



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**KATHIANE QUEIROZ DA SILVA**

**SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA**

**FORTALEZA**

**2014**

**KATHIANE QUEIROZ DA SILVA**

**SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Orientadora: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientador: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro  
Barroso

**FORTALEZA**

2014

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

---

S58s

Silva, Kathiane Queiroz da.

Sistema de proteção adaptativa / Kathiane Queiroz da Silva. – 2014.  
92 f. : il., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2014.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientação: Profa. Dra. Pastôra Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso.

1. Engenharia elétrica. 2. Sistemas elétricos - Proteção. 3. Redes elétricas inteligentes. 4. Relés digitais. 5. Energia elétrica – Geração distribuída. I. Título.

---

CDD 621.3

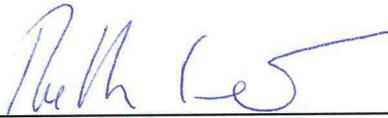
**KATHIANE QUEIROZ DA SILVA**

**SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA**

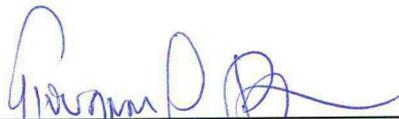
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em: 27/11/2014

**BANCA EXAMINADORA**



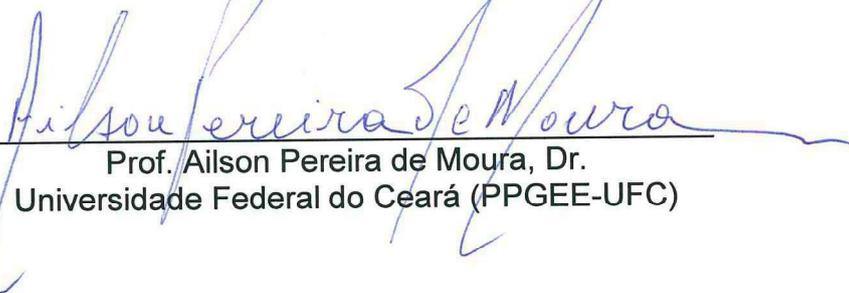
Prof<sup>a</sup>. Ruth Pastora Saraiva Leão, PhD. (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)



Giovanni Cordeiro Barroso, Dr. (Coorientador)  
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)



Prof. Eduardo Cesar Senger, Dr.  
Universidade de São Paulo (USP)



Prof. Ailson Pereira de Moura, Dr.  
Universidade Federal do Ceará (PPGEE-UFC)

A Deus.

Aos meus pais.

Aos meus amigos.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus pela vida e saúde.

A minha família, em especial meus pais, pelo apoio e cooperação, ao meu amigo, namorado e esposo, Ronne, durante o período de formação.

À professora Ruth Leão pela confiança, pela imensa paciência depositada, a senhora é um dos meus exemplos profissionais e pessoal, agradeço por ter tido essa oportunidade de trabalhar ao seu lado, obrigada pela orientação e supervisão.

Aos professores participantes da banca examinadora, Giovanni Cordeiro Barroso, Ailson Pereira de Moura e Eduardo Cesar Senger, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Ao professor Raimundo Furtado agradeço pelas ajudas e sugestões.

Aos professores do curso de pós-graduação em Engenharia Elétrica, pelos ensinamentos e oportunidade de troca de experiências.

Aos colegas Lucas Silveira, Mario, Heron, Fernando, Amaury pelas ajudas e sugestões.

Aos colegas da turma de mestrado, pelas reflexões, críticas e sugestões recebidas.

Ao CNPq, a todos que participaram de forma direta e/ou indireta no presente trabalho.

"Não é o quanto fazemos, mas quanto amor colocamos naquilo que fazemos. Não é o quanto damos, mas quanto amor colocamos em dar."

Madre Teresa de Calcutá

## RESUMO

O sistema de proteção é parte relevante de um sistema elétrico de potência, pois é responsável por manter a segurança, confiabilidade e continuidade do sistema elétrico de potência. No sistema de proteção o componente de maior importância é o relé digital. Esse equipamento possui diversas funções de proteção, capacidade de medição de grandezas, registros de eventos e de comunicação entre relés e com um centro de controle. Alguns relés possuem a tecnologia de armazenar mais de um grupo de ajustes. Os grupos de ajustes tornam possível a coordenação da proteção quando o sistema elétrico opera em configuração de contingência. Para cada condição de operação do sistema, decorrente da alteração na configuração assumida pelo sistema, poderá ser definido um grupo de ajustes correspondente. Uma vez definidos os ajustes de todos os grupos, estes são previamente implantados em todos os relés que compõem o sistema de proteção do sistema elétrico, ficando ativo apenas um deles. Porém, o número limitado de grupos de ajustes traz dificuldades quando se tem um sistema com muitas possibilidades de arranjos. Este trabalho propõe um sistema de proteção adaptativa (SPA), desenvolvido em Matlab, com o intuito de tornar a rede elétrica inteligente, para maior flexibilidade, confiabilidade e segurança do sistema elétrico de potência. O sistema de proteção proposto é capaz de auxiliar no estudo de proteção para a escolha dos ajustes a serem inseridos no relé. Uma vez que os relés da rede elétrica estejam parametrizados, a proteção adaptativa é responsável por discernir entre uma mudança de grupo de ajuste ou envio de novos ajustes. Essa decisão é tomada pelo SPA no centro de controle e enviada aos relés da rede em tempo real. O SPA foi testado em uma rede de distribuição de média tensão e o envio de mudança de ajuste da proteção foi validado em relé SEL-751 usando comunicação via Telnet. Com base nos testes realizados o SPA proposto atuou corretamente garantindo seletividade e coordenação do sistema de proteção.

**Palavras-chave:** Proteção Adaptativa. Coordenação da Proteção. Geração Distribuída. Proteção de Sistemas Elétricos. Redes Elétricas Inteligentes. Relés Digitais.

## ABSTRACT

The protection system is a relevant part of the electric power system, because it is responsible for maintaining the security, reliability and continuity of the electric power system. In the protection system, the most important component is the digital relay. This equipment has many functions of protection, ability to measure quantities, record events and communication with a control center. Some relays have the technology to store more than one group of settings. Setting groups make possible the coordination of protection when the electrical system operates in contingency configuration. For each operating condition of the system resulting from the change in the configuration assumed by the system, a group of corresponding settings can be set. Once defined the settings for all groups, these are pre-deployed in all relays that make up the protection system of the electrical system, leaving only one active. However, the limited number of setting groups brings difficulties when it have a system with many possibilities of arrangements. This paper proposes an adaptive protection system (SPA), developed in Matlab, in order to make the smart grid, for greater flexibility, reliability and security of the electric power system. The protection system proposed is able to assist in the study of protection by the choice of settings to be entered in the relay. Once the mains relays are parameterized, adaptive protection is responsible for discerning between a change of setting group or send new settings. This decision is taken by the SPA in the control center and sent to the grid relays in real time. The SPA was tested in a medium voltage distribution grid and the sending of change protection setting was validated using SEL-751 relay, using communication via Telnet. Based on testing the proposed SPA acted properly ensuring selectivity and coordination of the protection system.

**Keywords:** Adaptive Protection. Coordination of Protection. Distributed Generation. Protection of Electrical Systems. Smart Grids. Digital relays.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 Corrente de curto-circuito com geração distribuída.....	20
Figura 2.2 Diagrama trifilar de um sistema de proteção.....	22
Figura 2.3 Tipo de curva de acordo com a IEC 60255.-3.....	25
Figura 2.4 Atuação das funções 50/51.....	26
Figura 2.5 Coordenação entre curvas de sobrecorrente.....	28
Figura 2.6 - Operação do relé de distância.....	29
Figura 2.7 Operação da função de religamento.....	30
Figura 3.1 Coordenação dos relés.....	35
Figura 3.2 Fluxograma do SPA para alteração do fluxo de corrente.....	36
Figura 3.3 Fluxograma para teste dos grupos de ajustes.....	37
Figura 3.4 Fluxograma de teste de coordenação.....	38
Figura 3.5 Ajuste da corrente de <i>pick-up</i> de sobrecorrente (função 51).....	39
Figura 3.6 Ajuste da corrente de <i>pick-up</i> instantâneo (função 50).....	40
Figura 3.7 Ajuste do Dial.....	41
Figura 4.1 Sistema teste.....	44
Figura 4.2 Relé SEL-751.....	46
Figura 4.3 Rede do relé 21I7.....	47
Figura 4.4 Rede do relé 21I6.....	47
Figura 4.5 Rede do relé 21I5.....	48
Figura 4.6 Rede do relé 21I4.....	48
Figura 4.7 Rede do relé 21F3.....	48
Figura 4.8 Rede do relé 21M3.....	49
Figura 4.9 Rede do relé 21A7.....	49
Figura 4.10 Diagrama de impedância para curto-circuito trifásico.....	49
Figura 4.11 Diagrama de impedância para curto-circuito fase-terra.....	50
Figura 4.12 Diagrama de impedância para curto-circuito trifásico.....	51
Figura 4.13 Diagrama de impedância para curto-circuito fase-terra.....	51
Figura 4.14 Sistema recomposto após perda da SE-01.....	55
Figura 4.16 Rede do relé 21F3.....	55
Figura 4.17 Rede do relé 21M3.....	55
Figura 4.18 Rede do relé 21A7.....	56

Figura 4.20 Grupo ativo no relé 21J1, para o sistema sem geração em estado pleno .....	59
Figura 4.19 Coordenograma de fase.....	60
Figura 4.20 Mudança do grupo de ajuste .....	62
Figura 4.21 Coordenograma de fase.....	62
Figura 4.22 Mudança do grupo de ajuste .....	63
Figura 4.23 Coordenograma de fase.....	64
Figura 4.33 Ajustes do grupo 3 .....	65
Figura 4.25 Novos ajustes cadastrados no relé .....	67
Figura 4.26 Eventos ocorridos no relé.....	68
Figura C.1 Estado do sistema em contingência, após perda da SE-01. ....	82
Figura C.2 Rede do relé 21F3. ....	83
Figura C.3 Coordenograma dos relés parametrizados.....	87
Figura C.4 Coordenograma dos relés parametrizados.....	91

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Características das curvas da norma IEC 60255.-3 .....	24
Tabela 2.2 Características das curvas da norma IEEE C37.112-1996 .....	24
Tabela 4.1 Impedâncias reduzidas das subestações do sistema.....	44
Tabela 4.2 Dados dos trechos do sistema em pu .....	45
Tabela 4.3 Impedância dos geradores em pu .....	45
Tabela 4.4 Número de eventos por ano por trecho do sistema.....	53
Tabela 4.5 Ajustes cadastrados no relé 21J1.....	53
Tabela 4.6 Ajustes cadastrados no relé 21L1 .....	53
Tabela 4.7 Nível de curto-circuito trifásico que cada relé está exposto.....	56
Tabela 4.8 Dados dos relés.....	57
Tabela 4.9 Ajustes de fase .....	58
Tabela 4.10 Ajustes de neutro.....	58
Tabela 4.11 Ajustes de fase .....	61
Tabela 4.12 Ajustes de neutro.....	61
Tabela 4.13 Ajustes de fase .....	63
Tabela 4.14 Ajustes de neutro.....	64
Tabela 4.15 Ajustes de fase .....	66
Tabela 4.16 Ajustes de neutro.....	66
Tabela B.1 Ajustes do relé 21J1.....	78
Tabela B.2 Ajustes do relé 21L1. ....	78
Tabela B.3 Ajustes do relé 21P1.....	79
Tabela B.4 Ajustes do relé 21J2.....	79
Tabela B.5 Ajustes do relé 21L2. ....	79
Tabela B.6 Ajustes do relé 21P2.....	79
Tabela B.7 Ajustes do relé 21J3.....	80
Tabela B.8 Ajustes do relé 21J4.....	80
Tabela B.9 Ajustes do relé 21L3. ....	80
Tabela B.10 Ajustes do relé 21L4. ....	80
Tabela B.11 Ajustes do relé 21J5.....	81
Tabela C.1 Corrente nominal e de curto-circuito.....	82
Tabela C.2 Parâmetros dos relé 21F3.....	83
Tabela C.3 Resumo dos ajustes a serem cadastrados no relé. ....	86

Tabela C.4 Resumo dos ajustes a serem cadastrados no relé. ....	91
---	----

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

GD	Geração Distribuída
PA	Proteção Adaptativa
SPA	Sistema de Proteção Adaptativa
ITC	Intervalo de Tempo de Coordenação
IED	Dispositivo Eletrônico Inteligente ( <i>Intelligent Electronic Device</i> )

## SUMÁRIO

<b>Capítulo 1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>16</b>
<b>1.1 Objetivos do trabalho</b> .....	<b>18</b>
1.1.1 <i>Contribuição do trabalho</i> .....	19
<b>1.2 Estrutura do trabalho</b> .....	<b>19</b>
<b>Capítulo 2 PROTEÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA</b> .....	<b>20</b>
<b>2.1 Filosofia da proteção</b> .....	<b>21</b>
<b>2.2 Sistema de proteção</b> .....	<b>21</b>
<b>2.3 Funções de proteção para o sistema de distribuição</b> .....	<b>22</b>
2.3.1 <i>Proteção de sobrecorrente de fase e de neutro</i> .....	23
2.3.2 <i>Proteção de distância</i> .....	28
2.3.3 <i>Proteção de religamento</i> .....	29
2.3.4 <i>Proteção direcional de corrente</i> .....	30
2.3.5 <i>Proteção de sincronismo</i> .....	30
2.3.6 <i>Proteção de subtensão e sobretensão</i> .....	31
2.3.7 <i>Proteção direcional de potência</i> .....	31
2.3.8 <i>Proteção contra reversão ou desbalanceamento de corrente</i> .....	31
2.3.9 <i>Proteção contra reversão ou desbalanceamento de tensão</i> .....	31
2.3.10 <i>Proteção de frequência</i> .....	31
<b>Capítulo 3 SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA</b> .....	<b>32</b>
<b>3.1 Coordenação entre os dispositivos da rede</b> .....	<b>34</b>
<b>3.2 Mudança do fluxo de corrente</b> .....	<b>34</b>
<b>3.3 Mudança da topologia da rede</b> .....	<b>36</b>
<b>3.4 Alteração no grupo de ajustes e nos ajustes da proteção</b> .....	<b>36</b>
3.4.1 <i>Cálculo dos ajustes de sobrecorrente de fase</i> .....	38
3.4.2 <i>Cálculo dos ajustes de neutro</i> .....	42
3.4.3 <i>Ajustes direcional de corrente</i> .....	42
<b>3.5 Envio do grupo de ajuste ou de ajustes para o relé</b> .....	<b>42</b>
<b>Capítulo 4 ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>43</b>
<b>4.1 Rede utilizada para implementação do SPA</b> .....	<b>43</b>
<b>4.2 Relé utilizado para implementação do SPA</b> .....	<b>45</b>
<b>4.3 Implementação do SPA</b> .....	<b>46</b>
4.3.1 <i>Cálculos de curto-circuito e seletividade no SPA</i> .....	47
4.3.2 <i>Cálculo das correntes de curto-circuito</i> .....	49
4.3.3 <i>Estudo de proteção</i> .....	52
4.3.4 <i>Simulação do SPA</i> .....	53
<b>Capítulo 5 CONCLUSÕES</b> .....	<b>70</b>
<b>5.1 Trabalhos futuros</b> .....	<b>71</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>72</b>
<b>APÊNDICE A – TABELA ANSI</b> .....	<b>75</b>
<b>APÊNDICE B – RESUMO DOS AJUSTES DOS RELÉS</b> .....	<b>78</b>
<b>APÊNDICE C – MÉTODOS DE CÁLCULO DOS AJUSTES DO SPA</b> .....	<b>82</b>

<b>C.1 Ajuste da corrente de <i>pick-up</i> instantânea para 80% da corrente de curto-circuito trifásico.</b> .....	<b>83</b>
C.1.1 Ajuste do relé 21L1.....	83
C.1.2 Ajuste do relé 21J1.....	84
C.1.3 Ajuste do relé 21P1.....	85
C.1.4 Resumo dos ajustes.....	86
<b>C.2 Ajuste da corrente de <i>pick-up</i> instantânea para 120% da corrente de curto-circuito trifásico.</b> .....	<b>87</b>
C.2.1 Ajuste do relé 21L1.....	87
C.2.2 Ajuste do relé 21J1.....	88
C.2.3 Ajuste do relé 21P1.....	89
C.2.4 Resumo dos ajustes.....	91
<b>C.3 Diferenças entre os métodos de cálculo de ajuste instantâneo.....</b>	<b>92</b>

---

---

## CAPÍTULO 1

### INTRODUÇÃO

---

---

A distribuição da energia elétrica compreende a fase final na entrega da eletricidade aos usuários finais em um sistema elétrico de potência. As redes de distribuição de energia elétrica são responsáveis por transportar eletricidade em alta ( $69 \text{ kV} \leq V_{\text{rms}} < 230 \text{ kV}$ ), média ( $1 \text{ kV} < V_{\text{rms}} < 69 \text{ kV}$ ) e baixa tensão ( $V_{\text{rms}} \leq 1 \text{ kV}$ ) com vistas a entregar aos consumidores finais. Estão conectados à rede de distribuição, consumidores primários e secundários por meio de transformadores abaixadores.

As redes de distribuição são normalmente de topologia tipo: radial simples e radial com recurso. Em uma rede radial simples, o transporte de energia é via linha de distribuição que deriva da subestação com ramificações à semelhança de uma árvore até a unidade consumidora, sem conexão com qualquer outra fonte. As redes radiais simples são as mais utilizadas nos sistemas de distribuição devido ao baixo custo de investimento e manutenção e à relativa facilidade de coordenação de sistemas de proteção, se comparada a outras topologias mais complexas.

As redes de distribuição radiais com recurso são semelhantes às radiais simples em condições normais de operação, porém possuem pontos de interligação, que são chaves seccionadoras normalmente abertas, destinadas a permitir o tratamento de contingências nos alimentadores por meio de manobras realizadas manual ou automaticamente. Nas redes radiais com recurso podem existir pontos intermediários de segmentação dos alimentadores, de modo a possibilitar o isolamento da menor área possível em condição de falta – isto propicia a operação do sistema com elevada qualidade e continuidade, porém também exige sistemas de proteção mais elaborados.

Nos últimos anos tem crescido o interesse em geração distribuída (GD) a partir, principalmente, de fontes renováveis. Apesar das vantagens, a conexão de GD na rede de distribuição pode causar impacto na operação e no ajuste e coordenação da proteção. A presença de GD muda os valores originais e a direção de corrente de estado permanente e de falta. A severidade dessas mudanças depende da localização, capacidade e número de GD na rede. A contribuição para a corrente de falta

depende do tipo de GD e da configuração da rede.

Nas últimas décadas, os dispositivos de proteção experimentaram considerável evolução tecnológica, porém a filosofia da proteção, não acompanhou o desenvolvimento desses dispositivos. Mesmo com o uso de relés microprocessados, multifuncionais, o modo de realizar o estudo de proteção continua o mesmo que o utilizado para os relés eletromecânicos os quais utilizavam componentes com partes fixas e móveis, e utilizando os princípios de conversão de energia elétrica em mecânica. (TAVARES, 2003)

Os sistemas de proteção das redes de distribuição são configurados com ajustes fixos, selecionados de acordo com um estudo prévio da topologia da rede. Porém, em redes de distribuição com certa penetração de GD e topologia radial com recurso segmentada, o estudo da proteção torna-se mais complexo, pois a rede pode assumir características adaptativas, próprias de redes elétricas inteligentes (REI) que visam maior flexibilidade operativa, maior confiabilidade, melhor alocação de recursos e melhor utilização de ativos da rede, e maior eficiência operacional. (Brahma & Girgis, 2004)

Adicionalmente, em um sistema de distribuição com múltiplas fontes, a proteção baseada em sobrecorrente comumente realizada por relés, fusíveis e chaves seccionadoras pode não satisfazer os critérios de seletividade e coordenação da proteção, principalmente em casos em que a penetração da GD é elevada.

O uso de proteção adaptativa (PA) torna-se então útil devido ao dinamismo da rede, porém como os equipamentos fusíveis e chaves seccionadoras são do tipo passivo, ou seja, suas características de disparo não podem ser alteradas, sua aplicação pode ficar obsoleta nas redes inteligentes.

O principal objetivo da PA é ajustar de forma automática e em tempo real as configurações dos relés de proteção em resposta a alterações das condições de operação do sistema, sendo elas: mudança da topologia, em decorrência de faltas ou retirada intencional de algum componente da rede, e alteração no fluxo de potência, devido à inserção de GD, garantido a coordenação e sensibilidade do sistema. (JAMPALA, VENKATA, & DAMBORG, 1989)

Em (MAHAT et al., 2011) foi observado que o aumento significativo na penetração da geração distribuída pode resultar numa possível operação do sistema de proteção. Os autores propõem o uso de proteção adaptativa, usando informações dos

estados dos disjuntores. A proteção adaptativa proposta é uma ferramenta que modifica a proteção em tempo real quando ocorre uma mudança nas condições do sistema ou requisitos da proteção.

Em (BARAN & EL-MARKABI, 2004) é sugerido uma mudança de ajuste de corrente de *pick-up* sempre que as GD estão conectadas; a técnica proposta assegura que o alimentador é sempre protegido independente se as GD estão conectadas ao alimentador ou não.

Um esquema de PA é proposto por (XIA et al. 1994) para a configuração de um relé de distância. Quando a topologia da rede é alterada, o relé é ajustado automaticamente de acordo com os dados da nova configuração da rede. O tempo de cálculo dos novos ajustes é curto e a proteção adaptativa garante a sensibilidade, seletividade e velocidade da proteção.

