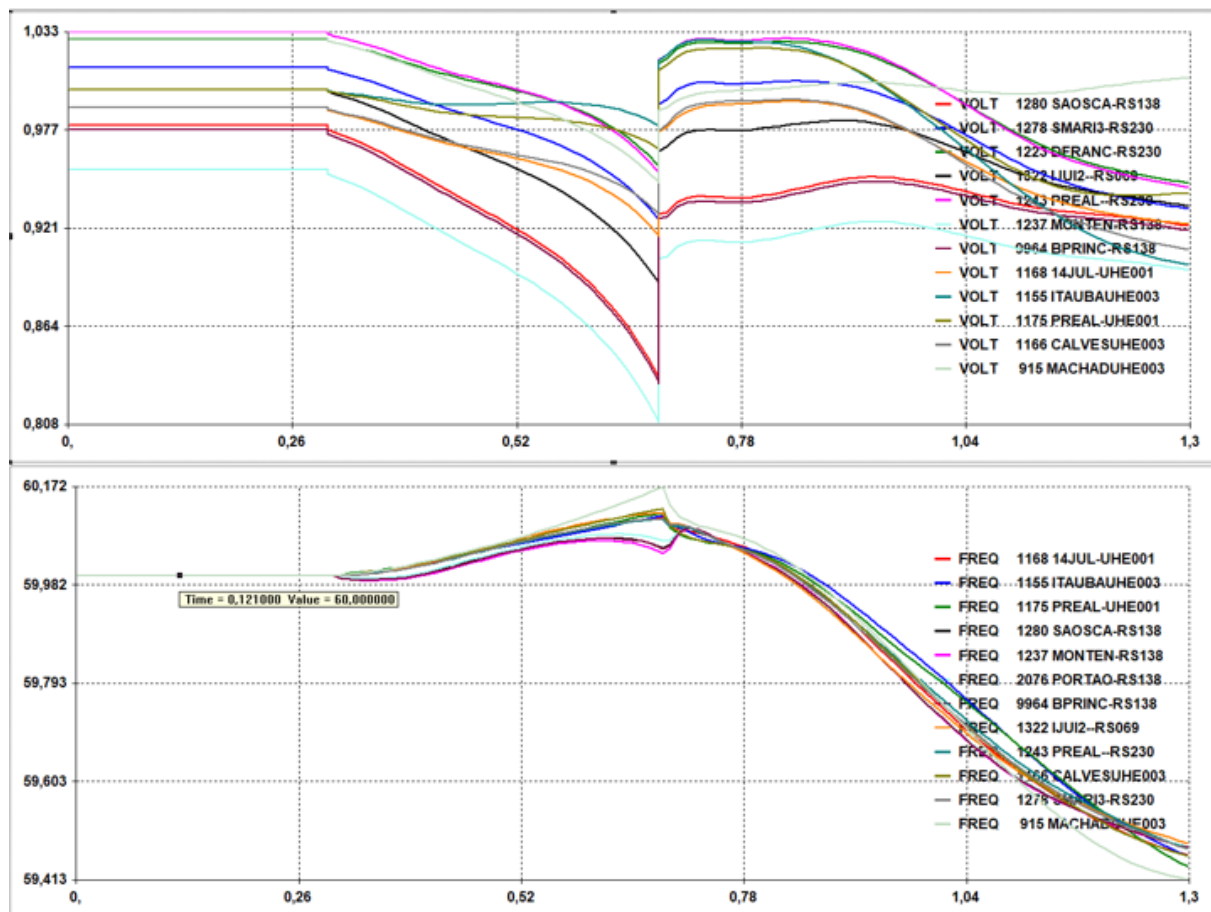
Gerenciador de Dados :: ONS - MENSAL - MARÇO 2018 - PESADA

Barra DE	Nome DE	Estado DE	Barra PARA	Nome PARA	Estado PARA	Circuito	Estado Operativo	Capac. Normal (MVA)
65	IVAIPO-PR765	Ligado	62	IV-FZ1CAP765	Ligado	1	Ligado	3684
65	IVAIPO-PR765	Ligado	63	IV-FZ2CAP765	Ligado	1	Ligado	3684
65	IVAIPO-PR765	Ligado	64	IV-FZ3CAP765	Ligado	1	Ligado	3684
65	IVAIPO-PR765	Ligado	69	IV-IT1CAP765	Ligado	1	Ligado	3684
65	IVAIPO-PR765	Ligado	70	IV-IT2CAP765	Ligado	1	Ligado	3684
65	IVAIPO-PR765	Ligado	71	IV-IT3CAP765	Ligado	1	Ligado	3684

Fonte: Autoria própria.

A simulação consiste em desligar no tempo de 0.300s a barra Ivaiporã (65). Observa-se que assim que é desligada a barra de Ivaiporã, há uma queda brusca na tensão, que, em 380 ms após o início da perturbação, cai para 0,8 p.u., conforme a Figura 5.10. Esta variação foi observada, principalmente, nas barras de distribuição onde aconteceram os desarmes indevidos do ERAC, mencionados no Capítulo 3.

Figura 5.10 – Desligamento Barra de 765kV Ivaiporã.



Fonte: Autoria própria.

É possível verificar pelo relatório do ANATEM, a semelhança dos acontecimentos com os disponibilizados pelo ONS nos relatórios de perturbação. Ou seja, instantes após o início da perturbação, com a tensão caindo bruscamente, o relé de impedância para detecção de oscilação entre áreas atua, desligando a linha de 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, conforme Figura 5.11.

Figura 5.11 – Atuação do Relé de Impedância para detecção de oscilação entre áreas.

T= 0.6230s	Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138 em operação. Ajuste - 0.930 pu
T= 0.6260s	Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1045 SANGEL-RS525 em operação. Ajuste - 0.940 pu
T= 0.6260s	Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1045 SANGEL-RS525 em operação. Ajuste - 0.940 pu
T= 0.6270s	Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1254 SBORJ2-RS230 em operação. Ajuste - 0.930 pu
T= 0.6300s	Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1225 MACAMB-RS230 em operação. Ajuste - 0.930 pu
T= 0.6380s	Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1230 LIVRA2-RS230 em operação. Ajuste - 0.948 pu
T= 0.6400s	Relé de subtensão MOD. 3 da barra 10027 RBRILH-MS013 em operação. Ajuste - 0.900 pu
T= 0.6480s	Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação. Ajuste - 0.900 pu
T= 0.6480s	Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação. Ajuste - 0.900 pu
T= 0.6540s	Comando para abertura do disjuntor Relé de imped. MOD. 5 da barra 896 CASCOE-PR525

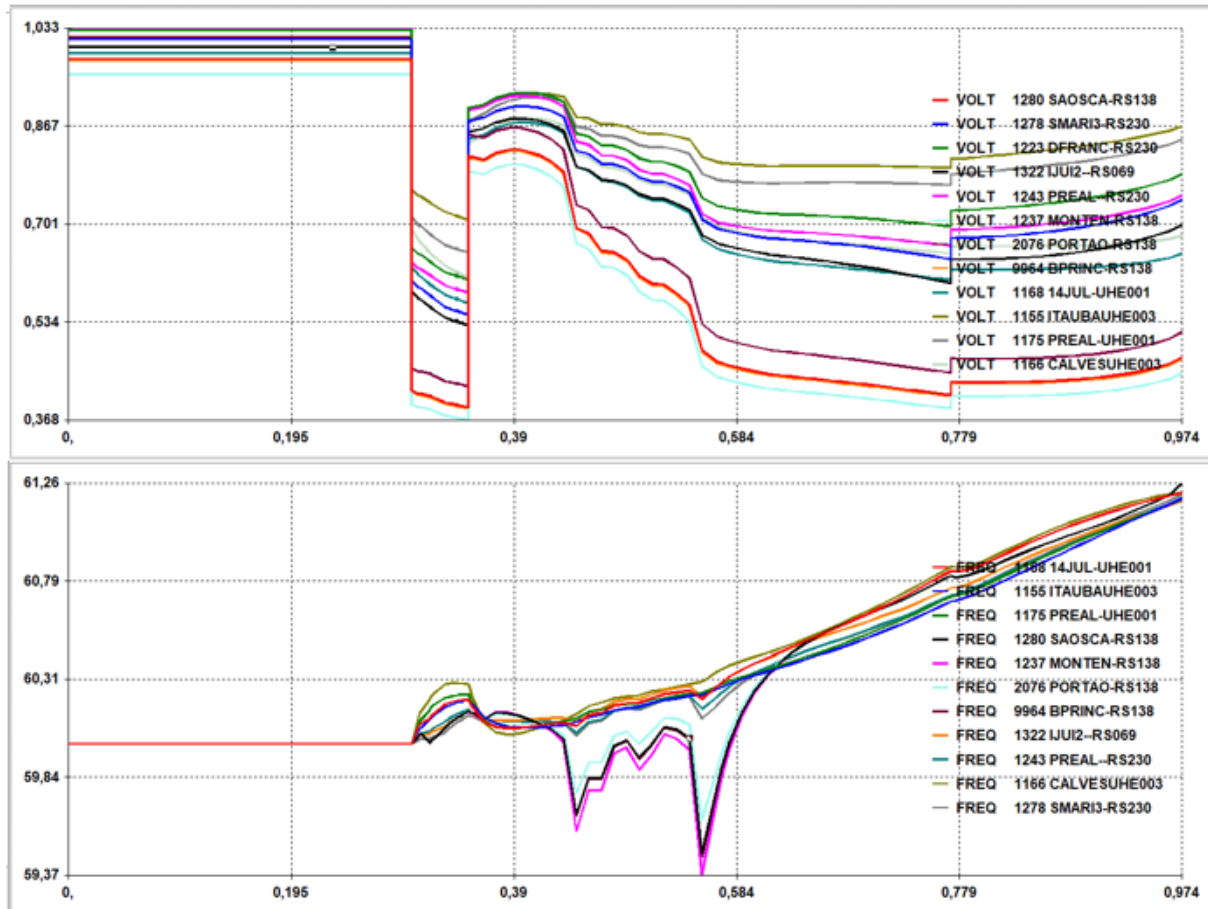
Fonte: Autoria própria.