Em (CONTRERAS et al., 2012) é proposta uma proteção adaptada para alteração dos ajustes de sobrecorrente de fase devido à penetração de GD. Para os cálculos dos ajustes, a ferramenta proposta precisa dos ajustes de todos os relés do sistema configurados para uma topologia sem geração e os percentuais de níveis de curto-circuito; à medida que a penetração da geração vai aumentando os ajustes são modificados e enviados para os relés.

O uso de PA está inteiramente vinculado a um sistema de comunicação, robusto e confiável. Em (YONGLI et al., 2009) a proteção adaptativa é utilizada para alterar os ajustes de sobrecorrente de fase e de neutro dos relés de forma automática devido a mudanças na topologia da rede utilizando a técnica de Multiagentes, a comunicação utiliza o padrão IEC 61850.

## 1.1 Objetivos do trabalho

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma ferramenta de proteção adaptativa para rede de distribuição com geração distribuída capaz de:

- Auxiliar no estudo de proteção;
- Calcular os ajustes de sobrecorrente dos relés;
- Discernir a necessidade de envio de novos ajustes ou mudança de grupo de ajuste, devido a uma alteração na topologia ou inserção de geração distribuída;
- Enviar os ajustes calculados ou novo grupo ativo para o relé.

### **1.1.1 Contribuição do trabalho**

Este trabalho representa um contribuição aos demais trabalhos apresentados, pois propõe uma metodologia de proteção adaptativa e valida a proposta apresentada.

A proposta desse trabalho é desenvolver em ambiente Matlab um sistema de proteção adaptativa, capaz de alterar os ajustes em tempo real dos dispositivos de proteção. A comunicação entre sistema adaptativo e relé é realizada via Telnet utilizando a linguagem de programação Python. O relé utilizado para validação da metodologia é o SEL 751 de fabricação da Schweitzer.

### **1.2 Estrutura do trabalho**

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. No Capítulo 1 é apresentado o conceito de proteção adaptativa.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos e técnicas de proteção dos sistemas elétricos de potência, enfatizando o relé como equipamento essencial para a proteção adaptativa.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento da ferramenta de proteção adaptativa.

No Capítulo 4 é apresentado o sistema utilizado para validar o sistema proposto de proteção adaptativa, juntamente com os estudos de caso.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões alcançadas com o desenvolvimento e os resultados do trabalho realizado.

## CAPÍTULO 2

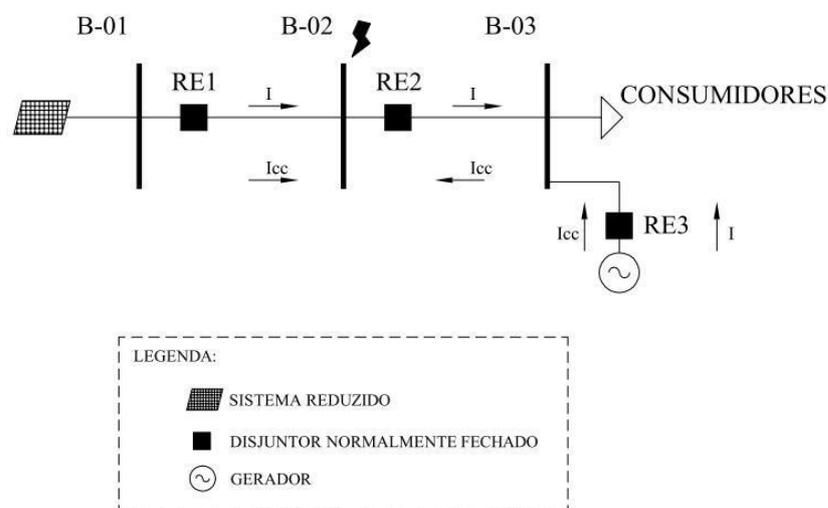
### PROTEÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA

A configuração convencional do sistema elétrico é concebida para permitir que o fluxo de energia flua em uma única direção, desde as usinas centralizadas de geração até os consumidores. Os estudos de proteção são realizados para um sistema estacionário, ou seja, um sistema que não possui variação entre a direção do fluxo de corrente demandada e fluxo de corrente durante um curto-circuito.

Com a inserção da geração distribuída este cenário muda, pois a conexão ou desconexão de uma GD com potência significativa pode acarretar em perda de coordenação da proteção.

Em um sistema de distribuição com GD, as correntes de curto-circuito podem fluir em sentido oposto ao fluxo de potência pré-falta, como apresentado na Figura 2.1. Sob condição normal, a corrente demandada  $I$  flui na direção da carga. Porém, um curto na barra B-02 acarreta em uma contribuição de corrente de curto-circuito  $I_{cc}$  em sentido oposto ao da corrente  $I$ . Caso não existisse a GD, a contribuição da corrente  $I_{cc}$  da geração seria zero e não existiria corrente de curto-circuito entre as barras B-02 e B-03.

Figura 2.1 Corrente de curto-circuito com geração distribuída.



Nos casos semelhantes ao apresentado na Figura 2.1, apenas a proteção do sistema pelas funções de sobrecorrentes (instantâneo/temporizado – 50/51 nomenclatura ANSI), não são suficientes para garantir a eliminação da falta, e torna-se necessário o uso das funções direcionais (67 – nomenclatura ANSI). Para cada inserção de unidades de GD deve ser verificado o estudo de coordenação e seletividade da proteção. (BITTENCOURT, 2011)

## 2.1 Filosofia da proteção

Os dispositivos de proteção têm como função a manutenção do funcionamento normal do sistema e mitigação dos efeitos ocasionados por anomalias no sistema. (MASON, 1956)

As faltas no sistema elétrico podem ser oriundas de causas naturais, falhas nos equipamentos, ou erro humano. Os dispositivos de proteção ao detectarem uma anormalidade no sistema devem saná-la em tempo hábil para limitar seus efeitos.

Os equipamentos de um sistema de proteção devem possuir as características de seletividade, sensibilidade, rapidez e confiabilidade. A seletividade é a propriedade da proteção em discriminar e somente desconectar do sistema a parte mais próxima do defeito. A sensibilidade é a capacidade do sistema de proteção de interromper correntes de curto-circuito de valores mínimos no limite de sua zona de proteção, ao mesmo tempo em que não dispara para a máxima corrente de carga. O sistema de proteção deve ser capaz de atuar no menor tempo possível de modo a minimizar a duração da falta e assegurar a continuidade do suprimento. O sistema de proteção deve ser confiável, atuando corretamente quando requerido, distinguindo entre situações de falta e condições normais de operação. (MASON, 1956)

## 2.2 Sistema de proteção

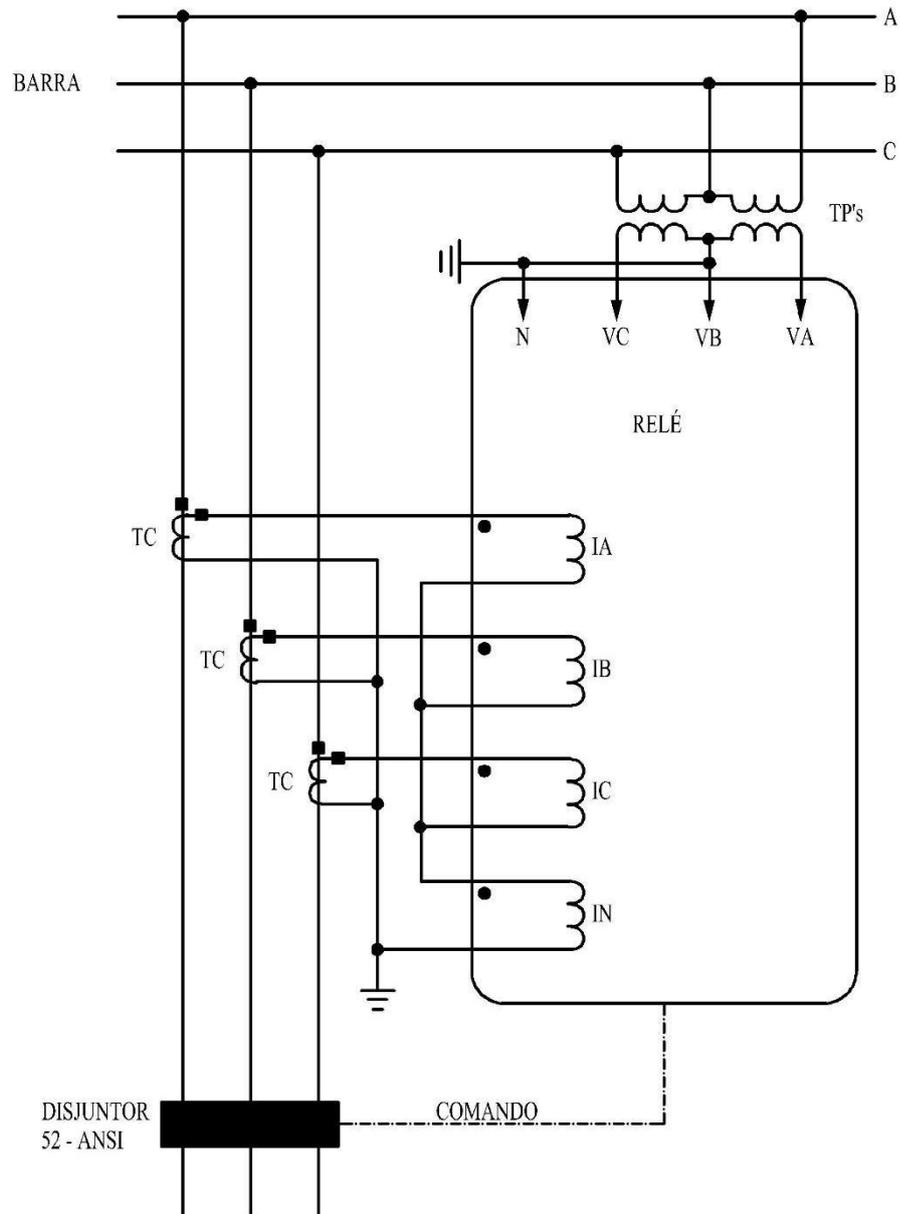
Para monitorar o sistema elétrico e atuar em condição anormal de operação, o sistema de proteção é composto por um conjunto de equipamentos que são formados basicamente por: (SATO, 2005)

- Transformadores de instrumentos que são redutores das medidas de corrente (TC) e tensão (TP), cuja principal função é compatibilizar os valores de tensão e corrente da rede aos do relé;
- Relés de proteção que são os equipamentos responsáveis pelas tomadas de decisões;
- Disjuntor é o equipamento comandado pelos relés, possui a capacidade

de interromper as correntes de curto-circuito.

A Figura 2.2 apresenta o diagrama trifilar dos principais equipamentos utilizados em um sistema de proteção.

Figura 2.2 Diagrama trifilar de um sistema de proteção.



Fonte: Adaptado de (SCHWEITZER, 2014).

### 2.3 Funções de proteção para o sistema de distribuição

Os relés digitais desempenham um papel fundamental na operação dos sistemas elétricos de potência. Eles são projetados para atuar quando o sistema de

potência está diante de condições anormais, que podem ser, por exemplo, curtos circuitos, sobrecarga, perda de sincronismo do sistema e outras anomalias ao qual o sistema elétrico de potência pode ser submetido. (MOONEY, SCHWEITZER, 2014)

Os relés são os equipamentos mais importantes do sistema de proteção e podem possuir diversas funções. Cada função pode ser representada de modo numérico, normatizada segundo nomenclatura ANSI, apresentada no Apêndice A.

As funções de proteção mais comumente encontradas nos sistemas de distribuição são sobrecorrente (50/51 e 50N/51N), distância (21), religamento (79) e direcional (67 e 67N). Com a inserção de geração distribuída outras funções devem ser parametrizadas como: sincronismo (25), subtensão (27), direcional de potência (32), reversão ou desbalanceamento de corrente (46), reversão ou desbalanceamento de tensão (47), sobretensão (59) e frequência (81).

### **2.3.1 Proteção de sobrecorrente de fase e de neutro**

O relé de sobrecorrente foi um dos primeiros relés de proteção, desenvolvido por volta do ano de 1950, e continua sendo amplamente utilizado. É um dos principais equipamentos alocados nas saídas dos alimentadores para comando dos disjuntores em caso de falta. (BLACKBURN & DOMIN, 2007)

A configuração do relé de sobrecorrente exige o conhecimento: dos transformadores de corrente de cada relé, das impedâncias em ohms ou em por unidade das fontes, dos transformadores e alimentadores do sistema, da corrente demandada por cada trecho e da corrente de curto-circuito que pode fluir em cada trecho da rede. (Alstom, 2011)

O relé de sobrecorrente monitora constantemente a corrente que circula pelo alimentador. O relé de sobrecorrente temporizado (51) requer três tipos de ajustes: corrente de *pick-up*, em alguns relés parametriza-se o TAP que é o valor de *pick-up* dividido pela relação de transformação do transformador de corrente - RTC, tipo de curva e dial. A corrente de *pick-up*, comumente conhecida apenas como *pick-up*, é a máxima corrente que pode passar pelo relé sem que ocorra o envio de comando de abertura do disjuntor. Se a corrente de uma das fases ultrapassar o valor de *pick-up*, o relé entrará em temporização decrescente. A temporização dependerá do tipo de curva e dial selecionados; decorrido o tempo, se a corrente permanecer superior à corrente de *pick-up*, o relé acionará a função de abertura ou *trip* no disjuntor.

Para o relé instantâneo (50), os ajustes necessários são *pick-up* e tempo

de atuação. A curva é do tipo tempo direto, ou seja, se a corrente de uma das fases ultrapassar o valor de *pick-up* a abertura do disjuntor ocorrerá no tempo ajustado.

Nos relés digitais as características tempo x corrente são representadas por tipos de curva e equações, as quais mudam de acordo com a norma. As características mais utilizadas são as da norma IEC 60255-3; existe também o padrão da norma americana IEEE C37.112-1996, o ANSI e diversos relés possuem padrões de curvas próprios.

A Tabela 2.1 e Tabela 2.2 apresentam as características das curvas das duas normas IEC e IEEE, em que “D” é o dial que deve ser ajustado, “t” é o tempo de atuação e “M” é o múltiplo da corrente de atuação, que indica quantas vezes a corrente de curto-circuito é maior que a corrente de *pick-up*, e é comumente chamado de múltiplo do relé. (LEDESMA, 2012)

Tabela 2.1 Características das curvas da norma IEC 60255.-3.

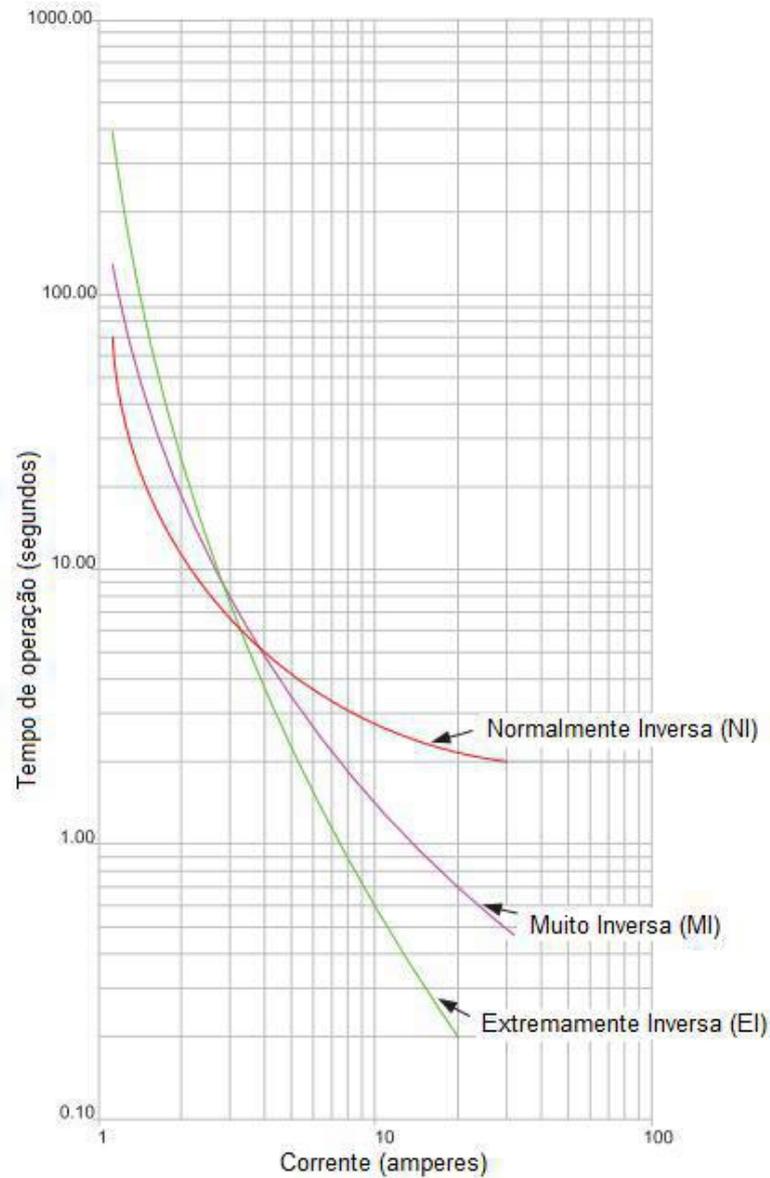
Características do Relés	Equação
Normalmente Inversa (NI)	$t = D \cdot \frac{0,14}{M^{0,02} - 1}$
Muito Inversa (MI)	$t = D \cdot \frac{13,5}{M^1 - 1}$
Extremamente Inversa (EI)	$t = D \cdot \frac{80}{M^2 - 1}$

Tabela 2.2 Características das curvas da norma IEEE C37.112-1996.

Características do Relés	Equação
Normalmente Inversa (NI)	$t = \frac{D}{7} \cdot \left[ \left( \frac{0,0515}{M^{0,02} - 1} \right) + 0,114 \right]$
Muito Inversa (MI)	$t = \frac{D}{7} \cdot \left[ \left( \frac{19,61}{M^2 - 1} \right) + 0,491 \right]$
Extremamente Inversa (EI)	$t = \frac{D}{7} \cdot \left[ \left( \frac{28,2}{M^2 - 1} \right) + 0,1217 \right]$

A Figura 2.3 apresenta os diferentes tipos de curvas da IEC 60255-3, para corrente de *pick-up* de 1A e dial igual a 1.

Figura 2.3 Tipo de curva de acordo com a IEC 60255.-3.



Fonte: Adaptado de (ALSTOM, 2011).

### 2.3.1.1 Ajustes das funções de sobrecorrente temporizada de fase (51)

O relé deve suportar as flutuações de carga sem operar, para tanto é recomendável o uso de uma folga de no máximo 50% na corrente nominal do sistema. A corrente de *pick-up* pode ser ajustada de acordo com:

$$I_{pick-up} = (1,2 \text{ a } 1,5) \cdot I_{Nominal \text{ de carga}} \quad (2.1)$$

O tipo de curva e dial dependem das características e condições da coordenação dos demais relés presentes nos sistemas. (KINDERMANN, 2012)

Para os relés digitais, os fabricantes garantem que as curvas de atuação começam no múltiplo 1,1, e o período em que o múltiplo do relé está no intervalo de 1 a 1,1 é chamado de limiar de operação, ou seja a atuação do relé não é garantida. O múltiplo é determinado por:

$$M = \frac{I}{I_{pick-up}} \quad (2.2)$$

O valor de  $I$  representa a corrente lida pelo relé e  $I_{pick-up}$  é o valor de *pick-up* ajustado de acordo com (2.1).

### 2.3.1.2 Ajustes das funções de sobrecorrente instantânea de fase (50)

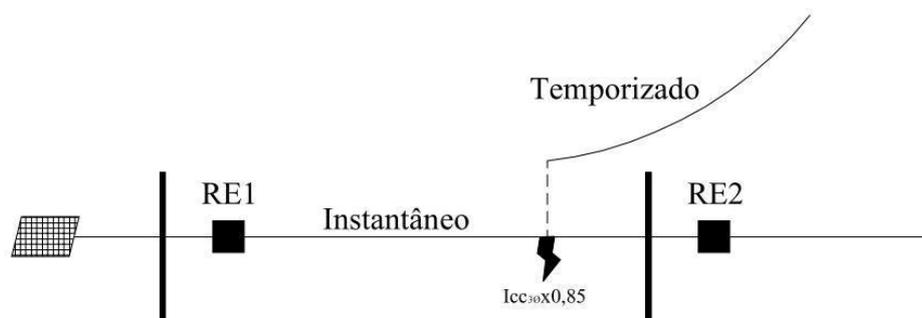
O ajuste da unidade instantânea do relé de sobrecorrente de fase deve ser realizado de tal maneira que não alcance os outros relés a jusante, ou seja, sem sobrepor a zona de atuação dos demais relés.

Normalmente este ajuste é calculado para um curto-circuito trifásico a 85% da linha de distribuição protegida, como em (2.3).

$$I_{pick-up} = 0,85 \cdot I_{CC-3\phi} \quad (2.3)$$

A Figura 2.4 apresenta a zona de atuação para as unidades instantânea e temporizada do relé de sobrecorrente. É possível observar que com o ajuste de instantâneo de acordo com (2.3) deixou-se uma folga de 15% para garantir a seletividade entre os relés RE1 e RE2.

Figura 2.4 Atuação das funções 50/51.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012).

O ajuste da função instantânea também pode ser parametrizado conforme (SILVA, 2014):

$$I_{Pick-up} = 1,20 \cdot I_{CC-3\emptyset} \quad (2.4)$$

Em (2.4) utiliza-se a seletividade cronológica que fundamenta-se em que a temporização intencional do dispositivo de proteção próximo ao ponto de falta seja inferior à temporização intencional do dispositivo de proteção a montante. Deste modo ocorrendo um curto-circuito, a atuação ocorre pela função temporização e não pela instantânea. (FILHO, 2007)

#### 2.3.1.3 Ajustes das funções de sobrecorrente temporizada de neutro (51N)

O relé de neutro atua para os seguintes casos: curto-circuito monofásico à terra, curto-circuito bifásico à terra, cargas desequilibradas aterradas e abertura de fase de sistemas aterrados. (KINDERMANN, 2012)

O ajuste da função 51N é realizado de acordo com a porcentagem de desequilíbrio aceitável no sistema e calculado por:

$$I_{Pick-up} = (0,10 \text{ a } 0,45) \cdot I_{Nominal \text{ de carga}} \quad (2.5)$$

#### 2.3.1.4 Ajustes das funções de sobrecorrente instantânea de neutro (50N)

O ajuste da unidade instantânea de neutro ocorre seguindo o mesmo critério do ajuste de fase, sendo que o ajuste de neutro é calculado para um curto-circuito monofásico a 85% da linha de distribuição protegida, como representado por:

$$I_{Pick-up} = 0,85 \cdot I_{CC-1\emptyset} \quad (2.6)$$

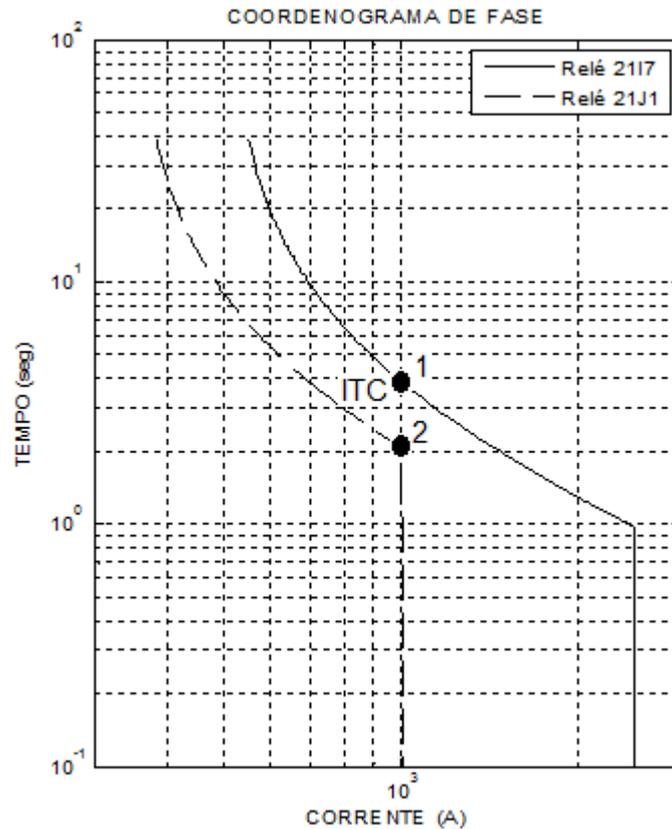
#### 2.3.1.5 Coordenação e seletividade em sistemas radiais

O intervalo de tempo de coordenação (ITC), ou margem de coordenação, é a diferença mínima entre os relés em cadeia. Desde que os requisitos de ajustes mencionados sejam observados e o ITC garantido, pode-se dizer que os relés estão seletivos e coordenados.

O tempo do ITC leva em conta o tempo de operação do mecanismo de abertura do disjuntor, o tempo de extinção do arco elétrico do disjuntor e a margem de erro. Para os relés digitais, o tempo de ITC está dentro do intervalo de 0,2 e 0,3 segundos. (ANDERSON, 1998)

A Figura 2.5 apresenta o tempo de coordenação que é considerado o intervalo de tempo entre os pontos 1 e 2. Para assegurar a coordenação entre as curvas, sempre que possível é importante utilizar relés com o mesmo tipo de curva, principalmente se os mesmos estão em cascata.

Figura 2.5 Coordenação entre curvas de sobrecorrente.



### 2.3.2 Proteção de distância

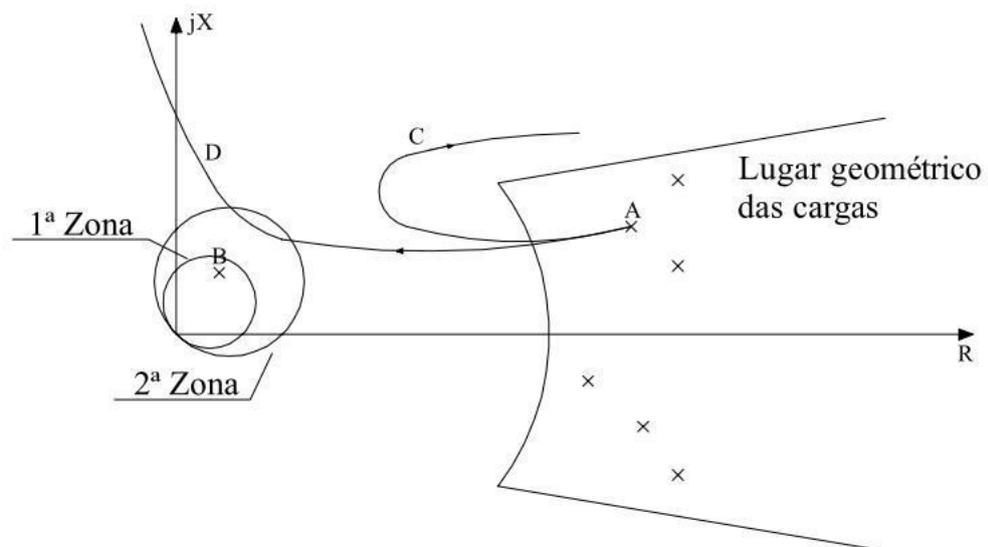
Esta função não é utilizada frequentemente em redes de distribuição, porém possui uma importância relevante nas redes de transmissão. A função de proteção de distância recebe este nome devido sua filosofia de operação se basear na admitância, na impedância e na reatância vista pelo relé. Como esses valores são proporcionais à distância do trecho protegido, a função recebe o nome de proteção de distância. (KINDERMANN, 2012)

O relé de distância não é afetado pelas variações dos níveis de curto-circuito, sendo, portanto, mais imune às mudanças de configuração do sistema que os relés de sobrecorrente. A proteção de distância é polarizada pela relação entre a tensão e a corrente.

A operação do relé de distância é baseada em zonas de operação, em que

geralmente a 1ª zona é instantânea e a 2ª zona temporizada. A Figura 2.6 exemplifica a filosofia do relé de distância. Quando ocorre apenas uma alteração de carga, a impedância desloca-se dentro da região denominada lugar geométrico das cargas e não existe risco de operação do relé. Se o sistema sofre um curto-circuito, instantaneamente o ponto de impedância desloca-se da região de carga para a zona de operação, por exemplo, desloca-se do ponto “A” para o “B”, ocorrendo atuação do relé. Uma manobra como saída de alimentador provoca no sistema uma oscilação, que pode ser exemplificada pela curva “C” da Figura 2.6. Como essa curva não entra na zona de operação, não existe risco de operação do relé de distância, porém se a perturbação ocorrer como a da curva “D” a operação do relé dependerá da velocidade com que esta curva passe pela zona de atuação. Como a segunda zona é temporizada, se a oscilação for muito lenta o relé poderá atuar.

Figura 2.6 - Operação do relé de distância.



Fonte: Adaptado de (KINDERMANN, 2012).

### 2.3.3 Proteção de religamento

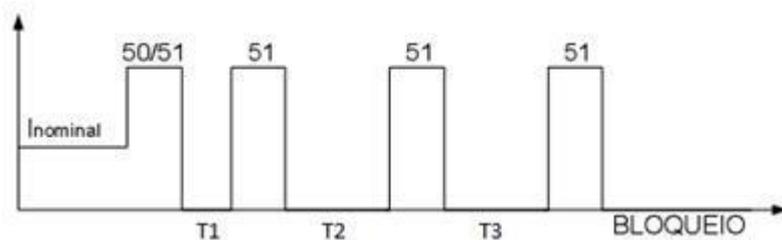
A função de religamento tem por objetivo interromper a corrente elétrica de um circuito, segundo uma sequência automática de operação previamente programada. A função tem como objetivo discernir entre falta temporária e permanente, garantindo a continuidade do fornecimento mediante condição de faltas temporárias que representam entre 80% e 90% das faltas nos sistemas elétricos. (ALSTOM, 2011)

Quando ocorre uma falta devido a curto-circuito, por exemplo, a proteção

de sobrecorrente atua eliminando o defeito. A unidade de religamento que normalmente é ajustada para um número de até quatro aberturas, recebe um sinal e começa a contar o primeiro período de religamento, ou tempo morto, após o qual, envia um sinal para fechamento do disjuntor/religador. Estando o sistema em falta, ocorre novamente a atuação do relé de sobrecorrente e um novo tempo de religamento é registrado. Após este período, o disjuntor/religador é fechado novamente, e se o sistema persistir em falta, ocorre uma nova atuação e um terceiro tempo de religamento. Decorrido este período, o disjuntor é fechado novamente, se a proteção de sobrecorrente atuar, o relé bloqueia a função de religamento impedindo o fechamento de seus contatos, sendo necessária uma intervenção local ou remota para desbloquear o religador, pois a falta sobre o sistema é do tipo permanente.

A Figura 2.7 exemplifica a operação da função de religamento. Caso durante o ciclo de religamento a proteção de sobrecorrente não volte a atuar, o sistema estava sob condição de falta temporária.

Figura 2.7 Operação da função de religamento.



#### **2.3.4 Proteção direcional de corrente**

O relé direcional é sensível com relação à direção do fluxo de energia. Este relé atua quando um determinado nível de corrente flui em um sentido estabelecido. A grandeza de polarização geralmente é a tensão. A direcionalidade do fluxo de corrente é determinada pela comparação fasorial entre a corrente de operação e a tensão de polarização.

A atuação da proteção direcional de corrente pode ser temporizada ou instantânea.

#### **2.3.5 Proteção de sincronismo**

A função de sincronismo é utilizada para conectar fontes em paralelo. Esta função monitora a magnitude e ângulos das tensões e frequência dos sistemas a serem conectados.

### **2.3.6 Proteção de subtensão e sobretensão**

Normalmente estas funções operam com tempo definido, ou seja, caso o valor de tensão lido permaneça abaixo ou acima do valor estabelecido, pelo tempo definido, ocorre atuação da função de subtensão ou sobretensão.

### **2.3.7 Proteção direcional de potência**

Possui o mesmo princípio de operação da função direcional de corrente. Esta função atua quando um determinado nível de potência ativa ultrapassa o ajuste ajustado, ou quando flui em uma direção oposta à definida.

Normalmente é utilizada para proteção dos geradores contra motorização, ou para impedir um fluxo de potência em uma determinada direção.

### **2.3.8 Proteção contra reversão ou desbalanceamento de corrente**

Esta função atua quando ocorre um desbalanceamento de corrente, oriundo de uma fase aberta em uma linha, ou contato de disjuntor aberto, detectado através da componente de corrente de sequência negativa. A função 46 também pode ser utilizada para detectar faltas bifásicas nas extremidades de linhas longas.

### **2.3.9 Proteção contra reversão ou desbalanceamento de tensão**

A proteção contra desbalanceamento de tensão é utilizada para atuar devido a uma inversão de fase; esta função monitora a tensão de sequência negativa.

### **2.3.10 Proteção de frequência**

A atuação da função de frequência ocorre quando a frequência de operação se distancia da nominal e se mantém abaixo ou acima de um valor previamente estabelecido. Utilizada principalmente para proteção de geradores e religamento de linhas.

---

## CAPÍTULO 3

### SISTEMA DE PROTEÇÃO ADAPTATIVA

---

Os relés de proteção podem ser considerados os componentes mais importantes do sistema de proteção, pois são os responsáveis pelas tomadas lógicas de decisão, como o tempo de desligamento, e quais componentes do sistema devem ser desabilitados para sanar uma falta, por isso os relés devem ser equipamentos extremamente confiáveis e robustos. As tomadas de decisões realizadas pelos relés são realizadas com base em ajustes e configurações definidas previamente por um estudo de proteção, levando-se em consideração a topologia do sistema, a filosofia de proteção adotada e a porção do sistema a proteger. Para cada tomada de decisão, o relé envia um sinal de abertura (*trip*) para o disjuntor. (BARBOSA, 2008)

Os relés de proteção evoluíram de relés eletromecânicos para relés numéricos. O funcionamento dos relés eletromecânicos baseia-se em forças eletromagnéticas e contra esforços provocados por molas e movimentos mecânicos dos contatos. Os relés eletromecânicos são de elevada confiabilidade, porém necessitam de manutenção e calibração periódicas. (APOSTOLOV, 2005)

Atualmente os relés de proteção numéricos possuem sua operação baseada em algoritmos, em que os dados analógicos como corrente e tensão são convertidos em informações numéricas e comparados com valores de ajustes. Os relés numéricos são denominados de dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) e possuem a vantagem de auxiliar no monitoramento da rede, podendo enviar informações como: corrente e tensão nas três fases e de neutro, correntes de sequência, potência aparente, ativa e reativa, fator de potência para um sistema supervisor. Mesmo considerados como IED, os relés não são capazes de agir por conta própria, todas as suas ações são tomadas com base em ajustes previamente definidos.

Os IED possuem a capacidade de múltiplos grupos de ajustes. Cada grupo de ajuste possui os mesmos parâmetros os quais devem ser ajustados pelo usuário. Quando um grupo é selecionado, ou seja, está ativo, os demais ajustes selecionados nos grupos não ativos são desconsiderados. Normalmente são estudados e calibrado nos relés um grupo de ajuste para a condição normal do sistema e os demais para as

condições de contingência, em que o sistema opera com a restrição de algum recurso como: uma linha de distribuição, um transformador ou outro componente que restrinja a confiabilidade ou capacidade de fornecimento do sistema. (SILVEIRA, 2011)

Com a inserção da geração distribuída, a complexidade da operação e proteção das redes de distribuição tem aumentado. Os estudos de proteção tendem a ser alterados com maior frequência, pois a cada nova conexão ou desconexão de GD no sistema a proteção pode perder a coordenação, e mesmo com diferentes grupos de ajustes parametrizados no relé, uma mudança de topologia não cadastrada pode acarretar em perda de uma porção do sistema por falha na atuação do dispositivo de proteção, ou não atuação, afetando a continuidade do suprimento.

Para um sistema de distribuição com proteção adaptativa, é necessário um centro de controle, para receber informações do dispositivo de proteção como: estado dos disjuntores, tensão, frequência, corrente demandada, potências ativa, reativa e aparente e fator de potência. Essas informações são utilizadas para monitoramento da rede e para as tomadas de decisões do sistema de proteção adaptativa (SPA) que são os ajustes, ou grupo de ajustes de cada relé, atualizados em tempo real, de acordo com a topologia da rede e com as informações adquiridas pelo equipamento de proteção. (SACHDEV, SIDHU, & TALUKDAR, 1995)

A seguir é apresentado um sistema de proteção adaptativa desenvolvido em ambiente Matlab, que possui a capacidade de alterar o grupo de ajuste ativo em cada relé da rede de distribuição e alterar os ajustes em tempo real caso seja necessário, garantido que o sistema de proteção permaneça coordenado para todas as condições de operação. O SPA funciona integrado ao centro de controle, desta forma o mesmo não possui somente a capacidade para monitoramento do sistema, mas também a função de mantê-lo sempre coordenado.

Para cada relé o sistema armazena as seguintes informações:

- *Pick-up* temporizado e Dial para ajustes das funções 51 e 51N;
- *Pick-up* instantâneo para ajustes das funções 50 e 50N;
- Estado – indica o estado do disjuntor que o relé opera, 0 para aberto e 1 para fechado;
- Grupo ativo – indica qual grupo está habilitado no relé;
- Tipo – indica quantos grupos de ajustes estão cadastrados no relé;
- Grupo de ajustes – apresenta todas as informações de cada grupo de

ajuste cadastrado no relé.

O SPA desenvolvido também pode auxiliar no estudo de proteção para cadastrar as configurações de cada grupo de ajuste. São realizados vários testes com o sistema, estudando diferentes topologias da rede, e escolhendo os ajustes das topologias com maiores probabilidades de ocorrência. Os ajustes escolhidos no estudo de proteção são cadastrados no relé e no SPA.

Devem ser cadastradas no SPA as informações do sistema, que são: impedância reduzida de cada subestação que compõe a rede protegida pelo sistema de proteção adaptativa, a impedância de cada trecho (segmento de linhas de distribuição entre dois relés) e a impedância de cada gerador instalado no sistema. Todas essas informações devem ser convertidas em p.u. (por unidade).

O SPA será ativado sempre que ocorrer mudança de topologia e mudança no nível de corrente passante pelo relé que resulte em Fator de Sobrecarga fora de limites pré-definidos.

### 3.1 Coordenação entre os dispositivos da rede

A coordenação entre os relés ocorre como apresentado na Figura 3.1. O relé de fronteira é o dispositivo de partida do sistema de proteção adaptativa, em que o relé R1 é o primeiro relé a ser coordenado. Este coordena com o relé a montante que é o relé de fronteira. Se a coordenação de R1 com o relé de fronteira for possível, o SPA testa os ajustes do próximo relé, R2, e este deve coordenar com o relé R1. O SPA continua testando os ajustes de todos os dispositivos ligados em cadeia ao relé de fronteira até encontrar um relé desativado ou a impossibilidade de ajuste.

A seguir é apresentado o comportamento do sistema de proteção adaptativa mediante mudança do fluxo de corrente e estado dos disjuntores da rede.

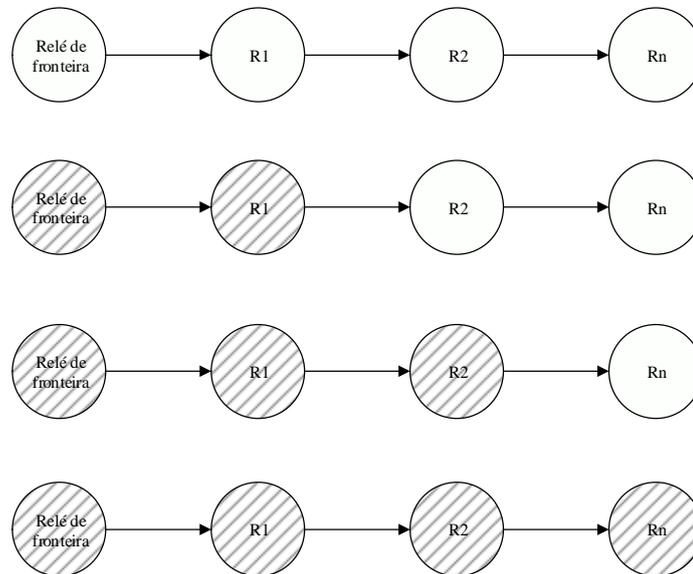
### 3.2 Mudança do fluxo de corrente

Um procedimento utilizado pelas concessionárias de energia é alterar o ajuste de *pick-up* de sobrecorrente sempre que a corrente passante pelo relé atinja 90% do *pick-up*.

O SPA trabalha com o fator de sobrecarga  $FS$  que representa a sobrecarga do sistema, calculado pela relação da corrente de *pick-up* ( $I_{PICK-UP}$ ) pela corrente nominal ( $I_N$ ) passante pelo relé.

$$FS = \frac{I_{PICK-UP}}{I_N} \quad (3.1)$$

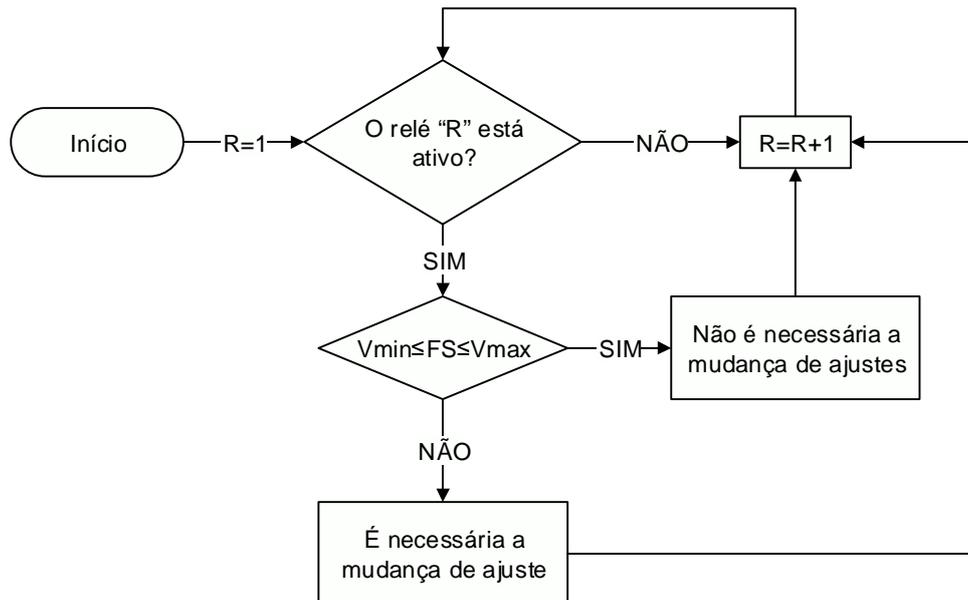
Figura 3.1 Coordenação dos relés.