Este circuito tem capacidade para 3455 MW. Portanto, com esta rejeição de carga, o sistema tem uma melhora no perfil de tensão. Como se pode verificar no relatório do ANATEM, vários relés de subtensão começam a contar tempo para atuarem. A simulação foi possível até o instante 2,05 s, sendo que após esse tempo o ANATEM não converge. Mas, analisando o relatório do ONS da perturbação de 2009, no qual tivemos a perda da geração do setor de 60 Hz de Itaipu, verificam-se vários desligamentos de linhas, de interconexões com subsistemas e desligamentos de reatores, isolando o subsistema com déficit de geração.

5.4.2 Curto-circuito seguido de desligamento da barra de 765kV de Ivaiporã

Em um segundo momento, foi simulado um curto-circuito na barra de Ivaiporã seguido do desligamento da barra após 50 ms, conforme Figura 5.12.

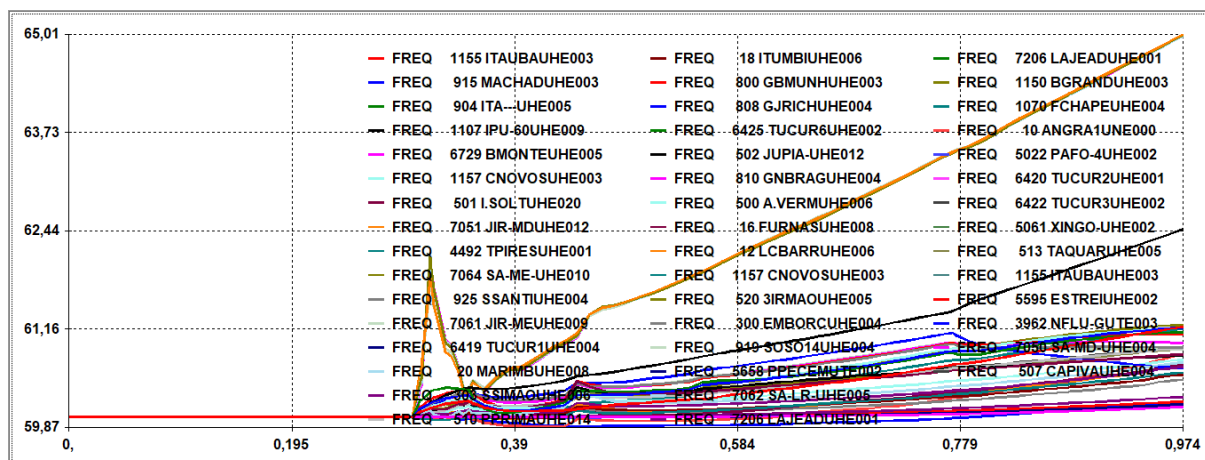
Figura 5.12 – Curto-circuito e posterior desligamento na barra de Ivaiporã.



Fonte: Autoria própria.

Observa-se que, assim que é aplicado o curto-circuito na barra de Ivaiporã, a tensão cai bruscamente, chegando a 0,36 p.u. na maioria das barras do subsistema Sul. Devido ao colapso de tensão, automaticamente, acontece uma redução natural da carga. Desta forma, ao invés de déficit de geração, o sistema experimenta um déficit de carga, como se pode notar na Figura 5.13, a qual mostra um acréscimo na frequência das principais usinas do SIN. O relatório completo do ANATEM é mostrado no Apêndice A.

Figura 5.13 – Frequência nas principais usinas – Curto-circuito barra Ivaiporã.



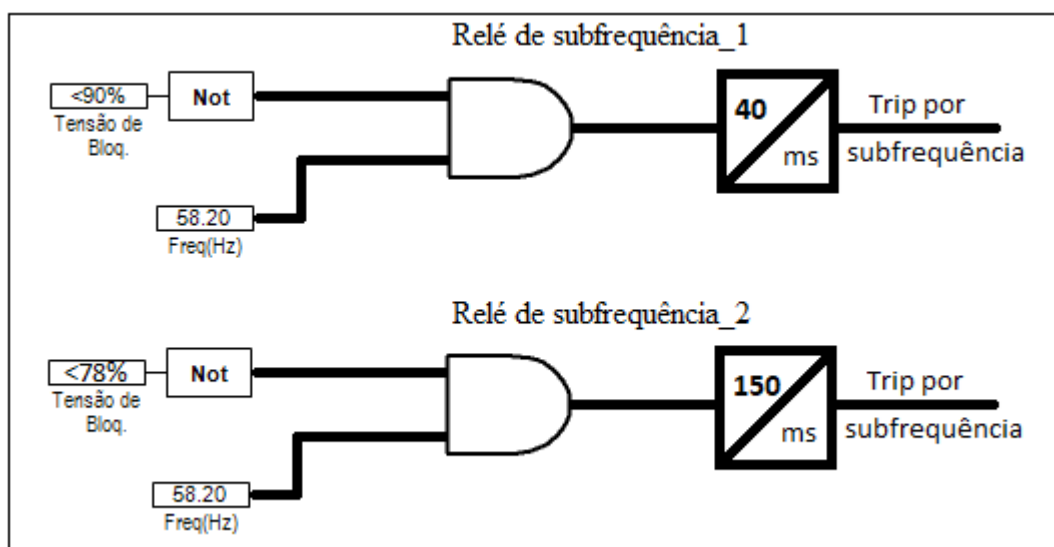
Fonte: Autoria própria.

5.5 AJUSTES PROPOSTOS

Após os estudos envolvendo simulações no ANATEM, análise das oscilografias de atuações do ERAC em perturbações no SIN, análise das oscilografias indevidas do ERAC, análise dos relatórios do ONS das perturbações no SIN, além de uma revisão bibliográfica sobre a influência dos motores nos relés de subfrequência, foi possível entender o comportamento das grandezas tensão e frequência durante a desaceleração de motores, bem como em grandes perturbações no SIN.

Sabendo como se comportam as grandezas tensão e frequência diante dos dois cenários mencionados, pôde-se concluir que são necessários dois ajustes para os relés comerciais de subfrequência instalados no parque da concessionária, conforme Figura 5.14. Estes ajustes permitirão a atuação dos relés de subfrequência quando forem solicitados, no caso de distúrbios no SIN com subfrequência, ao mesmo tempo que bloquearão para atuações indevidas por desaceleração de motores ou afundamento de tensão.

Figura 5.14 – Ajustes propostos para ERAC Sul.



Fonte: Autoria própria.

No primeiro estágio (relé de subfrequência_1) a tensão de bloqueio deverá ser ajustada em 90% da tensão nominal, com temporização adicional de 40ms. Já o segundo estágio (relé de subfrequência_2) deverá ter o ajuste da tensão de bloqueio em torno de 78% da nominal, com tempo adicional de 150ms. Assim, para os distúrbios semelhantes aos ocorridos em 2016 e 2018, nos quais realmente existiram subfrequência no sistema, atuará o relé de subfrequência_1. Na análise das oscilografias de algumas barras de 138kV e 230kV, bem como de algumas atuações do ERAC em alimentadores, foi verificada tensão superior a 90% da nominal nas perturbações de 2016 e 2018, conforme mostram as Figuras do anexo C. Este fato se deve aos diversos desligamentos de linhas e reatores pelos relés de subtensão, o que colaborou para a melhora no perfil da tensão. Os ajustes dos diversos relés utilizados no ANATEM são mostrados no anexo B. Pelo arquivo do ANATEM, pode-se observar os ajustes dos relés de subtensão operando numa faixa de 0,8 a 0,95 p.u.

Por outro lado, caso ocorra alguma perturbação no SIN com a tensão abaixo de 90% (não foi simulado todos os cenários de perturbações possíveis de ocorrer), o relé de subfrequência_1 ficará bloqueado, mas o relé de subfrequência_2 estará contando tempo de 150 ms para atuar. Caso a tensão diminua abaixo de 78% da nominal durante a contagem do tempo de retardo, a atuação deste relé será bloqueada, indicando a influência dos motores de indução na forma de onda da tensão.

5.5.1 Testes dos novos ajustes para os relés de subfrequência

Com a utilização de uma Mala de testes foi possível testar os ajustes propostos. Para os testes foi utilizado um relé SEL451. A mala de testes permitiu injetar os valores coletados nas oscilografias (comtrade) dos desarmes indevidos. O resultado foi positivo, pois o relé não operou, e quando injetados os valores das grandezas tensão e corrente das oscilografias com atuações reais do ERAC, o relé operou.

5.6 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conforme Blackburn e Domin (2006), um pequeno atraso é necessário para impedir a operação dos relés de subfrequência em transitórios. Ainda conforme os autores, os tempos de retardo ideais para a operação dos relés ANSI 81U devem ser entre 80 e 300 ms, evitando desta forma a operação indevida como visto no Capítulo 3. Quanto a tensão de bloqueio, os mesmos autores afirmam que deve ser ajustada em torno de 80% da nominal, para bloquear a operação do relé em uma condição de realimentação por motores.

Conforme a Guia IEEE (2007), quando um barramento é subitamente separado da fonte, cargas de motores podem fazer com que a tensão e a frequência no barramento demorem mais tempo a decair, devido à força eletromotriz dos motores enquanto desaceleram. Por isso, relés de frequência modernos incluem uma função de inibição de subtensão que ajuda a evitar falha de operação devido a esta condição. Se a frequência decai mais rapidamente do que a tensão, o relé de subfrequência poderá operar e abrir os disjuntores de carga, impedindo a restauração automática da carga enquanto a fonte é restaurada. Para evitar esta situação, a Guia IEEE sugere a utilização de um relé de corrente que bloqueará o disparo, a menos que haja uma corrente de carga que flui a partir da fonte para o barramento, onde a frequência é medida.

Dependendo do algoritmo utilizado pelo relé, a atuação indevida por subfrequência poderá ocorrer no início da perturbação no SIN, sem que realmente tenha um déficit de geração. Por exemplo, em curto-circuito em barra com grande fluxo de potência, caso a tensão mínima de bloqueio esteja ajustada com valor muito baixo, poderá haver atuação do relé de subfrequência nas barras de distribuição, o que poderia contribuir para o colapso do sistema, ou subsistema, uma vez que os relés de subfrequência operariam antes dos relés de distância ou oscilação de potência.

É possível verificar a grande dificuldade em encontrar o ajuste ideal para os relés de subfrequência, pois o ajuste deve permitir a atuação do relé em perturbações no SIN, ao mesmo

tempo que deve bloquear para oscilações locais, sejam por curtos-circuitos ou por influência de motores em desligamentos de fontes.

Como já mencionado, vários autores afirmam a necessidade de um tempo de retardo para a função ANSI 81U, da mesma forma que, a utilização de tensão mínima de bloqueio. Esses ajustes são necessários para evitar a operação indevida do relé de subfrequência em perturbações transitórias. O GUIA IEEE (2007), por exemplo, menciona dois esquemas de rejeição de carga com tempos de retardo para atuação do relé de subfrequência a partir de 100ms, como mostra a Tabela 2.4.

Tabela 5.2 – Esquemas típicos de rejeição de carga.

REJEIÇÃO DE CARGA DE 3 ESTÁGIOS			
ESTÁGIO	FREQUÊNCIA DE CORTE (Hz)	PERCENTUAL DE CARGA DESLIGADA	TEMPO DE RETARDO EM CICLOS
1	59,3	10	6
2	58,9	15	6
3	58,5	Conforme necessário para deter o declínio antes de 58,2 Hz	

REJEIÇÃO DE CARGA DE 6 ESTÁGIOS			
ESTÁGIO	FREQUÊNCIA DE CORTE (Hz)	PERCENTUAL DE CARGA DESLIGADA	TEMPO DE RETARDO EM CICLOS
1	59,5	10	6
2	59,2	10	6
3	58,8	5	6
4	58,8	5	14
5	58,4	5	14
6	58,4	5	21

Fonte: Guia IEEE (2007).

Como é possível observar, durante o curto-circuito, ou instantes próximos do desligamento de grandes blocos de cargas, não ocorre subfrequência. Através do modelo matemático de Bjerg, Arrilaga e Harker é possível verificar o efeito da mudança de tensão e frequência nas potências ativa e reativa e, então, entender o comportamento verificado nas simulações. As Equações 5.1 e 5.2 modelam o comportamento mencionado.

$$P1 = P10 \left(\frac{V}{Vn} \right)^{Pv} \times \left(\frac{F}{Fn} \right)^{Pf} \quad (5.1)$$

$$Q1 = Q10 \left(\frac{V}{Vn} \right)^{Qv} \times \left(\frac{F}{Fn} \right)^{Qf} \quad (5.2)$$

Onde P1 é a potência ativa, Q1 é a potência reativa, P10 é a potência ativa antes da perturbação, Q10 é a potência reativa antes da perturbação, Vn é a tensão nominal, Fn é frequência nominal, V é tensão medida e F é a frequência medida. Pv, Pf, Qv e Qf são parâmetros que quantificam a dependência da potência ativa e reativa com a tensão e frequência.

O modelo matemático em questão indica que uma redução de tensão reduz, consequentemente, de forma significativa a potência da carga. Por exemplo, para cargas com Pv maior que 1 a redução da potência ativa é maior que a linear, frente a redução da tensão na carga. O anexo A apresenta a Tabela de Bjerg, Arrilaga e Harker, a qual mostra os efeitos da mudança de tensão e frequência na carga ativa e reativa para cargas típicas. Este comportamento é observado nas simulações quando aplicado um curto-circuito ou quando há abertura de grandes blocos de cargas. Instantes após o desligamento da barra de Ivaiporã, por exemplo, verifica-se um acréscimo na frequência. Isso se dá devido à redução de carga provocada pelo afundamento da tensão, significando, para os geradores, um déficit de carga.

Desta forma, conclui-se que, quando se tem uma subtensão no sistema, consequentemente, tem-se uma redução de carga, sendo que dificilmente, neste momento, haverá subfrequência no sistema. Além do mais, conforme o Guia IEEE (2007), em grandes sistemas os esquemas de rejeição de cargas geralmente não são acionados enquanto o sistema permanecer interconectado, porque a inércia mecânica e a reserva de fiação no sistema são altas em relação a carga do sistema. Isto é, em grandes distúrbios, como os simulados ou dos mencionados no Capítulo 2 onde houve a atuação do ERAC, basicamente se tem os mesmos eventos, que são: abertura de interconexões pelos relés oscilação de potência entre áreas, abertura de linhas pelos relés de impedância, abertura de linhas por sobrecorrente, desligamentos de linhas e/ou barras por subtensão, desligamentos de reatores por subtensão, desligamentos de linhas e/ou barras por sobretensão. Após estes eventos, isolados do SIN e com déficit de geração, os subsistemas ainda têm os relés de subfrequência para evitar o blecaute.

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste Capítulo, foi feita a análise do funcionamento de dois relés de frequência muito

utilizados por diversas concessionárias de energia. Foi realizada uma análise quanto as atuações indevidas do ERAC, observando os ajustes dos relés assim como, o comportamento da tensão e frequência em grandes perturbações no SIN, feita através de simulações com o auxílio do *software* ANATEM.

Através das simulações e das oscilografias com atuações do ERAC, verificou-se a necessidade de dois ajustes nos relés de subfrequência. O objetivo dos ajustes é possibilitar a atuação correta do ERAC quando solicitado, ao mesmo tempo que garante o bloqueio da função de subfrequência em desaceleração de motores ou oscilação de tensão.

Para a validação dos ajustes foi utilizado um relé SEL451, sendo este testado em bancada com auxílio de uma mala de teste.

No Capítulo seguinte são apresentadas conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1 CONCLUSÕES

Existem vários algoritmos disponíveis para a estimação da frequência elétrica. Esta frequência estimada pelo relé é calculada através da onda da tensão. Sendo assim, poderá ocorrer atuações incorretas do ERAC frente a oscilação na tensão, seja por curto-circuito, ou devido à desaceleração de motores em desenergização de subestação.

Vários autores indicam um tempo mínimo de retardo intencional nos relés de frequência, afirmando que o processo de rejeição de carga deve considerar o efeito da desaceleração dos motores ou afundamentos de tensão devido a defeitos próximos ao barramento ou, até mesmo, às falhas no circuito do transformador de potência.

Nesse ínterim, este trabalho procurou entender o comportamento das grandezas tensão e frequência em grandes perturbações no SIN, bem como em desaceleração de motores e, desta forma, propor uma solução para resolver os problemas de atuações indevidas do ERAC, ao mesmo tempo que viabiliza a atuação do relé de subfrequência quando realmente for necessário.

Com o auxílio do *DigSILENT* e testes práticos em campo, utilizando o circuito de ventilação de um TR de força, foi comprovada a influência da desaceleração dos motores no perfil da tensão e na consequente atuação indevida da função 81.

Utilizando o *software* ANATEM, foram simulados casos de desligamento de grandes blocos de carga e de curto-circuito em barra com grande fluxo de potência, com o objetivo de conhecer o comportamento da tensão e frequência em grandes perturbações.

Através das simulações, verificou-se que, em grandes perturbações a atuação do ERAC geralmente acontecerá somente após a abertura das interconexões entre subsistemas, devido a inércia mecânica e a reserva da fiação. Além do mais, observando o modelo matemático de Bjerg, Arrilaga e Harker, verifica-se que, devido ao afundamento de tensão, já no início da

perturbação, acontece uma redução natural da potência da carga. Após, observa-se a abertura das interconexões, desligamento de linhas pelos relés de impedância e, principalmente, subtenção, que acabam aliviando um certo percentual de carga do sistema. Caso ainda exista um déficit de geração, a frequência do subsistema começa a cair. Nesse momento, deve atuar o sistema ERAC.

As simulações no ANATEM, as diversas oscilografias de alimentadores e linhas de transmissão em grandes perturbações possibilitaram encontrar o ajuste ideal para a tensão de bloqueio dos relés de subfrequência da área da Concessionária RGE.

Para as realizações dos testes e validação dos ajustes, foi utilizada uma mala de testes, as oscilografias das atuações indevidas do ERAC e as oscilografias das perturbações de 2012, 2016 e 2018, e com isso verificado a eficiência dos ajustes sugeridos.

Por fim, foi verificado que, para os casos analisados, os ajustes propostos para o ERAC atenderam o objetivo. Portanto, o relé não atuou para desaceleração de motores e afundamentos de tensão, mas atuou em subfrequência no SIN.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com relação ao algoritmo de estimação da frequência, sugere-se:

- Desenvolvimento de um algoritmo que perceba quando existir subfrequência influenciada por desaceleração de motores, e tome a decisão de bloquear a atuação do relé;
- Desenvolvimento de algoritmo que além da tensão mínima de bloqueio, utilize também a corrente mínima de carga para o bloqueio da função ANSI 81U;
- Desenvolvimento de algoritmo que bloqueie a atuação da subfrequência em desligamento do circuito do transformador de potencial e só fique ativo depois de um certo tempo com tensão nominal.

REFERÊNCIAS

- R. M. El Azab, E. H. Shehab Eldin, P. Lataire and M. M. Sallam, "Factors affect on the UFLS: Experimental results," **2011 IEEE International Systems Conference**, Montreal, QC, 2011, pp. 91-96, doi: 10.1109/SYSCON.2011.5929121.
- C. Concordia, L. H. Fink and G. Poullikkas, "Load shedding on an isolated system," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, no. 3, pp. 1467-1472, Aug. 1995, doi: 10.1109/59.466502.
- R. M. Maliszewski, R. D. Dunlop and G. L. Wilson, "Frequency Actuated Load Shedding and Restoration Part I - Philosophy," in **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-90, no. 4, pp. 1452-1459, July 1971, doi: 10.1109/TPAS.1971.293129.
- IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration," in **IEEE Std C37.117-2007**, vol., no., pp.1-55, 24 Aug. 2007, doi: 10.1109/IEEESTD.2007.4299516.
- IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," in **IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987)**, vol., no., pp.1-40, 27 Feb. 2004, doi: 10.1109/IEEESTD.2004.94434.
- BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying: Principles and Applications, Third Edition**. 3. ed. CRC Press. 2006.
- ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica (2018)**.
- ONS, Procedimento de Rede, Submódulo 25.6. **Indicadores de qualidade de energia elétrica – frequência e tensão**. 2008.
- SCHWEITZER E L.: **SEL-451 – Protection, Automation and Bay Control System, 2018**.
- SIEMENS: **SIPROTEC – Relé de Proteção Multifunção com Controle Local, 7SJ62/63/64, 2018**.
- B. C. Widrevitz and R. E. Armington. (1977). A digital rate-of-change underfrequency protective relay for power systems. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-96, no. 3, pp. 1707–1714.
- H. Bronzeado, S. Zimath, and J. Coser. (2008). Effect of voltage dips on frequency relays: Case study of power quality improvements in a petrochemical plant. In *Harmonics and Quality of Power*, 2008. ICHQP 2008. **13th International Conference**. P. 1 –5.
- <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20180506-analiseocorrencianorteenordeste.aspx>.
- Kinderman, Geraldo. **Curto-circuito**. 2º edição, P. 67-68. Porto Alegre: Sagra Luzzatto.
- Omar Y R, Abidin I Z, Yusof S, et al. (2010). Under frequency load shedding (UFLS): principles and implementation. **International Conference on Power and Energy**. Kuala Lumpur,

Malaysia: IEEE.