Sempre que  $FS$  for menor ou igual a um valor mínimo cadastrado, ou maior que o valor máximo, o ajuste do relé deve ser alterado ( $FS_{max} < FS \leq FS_{min}$ ). Se  $FS$  for menor que o mínimo por um tempo de até cinco minutos, pode-se caracterizar que a rede não está em um transiente, mas em estado permanente e o fator  $FS$  está muito próximo do limiar de operação do relé, por isso o ajuste do relé é alterado. Caso  $FS$  seja maior que o valor máximo, o relé tende a um tempo maior de operação em caso de falta na rede, portanto, os ajustes também devem ser alterados. Como o limiar de operação do relé estudado é 1,1, o valor mínimo cadastrado é 1,2 e o valor máximo 2.

A Figura 3.2 apresenta o fluxograma utilizado para verificação de quais relés necessitam de novos ajustes devido a uma alteração no fluxo de potência para um determinado relé de fronteira, O SPA verifica se após uma alteração no fluxo de corrente todos os relés continuam com o fator de sobrecarga entre os limites estabelecidos. Caso um ou mais relés apresentem discordância quanto aos limites faz-se necessária uma alteração nos ajustes.

Figura 3.2 Fluxograma do SPA para alteração do fluxo de corrente.



### 3.3 Mudança da topologia da rede

Quando o estado de um ou mais disjuntores é alterado, o SPA testará novamente o fator de sobrecarga,  $FS$ , pois com a mudança de topologia da rede o fluxo de corrente pode ser alterado. É testado também o ITC de cada relé com o relé a montante, sendo que o mínimo valor admitido é 0,25 segundos e por fim verificado se o valor do ajuste instantâneo é menor que o curto-circuito trifásico calculado para a nova topologia. Mediante violação de qualquer restrição em  $FS$ , ITC e nível de curto-circuito é ativada a mudança de grupo de ajuste ou alteração nos ajustes cadastrados.

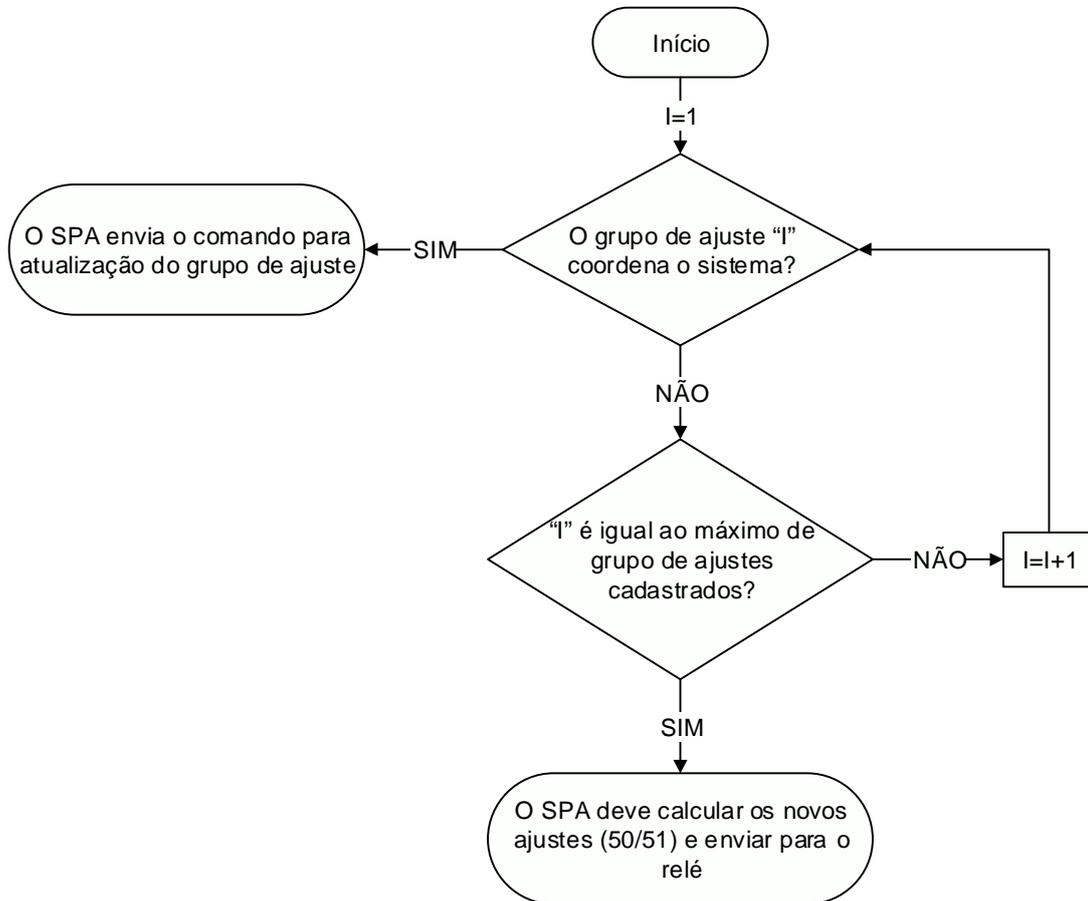
### 3.4 Alteração no grupo de ajustes e nos ajustes da proteção

Se a alteração no fluxo de corrente ou mudança de topologia da rede gerar alguma violação de restrição em  $FS$ , ITC e nível de curto circuito, o SPA testará para cada relé todos os grupos de ajuste cadastrados. O grupo de ajuste que não violar nenhuma restrição será o grupo a ser ativado. O sistema de proteção adaptativa ativará então o grupo de ajuste. Caso nenhum dos ajustes cadastrados previamente garanta a coordenação do sistema de distribuição, o SPA calculará os novos ajustes e enviará estes ajustes aos relés.

A Figura 3.3 apresenta o fluxograma de teste dos grupos de ajustes, o SPA irá verificar cada grupo cadastrado, analisando quais deles torna o sistema coordenado. Se a coordenação não for garantida por nenhum grupo, o sistema de proteção

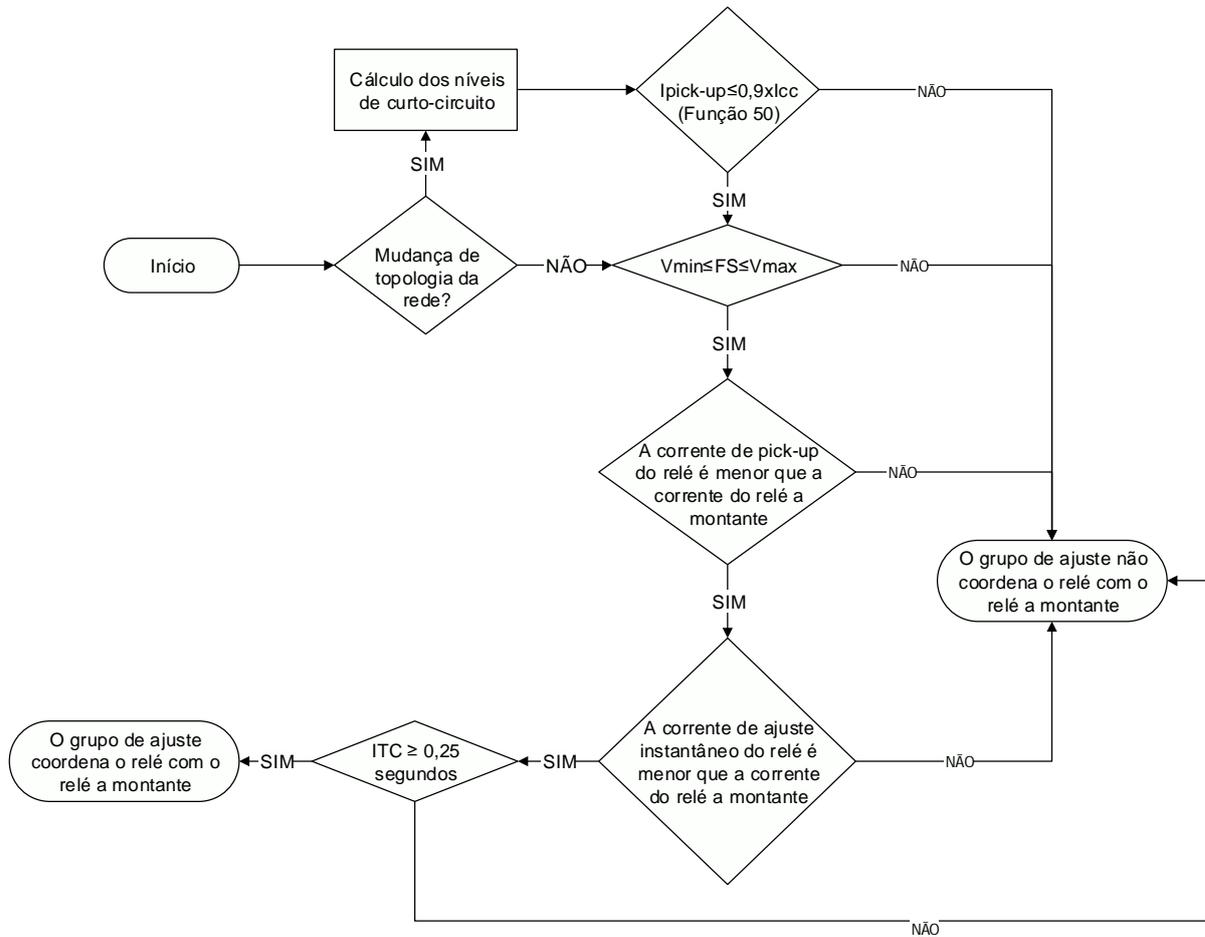
deve calcular os novos ajustes e enviar para o relé.

Figura 3.3 Fluxograma para teste dos grupos de ajustes.



Para garantir que o grupo de ajuste torne o sistema coordenado o SPA realiza quatro verificações, que estão apresentadas na Figura 3.4. Primeiramente é testado se o  $FS$  está entre os limites estabelecidos, após é verificado se a corrente de *pick-up* é menor que a corrente de *pick-up* do relé a montante, se a corrente de ajuste instantâneo é menor que a corrente ajustada no relé a montante e se o ITC é maior ou igual a 0,25 segundos, se todas as condições forem satisfeitas o grupo de ajuste torna o relé coordenado com o sistema. Caso alguma condição não seja obedecida o grupo de ajuste não torna o relé coordenado com o sistema e deve ser testado outro grupo ou ser realizado os cálculos dos novos ajustes que serão enviados para o relé.

Figura 3.4 Fluxograma de teste de coordenação.



Devido à dinâmica da rede, em alguns casos faz-se necessário o envio de novos ajustes para o relé. A seguir é apresentada a metodologia para o cálculo destes ajustes e seus envios para o dispositivo de proteção.

### 3.4.1 Cálculo dos ajustes de sobrecorrente de fase

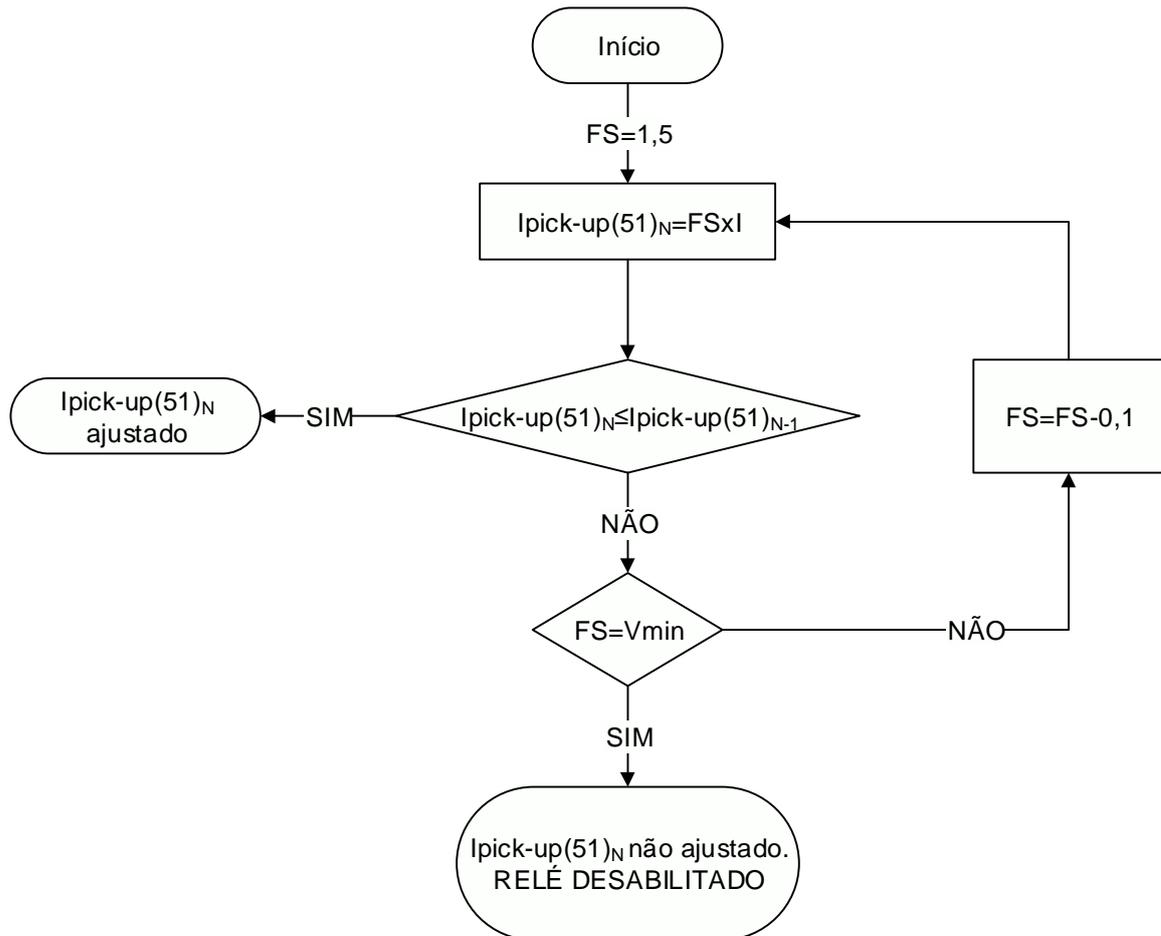
Para o envio dos ajustes para o relé, o SPA realiza o cálculo de três parâmetros na seguinte ordem: o ajuste de *pick-up* de sobrecorrente (função 51), o ajuste de *pick-up* instantâneo (função 50) e por fim o dial, se todos os ajustes forem possíveis seus valores são enviados para o relé, caso alguma restrição impeça a parametrização de uma ou mais função, o relé é desabilitado.

O *pick-up* de sobrecorrente é determinado multiplicando o fator de sobrecarga pela corrente nominal, sendo a faixa de variação de *FS* de 1,2 a 1,5, esses valores são ajustados. Primeiramente, *FS* é fixado no valor máximo como apresentado na Figura 3.5 e testado com o relé a montante. Caso o valor ajustado seja menor ou igual ao do relé anterior este valor é mantido; se não, o valor de *FS* é regredido e

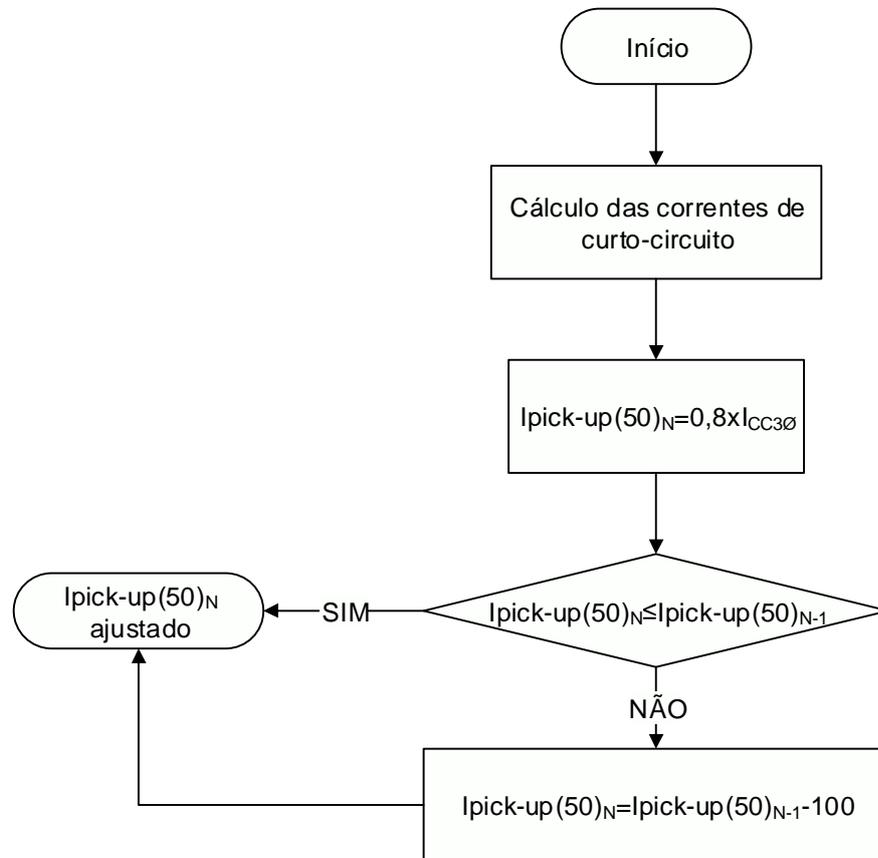
testado novamente com o relé a montante. Se o menor fator aceitável não coordenar o relé parametrizado com o seu relé a montante é emitido um aviso de impossibilidade na coordenação.

$$I_{pick-up} = FS \cdot I_{Nominal\ de\ carga} \quad (3.2)$$

Figura 3.5 Ajuste da corrente de *pick-up* de sobrecorrente (função 51).



Sempre que ocorre uma solicitação de cálculo dos ajustes, o SPA calcula o curto-circuito trifásico e o fase-terra a que cada IED está exposto. O ajuste do *pick-up* instantâneo é calculado primeiramente como sendo 80% da corrente de curto-circuito do trecho protegido pelo relé. Como apresentado na Figura 3.6, o valor ajustado deve ser menor do que o valor parametrizado no relé a montante. Caso isso não ocorra, o parâmetro do relé é considerado como sendo 100 A menor do que o relé a montante. Um segundo método para ajuste do *pick-up* instantâneo considera 120% da corrente de curto-circuito; no Apêndice C é apresentada uma comparação entre os dois modos.

Figura 3.6 Ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo (função 50).

O dial é calculado para um ITC de 0,3 segundos, como apresentado por (3.3), em que  $D$  é o dial do relé a ser parametrizado;  $t_M$  calculado em (3.4) é o tempo de atuação do relé a montante calculado para um valor de corrente igual ao ajuste do *pick-up* instantâneo do IED a ser ajustado;  $M$  o múltiplo cujo valor é definido por (3.5);  $M_M$  definido em (3.6) é o múltiplo do relé a montante calculado para um valor de corrente igual ao *pick-up* instantâneo do relé a ser ajustado e *pick-up* temporizado do relé a montante; e  $\alpha$  e  $\beta$  são constantes cujos valores dependem do tipo de curva como apresentado na Tabela 2.1.

$$D = (t_M - 0.3) \cdot \left( \frac{M^\alpha - 1}{\beta} \right) \quad (3.3)$$

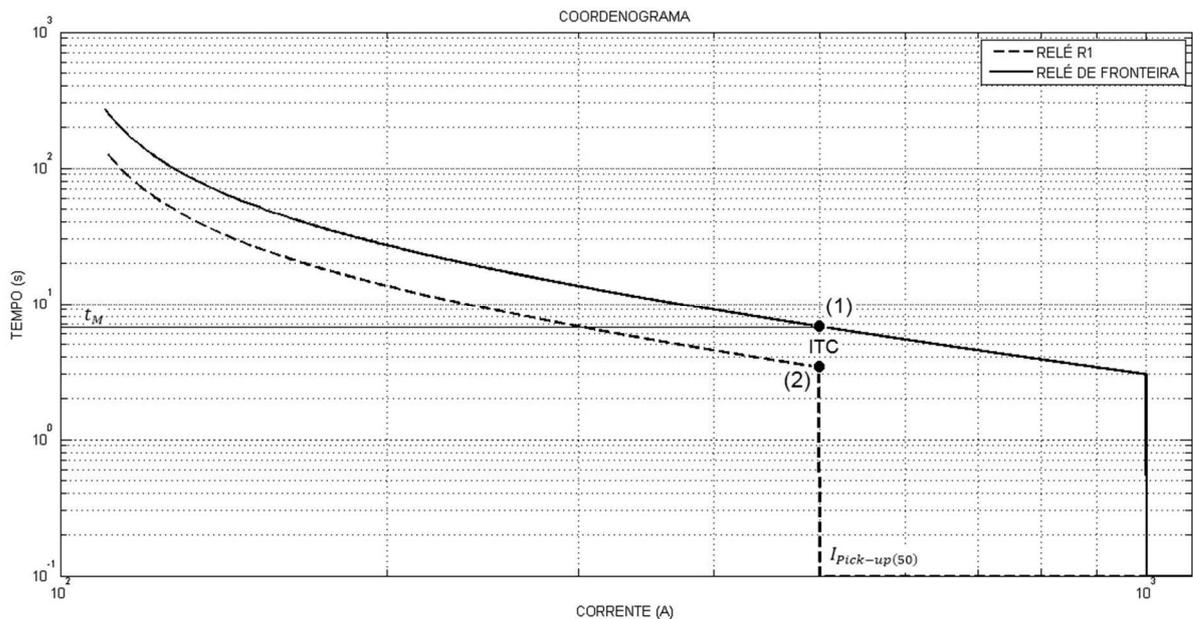
$$t_M = \frac{D_M \cdot \beta_M}{M_M^\alpha - 1} \quad (3.4)$$

$$M = \frac{I_{pick-up(50)}}{I_{pick-up(51)}} \quad (3.5)$$

$$M_M = \frac{I_{pick-up(50)}}{I_{pick-up(51)-M}} \quad (3.6)$$

A Figura 3.7 apresenta o coordenograma de dois relés exemplificando  $t_M$ , correspondente ao ponto (1), o pick-up instantâneo do relé a ser ajustado, relé R1, correspondente ao ponto (2), e o ITC.