ONS-049/2016. Informe preliminar de interrupção de Energia no Sistema Interligado Nacional.

Z. Maljkovic, M. Cettolo, M. Pavlica. (1999). Induction motor's contribution to short circuit current. **International Conference on Electric Machines and Drives, IEMD'99**, pp. 354-356.

Zin A A M, Hafiz H M, Wong W K. (2004). Static and dynamic under-frequency load shedding: a comparison. **International Conference on Power System Technology**. Singapore: IEEE.

H. Bevrani, A. G. Tikdari, T. Hiyama. (2010). Power System Load Shedding: Key Issues and New Perspectives. **World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering**, Vol: 4, No:5,2010.

S. S. Hossain, M. J. Hossain, E. Fernandez and M. S. Rahman, "Design and analysis of an UFLS scheme for low-inertia based power grid, **2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Auckland, New Zealand, 2018**, pp. 1-6, doi: 10.1109/AUPEC.2018.8758050.

L. Ye, Z. Baohui, G. Zhe and B. Zhiqian, Influences of the time delay on the control effect of under-frequency load shedding in power systems, **The 27th Chinese Control and Decision Conference (2015 CCDC), Qingdao, 2015**, pp. 5182-5186, doi: 10.1109/CCDC.2015.7162848.

B. Bargaan, B. Bukhari, A. Cabigao, F. Depierreux and A. Khursheed, Frequency control and under frequency load shedding in the isolated area of Sharorah, Saudi Arabia, **2017 Saudi Arabia Smart Grid (SASG), Jeddah, 2017**, pp. 1-6, doi: 10.1109/SASG.2017.8356497.

G. Xin, T. Jun and Z. Jinyue, The study of the strategy of low frequency load shedding of grid frequency, **2015 3rd International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology (ICEPE-ST), Busan, 2015**, pp. 614-616, doi: 10.1109/ICEPE-ST.2015.7368434.

A. Drabandsari and T. Amraee, Optimal Setting of Under Frequency Load Shedding Relays in Low Inertia Networks, **2018 Smart Grid Conference (SGC), Sanandaj, Iran, 2018**, pp. 1-6, doi: 10.1109/SGC.2018.8777850.

P. M. Anderson and M. Mirheydar, "An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 647-655, May 1992, doi: 10.1109/59.141770.

R. C. Durbeck, "Simulation of Five Load-Shedding Schedules," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 5, pp. 959-966, May 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292659.

APÊNDICE**APÊNDICE A – SIMULAÇÃO ANATEM: CURTO-CIRCUITO SEGUIDO DE DESLIGAMENTO DA BARRA DE 765kV DE IVAIPORÃ**

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS - V11.05.01
PAG. 1

ONS - MENSAL - DEZEMBRO 2018 - MÉDIA

RELATÓRIO DE MENSAGENS DA SIMULAÇÃO - TEMPO = 0.98 SEG

***** SIMULAÇÃO DO INSTANTE T= 0.0s ATÉ O INSTANTE T= 0.98s *****

T= 0.3000s APCB - Aplicou curto-circuito na barra 65 IVAIPO-PR765

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 2 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 4 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 6 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 8 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 1202 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 1204 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 1206 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3000s FALHA COMUTACAO - Conversor 1208 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1719 ITAMB1-RJ069
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1745 R-LEAO-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1602 T.RIOS-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1604 V.TELE-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1610 MATURA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1611 T.NOVA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 271 MERITI-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 3443 NORDE1-SP088
em operação.
Ajuste - 0.912 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 3436 NO-EP2-SP088
em operação.
Ajuste - 0.957 pu

T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 3475 SUL--1-SP088
em operação.

- Ajuste - 0.903 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 3465 LESTE1BIO088 em operação.
Ajuste - 0.947 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1881 CCCORR-MS138 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1137 CORUMB-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1137 CORUMB-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1890 CGIMBI-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1891 CGINDU-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1075 SIDRO2-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1801 CGINDU-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1800 CGALMO-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1804 CGSCAF-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1834 SGABRI-MS013 em operação.

- Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 9916 CGTAMA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1802 CGLAGE-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1805 CGJABR-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1801 CGINDU-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1843 CAMAPU-MS138 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1809 COXIM--MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1833 RVERDE-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013 em operação.

- Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 10027 RBRILH-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.92 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.93 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 69 IV-IT1CAP765 em operação.
Ajuste - 0.03 % 0.76 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 70 IV-IT2CAP765 em operação.
Ajuste - 0.03 % 0.76 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 73 IT-TP1CAP765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.88 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 74 IT-TP2CAP765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.88 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 62 IV-FZ1CAP765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.92 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 63 IV-FZ2CAP765 em operação.
Ajuste - 0.04 % 0.93 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 72 ITABER-SP765 em operação.
Ajuste - 0.03 % 0.76 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 72 ITABER-SP765 em operação.
Ajuste - 0.03 % 0.76 %
- T= 0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra 76 TPRETO-SP765 em operação.

	Ajuste - 0.04 % 0.88 %	
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.88 %	76 TPRETO-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.92 %	60 F.IGUA-PR765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.92 %	62 IV-FZ1CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.93 %	60 F.IGUA-PR765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.93 %	63 IV-FZ2CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.94 %	60 F.IGUA-PR765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.94 %	64 IV-FZ3CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.76 %	69 IV-IT1CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.76 %	72 ITABER-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.76 %	70 IV-IT2CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.76 %	72 ITABER-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.77 %	71 IV-IT3CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.77 %	72 ITABER-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.88 %	73 IT-TP1CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.88 %	76 TPRETO-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.88 %	74 IT-TP2CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.04 % 0.88 %	76 TPRETO-SP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação. Ajuste - 0.03 % 0.90 %	75 IT-TP3CAP765
T=	0.3010s Relé de impedancia MOD. 4 da barra em operação.	76 TPRETO-SP765

Ajuste - 0.03 % 0.90 %

- T= 0.3010s Relé de imped. MOD. 5 da barra 62 IV-FZ1CAP765 em operação.
- T= 0.3010s Relé de imped. MOD. 5 da barra 63 IV-FZ2CAP765 em operação.
- T= 0.3010s Relé de imped. MOD. 5 da barra 64 IV-FZ3CAP765 em operação.
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 4535 COXIP2-MT013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 4534 COXIP1-MT013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9818 POVNOV-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9822 SVPALM-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1045 SANGEL-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1045 SANGEL-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9786 CANDIO-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1186 ALEGR2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1186 ALEGR2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1186 ALEGR2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1230 LIVRA2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.948 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1239 PMEDIC-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1246 QUINTA-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1246 QUINTA-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1246 QUINTA-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1254 SBORJ2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu

- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1291 TAPERA-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1198 CAMPOB-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1210 GRAVA2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.969 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1210 GRAVA2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.969 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1218 LAJEA2-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1225 MACAMB-RS230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1018 CORUM2-MS230 em operação.
Ajuste - 0.950 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 814 BATEIA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.987 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 814 BATEIA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.987 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 827 JAGUAR-PR230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 831 PGROSS-PR230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 846 GUAIRA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 846 GUAIRA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 852 PBRANC-PR230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9543 CBALES-PR230 em operação.
Ajuste - 0.987 pu

- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9543 CBALES-PR230 em operação.
Ajuste - 0.987 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 955 CNOVOS-SC525 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 943 CANOIN-SC230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 949 RIOSUL-SC230 em operação.
Ajuste - 0.910 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1020 JOINOR-SC230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1020 JOINOR-SC230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3010s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1069 XANXER-SC230 em operação.
Ajuste - 0.920 pu
- T= 0.3020s Relé de subtensão MOD.10 da barra 10121 SENANDEOL034 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.3040s Relé de subtensão MOD.10 da barra 10121 SENANDEOL034 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.3060s BLOQUEIO - Conversor 2201 da barra 7059 CPVBTB-RO500
- T= 0.3060s BLOQUEIO - Conversor 2202 da barra 7054 C.PVEL-RO230
- T= 0.3060s BLOQUEIO - Conversor 2203 da barra 7059 CPVBTB-RO500
- T= 0.3060s BLOQUEIO - Conversor 2204 da barra 7054 C.PVEL-RO230
- T= 0.3070s DESBLOQUEIO - Conversor 2201 da barra 7059 CPVBTB-RO500
- T= 0.3070s DESBLOQUEIO - Conversor 2203 da barra 7059 CPVBTB-RO500
- T= 0.3080s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 4535 COXIP2-MT013
Ajuste - 0.900 pu
Tensão atual - 0.901 pu
- T= 0.3080s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 4534 COXIP1-MT013
Ajuste - 0.900 pu
Tensão atual - 0.902 pu
- T= 0.3140s Reset do relé de subtensão MOD.10 da barra 10121 SENANDEOL034
- T= 0.3160s RECUPERACAO - Conversor 1202 da barra 7057 ARARQ2-SP500
- T= 0.3160s RECUPERACAO - Conversor 1204 da barra 7057 ARARQ2-SP500
- T= 0.3170s DESBLOQUEIO - Conversor 2202 da barra 7054 C.PVEL-RO230
- T= 0.3170s DESBLOQUEIO - Conversor 2204 da barra 7054 C.PVEL-RO230
- T= 0.3220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 6950 R.BRAN-AC230 em operação.
Ajuste - 0.950 pu
- T= 0.3220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 6950 R.BRAN-AC230 em operação.
Ajuste - 0.950 pu

T= 0.3220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 6930 ABUNA--RO230
em operação.
Ajuste - 0.950 pu

T= 0.3240s Relé de imped. MOD. 5 da barra 556 ASSIS--SP525
em operação.

T= 0.3280s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 6950 R.BRAN-AC230
Ajuste - 0.950 pu
Tensão atual - 0.954 pu

T= 0.3280s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 6950 R.BRAN-AC230
Ajuste - 0.950 pu
Tensão atual - 0.954 pu

T= 0.3290s BLOQUEIO - Conversor 1201 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3290s BLOQUEIO - Conversor 1202 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3290s BLOQUEIO - Conversor 1203 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3290s BLOQUEIO - Conversor 1204 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3300s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 6930 ABUNA--RO230
Ajuste - 0.950 pu
Tensão atual - 0.952 pu

T= 0.3300s DESBLOQUEIO - Conversor 1201 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3300s DESBLOQUEIO - Conversor 1203 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3340s DESBLOQUEIO - Conversor 1202 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3340s DESBLOQUEIO - Conversor 1204 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3400s RECUPERACAO - Conversor 2 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s RECUPERACAO - Conversor 4 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s RECUPERACAO - Conversor 6 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s RECUPERACAO - Conversor 8 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s FALHA COMUTACAO - Conversor 2 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s FALHA COMUTACAO - Conversor 4 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s FALHA COMUTACAO - Conversor 6 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3400s FALHA COMUTACAO - Conversor 8 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3410s RECUPERACAO - Conversor 1206 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3410s RECUPERACAO - Conversor 1208 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3450s BLOQUEIO - Conversor 1205 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3450s BLOQUEIO - Conversor 1206 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3450s BLOQUEIO - Conversor 1207 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3450s BLOQUEIO - Conversor 1208 da barra 7057 ARARQ2-SP500

T= 0.3460s DESBLOQUEIO - Conversor 1205 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3460s DESBLOQUEIO - Conversor 1207 da barra 7055 C.PVEL-RO500

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 1 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 2 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 3 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 4 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 5 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 6 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 7 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.3490s BLOQUEIO - Conversor 8 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.3500s RMCB - Removeu curto-circuito da barra 65 IVAIPO-PR765

T= 0.3500s DBCA - Desligou a barra 65 IVAIPO-PR765

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1719 ITAMB1-RJ069

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1745 R-LEAO-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1602 T.RIOS-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1604 V.TELE-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1610 MATURA-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1611 T.NOVA-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 271 MERITI-RJ138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1881 CCCORR-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1137 CORUMB-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1137 CORUMB-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1890 CGIMBI-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1891 CGINDU-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1075 SIDRO2-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1801 CGINDU-MS013

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013

T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1800 CGALMO-MS013

- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1804 CGSCAF-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1834 SGABRI-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 9916 CGTAMA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1802 CGLAGE-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1805 CGJABR-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1814 CGCENT-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1801 CGINDU-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1815 CGMCOU-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1816 CGCUIA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1843 CAMAPU-MS138
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1809 COXIM--MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1833 RVERDE-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013

- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 10027 RBRILH-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 69 IV-IT1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 70 IV-IT2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 73 IT-TP1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 74 IT-TP2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 62 IV-FZ1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 63 IV-FZ2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 72 ITABER-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 72 ITABER-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 76 TPRETO-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 76 TPRETO-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 62 IV-FZ1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 63 IV-FZ2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 60 F.IGUA-PR765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 64 IV-FZ3CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4 da barra 69 IV-IT1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4

- da barra 72 ITABER-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 70 IV-IT2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 72 ITABER-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 71 IV-IT3CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 72 ITABER-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 73 IT-TP1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 76 TPRETO-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 74 IT-TP2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 76 TPRETO-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 75 IT-TP3CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de impedancia MOD. 4
da barra 76 TPRETO-SP765
- T= 0.3510s Reset do relé de imped. MOD. 5
da barra 62 IV-FZ1CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de imped. MOD. 5
da barra 63 IV-FZ2CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de imped. MOD. 5
da barra 64 IV-FZ3CAP765
- T= 0.3510s Reset do relé de imped. MOD. 5
da barra 556 ASSIS--SP525
- T= 0.3510s Relé de sobretensão MOD. 7 da barra 1018 CORUM2-MS230
em operação.
Ajuste - 1.052 pu
- T= 0.3510s Relé de sobretensão MOD. 7 da barra 1018 CORUM2-MS230
em operação.
Ajuste - 1.052 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 9818 POVNOV-RS525
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 0.944 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 9822 SVPALM-RS525
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 1.000 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 9820 MARME2-RS525
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 0.988 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 1086 DOURAD-MS230
Ajuste - 0.945 pu
Tensão atual - 0.979 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8
da barra 1018 CORUM2-MS230
Ajuste - 0.950 pu
Tensão atual - 1.115 pu

- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
Ajuste - 0.945 pu
Tensão atual - 0.979 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
Ajuste - 0.945 pu
Tensão atual - 0.979 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
Ajuste - 0.945 pu
Tensão atual - 0.979 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 846 GUAIRA-PR230
Ajuste - 0.930 pu
Tensão atual - 0.933 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 955 CNOVOS-SC525
Ajuste - 0.850 pu
Tensão atual - 0.865 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 1069 XANXER-SC230
Ajuste - 0.920 pu
Tensão atual - 0.928 pu
- T= 0.3510s Reset do relé de subtensão MOD.10 da barra 10121 SENANDEOL034
- T= 0.3530s DESBLOQUEIO - Conversor 1206 da barra 7057 ARARQ2-SP500
- T= 0.3530s DESBLOQUEIO - Conversor 1208 da barra 7057 ARARQ2-SP500
- T= 0.3550s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9818 POVNOV-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3590s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 846 GUAIRA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.3600s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.3610s Reset do relé de sobretensão MOD. 7 da barra 1018 CORUM2-MS230
Ajuste - 1.052 pu
Tensão atual - 1.051 pu
- T= 0.3610s Reset do relé de sobretensão MOD. 7 da barra 1018 CORUM2-MS230
Ajuste - 1.052 pu
Tensão atual - 1.051 pu
- T= 0.3650s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 0.942 pu
- T= 0.3660s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 9786 CANDIO-RS525
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 0.942 pu
- T= 0.3670s Reset do relé de subtensão MOD. 8 da barra 1239 PMEDIC-RS230
Ajuste - 0.940 pu
Tensão atual - 0.940 pu
- T= 0.3690s Reset do relé de subtensão MOD. 8

da barra 846 GUAIRA-PR230
Ajuste - 0.930 pu
Tensão atual - 0.930 pu

- T= 0.3980s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 846 GUAIRA-PR230 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1239 PMEDIC-RS230 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.4240s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 955 CNOVOS-SC525 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4260s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.4270s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9786 CANDIO-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.4310s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9822 SVPALM-RS525 em operação.
Ajuste - 0.940 pu
- T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230 em operação.
Ajuste - 0.945 pu
- T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1719 ITAMB1-RJ069 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1611 T.NOVA-RJ138 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4360s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1610 MATURA-RJ138 em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4370s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4390s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz

- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1745 R-LEAO-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1604 V.TELE-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 271 MERITI-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1843 CAMAPU-MS138
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1069 XANXER-SC230
em operação.
Ajuste - 0.920 pu
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2381 MERCES-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2398 SJPINH-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2786 JOINV1-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2783 JARAGU-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2788 JOINV3-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2794 JOINV4-SC013
em operação.
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2852 SBENTO-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequência MOD. 17
da barra 2381 MERCES-PR069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequência MOD. 17
da barra 2398 SJPINH-PR069
Ajuste - 58.50 Hz

- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2794 JOINV4-SC013
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2852 SBENTO-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2786 JOINV1-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2783 JARAGU-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4430s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4440s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2788 JOINV3-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4450s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4470s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1851 PTPORA-MS013
- T= 0.4480s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4480s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1602 T.RIOS-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4490s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4490s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1140 DOUNAC-MS138
- T= 0.4510s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4530s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4550s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 - Reset

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS - V11.05.01
PAG. 1

ONS - MENSAL - DEZEMBRO 2018 - MÉDIA

RELATÓRIO DE MENSAGENS DA SIMULAÇÃO - TEMPO = 0.98 SEG

***** SIMULAÇÃO DO INSTANTE T= 0.4000s ATÉ O INSTANTE T= 0.98s *****

T= 0.4220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1239 PMEDIC-RS230
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4240s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 955 CNOVOS-SC525
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4260s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4270s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9786 CANDIO-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4310s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9822 SVPALM-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1719 ITAMB1-RJ069
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1611 T.NOVA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4360s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1610 MATURA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4370s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu

T= 0.4390s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034
em operação.
Ajuste - 0.930 pu

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz

- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1745 R-LEAO-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1604 V.TELE-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 271 MERITI-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1843 CAMAPU-MS138
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1069 XANXER-SC230
em operação.
Ajuste - 0.920 pu
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2381 MERCES-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2398 SJPINH-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2786 JOINV1-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2783 JARAGU-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2788 JOINV3-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2794 JOINV4-SC013
em operação.
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequência MOD. 17 da barra 2852 SBENTO-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequência MOD. 17
da barra 2381 MERCES-PR069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequência MOD. 17

- da barra 2398 SJPINH-PR069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2794 JOINV4-SC013
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2852 SBENTO-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2786 JOINV1-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2783 JARAGU-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4430s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4440s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2788 JOINV3-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4450s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4470s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1851 PTPORA-MS013
- T= 0.4480s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4480s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1602 T.RIOS-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4490s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4490s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1140 DOUNAC-MS138
- T= 0.4510s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4530s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4550s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 - Reset

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - ANÁLISE DE TRANSITÓRIOS ELETROMECÂNICOS - V11.05.01
PAG. 1

ONS - MENSAL - DEZEMBRO 2018 - MÉDIA

RELATÓRIO DE MENSAGENS DA SIMULAÇÃO - TEMPO = 0.98 SEG

***** SIMULAÇÃO DO INSTANTE T= 0.4000s ATÉ O INSTANTE T= 0.98s *****

T= 0.4220s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1239 PMEDIC-RS230
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4240s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 955 CNOVOS-SC525
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4260s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9820 MARME2-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4270s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9786 CANDIO-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4310s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 9822 SVPALM-RS525
em operação.
Ajuste - 0.940 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4320s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1086 DOURAD-MS230
em operação.
Ajuste - 0.945 pu

T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1719 ITAMB1-RJ069
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4350s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1611 T.NOVA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4360s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1610 MATURA-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu

T= 0.4370s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu

T= 0.4390s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034
em operação.
Ajuste - 0.930 pu

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz

T= 0.4400s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz

- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 em operação por frequência absoluta.
Frequência de ajuste - 58.20 Hz
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1745 R-LEAO-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1604 V.TELE-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 271 MERITI-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1843 CAMAPU-MS138
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.4400s Relé de subtensão MOD. 8 da barra 1069 XANXER-SC230
em operação.
Ajuste - 0.920 pu
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2381 MERCES-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2398 SJPINH-PR069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2786 JOINV1-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2783 JARAGU-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2788 JOINV3-SC069
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2794 JOINV4-SC013
em operação.
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4400s Relé de subfrequencia MOD. 17 da barra 2852 SBENTO-SC138
em operação.
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2381 MERCES-PR069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17