Figura 3.7 Ajuste do Dial.



Caso não seja possível o cálculo do dial, o SPA diminuirá o valor de *pick-up* instantâneo por até duas vezes em 200 A. Em cada alteração do ajuste, o dial é calculado. Caso essa redução não garanta a coordenação, é alterado o *pick-up* de sobrecorrente, sempre mantendo os fatores de sobrecarga. Se o *FS* for igual ao mínimo e o SPA não conseguir determinar o dial, é emitido um aviso de impossibilidade na coordenação deste relé. O Apêndice C apresenta um exemplo dos cálculos dos parâmetros pelo SPA.

É importante salientar que para tentar manter o mesmo grupo de ajuste ou alterar somente o grupo de ajuste, o SPA permite um ITC de no mínimo 0,25 segundos e o *pick-up* instantâneo no máximo 90% da corrente de curto-circuito, porém para

o cálculo dos ajustes o ITC deve ser de no mínimo 0,30 segundos e o *pick-up* instantâneo de no máximo 80% da corrente de curto-circuito trifásico, com isso tem-se uma margem caso o fluxo de corrente altere permitindo que os ajustes não sejam alterados frequentemente.

### **3.4.2 Cálculo dos ajustes de neutro**

Os ajustes de neutro são determinados da seguinte forma: o *pick-up* do relé é ajustado como igual ao do relé a montante, e o instantâneo como sendo 50 A menor do que o do relé anterior. O dial é calculado para garantir o ITC mínimo de 0,3 segundos. Se o sistema não conseguir garantir o ITC mínimo, o valor do *pick-up* instantâneo é regredido até o sistema garantir o intervalo de coordenação.

### **3.4.3 Ajustes direcional de corrente**

Com base no estudo de curto-circuito realizado para cada possível topologia do sistema é determinado o valor de ajuste de corrente direcional de corrente. O sistema de proteção adaptativa compara a cada mudança de topologia o ajuste cadastrado no relé, com o valor de corrente de curto-circuito no sentido reverso e os ajustes de sobrecorrente.

O ajuste direcional de corrente deve ser ajustado de tal forma que caso ocorra um fluxo de corrente no sentido reverso a função direcional deve atuar primeiro que a função de sobrecorrente. O IED que terá o ajuste da função direcional é o primeiro relé a sentir a corrente no fluxo inverso, este relé será o de *back-up* pois o primeiro relé a atuar deve ser o relé da geração. O SPA apenas alterará a função direcional de corrente caso a função cadastrada infrinja algumas das restrições citadas.

## **3.5 Envio do grupo de ajuste ou de ajustes para o relé**

A comunicação entre o SPA e cada relé do sistema é realizada utilizando o protocolo Telnet e programada em Python, uma linguagem criada em 1989, pelo holandês Guido van Rossum. Python é uma linguagem de alto nível orientada a objeto, utilizada pela facilidade na implementação do protocolo que permite a conexão entre dispositivos através da Internet. No Apêndice B é apresentado o código do sistema de proteção adaptativa.

---

## CAPÍTULO 4

### ESTUDO DE CASO

---

Para o bom planejamento da operação da proteção, é usual a subdivisão do sistema elétrico em zonas de proteção que podem ser protegidas e desconectadas individualmente na ocorrência de uma falta, para permitir ao resto do sistema continuar em serviço se possível. As zonas de proteção são protegidas por equipamentos de chaveamento, em associação com sistema de proteção, que permitem alternativas de manobras. Essas ações proporcionam flexibilidade operativa e a contenção da região isolada devido faltas elétricas. (SATO, 2005)

O sistema de proteção adaptativa foi desenvolvido para uma rede de distribuição radial com recurso, com trechos de linha segmentados para maior flexibilidade de manobra, e com geração distribuída, com vistas a aumentar a confiabilidade do fornecimento aos clientes da rede. Na rede radial com recurso, os encontros de alimentadores podem compreender alimentadores oriundos de mesmas subestações ou de subestações diferentes.

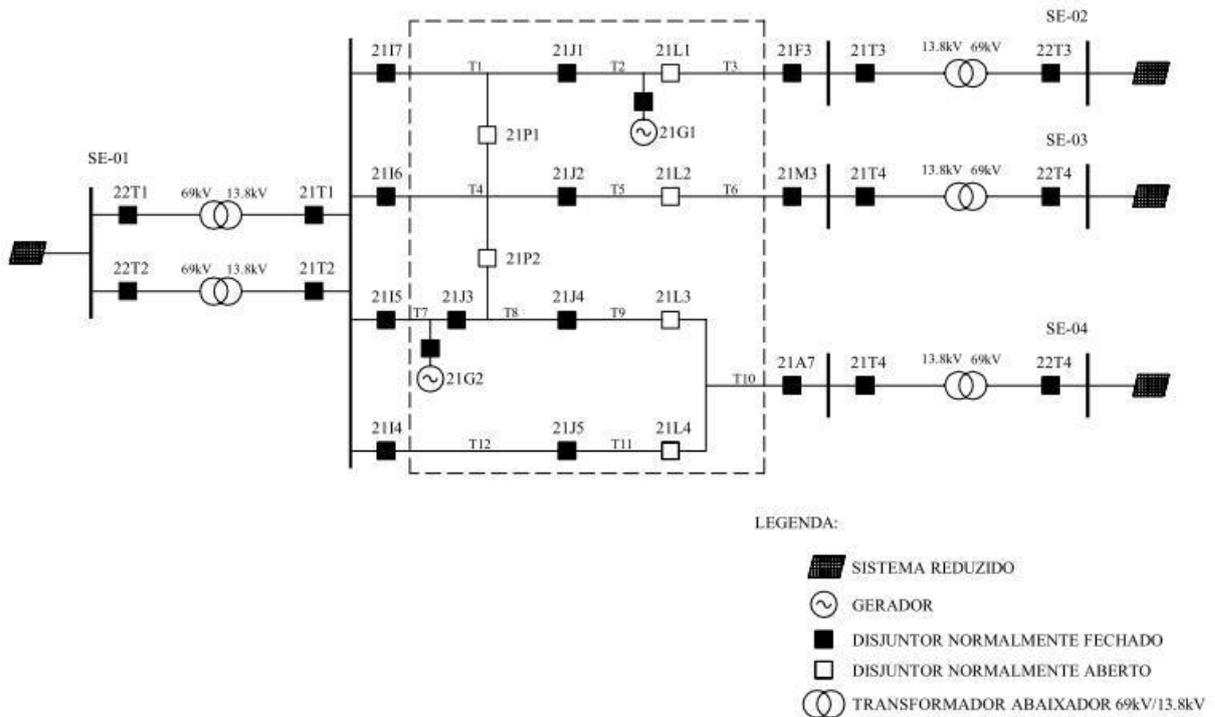
#### **4.1 Rede utilizada para implementação do SPA**

A rede elétrica estudada é composta de uma rede de distribuição em média tensão de 13,8 kV, suprida por quatro subestações de distribuição de 69 kV/13,8 kV. O sistema mostrado na Figura 4.1 é formado por cinco transformadores abaixadores, dois geradores de 2 MW e doze trechos de linhas de distribuição em média tensão, totalizando 68,96 km de comprimento de linha. Toda a rede apresenta um total de trinta equipamentos como religadores e disjuntores de subestação e de linha, alocados segundo um estudo previamente realizado, a fim de permitir flexibilidade de manobra e melhoria de confiabilidade.

Os relés pertencentes ao SPA que têm seus ajustes alterados estão localizados na Figura 4.1 dentro do retângulo pontilhado. O sistema de proteção adaptativa é formado por 11 relés associados a disjuntores dos quais seis são do tipo normalmente aberto, localizados no encontro de alimentadores. Os relés 2117, 2116, 2115, 2114,

21F3, 21M3 e 21A7 são chamados de relés de fronteira, pois são os relés de proteção de saída de linha, estando alocados nas subestações; seus ajustes são fixos, independente da configuração do sistema.

Figura 4.1 Sistema teste.



A Tabela 4.1 apresenta as impedâncias reduzidas de sequência positiva e zero das subestações em pu. A Tabela 4.2 e Tabela 4.3 apresentam as impedâncias de sequência positiva e zero de cada trecho e dos geradores do sistema em pu, respectivamente. Para os valores em pu foi considerado a potência de base igual a 100 MVA e tensão de linha de base de 13,8 kV.

Tabela 4.1 Impedâncias reduzidas das subestações do sistema.

Subestação	Sequência Positiva		Sequência Zero	
	R1	X1	R0	X0
SE-1	0,1021	0,5904	0	0,3453
SE-2	0,0283	0,4418	0	0,3549
SE-3	0,0163	0,4521	0	0,3647
SE-4	0,0088	0,4245	0	0,3647

Tabela 4.2 Dados dos trechos do sistema em pu.

TRECHO	R (pu)	X (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)
T1	0,5640	0,8940	0,9834	3,6700
T2	0,4165	0,6601	0,7261	2,7100
T3	1,2733	2,0184	2,2202	8,2860
T4	0,6650	1,0542	1,1596	4,3277
T5	1,9819	1,5216	2,5455	6,1819
T6	0,4561	0,8259	0,8158	3,9417
T7	0,2239	0,3548	0,3903	1,4567
T8	0,5907	0,9364	1,0300	3,8440
T9	2,4871	1,7822	3,1229	7,2302
T10	1,5013	2,7186	2,6856	12,9752
T11	0,3197	0,5789	0,5719	2,7631
T12	0,8709	1,3806	1,5186	5,6675

Tabela 4.3 Impedância dos geradores em pu.

Subestação	Sequência Positiva		Sequência Zero	
	R1	X1	R0	X0
GE-1	0,0303	0,1114	0,1114	0,4574
GE-2	0,2355	0,4545	0,4103	1,7197

## 4.2 Relé utilizado para implementação do SPA

O relé utilizado para validação do sistema de proteção adaptativa é de fabricação da Schweitzer, modelo SEL-751. O IED utilizado está apresentado na Figura 4.2 e possui as seguintes funções de proteção:

- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada calculada ou medida;
- 50/51N (ou GS) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro ou terra;
- 50/51Q (46) - Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- 50PAF – Sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco elétrico;
- 49 – Elemento térmico (opcional), com a utilização de RTDs;
- 67 – Direcional de corrente;
- 81 – Sub / Sobrefrequência e taxa de variação de frequência;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão fase-neutro ou entre fases;
- 55 – Fator de potência;

- 60 - Perda de potencial;
- 59Q (47) – Sobretensão de sequência negativa (fase reversa);
- 59N – Sobretensão de sequência zero;
- 86 – Bloqueio;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 79 – Religamento automático (4 tentativas);
- 32 – Direcional de potência;
- 25 - Check de sincronismo;
- AFD – Detecção de arco elétrico.

Figura 4.2 Relé SEL-751.



Fonte: (SCHWEITZER, 2014).

### 4.3 Implementação do SPA

Inicialmente, será realizado o estudo da proteção para o sistema teste onde serão consideradas todas as possíveis configurações da rede. Para cada relé da rede teste será atribuído até três grupos de ajuste, condição esta encontrada no IED SEL-751. Caso o SPA detecte uma situação que nenhum dos três grupos configurados torna o sistema coordenado, serão calculados os novos ajustes e configurados automaticamente no relé pelo sistema de proteção adaptativa.

O terceiro grupo de ajuste do relé é chamado grupo configurável, pois é somente para este grupo que o relé enviará os novos ajustes. Caso o sistema detecte que é necessária apenas mudança no grupo de ajuste, o SPA enviará comando para o relé habilitar o novo grupo, dessa forma o tempo requerido é bem menor do que o

envio de configuração de ajustes para o grupo configurável.

#### 4.3.1 Cálculos de curto-circuito e seletividade no SPA

Todos os cálculos, curto-circuito e seletividade, realizados pelo sistema de proteção adaptativa iniciam pelos relés de fronteira, no caso do sistema estudado são os relés 21I7, 21I6, 21I5, 21I4, 21F3, 21M3 e 21A7. As Figura 4.4 a 4.9 apresentam as redes de coordenação dos relés de fronteiras, dessa forma é possível verificar quais relés devem coordenar. Por exemplo, o relé 21I7 é um relé de fronteira e os relés 21J1 e 21P1 coordenam com ele se estiverem habilitados. Por sua vez, o relé 21L1 coordena com 21J1 se ambos estiverem habilitados e, conseqüentemente, todos os relés são testados para todos as redes dos relés de fronteira.

Figura 4.3 Rede do relé 21I7.

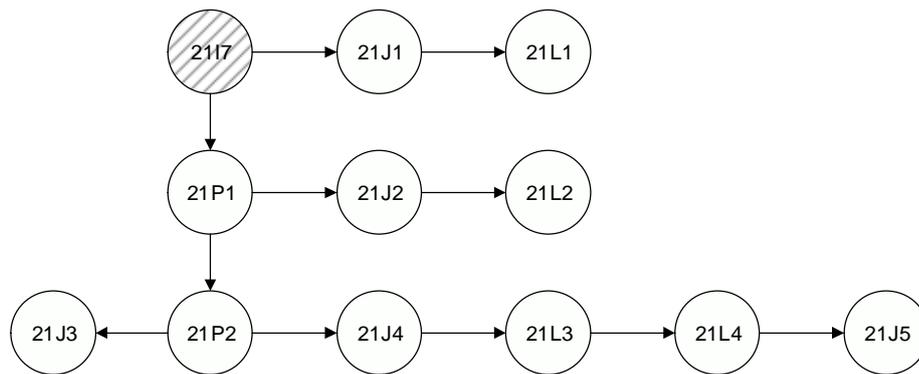


Figura 4.4 Rede do relé 21I6.

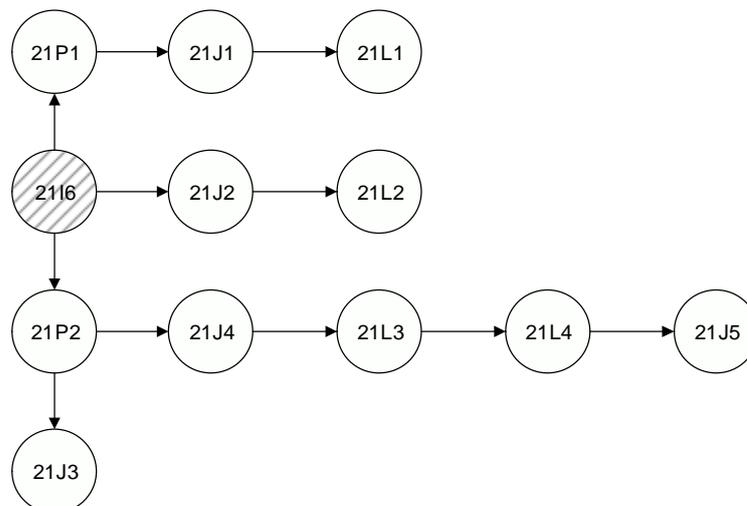


Figura 4.5 Rede do relé 21I5.

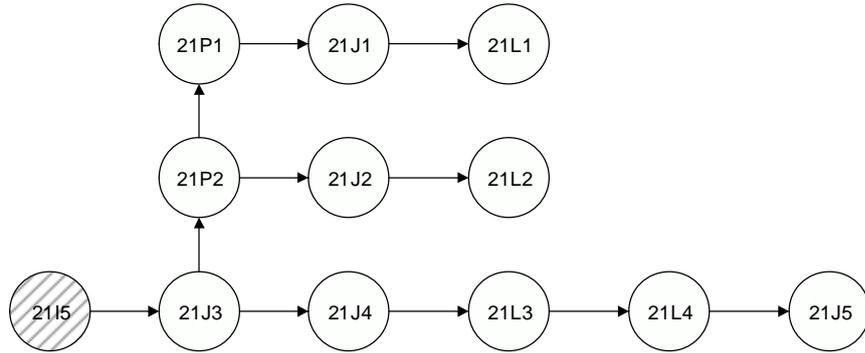


Figura 4.6 Rede do relé 21I4.

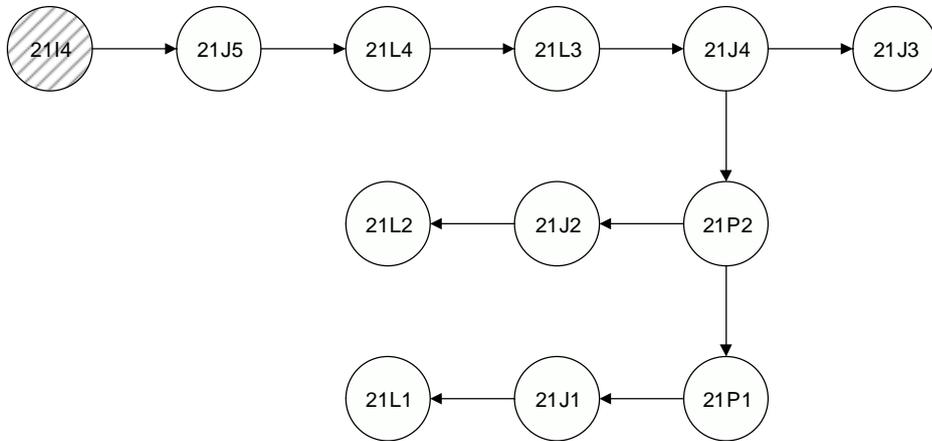


Figura 4.7 Rede do relé 21F3.

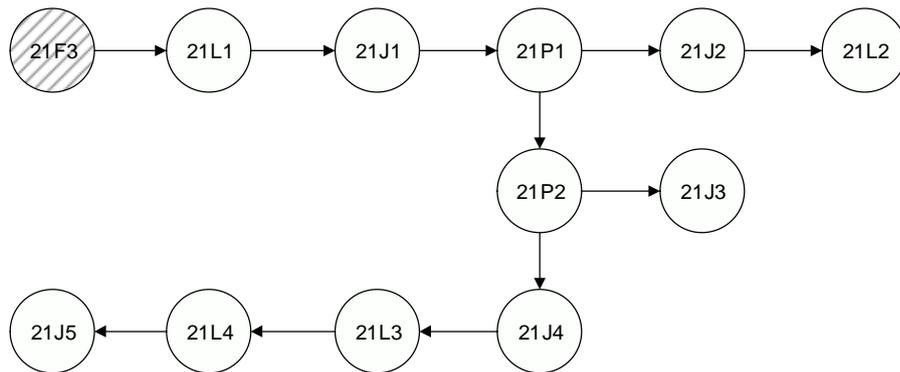


Figura 4.8 Rede do relé 21M3.

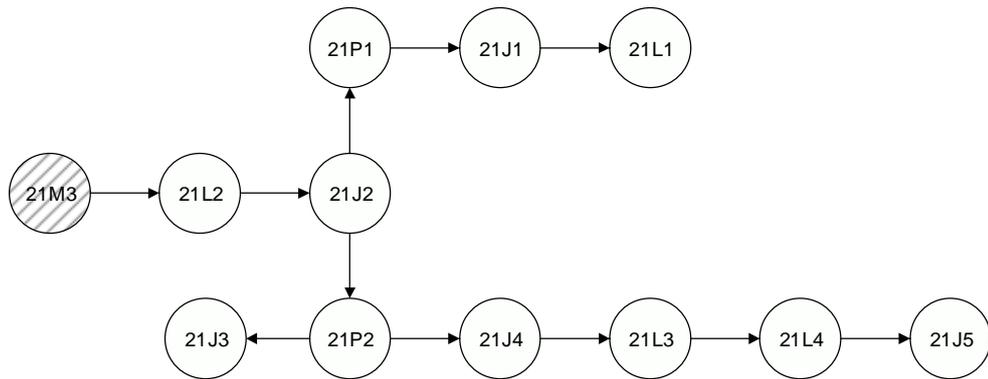
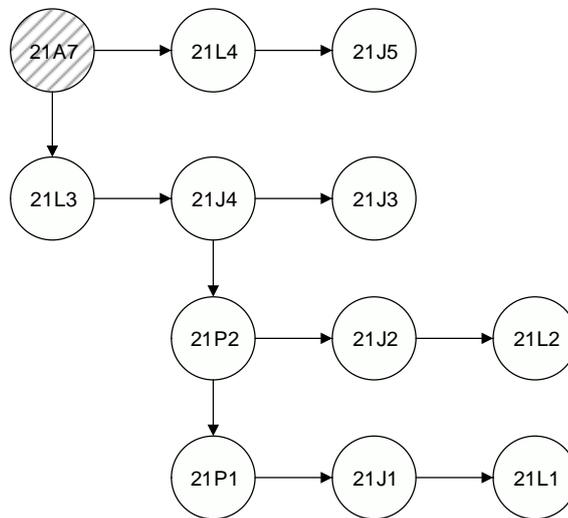


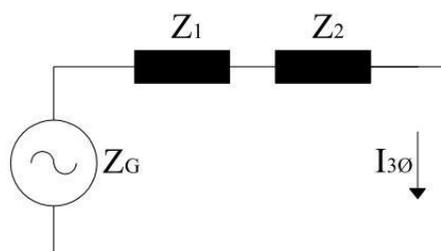
Figura 4.9 Rede do relé 21A7.



### 4.3.2 Cálculo das correntes de curto-circuito

Para o cálculo das correntes de curto-circuito, o SPA verifica primeiramente se os relés das gerações distribuídas estão habilitados. Se estiverem desabilitados, o sistema é considerado com apenas uma fonte de contribuição para o curto, que é a subestação. Para cada rede dos relés de fronteira é montado os diagramas de impedância para os curtos-circuitos trifásicos e fase-terra conforme apresentado na Figura 4.10 e 4.11.

Figura 4.10 Diagrama de impedância para curto-circuito trifásico.

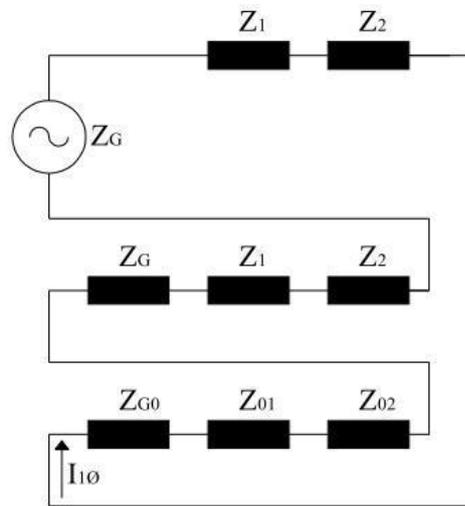


A corrente de curto-circuito trifásico é dada por (4.1), em que  $Z_{EQ}$  é a impedância equivalente composta pela impedância reduzida da subestação na qual o relé de fronteira está localizado e as impedâncias dos trechos,  $I_B$  a corrente de base do sistema e  $I_{3\phi}$  a corrente trifásica.

$$Z_{EQ} = Z_G + Z_1 + Z_2$$

$$I_{3\phi} = \frac{1}{|Z_{EQ}|} \cdot I_B \quad (4.1)$$

Figura 4.11 Diagrama de impedância para curto-circuito fase-terra.



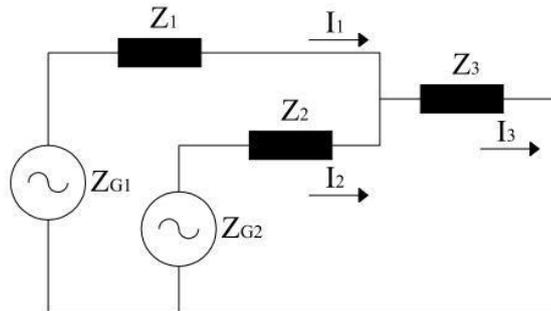
A corrente de curto-circuito fase-terra é determinada por:

$$Z_{EQ0} = Z_{0G} + Z_{01} + Z_{02}$$

$$I_{1\phi} = \frac{3}{|2 \cdot Z_{EQ} + Z_{EQ0}|} \cdot I_B \quad (4.2)$$

A Figura 4.12 e Figura 4.13 apresenta os diagramas de impedância para os curtos-circuitos trifásico e fase-terra, para o sistema com geração distribuída, neste caso existe a contribuição do curto da subestação e do gerador distribuído, os relés podem estar expostos a três níveis de corrente: a corrente de contribuição da subestação, a corrente de contribuição do gerador distribuído e a corrente de curto-circuito total, que a soma das contribuições, o nível de corrente do relé dependerá de sua localização geométrica e da localização da subestação e do gerador distribuído.

Figura 4.12 Diagrama de impedância para curto-circuito trifásico.



A corrente de curto-circuito trifásica total e as contribuições é dada por:

$$Z_{EQ} = \frac{(Z_{G1} + Z_1) \cdot (Z_{G2} + Z_2)}{(Z_{G1} + Z_1) + (Z_{G2} + Z_2)} + Z_3$$

$$I_3 = I_{3\emptyset}$$

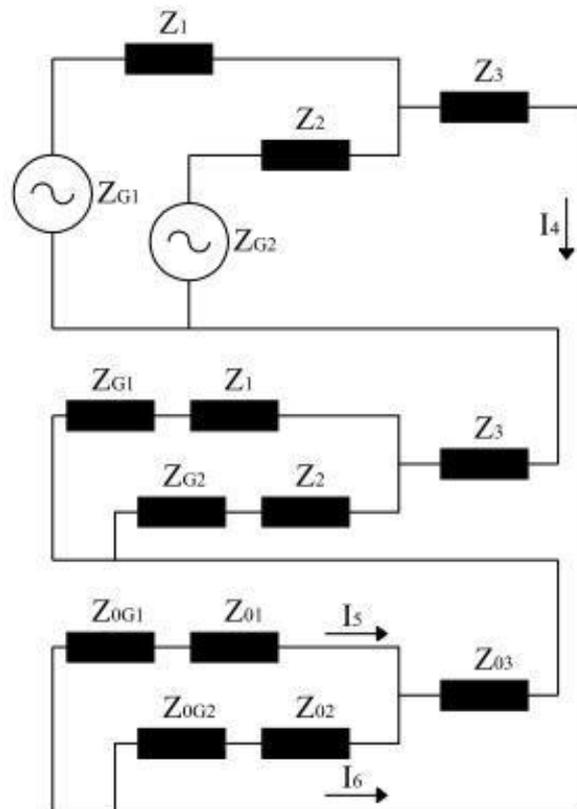
$$I_{3\emptyset} = \frac{1}{|Z_{EQ}|} \cdot I_B$$

(4.3)

$$I_1 = \frac{|Z_{G2} + Z_2|}{|(Z_{G1} + Z_1) + (Z_{G2} + Z_2)|} \cdot I_{3\emptyset}$$

$$I_2 = \frac{|Z_{G1} + Z_1|}{|(Z_{G1} + Z_1) + (Z_{G2} + Z_2)|} \cdot I_{3\emptyset}$$

Figura 4.13 Diagrama de impedância para curto-circuito fase-terra.



A corrente de curto-circuito fase-terra total e as contribuições é dada por:

$$Z_{EQ0} = \frac{(Z_{0G1} + Z_{01}) \cdot (Z_{0G2} + Z_{02})}{(Z_{0G1} + Z_{01}) + (Z_{0G2} + Z_{02})} + Z_{03}$$

$$I_4 = I_{1\emptyset}$$

$$I_{1\emptyset} = \frac{3}{|2 \cdot Z_{EQ} + Z_{EQ0}|} \cdot I_B \quad (4.4)$$

$$I_5 = \left( \left| \frac{Z_{G2} + Z_2}{(Z_{G1} + Z_1) + (Z_{G2} + Z_2)} \right| \cdot \frac{I_{1\emptyset}}{3} \right) \cdot 2 + \left| \frac{Z_{0G2} + Z_{02}}{(Z_{0G1} + Z_{01}) + (Z_{0G2} + Z_{02})} \right| \cdot \frac{I_{1\emptyset}}{3}$$

$$I_6 = \left( \left| \frac{Z_{G1} + Z_1}{(Z_{G1} + Z_1) + (Z_{G2} + Z_2)} \right| \cdot \frac{I_{1\emptyset}}{3} \right) \cdot 2 + \left| \frac{Z_{0G1} + Z_{01}}{(Z_{0G1} + Z_{01}) + (Z_{0G2} + Z_{02})} \right| \cdot \frac{I_{1\emptyset}}{3}$$

### 4.3.3 Estudo de proteção

A configuração dos ajustes no relé é baseada no estudo de proteção que consiste em estudar as topologias previsíveis. No Apêndice B é apresentado um resumo com os grupos de ajustes de cada relé e informado como resultado desse estudo, os ajustes das funções 50 e 51, para quatro casos: sistema sem geração, sistema somente com geração G1, sistema somente com geração G2, e sistema com ambas as gerações. Para cada caso foram realizados os estudos com o sistema pleno, ou seja, o sistema sem contingência, e com o sistema reconfigurado, após uma contingência resultante de curtos-circuitos em cada um dos doze trechos, perda das subestações e perda de um transformador da subestação SE-01.

Para os relés 21J1 e 21L1 foram calculados para cada relé seis grupos de ajustes; para os relés 21P1, 21J2, 21P2, 21J3 e 21J4 foram calculados para cada relé dois grupos de ajustes; e para os relés 21L2, 21L3, 21L4 e 21J5 apenas um grupo para cada relé.

Para os relés com apenas um ou dois grupos de ajustes, os mesmos serão cadastrados no relé; para os relés 21J1 e 21L1, devem ser escolhidos apenas três grupos, pois esta é a capacidade máxima que o relé suporta. Como um método para a escolha dos ajustes que devem ser cadastrados no relé foi utilizado o método apresentado em (SILVA et al., 2013), em que são calculadas as probabilidades de ocorrência de eventos. A Tabela 4.4 apresenta o número de eventos por ano possíveis de ocorrer por trecho, considerando uma taxa de falha de 0,55 evento/km.ano.

Tabela 4.4 Número de eventos por ano por trecho do sistema.

Trecho	Número de eventos por ano	Trecho	Número de eventos por ano
T1	2,47	T7	0,98
T2	1,82	T8	2,59
T3	5,58	T9	3,75
T4	2,91	T10	7,05
T5	3,32	T11	1,5
T6	2,14	T12	3,82

A Tabela 4.5 e Tabela 4.6 apresentam os ajustes cadastrados nos relés 21J1 e 21L1, ajustes estes escolhidos para proteger os trechos com o maior número de eventos por ano e a subestação de maior porte, no caso a SE-01.

Tabela 4.5 Ajustes cadastrados no relé 21J1.

21J1								
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO	GRUPO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>			
348	0.29	1006	25,6	0.26	206	Estado Pleno	I e III	I
						Após Curto em T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12		
						Após Perda da SE-03 e SE-04		
120	0.14	640	24	0.66	206	Após Perda da SE-01		II
245	0.29	1006	25.6	0.26	206	Estado Pleno	II e IV	III
						Após Curto em T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12		
						Após Perda da SE-03 e SE-04		

Tabela 4.6 Ajustes cadastrados no relé 21L1.

21L1								
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO	GRUPO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>			
348	0.14	940	24	0.83	256	Após Curto em T1	I e III	I
						Após perda de um trafo da SE-01		
245	0.14	1202	24	0.83	256	Após Curto em T1	II e IV	II
						Após perda de um trafo da SE-01		
365	0.14	1202	24	0.83	256	Após Perda da SE-01		III

#### 4.3.4 Simulação do SPA

O sistema de proteção proposto oferece ao usuário recursos para aplicação *off-line* e *on-line*. Na aplicação *off-line* pode ser realizado as seguintes atividades:

- Estudo da proteção – Neste modo de operação, o operador pode obter os ajustes de proteção para diferentes topologias da rede. Todas as topologias previsíveis para a rede proposta podem ser cadastradas pelo usuário, como o estado de todos os disjuntores e nível de corrente passante. Para cada topologia são calculados ajustes distintos; não é verificado os ajustes cadastrados no grupo de ajustes dos relés. O sistema cria o ajuste, mas não o envia para o relé. Essa opção é utilizada para calcular (caso não exista) os ajustes a serem parametrizados no relé.
- Diagnóstico da proteção – Após a realização do estudo de proteção, o usuário pode realizar diagnósticos dos ajustes, verificando a mudança no nível de corrente passante e alteração na topologia da rede. Essa opção é utilizada apenas para estudo dos ajustes e nenhum dado é enviado para o relé. O sistema retorna para usuário a informação se o ajuste pode ser mantido ou se é preciso a mudança de grupo de ajuste, ou ainda se se faz necessário o envio de novos ajustes para o relé. Dessa forma o operador é capaz de prever quais variações geram uma mudança nos ajustes ou grupos de ajuste e com isso atestar a viabilidade do ajuste a ser cadastrado.

Na aplicação *on-line* o SPA é ativado mediante alteração no nível de corrente (valor de FS fora da faixa previamente definida,  $FS_{max} < FS \leq FS_{min}$ ) e mudança de topologia da rede.

O SPA requer como entrada de dados informações do tipo: corrente medida nos relés em tempo real, estados dos disjuntores da rede, grupos de ajustes parametrizados, grupo de ajuste ativo e quantidade de grupos de ajustes parametrizados em cada relé.

Para início da proteção adaptativa deve ser informado os ajustes de cada grupo parametrizado em todos os relés da rede; se essa informação for omitida, o sistema irá parametrizar os relés habilitados e enviar os ajustes para o grupo de ajuste configurável.

Simulando o estudo de proteção para o sistema somente com geração G1 e sob contingência após perda da SE-01 (opção 3), os ajustes de todos os relés serão calculados, porém não serão enviados para o relé. A Figura 4.14 apresenta a topologia do sistema, enquanto as Figura 4.15, Figura 4.16 e Figura 4.17 apresentam as redes dos relés 21F3, 21M3 e 21A7; os demais dispositivos, estão desabilitados e, portanto, o SPA não verifica suas redes.

Figura 4.14 Sistema recomposto após perda da SE-01.

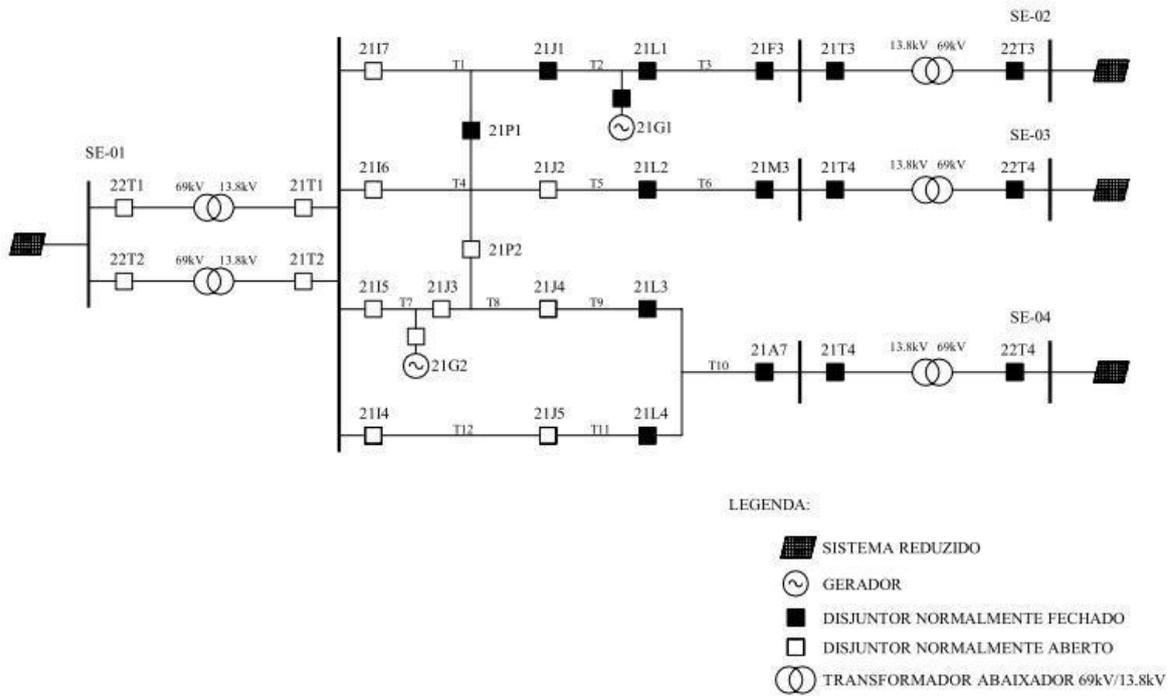


Figura 4.15 Rede do relé 21F3.

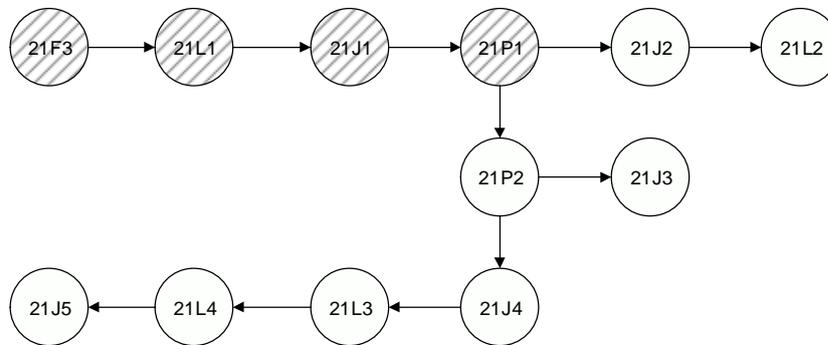


Figura 4.16 Rede do relé 21M3.

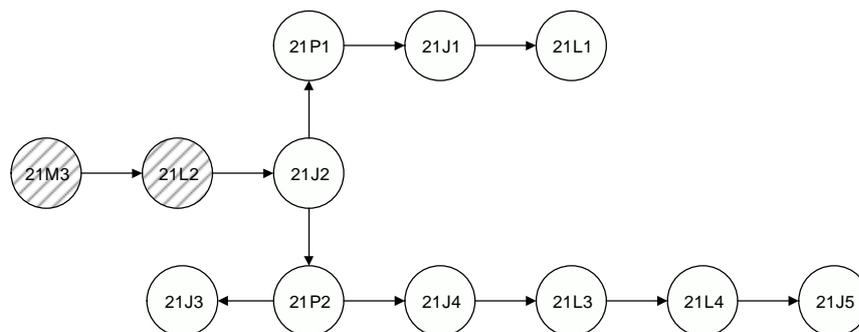
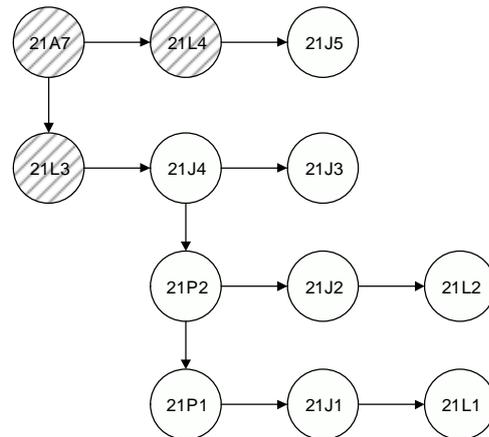


Figura 4.17 Rede do relé 21A7.



A Tabela 4.7 apresenta os valores de curto-circuito a que cada relé está exposto e a Tabela 4.8 indica para cada dispositivo os *pick-ups* temporizado ( $I>$ ) e instantâneo ( $I>>$ ), o dial, o estado dos disjuntores, a corrente nominal passante por cada IED e o fator de sobrecarga.

Tabela 4.7 Nível de curto-circuito trifásico que cada relé está exposto.

$I_{CC\phi}$ (A)	RELÉ
2147	21J1
1503	21L1
1957	21P1
0	21J2
1124	21L2
0	21P2
0	21J3
0	21J4
660	21L3
1009	21L4
0	21L5

Tabela 4.8 Dados dos relés.

Relé	I>	Dial	I>>	Estado	Corrente Nominal	Fator de Sobrecarga
21I7	500	0,29	2500	0	0	0
21I6	500	0,29	2500	0	0	0
21I5	500	0,29	2500	0	0	0
21I4	500	0,29	2500	0	0	0
21F3	500	0,14	4560	1	408	0
21M3	552	0,23	3000	1	457	0
21A7	640	0,2	3000	1	413	0
21J1	120	0,14	1102	1	80	1,5
21L1	365	0,14	1202	1	243	1,5
21P1	59	0,03	802	1	39	1,5
21J2	270	0,29	670	0	0	0
21L2	270	0,23	899	1	180	1,5
21P2	30	0,29	874	0	0	0
21J3	173	0,29	1107	0	0	0
21J4	143	0,29	542	0	0	0
21L3	143	0,2	528	1	95	1,5
21L4	75	0,2	807	1	50	1,5
21L5	75	0,29	886	0	0	0

Ao iniciar o sistema de proteção adaptativa, são apresentados os ajustes de sobrecorrente e instantâneo de fase e de neutro (50/51 e 50N/51N) habilitados de cada relé do sistema teste, inclusive dos relés de fronteira, como mostrado na Tabela 4.9 e Tabela 4.10. As colunas dos ajustes de fase apresentam da esquerda para a direita os parâmetros: *pick-up*, dial, instantâneo, estado do disjuntor (1 – disjuntor fechado, 0 – disjuntor aberto), grupo ativo e número de grupos cadastrados. As colunas dos ajustes de neutro apresentam da esquerda para a direita os parâmetros: *pick-up*, dial, instantâneo e estado do disjuntor (1 – disjuntor fechado, 0 – disjuntor aberto).

Os únicos relés que receberão o ajuste diferencial de corrente é o 21J1 e o 21L1. O valor ajustado para a corrente diferencial é 600 A, um valor 25% menor que a menor corrente de curto-circuito no sentido reverso do fluxo de corrente.