- da barra 2398 SJPINH-PR069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2794 JOINV4-SC013
Ajuste - 57.90 Hz
- T= 0.4410s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2852 SBENTO-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s ERAC 10 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2786 JOINV1-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4420s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2783 JARAGU-SC138
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4430s ERAC 11 - ESTÁGIO 3 - Reset
- T= 0.4440s Reset do relé de subfrequencia MOD. 17
da barra 2788 JOINV3-SC069
Ajuste - 58.50 Hz
- T= 0.4450s ERAC 16 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4470s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1851 PTPORA-MS013
- T= 0.4480s ERAC 11 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4480s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1602 T.RIOS-RJ138
em operação.
Ajuste - 0.850 pu
- T= 0.4490s ERAC 10 - ESTÁGIO 2 - Reset
- T= 0.4490s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1140 DOUNAC-MS138
- T= 0.4510s ERAC 16 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4530s ERAC 11 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.4550s ERAC 10 - ESTÁGIO 1 - Reset
- T= 0.5230s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1851 PTPORA-MS013
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.5310s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2674 SAMARC-ES138
em operação.
Ajuste - 0.890 pu
- T= 0.5380s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.5410s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1843 CAMAPU-MS138
- T= 0.5610s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2674 SAMARC-ES138
em operação.
Ajuste - 0.880 pu
- T= 0.5710s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2625 BMINEI-ES138
em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.5710s Comando para abertura do disjuntor
Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2674 SAMARC-ES138
- T= 0.5710s Alívio de 50.0% da carga da barra 2674 SAMARC-ES138

T= 0.5710s Relé de imped. MOD. 5 da barra 896 CASCOE-PR525 em operação.

T= 0.5740s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2683 TUBAR2-ES138 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.5740s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2683 TUBAR2-ES138 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6070s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 10027 RBRILH-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6150s DESBLOQUEIO - Conversor 1 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.6150s DESBLOQUEIO - Conversor 3 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.6150s DESBLOQUEIO - Conversor 5 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.6150s DESBLOQUEIO - Conversor 7 da barra 85 FOZ500-PR500

T= 0.6170s DESBLOQUEIO - Conversor 2 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.6170s DESBLOQUEIO - Conversor 4 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.6170s DESBLOQUEIO - Conversor 6 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.6170s DESBLOQUEIO - Conversor 8 da barra 86 IBIUNA-SP345

T= 0.6440s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1135 ACLARA-MS138

T= 0.6460s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6460s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6610s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034

T= 0.6920s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6920s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.6920s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.7000s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.7000s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.7010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.7010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

T= 0.7010s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu

- T= 0.7020s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.7020s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013 em operação.
Ajuste - 0.900 pu
- T= 0.7370s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.7420s Comando para abertura do disjuntor
Relé de imped. MOD. 5 da barra 896 CASCOE-PR525
- T= 0.7720s Abriu circuito 9435 FOZIGU-PR525 896 CASCOE-PR525 1
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1852 SGABRI-MS034
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1122 DOUIND-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 10027 RBRILH-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1808 AMAMBA-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1821 DOUNAC-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1820 DOUMAX-MS013
- T= 0.7730s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1826 DOUALV-MS013
- T= 0.7790s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138 em operação.
Ajuste - 0.930 pu
- T= 0.8390s Reset do relé de subtensão MOD. 3 da barra 1140 DOUNAC-MS138
- T= 0.8500s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2682 TUBAR1-ES138 em operação.
Ajuste - 0.820 pu
- T= 0.8740s Comando para abertura do disjuntor
Relé de subtensão MOD. 3 da barra 2683 TUBAR2-ES138

T= 0.8740s Alívio de 30.0% da carga da barra 2683 TUBAR2-ES138

T= 0.8800s Reset do relé de subtensão MOD. 3
da barra 1851 PTPORA-MS013

T= 0.9050s Relé de subtensão MOD. 3 da barra 8903 ARCEL--ES069
em operação.
Ajuste - 0.870 pu

ANEXO**ANEXO A – EFEITOS DA MUDANÇA DE TENSÃO E FREQUÊNCIA NA CARGA ATIVA E REATIVA**

Tabela de Bjerg, Arrilaga e Harker

Load type	Pv	Pf	Qv	Qf
Light bulb	1.6	0	0	0.1
Fluorescent bulb	1.2	-1.0	3.0	-2.8
Heater	2.0	0	0	0
Asynchronous motor, one-half load	0.2	1.5	1.6	-0.3
Asynchronous motor, full load	0.1	2.8	0.6	1.8
Aluminum plant	1.8	-0.3	2.2	0.6
Arc furnace	1.9	-0.5	2.1	0

Fonte: Guia IEEE, 2007.

ANEXO B – RELÉS PRESENTES NO SIN

Figura B.1 – Relés de subtensão para Alívio de Carga em Barra CA.

```

(-----)
( TIPO 3 - RELÉ DE SUBTENSÃO PARA ALÍVIO DE CARGA EM BARRA CA
(-----)
(-----)
DREL MD03
( Nb) (Vc ) ( % ) (Tre) (Tdj) M ( Bm)
5562 0.80 100 2.5 0.01 M São Luiz 2 230 kv
5563 0.80 100 2.5 0.01 M São Luiz 1 230 kv
5483 0.84 43 2.50 0.01 A
5483 0.84 11 2.80 0.01 A
5483 0.84 46 3.10 0.01 A
5453 0.84 19 2.50 0.01 A
5453 0.84 11 2.80 0.01 A
5453 0.84 11 3.10 0.01 A
5643 0.84 55 3.10 0.01 A
5653 0.84 100 2.50 0.01 A
5433 0.84 100 2.80 0.01 A
2625 0.90 90 1. 0.00 A
2674 0.89 100 15. 0.00 A
2674 0.88 50 .01 0.00 A
2682 0.82 100 5. 0.00 A
2683 0.90 30 .3 0.00 A
2683 0.90 100 3. 0.00 A
8903 0.87 100 .08 0.00 A
1719 0.85 100 8.0 0.00 A
1745 0.85 100 8.0 0.00 A
1602 0.85 100 10.0 0.00 A
1604 0.85 100 10.0 0.00 A
1610 0.85 100 10.0 0.00 A
1611 0.85 100 15.0 0.00 A
271 0.85 100 20.0 0.00 A
( EPTÉ
(NORDESTE 345 < 91,2 % CORTA 120 MW NO 88 KV
( 443 0.912 15 5.00 0.00 A 442
3443 0.912 15 5.00 0.00 A 442
(NORTE 345 < 95,7 % CORTA 150 MW NO 88 KV
( 436 0.957 30 5.00 0.00 A 435
3436 0.957 30 5.00 0.00 A 435
(SUL 345 < 90,3 % CORTA 75 MW NO 88 KV
( 475 0.903 17 5.00 0.00 A 474
3475 0.903 17 5.00 0.00 A 474
(LESTE 345 < 94,7 % CORTA 120 MW NO 88 KV
( 465 0.947 20 5.00 0.00 A 464
3465 0.947 20 5.00 0.00 A 464
(
(-----)
( Quando a tensão de Colider 138 kv (barra 4963) estiver com 85% da
( tensão nominal durante 1000ms o relé envia o comando para retirar
( os alimentadores 1 e 2 de Colider 13kv (barra 4966)
(-----)

```

Fonte: ONS (2018).

Figura B.2 – Relés de impedância para abertura de circuito CA.

```

( TIPO 4 - RELÉ DE IMPEDÂNCIA PARA ABERTURA DE CIRCUITO CA
(-----
(-----
DREL MD04
( De) ( Pa) Nc ( Ne) ( % ) ( Ang) ( % ) (Tre) (Tdj) M
( primeira extremidade
60 62 1 60 100 0.08 0. a
60 63 1 60 100 0.08 0. a
69 72 1 69 100 0.08 0. a
70 72 1 70 100 0.08 0. a
73 76 1 73 100 0.08 0. a
74 76 1 74 100 0.08 0. a
539 540 1 539 100 0.08 0. a
( 539 540 2 539 100 0.08 0. a
539 542 1 539 100 0.08 0. a
539 530 1 539 100 0.08 0. a
542 538 1 542 800 100 1.00 0. a
542 538 1 542 700 0.50 0. a
538 536 1 538 100 0.08 0. a
538 561 1 538 100 0.08 0. a
538 572 1 538 100 0.08 0. a
538 572 2 538 100 0.08 0. a
547 549 1 547 100 0.08 0. a
549 552 1 549 100 0.08 0. a
552 561 1 552 100 0.08 0. a
536 559 1 536 100 0.08 0. a
536 563 1 536 100 0.08 0. a
559 589 1 559 100 0.08 0. a
561 584 1 561 100 0.08 0. a
561 414 1 561 100 0.08 0. a
561 414 2 561 100 0.08 0. a
574 584 1 574 100 0.08 0. a
574 593 1 574 100 0.08 0. a
581 9102 1 581 100 0.08 0. a
581 586 1 581 100 0.08 0. a

```

Fonte: ONS (2018).

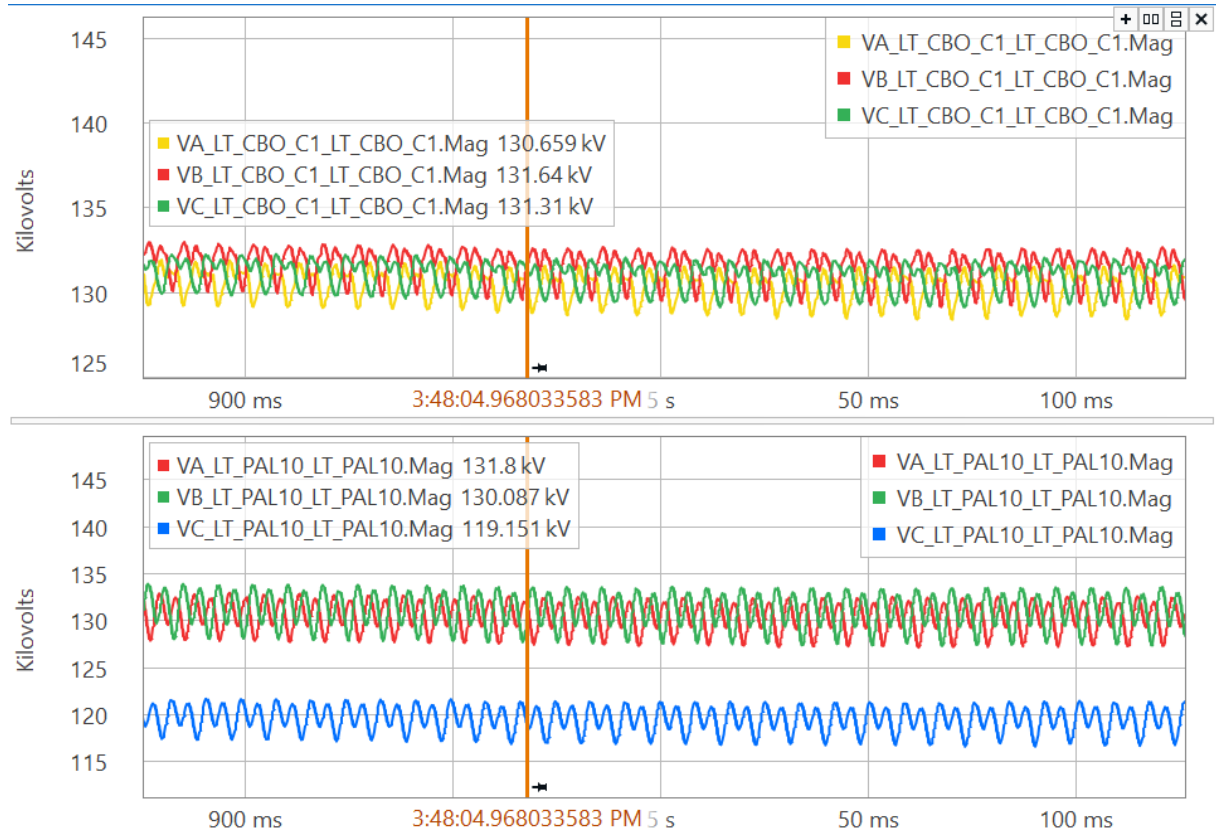
Figura B.3 – Relés de subfrequência Região Sul.

(Ne)	(tp)	(no)	C	(tp)	(no)	C	(tp)	(no)	C	(tp)	(no)	(Nb)	(Fs)	(Fc)	O					
22 AREA 22																2358			A	COPEL
(Tax)	(Fr)	(%C)	(Ttx)	(Tre)	(Tdj)															
A	.9750	8	0.050	0.100																
A	.9700	7	0.050	0.100																
A	.9650	10	0.050	0.100																
A	.9600	15	0.050	0.100																
A	.9550	15	0.050	0.100																
FIMERAC																				
(
23 AREA 24																9244			A	CEEE
(Tax)	(Fr)	(%C)	(Ttx)	(Tre)	(Tdj)															
A	.9750	8	0.050	0.100																
A	.9700	7	0.050	0.100																
A	.9650	10	0.050	0.100																
A	.9600	15	0.050	0.100																
A	.9550	15	0.050	0.100																
FIMERAC																				
(
24 AREA 25																2747			A	CELESC
(Tax)	(Fr)	(%C)	(Ttx)	(Tre)	(Tdj)															
A	.9750	8	0.050	0.100																
A	.9700	7	0.050	0.100																
A	.9650	10	0.050	0.100																
A	.9600	15	0.050	0.100																
A	.9550	15	0.050	0.100																
FIMERAC																				
(
25 AREA 31																1298			A	AES-SUL / RS
(Tax)	(Fr)	(%C)	(Ttx)	(Tre)	(Tdj)															
A	.9750	8	0.050	0.100																
A	.9700	7	0.050	0.100																
A	.9650	10	0.050	0.100																
A	.9600	15	0.050	0.100																
A	.9550	15	0.050	0.100																
FIMERAC																				
(
26 AREA 32																1201			A	RGE / RS
(Tax)	(Fr)	(%C)	(Ttx)	(Tre)	(Tdj)															
A	.9750	8	0.050	0.100																
A	.9700	7	0.050	0.100																
A	.9650	10	0.050	0.100																
A	.9600	15	0.050	0.100																
A	.9550	15	0.050	0.100																
FIMERAC																				

Fonte: ONS (2018).

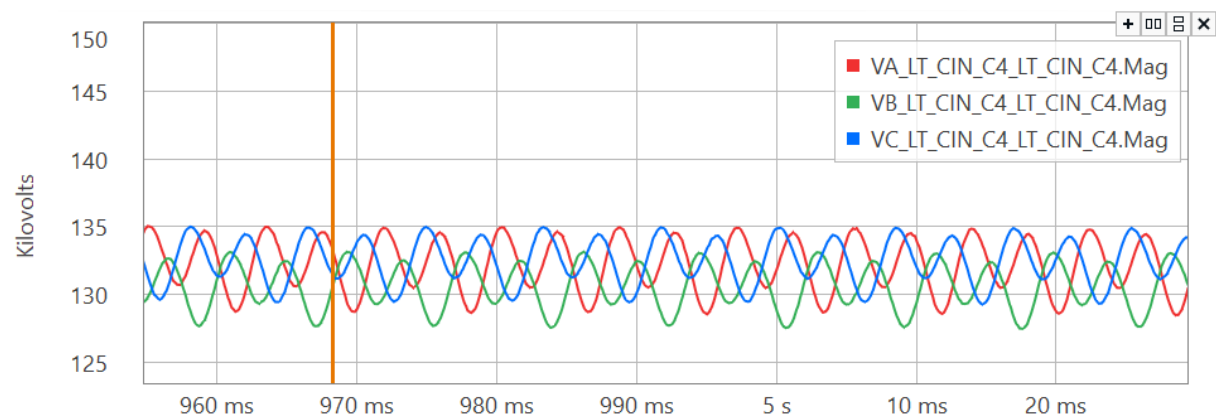
ANEXO C – OSCILOGRAFIAS DE PERTURBAÇÕES NO SIN

Figura C.1 – Oscilografias Linhas 230kV em perturbação do SIN – 21/03/2018.



Fonte: Oscilógrafo CEEE.

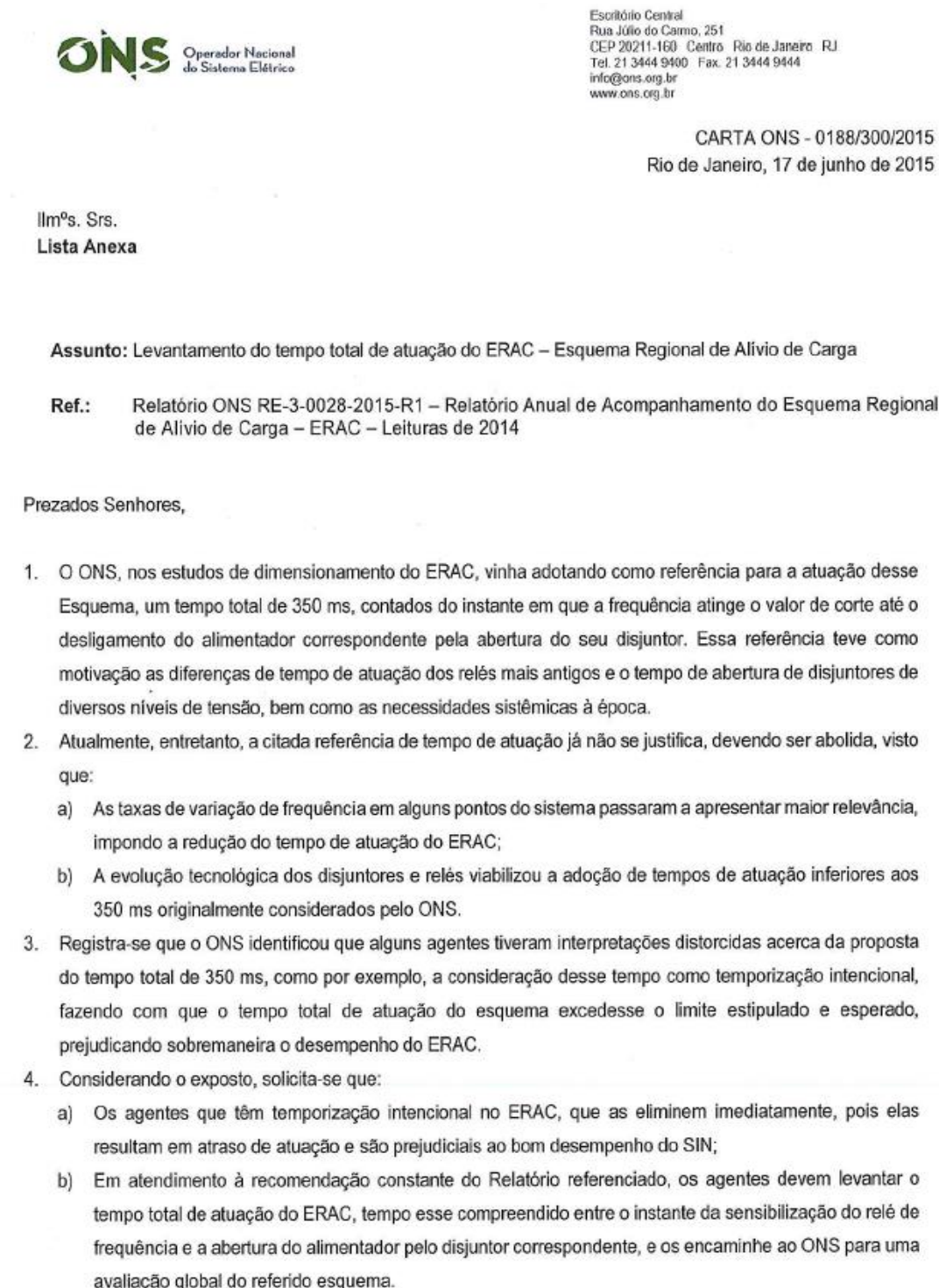
Figura C.2 – Oscilografia Linha 230kV Cinpal-Grava2 em perturbação do SIN – 21/03/2018.



Fonte: Oscilógrafo CEEE.

ANEXO D – CARTA ONS

Figura D.1 – Carta ONS - Retirada do tempo intencional de retardo nos relés de subfrequência.



Fonte: Carta ONS para as concessionárias.