Tabela 4.9 Ajustes de fase.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
500	0,29	2500	1	1	1	21I7
500	0,29	2500	1	1	1	21I6
500	0,29	2500	1	1	1	21I5
500	0,29	2500	1	1	1	21I4
500	0,14	4560	1	1	1	21F3
552	0,23	3000	1	1	1	21M3
640	0,20	3000	1	1	1	21A7
348	0,29	1006	1	1	3	21J1
468	0,14	740	0	3	3	21L1
59	0,14	540	0	1	2	21P1
270	0,29	670	1	1	1	21J2
270	0,23	899	0	1	1	21L2
30	0,29	874	0	1	1	21P2
173	0,29	1107	1	1	1	21J3
143	0,29	542	1	1	1	21J4
143	0,20	528	0	1	1	21L3
75	0,20	807	0	1	1	21L4
75	0,29	886	1	1	1	21J5

Tabela 4.10 Ajustes de neutro.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
25,6	0,42	256	1	1	1	21I7
25,6	0,42	256	1	1	1	21I6
25,6	0,42	256	1	1	1	21I5
25,6	0,42	256	1	1	1	21I4
24	1,04	2084	1	1	1	21F3
24	0,42	1000,80	1	1	1	21M3
24	0,42	1000	1	1	1	21A7
25,6	0,26	206	1	1	3	21J1
24	0,83	256	0	3	3	21L1
24	0,54	156	0	1	2	21P1
25,6	0,26	206	1	1	1	21J2
24	0,21	256	0	1	1	21L2
25,6	0,26	206	0	1	1	21P2
25,6	0,26	206	1	1	1	21J3
25,6	0,26	206	1	1	1	21J4
24	0,21	256	0	1	1	21L3
24	0,21	256	0	1	1	21L4
25,6	0,26	206	1	1	1	21J5

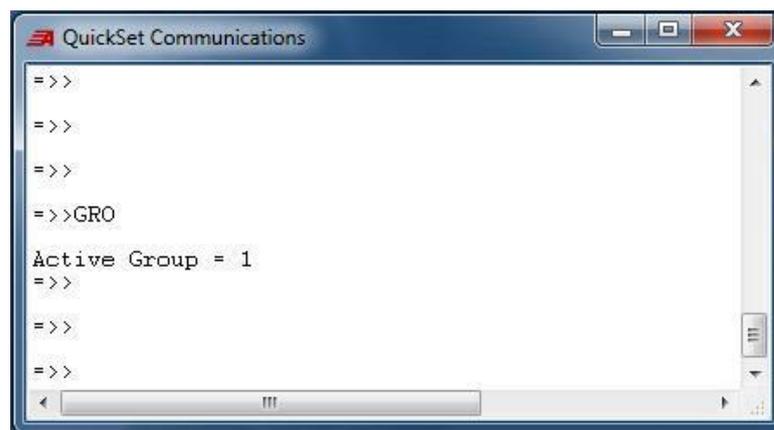
Para validação dos resultados foi utilizado o software AcSELerator® Quickset que é uma ferramenta utilizada para parametrizar os ajustes dos relés da SEL. O software pode ser utilizado também para configurar as funções de proteção necessárias, analisar os registros de faltas através das respostas dos elementos do relé, visualizar os níveis de harmônicos e fasores em tempo real, monitorar o sistema de energia em que está instalado, executar comandos através de comunicação serial e desenvolver ajustes *off-line*. A verificação das informações enviadas para o relé é realizada via terminal de comunicação.

Nos testes de validação foram enviadas a mudança de grupo de ajuste ou novos ajustes somente para o relé 21J1. Para os demais relés foram alterados os grupos e calculados novos ajustes, quando necessário, porém não foram enviados os resultados para os seus respectivos relés.

#### 4.3.4.1 Mudança de grupo de ajuste

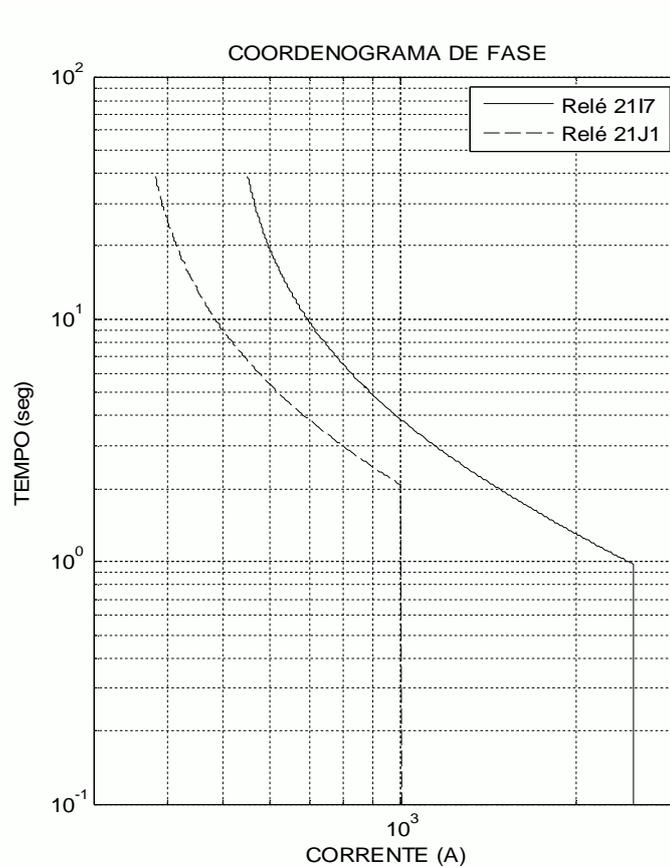
A Tabela 4.9 e Tabela 4.10 apresentam os ajustes dos relés de fase e de neutro, respectivamente. O sistema teste encontra-se em estado normal pleno, porém com as gerações desabilitadas. Para checar que grupo de ajuste está habilitado é utilizado o comando GRO. A Figura 4.18 mostra que para o relé 21J1 o grupo de ajuste I está habilitado.

Figura 4.18 Grupo ativo no relé 21J1 para o sistema sem geração em estado pleno.



A Figura 4.19 apresenta o coordenograma de fase para o caso do sistema teste sem geração e em estado normal pleno. Observa-se que o relé 21J1 coordena apenas com o relé 2117.

Figura 4.19 Coordenograma de fase.



É testada a entrada da geração G1 no sistema. O SPA requer 4,22 segundos para verificar que os grupos de ajustes 1 e 2 não garantem a coordenação, porém o terceiro grupo de ajuste cadastrado garante a coordenação do sistema. Neste caso, o SPA envia um comando para mudança do grupo de ajuste, para o grupo 3, que passa a ser o grupo habilitado.

A Tabela 4.11 e Tabela 4.12 apresenta os ajustes dos relés com a alteração do grupo de ajuste. A Figura 4.20 apresenta a verificação via terminal de comunicação do grupo de ajuste habilitado e é informado que o grupo de ajuste habilitado é o grupo 3.

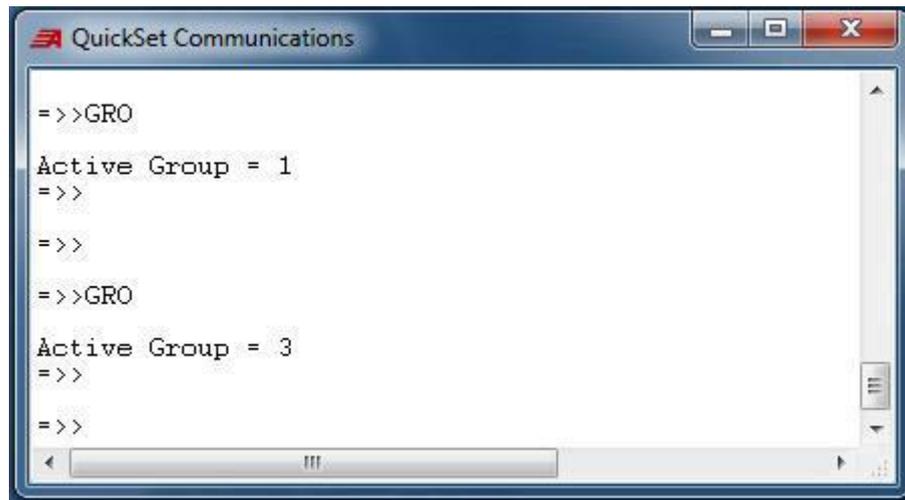
Tabela 4.11 Ajustes de fase.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
500	0,29	2500	1	1	1	21I7
500	0,29	2500	1	1	1	21I6
500	0,29	2500	1	1	1	21I5
500	0,29	2500	1	1	1	21I4
500	0,14	4560	1	1	1	21F3
552	0,23	3000	1	1	1	21M3
640	0,20	3000	1	1	1	21A7
245	0,29	1006	1	3	3	21J1
468	0,14	740	0	3	3	21L1
59	0,14	540	0	1	2	21P1
270	0,29	670	1	1	1	21J2
270	0,23	899	0	1	1	21L2
30	0,29	874	0	1	1	21P2
173	0,29	1107	1	1	1	21J3
143	0,29	542	1	1	1	21J4
143	0,20	528	0	1	1	21L3
75	0,20	807	0	1	1	21L4
75	0,29	886	1	1	1	21J5

Tabela 4.12 Ajustes de neutro.

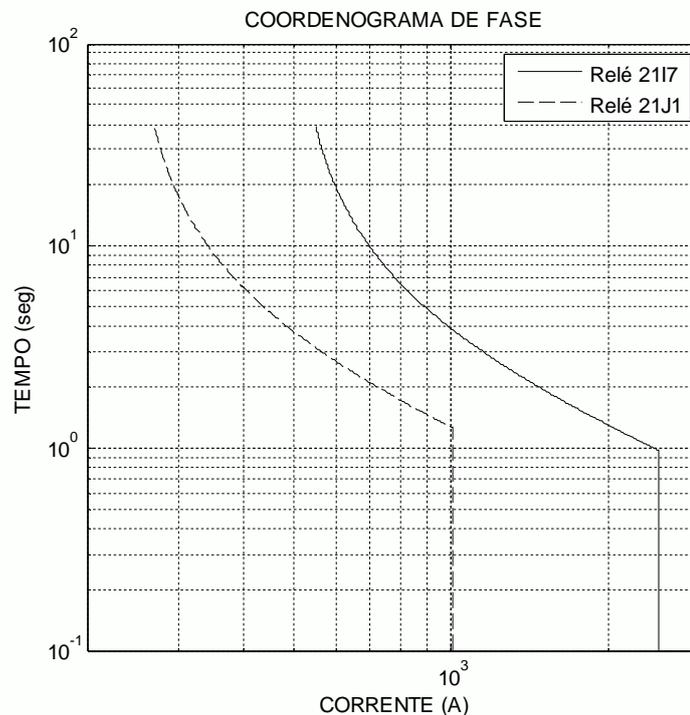
<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
25,6	0,42	256	1	1	1	21I7
25,6	0,42	256	1	1	1	21I6
25,6	0,42	256	1	1	1	21I5
25,6	0,42	256	1	1	1	21I4
24	1,04	2084	1	1	1	21F3
24	0,42	1000,80	1	1	1	21M3
24	0,42	1000	1	1	1	21A7
25,6	0,26	206	1	3	3	21J1
24	0,83	256	0	3	3	21L1
24	0,54	156	0	1	2	21P1
25,6	0,26	206	1	1	1	21J2
24	0,21	256	0	1	1	21L2
25,6	0,26	206	0	1	1	21P2
25,6	0,26	206	1	1	1	21J3
25,6	0,26	206	1	1	1	21J4
24	0,21	256	0	1	1	21L3
24	0,21	256	0	1	1	21L4
25,6	0,26	206	1	1	1	21J5

Figura 4.20 Mudança do grupo de ajuste.



A Figura 4.21 apresenta o coordenograma de fase para o caso do sistema teste em estado pleno e com a geração G1. Observa-se que o relé 21J1 coordena apenas com o relé 21I7.

Figura 4.21 Coordenograma de fase.



Com o sistema teste somente com a geração G1 é simulado a perda da subestação SE-01. O SPA requer 4,27 segundos para verificar que o grupo de ajustes 2 do relé 21J1 garante a coordenação do sistema e envia um comando para mudança do grupo.

A Tabela 4.13 e Tabela 4.14 apresenta os ajustes dos relés e a alteração do grupo de ajuste. A Figura 4.22 apresenta o resultado da verificação, via terminal de comunicação, sobre o grupo de ajuste habilitado, grupo 2.

Tabela 4.13 Ajustes de fase.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
500	0,29	2500	0	1	1	21I7
500	0,29	2500	0	1	1	21I6
500	0,29	2500	0	1	1	21I5
500	0,29	2500	0	1	1	21I4
500	0,14	4560	1	1	1	21F3
552	0,23	3000	1	1	1	21M3
640	0,20	3000	1	1	1	21A7
120	0,14	640	1	2	3	21J1
348	0,14	940	1	1	3	21L1
59	0,14	540	1	1	2	21P1
270	0,29	670	0	1	1	21J2
270	0,23	899	1	1	1	21L2
30	0,29	874	0	1	1	21P2
173	0,29	1107	0	1	1	21J3
143	0,29	542	0	1	1	21J4
143	0,20	528	1	1	1	21L3
75	0,20	807	1	1	1	21L4
75	0,29	886	0	1	1	21J5

Figura 4.22 Mudança do grupo de ajuste.

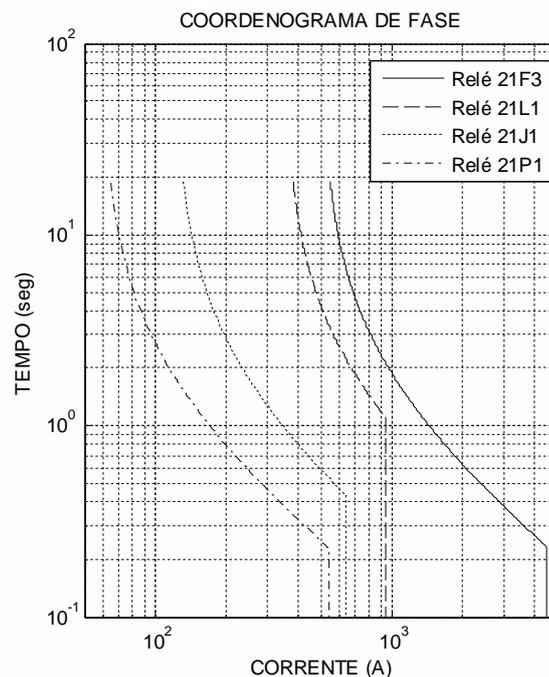


Tabela 4.14 Ajustes de neutro.

Pick-up (I <sub>&gt;</sub> )	Dial	Instantâneo (I <sub>&gt;&gt;</sub> )	Estado do disjuntor	Grupo Ativo	Grupos Cadastrados	Relé
25,6	0,42	256	0	1	1	21I7
25,6	0,42	256	0	1	1	21I6
25,6	0,42	256	0	1	1	21I5
25,6	0,42	256	0	1	1	21I4
24	1,04	2084	1	1	1	21F3
24	0,42	1000,80	1	1	1	21M3
24	0,42	1000	1	1	1	21A7
24	0,66	206	1	2	3	21J1
24	0,83	256	1	1	3	21L1
24	0,54	156	1	1	2	21P1
25,6	0,26	206	0	1	1	21J2
24	0,21	256	1	1	1	21L2
25,6	0,26	206	0	1	1	21P2
25,6	0,26	206	0	1	1	21J3
25,6	0,26	206	0	1	1	21J4
24	0,21	256	1	1	1	21L3
24	0,21	256	1	1	1	21L4
25,6	0,26	206	0	1	1	21J5

A Figura 4.23 apresenta o coordenograma de fase para o caso do sistema com geração G1 e em contingência após perda da SE-01. Observa-se que o relé 21J1 coordena com os relés 21F3, 21L1 e 21P1.

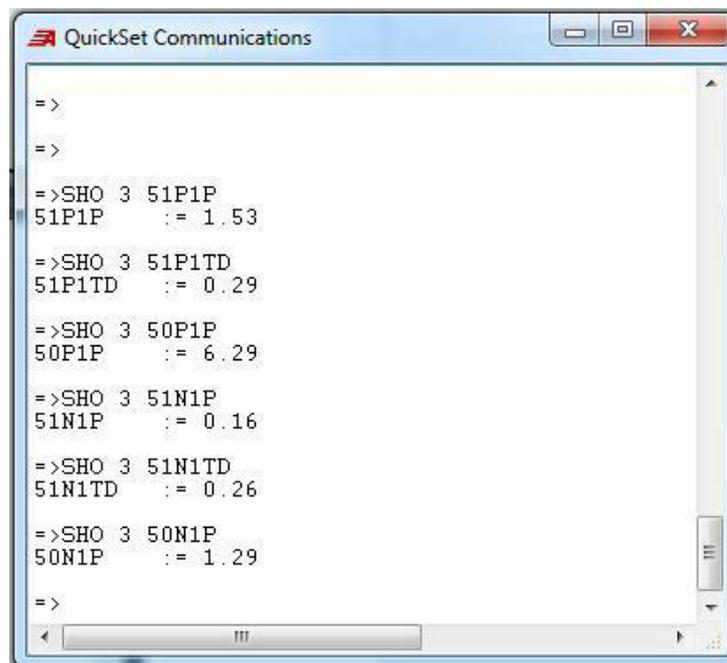
Figura 4.23 Coordenograma de fase.



#### 4.3.4.2 Mudança de ajustes em tempo real

É verificado via terminal de comunicação quais os ajustes cadastrados no relé no grupo 3. Os ajustes são inseridos via múltiplos e o RTC dos relés é 160. A Figura 4.24 apresenta os ajustes dos relés em que o comando SHO apresenta qual valor cadastrado em determinada função, por exemplo: “SHO 3 51P1P” é o comando para verificação do valor ajustado na função 51P1P (Sobrecorrente temporizada) no grupo 3.

Figura 4.24 Ajustes do grupo 3.



```

=>
=>
=>SHO 3 51P1P
51P1P      := 1.53
=>SHO 3 51P1TD
51P1TD     := 0.29
=>SHO 3 50P1P
50P1P      := 6.29
=>SHO 3 51N1P
51N1P      := 0.16
=>SHO 3 51N1TD
51N1TD     := 0.26
=>SHO 3 50N1P
50N1P      := 1.29
=>

```

Para a condição de perda da SE-02 no sistema teste, o SPA verifica que nenhum ajuste cadastrado permite a coordenação do sistema de proteção, por isso são calculados os novos ajustes e enviados em tempo real via TELNET para o relé. Os novos ajustes são cadastrados no grupo 3 e em seguida este grupo é habilitado. O tempo decorrido desde a mudança de topologia, cálculo de ajuste, envio de ajustes para o relé e habilitação do terceiro grupo foi de 30,77 segundos.

A Tabela 4.15 e Tabela 4.16 apresenta os novos ajustes cadastrados no relé. É verificado via terminal qual o grupo ativo no relé e quais ajustes estão cadastrados nesse grupo, apresentados na Figura 4.25.

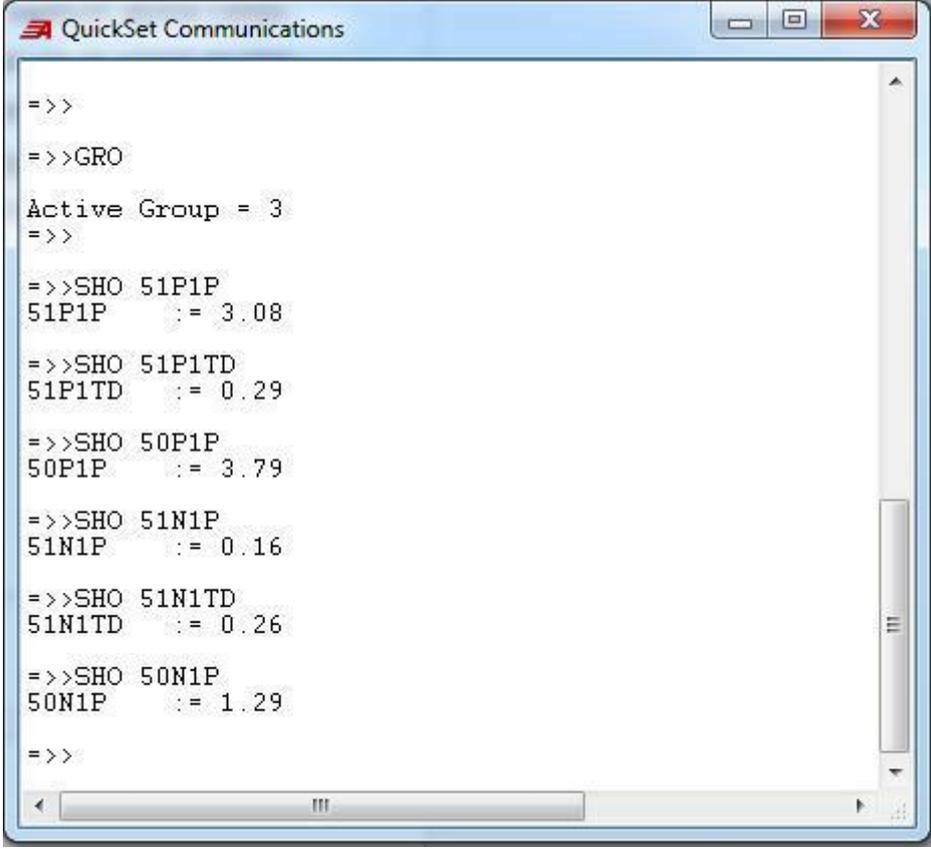
Tabela 4.15 Ajustes de fase.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
500	0,29	2500	1	1	1	21I7
500	0,29	2500	1	1	1	21I6
500	0,29	2500	1	1	1	21I5
500	0,29	2500	1	1	1	21I4
500	0,14	4560	0	1	1	21F3
552	0,23	3000	1	1	1	21M3
640	0,20	3000	1	1	1	21A7
492	0,29	606	1	3	3	21J1
248	0,29	506	1	3	3	21L1
59	0,14	540	0	1	2	21P1
270	0,29	670	1	1	1	21J2
270	0,23	899	0	1	1	21L2
30	0,29	874	0	1	1	21P2
173	0,29	1107	1	1	1	21J3
143	0,29	542	1	1	1	21J4
143	0,20	528	0	1	1	21L3
75	0,20	807	0	1	1	21L4
75	0,29	886	1	1	1	21J5

Tabela 4.16 Ajustes de neutro.