ANEXO E – SEQUÊNCIA DE EVENTOS NA PERTURBAÇÃO DE 2009

Figura E.1 – Sequência de eventos perturbação no SIN - 2009

SEQÜÊNCIA DE DESLIGAMENTOS E PROTEÇÕES ATUADAS				
INSTANTE	ESTAÇÃO	LT OU EQUIPAMENTO	PROTEÇÃO ATUADA	OBSERVAÇÕES
$T1=T0 + 13,5ms$	Início de curto-circuito monofásico envolvendo a fase A na LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã C2.			
$T2=T0 + 17ms$	Início de curto-circuito monofásico envolvendo a fase C na Barra A - 765 kV da SE Itaberá.			
$T3=T0 + 33,9ms$	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C1	21P/21A	Proteções Principal e Alternada de Distância baseada em ondas trafegantes
$T4=T0 + 48ms$ (eliminação do defeito no C1)	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C1	21P/21A	Proteções Principal e Alternada de Distância baseada em ondas trafegantes
$T5=T0 + 58ms$	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C2	67P/67A	Proteção Principal e Alternada de sobrecorrente direcional para faltas desbalanceadas
$T6=T0 + 58,9ms$ (eliminação do defeito na Barra A)	Itaberá	Barra A – 765 kV	87B	Proteção diferencial de Barra
$T7=T0 + 62,3ms$ (eliminação do defeito no C2)	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C2	67P/67A	Proteção Principal e Alternada de sobrecorrente direcional para faltas desbalanceadas
$T8=T0 + 98,9ms$	Ivaiporã	LT 765 kV Itaberá C3	50R	Proteções de sobrecorrente instantânea de neutro do Reator
$T9=T0 + 104,5ms$	Itaberá	LT 765 kV Ivaiporã C3	RTD	Recepção de Transferência de Disparo
$T10=T0 + 251ms$	Itaipu – 60 Hz	UG's 10, 12, 14 e 18	ECE – Lógica 15	Perda Dupla tronco 765 kV

Fonte: ONS (2009).

Figura E.2– Sequência de eventos perturbação no SIN - 2009

T11=T0 + 476ms	Itaipu – 60 Hz	UG 18A	ECE – Lógica 8	Perda Tripla tronco 765 kV
T12=T0 + 691ms	Abertura da LT 500 kV Ibiúna – Bateias C2		21P/A	Sobrecarga
T13=T0 + 706,5ms	Abertura da LT 500 kV Ibiúna – Bateias C1		21P/A	Sobrecarga
T14=T0 + 985ms	Abertura da LT 230 kV Edgard de Souza - Botucatu		21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T15=T0 + 996ms	Abertura da LT 440 kV Oeste – Embuguapu		21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T16=T0 + 1009ms	Abertura da LT 440 kV Bauru – Cabreúva C2		21-1	Oscilação entre as UHEs associadas ao 440 kV e o SIN
T17=T0 + 1021ms	Abertura da LT 440 kV Bauru – Cabreúva C1		21-1	Oscilação entre as UHEs associadas ao 440 kV e o SIN
T18=T0 + 1065ms	Abertura da LT 440 kV Araraquara – Santa Bárbara D'Oeste		21-1	Colapso de tensão
T19=T0 + 1081ms	Abertura da LT 440 kV Araraquara – Mogi Mirim 3		21-1	Colapso de tensão
T20=T0 + 1088ms	Abertura dos grupos geradores G1 e G3 da usina Gov. Ney Braga		ECG	Sobrefrequência
T21=T0 + 1116ms	Abertura da LT 345 kV Porto Colômbia –Marimbondo		21S - Zona 3	Sobrecarga
T22=T0 + 1190ms	Abertura da LT 440 kV Sumaré – Assis		78OST	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T23=T0 + 1204ms	Abertura da LT 440 kV Água Vermelha – Araraquara		21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sudeste/Norte-Nordeste
T24=T0 + 1244ms	Abertura da LT 440 kV Taquaruçu – Assis		21-1	Oscilação entre as UHEs associadas ao 440 kV e o SIN
T25=T0 + 1264ms (separação CEMIG/CTEEP)	Abertura da LT 500 kV Água Vermelha – São Simão		21A – zona 1 em AGV	Oscilação no SIN entre subsistemas Sudeste/Norte-Nordeste
T26= T0 + 1537ms	Abertura da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaira		21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T27=T0 + 1597ms	Abertura do Banco de Autotransformadores AT03 (765/500 kV) da SE Ivaiporã		59T	Proteção de sobre-tensão temporizada

Fonte: ONS (2009).

Figura E.3– Sequência de eventos perturbação no SIN - 2009

T28=T0 + 1789ms (separação FURNAS/CTEEP)	Abertura da LT 500 kV Água Vermelha – Marimbondo	21 – zona 1 em AGV	Oscilação no SIN entre subsistemas Sudeste/Norte-Nordeste
T29=T0 + 1810ms	Abertura da LT 440 kV Assis – Bauru	21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T30=T0 + 1883ms	Abertura da LT 440 kV Araraquara – Bauru	21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T31= T0 + 1912ms	Abertura da LT 138 kV Dourados das Nações – Ivinhema	21-1	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T32=T0 + 1926ms (separação Sul/Mato Grosso do Sul)	Abertura da LT 230 kV Dourados – Guairá	21	Oscilação no SIN entre subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste
T33=T0 + 2051ms	Abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C3	ECE – Lógica 4	Taxa de variação de frequência superior a 1,4 Hz/seg
T34=T0 + 2064ms	Abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1	ECE – Lógica 4	Taxa de variação de frequência superior a 1,4 Hz/seg
T35=T0 + 2070ms	Abertura da LT 440 kV Bauru – Jupia C2	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T36=T0 + 2072ms	Abertura da LT 440 kV Bauru – Ilha Solteira C2	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T37=T0 + 2102ms	Abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C2	ECE – Lógica 4	Taxa de variação de frequência superior a 1,4 Hz/seg
T38=T0 + 2107ms	Abertura da LT 440 kV Oeste – CBA	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T39=T0 + ***ms	Abertura da LT 440 kV Embuguaçu – CBA	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T40=T0 + 2229ms	Abertura das LT's 440 kV Oeste – Bauru C1	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T41=T0 + 2229ms	Abertura da LT 440 kV Oeste – Bauru C2	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T42=T0 + 2289ms	Abertura da LT 440 kV Bauru – Ilha Solteira C1	59I	Proteção de sobretensão instantânea

Fonte: ONS (2009).

Figura E.4– Sequência de eventos perturbação no SIN - 2009

T43=T0 + 2382ms	Abertura dos grupos geradores G1, G2 e G4 da usina Gov. Bento Munhoz	ECG	Sobrefreqüência
T44=T0 + 2465ms	Bloqueio do Pólo 3 do Sistema HVDC	VDC mínimo	Proteção para tensão inferior a 48 % da nominal por 2 segundos
T45=T0 + 2702ms	Abertura da LT 440 kV Água Vermelha – Ribeirão Preto	21-1	Colapso de tensão
T46=T0 + 2800ms	Abertura da LT 345 kV Adrianópolis – Itutinga C1	21P/21A	Sobrecarga
T47=T0 + 2832ms	Abertura da LT 345 kV Adrianópolis – Itutinga C2	21P/21A	Sobrecarga
T48=T0 + 2843ms	Abertura da LT 500 kV Ibiúna – Campinas	21P/21A	Sobrecarga
T49=T0 + 2869ms	Abertura da LT 230 kV Pimenta Bueno – Vilhena	PPS	Fuga de sincronismo das Máquinas da área Acre / Rondônia
T50=T0 + 2972ms	Abertura da LT 345 kV Mogi – Poços de Caldas	21S – zona 2	Sobrecarga
T51=T0 + 3755ms	Abertura da LT 500 kV Angra – Grajau	21P/21A	Colapso de tensão
T52=T0 + 3807ms	Abertura da LT 138 kV Itutinga – Camargos	49	Sobrecarga
T53=T0 + 4200ms	Abertura da LT 440 kV Capivara – Taquaruçu	21	Colapso de tensão
T54=T0 + 4230ms	Abertura da LT 500 kV Angra – Cachoeira Paulista	21P/21A	Colapso de tensão
T55=T0 + 4243ms	Bloqueio do Pólo 4 do Sistema HVDC	VDC mínimo	Proteção para tensão inferior a 48 % da nominal por 2 segundos
T56=T0 + 4919ms (separação Sudeste/Mato Grosso do Sul)	Abertura da LT 230 kV Nova Porto Primavera – Dourados	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T57=T0 + 7052ms	Bloqueio do Pólo 2 do Sistema HVDC	VDC mínimo	Proteção para tensão inferior a 48 % da nominal por 2 segundos
T58=T0 + 7070ms	Abertura da LT 525 kV Areia - Segredo	59	Proteção de sobretensão
T59=T0 + 8514ms	Bloqueio do Pólo 1 do Sistema HVDC	VDC mínimo	Proteção para tensão inferior a 48 % da nominal por 2 segundos

Fonte: ONS (2009).

Figura E.5– Sequência de eventos perturbação no SIN - 2009

T60=T0 + 9316ms	Desligamento do Transformador TR1 (440/138 kV) da SE Bauru	27M	Subtensão de manobra
T61=T0 + 11000ms	Abertura da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Itajubá 3	21P/21A – zona 3	Colapso de tensão
T62=T0 + 16000ms	Abertura da LT 500 kV Adrianópolis – São José	21P/21 ^a	Colapso de tensão
T63=T0 + 19473ms	Abertura da LT 525 kV Areia - Ivaiporã	59	Proteção de sobretensão
T64=T0 + 19526ms	Abertura da LT 525 kV Areia - Curitiba	59	Proteção de sobretensão
T65=T0 + 22159ms	Abertura da LT 525 kV Londrina – Ivaiporã C1	59	Proteção de sobretensão
T66=T0 + 39181ms	Abertura das LTs 525 kV Gov. Bento Munhoz – Areia C1 e C2	59	Proteção de sobretensão
T67=T0 + 1min20s (separação definitiva Sul/Sudeste)	Abertura da LT 525 kV Assis – Araraquara	21P/21 ^a	Sobrecarga
T68=T0 + 1min47s	Abertura da LT 230 kV Nova Porto Primavera – Imbirussu	59I	Proteção de sobretensão instantânea
T69=22h39min	Abertura da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória	21	Colapso de tensão
T70=22h39min	Abertura do Trafo 230/138 kV da UHE Mascarenhas	51	Sobrecarga

Fonte: ONS (2009).