<b>Pick-up (I&gt;)</b>	<b>Dial</b>	<b>Instantâneo (I&gt;&gt;)</b>	<b>Estado do disjuntor</b>	<b>Grupo Ativo</b>	<b>Grupos Cadastrados</b>	<b>Relé</b>
25,6	0,42	256	1	1	1	21I7
25,6	0,42	256	1	1	1	21I6
25,6	0,42	256	1	1	1	21I5
25,6	0,42	256	1	1	1	21I4
24	1,04	2084	0	1	1	21F3
24	0,42	1000,80	1	1	1	21M3
24	0,42	1000	1	1	1	21A7
25,6	0,26	206	1	3	3	21J1
25,6	0,15	156	1	3	3	21L1
24	0,54	156	0	1	2	21P1
25,6	0,26	206	1	1	1	21J2
24	0,21	256	0	1	1	21L2
25,6	0,26	206	0	1	1	21P2
25,6	0,26	206	1	1	1	21J3
25,6	0,26	206	1	1	1	21J4
24	0,21	256	0	1	1	21L3
24	0,21	256	0	1	1	21L4
25,6	0,26	206	1	1	1	21J5

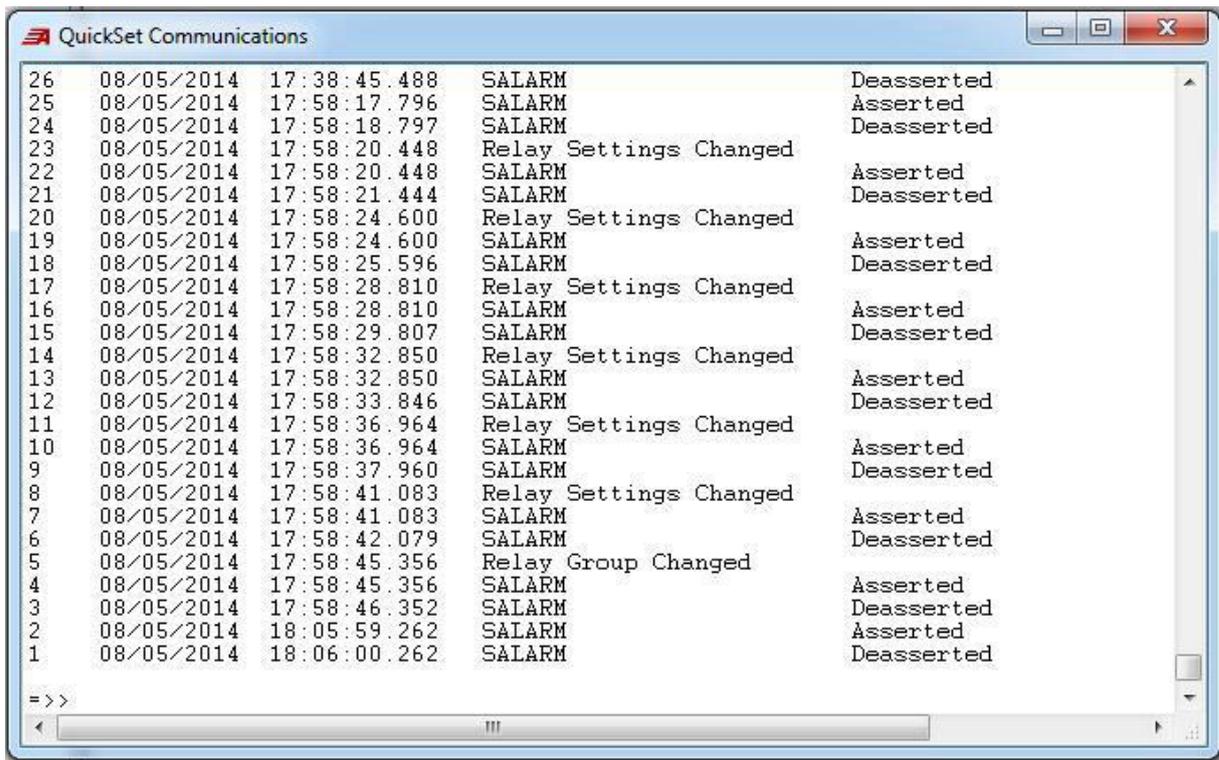
Figura 4.25 Novos ajustes cadastrados no relé.



```
=>>
=>>GRO
Active Group = 3
=>>
=>>SHO 51P1P
51P1P      := 3.08
=>>SHO 51P1TD
51P1TD     := 0.29
=>>SHO 50P1P
50P1P      := 3.79
=>>SHO 51N1P
51N1P      := 0.16
=>>SHO 51N1TD
51N1TD     := 0.26
=>>SHO 50N1P
50N1P      := 1.29
=>>
```

A Figura 4.26 apresenta os eventos que ocorreram no relé, onde pode-se verificar que foram alteradas 6 funções e por fim o grupo de ajuste. As funções alteradas foram sobrecorrente, dial e instantâneo de fase e de neutro. Na Figura 4.26 também pode ser observado o tempo decorrido para alteração dos ajustes. O início do envio dos ajustes ocorreu às 17h58min20s e terminou com alteração do grupo ativo as 17h58min45s, levando 25 segundos para toda a operação.

Figura 4.26 Eventos ocorridos no relé.



Line	Date	Time	Event	Status
26	08/05/2014	17:38:45.488	SALARM	Deasserted
25	08/05/2014	17:58:17.796	SALARM	Asserted
24	08/05/2014	17:58:18.797	SALARM	Deasserted
23	08/05/2014	17:58:20.448	Relay Settings Changed	
22	08/05/2014	17:58:20.448	SALARM	Asserted
21	08/05/2014	17:58:21.444	SALARM	Deasserted
20	08/05/2014	17:58:24.600	Relay Settings Changed	
19	08/05/2014	17:58:24.600	SALARM	Asserted
18	08/05/2014	17:58:25.596	SALARM	Deasserted
17	08/05/2014	17:58:28.810	Relay Settings Changed	
16	08/05/2014	17:58:28.810	SALARM	Asserted
15	08/05/2014	17:58:29.807	SALARM	Deasserted
14	08/05/2014	17:58:32.850	Relay Settings Changed	
13	08/05/2014	17:58:32.850	SALARM	Asserted
12	08/05/2014	17:58:33.846	SALARM	Deasserted
11	08/05/2014	17:58:36.964	Relay Settings Changed	
10	08/05/2014	17:58:36.964	SALARM	Asserted
9	08/05/2014	17:58:37.960	SALARM	Deasserted
8	08/05/2014	17:58:41.083	Relay Settings Changed	
7	08/05/2014	17:58:41.083	SALARM	Asserted
6	08/05/2014	17:58:42.079	SALARM	Deasserted
5	08/05/2014	17:58:45.356	Relay Group Changed	
4	08/05/2014	17:58:45.356	SALARM	Asserted
3	08/05/2014	17:58:46.352	SALARM	Deasserted
2	08/05/2014	18:05:59.262	SALARM	Asserted
1	08/05/2014	18:06:00.262	SALARM	Deasserted

Em nenhuma das simulações realizadas foi necessária a alteração dos ajustes da corrente diferencial.

É possível observar que o relé requer um tempo médio de 4,25 segundos para uma operação, seja ela mudança de grupo de ajustes, ou alteração de uma função, isso porque se faz necessário o estabelecimento da comunicação e para cada envio de dados o relé requer um tempo de *delay*. Este atraso na comunicação é devido ao fato do dispositivo não ser projetado para receber tais informações em tempo real, porém as redes inteligentes requerem não somente uma infraestrutura elétrica moderna como também sua integração à tecnologia de comunicação com a finalidade de otimizar o controle e a operação das redes com informações em tempo real.

O sistema de proteção adaptativa requer um sistema de comunicação robusto para funcionamento em tempo hábil. Atualmente a comunicação dos sistemas de potência é efetuada por Sistemas Carrier de linhas de transmissão, linhas telefônicas contratadas e fio piloto. Mais recentemente foi utilizada a comunicação através de micro-ondas, fibra óptica e a comunicação via rádio para tele-proteção. Estes são sistemas de elevado custo e de velocidade considerada alta, ou com custo moderado e velocidade baixa. Para o SPA é necessário também um avanço na tecnologia dos

IEDs para que estes possuam a capacidade de receber os ajustes em tempo real e que tais ajustes possam ser enviados em blocos com todos os parâmetros e não enviados um a um como apresentado, e para a proteção desses dados enviados, um sistema de criptografia se faz necessário.

---

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSÕES

---

Este trabalho apresentou um sistema de proteção adaptativa desenvolvido em Matlab com vistas a atender às características das redes elétricas inteligentes, como aumento da confiabilidade, inserção da geração distribuída e a utilização da tecnologia de comunicação. O sistema de proteção adaptativa (SPA) proposto auxilia o estudo da proteção de redes de distribuição radial com recurso e com geração distribuída. O SPA é capaz de calcular os ajustes de sobrecorrente de fase e de neutro e de discernir se a proteção de sobrecorrente atende os requisitos de coordenação, e avaliar a coordenação entre os relés e discernir entre a necessidade de mudança de grupo de ajuste ou de envio de novos ajustes, calculados em tempo real.

Para o sistema de proteção adaptativa foram consideradas duas proposições distintas para a parametrização da função de sobrecorrente instantânea,  $I_{pick-up}=0,8I_{cc}$  e  $I_{pick-up}=1,2I_{cc}$ . A segunda proposição resulta em correntes de ajuste mais elevadas. No sistema-teste de distribuição, foi observada a necessidade de desabilitar um relé por falta de coordenação quando o critério de  $I_{pick-up}=1,2I_{cc}$  foi usado. No entanto, cabe ao operador discernir o critério de parametrização a ser utilizado.

Para uma determinada rede de distribuição, o SPA requer como entrada de dados informações do tipo: corrente em tempo real, estados dos disjuntores da rede e ajustes parametrizados nos relés. O SPA é ativado mediante mudança de topologia da rede e mediante alteração no nível de corrente passante no relé. A variação na magnitude da corrente deve ser tal que fator de sobrecarga fique entre o limite estabelecido, que neste trabalho foi de no mínimo 1,2 e no máximo 2, ou seja, a corrente passante deve ser no mínimo igual a 120% da corrente de *pick-up* temporizado e no máximo 200% do mesmo ajuste.

Para validação do sistema de proteção adaptativa proposto, foram apresentados estudos de casos em um sistema teste com diversos cenários. Para cada topologia, o SPA gera os ajustes de proteção. Uma metodologia foi adotada baseada na maior probabilidade de ocorrência de falha para escolha dos ajustes a serem cadastrados no relé. As simulações realizadas apresentaram resultados satisfatórios,

tanto na mudança dos grupos de ajustes quanto no cálculo e envio dos novos ajustes para o relé. O tempo para realização dessa operação foi considerado baixo, garantido a integridade do sistema e os requisitos de proteção como seletividade, coordenação e rapidez na atuação. Além do tempo de resposta, outra vantagem é a riqueza em termo de flexibilidade que o sistema de distribuição passa a apresentar.

O sistema proposto requer um avanço na tecnologia dos IEDs para seu funcionamento pleno e apresenta uma proposta para proteção das redes inteligentes por meio de um monitoramento e diagnóstico em tempo real.

### **5.1 Trabalhos futuros**

Trabalhos futuros que contribuem para o avanço dessa dissertação podem ser direcionados para desenvolver o SPA em uma linguagem orientada a objeto para melhorar a interface, fazer uso de seletividade lógica a fim de evitar a desabilitação dos relés devido a curtos-circuitos, desenvolver as funções de distância e detecção anti-Ilhamento e realizar a comunicação SPA e relé utilizando o protocolo IEC 61850.

## REFERÊNCIAS

- ALSTOM. **Network protection & automation guide**, Alstom Grid, 2011.
- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York: IEEE Power Engineering Series, 1998
- APOSTOLOV, A. **Simplifying the configuration of multifunctional distribution protection and control IEDs**. 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution – CIRED, 2005.
- AZEVEDO, G. M. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.
- BARAN, M., & EL-MARKABI, I. **Adaptive Over Current Protection for Distribution Feeders with Distributed Generators**, 2004.
- BARBOSA, D. **Relés Numéricos de Proteção**. São Carlos, 2008.
- BITTENCOURT, A. A. **Proteção adaptativa de alimentadores de distribuição de energia elétrica considerando geração distribuída**. Florianópolis, 2011.
- BLACKBURN, J. L., & DOMIN, J. T. **Protective Relaying Principles and Applications**. CRC Press, 2007.
- BRAHMA, S. M., & GIRGIS, A. A. **Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with High Penetration of Distributed Generation**. IEEE Transactions on power delivery, pp. 56-63, 2004.
- CONTRERAS, A. F., RAMOS, G. A., & RÍOS, M. A. **Methodology and Design of an Adaptive Overcurrent Protection for Distribution Systems with DG**, 2012.
- FILHO, J. M. **Instalações elétricas industriais**. Editora: LTC, Rio de Janeiro, 2007.

JAMPALA, A. K., VENKATA, S. S., & DAMBORG, M. J. **Adaptive transmission protection: concepts and computational issues**. IEEE Trans Power Delivery, pp. 177-185, 1989.

KAUHANIEMI, K., & KNMPNLAINED, L. **Impact of distributed generation on the protection of distribution networks**. IEE - The Institution of Electrical Engineers, pp. 315-318, 2004.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Florianópolis: EEL, 2012.

LEDESMA, J. G. **Uma metodologia para análise da coordenação e seletividade da proteção de sistemas de distribuição**. Juiz de Fora, 2012.

MAHAT, P., CHEN, Z., BAK-JENSEN, B., & BAK, C. L. **A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation**. IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, pp. 428-437, 2011.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. GE Digital Energy, 1956.

MOONEY, J. Schweitzer. Fonte: Schweitzer Engineering Laboratories: [http://www.selinc.com.br/art\\_tecnicos/6014.pdf](http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/6014.pdf), acessado em 13 de Julho de 2014.

SACHDEV, M. S., SIDHU, T. S., & TALUKDAR, B. K. **Topology detection for adaptive protection of distribution networks**, 1995.

SATO, F. **Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. Campina: Universidade Estadual de Campinas, 2005.

SCHWEITZER. Schweitzer Engineering Laboratories. Fonte: Instruction Manual SEL-751: <http://www.selinc.com.br/>, acessado em 10 de Julho de 2014.

SILVA, Q. K., LEÃO, S. R., MEDEIROS, B. E., SAMPAIO, F. R. & BARROSO, C. G. **Um estudo do desempenho às variações de tensão de curta duração da rede de distribuição de energia elétrica da cidade inteligente da COELCE**. VIII - CIERTEC. FORTALEZA, 2013.

SILVA, E. C. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Guia Prático de Ajustes**. Editora: QUALITYMARK, 2014.

SILVEIRA, J. G. **Sistema para seleção automática de grupos de ajustes em relés de proteção**. Fortaleza, 2011.

TAVARES, T. N. **Avaliação do impacto causado na proteção pela interligação de produtores independentes no sistema de distribuição de energia**. Florianópolis, 2003.

TEODORESCU, R., LISERRE, M., & RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems** (1 ed., Vol. 1). Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

XIA, Y. Q., LI, K. K., & DAVID, A. K. **Adaptive relay setting for stand-alone digital distance protection**. IEEE Transactions on Power Delivery, pp. 480-491, 1994.

YONGLI, Z., SHAOQUN, S., & DEWEN, W. **Multiagents-based wide area protection with best-effort adaptive strategy**. Electrical Power and Energy Systems, pp. 94-99, 2009.

## APÊNDICE A – TABELA ANSI

Código	Descrição da Função
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Relé de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou de descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contactador de transição de partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou volt por hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo

42	Disjuntor/chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
50N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
51N	Sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)
51G	Sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido ou curvas inversas
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
51C	Relé de sobrecorrente com controle de torque
50PAF	Sobrecorrente de fase instantânea de alta velocidade para detecção de arco voltaico
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
59Q	Relé de sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)
67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato

71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas

## APÊNDICE B – RESUMO DOS AJUSTES DOS RELÉS

Neste apêndice é apresentado resumo do estudo de proteção realizados nos Apêndices D, E, F, G e H com os ajustes de todos os relés, o estado do sistema para o qual os ajustes foram calculados e para que caso, sem os casos:

- Caso I: Sistema sem geração;
- Caso II: Sistema somente com geração 1;
- Caso III: Sistema somente com geração 2;
- Caso IV: Sistema com geração 1 e 2.

Tabela B.1 Ajustes do relé 21J1.

21J1							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
348	0.29	1006	25,6	0.26	206	Estado Pleno	I e III
						Após Curto em T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-03 e SE-04	
120	0.14	640	24	0.66	206	Após Perda da SE-01	
476	0.29	1006	25.6	0.26	206	Após Perda da SE-02	
245	0.29	1006	25.6	0.26	206	Estado Pleno	II e IV
						Após Curto em T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-03 e SE-04	
120	0.14	1102	24	0.66	206	Após Perda da SE-01	
492	0.29	606	25.6	0.26	206	Após Perda da SE-02	

Tabela B.2 Ajustes do relé 21L1.

21L1							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
348	0.14	940	24	0.83	256	Após Curto em T1	I e III
						Após perda de um trafo da SE-01	
468	0.14	740	24	0.83	256	Após Perda da SE-01	
248	0.29	590	25,6	0.15	156	Após Perda da SE-02	
245	0.14	1202	24	0.83	256	Após Curto em T1	II e IV
						Após perda de um trafo da SE-01	
365	0.14	1202	24	0.83	256	Após Perda da SE-01	
248	0.29	506	25.6	0.15	156	Após Perda da SE-02	

Tabela B.3 Ajustes do relé 21P1.

21P1							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
59	0.14	540	24	0.54	156	Após perda da SE-01	I e III
59	0.03	802	24	0.54	156	Após perda da SE-01	II e IV

Tabela B.4 Ajustes do relé 21J2.

21J2							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
270	0.29	675	25.6	0.26	206	Estado Pleno	I, II, III e IV
						Após Curto em T1, T3, T7, T8, T9, T10, T11, T12	
						Após perda de um trafo da SE-01	
						Após Perda da SE-02	
Após Perda da SE-04							
270	0.29	670	25.6	0.26	206	Após Curto em T2, T6 Após Perda da SE-03	

Tabela B.5 Ajustes do relé 21L2.

21L2							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
270	0.23	899	24	0.21	256	Após Curto em T4	I, II, III e IV
						Após Perda da SE-01	

Tabela B.6 Ajustes do relé 21P2.

21P2							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
30	0.29	1088	25.6	0.26	206	Após perda de um trafo da SE-01	I, III e IV
30	0.29	874	25.6	0.26	206	Após perda de um trafo da SE-01	II

Tabela B.7 Ajustes do relé 21J3.

21J3							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
173	0.29	1107	25.6	0.26	206	Estado Pleno	I, II
						Após Curto em T1, T2, T3, T4, T5, T6, T9, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-02, SE-03 e SE-04	
173	0.29	2211	25.6	0.26	206	Estado Pleno	III e IV
						Após Curto em T1, T2, T3, T4, T5, T6, T9, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-02, SE-03 e SE-04	

Tabela B.8 Ajustes do relé 21J4.

21J4							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
143	0.29	580	25.6	0.26	156	Estado Pleno	I e II
						Após Curto em T1, T2, T3, T4, T5, T6, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-02, SE-03 e SE-04	
143	0.29	542	25.6	0.26	206	Estado Pleno	III e IV
						Após Curto em T1, T2, T3, T4, T5, T6, T10, T11, T12	
						Após Perda da SE-02, SE-03 e SE-04	

Tabela B.9 Ajustes do relé 21L3.

21L3							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
143	0.20	528	24	0.21	256	Após Curto em T7, T8	I, II, III e IV
						Após Perda da SE-01	
						Após Perda de um trafo da SE-01	

Tabela B.10 Ajustes do relé 21L4.

21L4							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
75	0.20	807	24	0.21	256	Após Curto em T12	I, II, III e IV
						Após Perda da SE-01	
						Após Perda de um trafo da SE-01	

Tabela B.11 Ajustes do relé 21J5.

21J5							
FASE			NEUTRO			ESTADO DO SISTEMA	CASO
I>	Dial	I>>	I>	Dial	I>>		
75	0.29	886	25.6	0.26	206	Estado Pleno	I, II, III e IV
						Após Curto em T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8, T9, T10	
						Após Perda da SE-02, SE-03 e SE-04	

## APÊNDICE C – MÉTODOS DE CÁLCULO DOS AJUSTES DO SPA

Neste apêndice é apresentado os métodos de cálculo de parâmetros que podem ser realizados pelo SPA. Serão demonstradas duas metodologias que podem ser cadastradas pelo usuário para cálculo dos ajustes da corrente de *pick-up* instantânea de fase. Para demonstração dos cálculos será utilizado o pior estado do sistema, Figura C.1, em que o mesmo encontra-se em contingência após perda da SE-01.

Os cálculos apresentados serão dos ajustes dos relés 21F3, 21L1, 21J1 e 21P1. A Tabela C.1 apresenta a corrente nominal passante por cada relé a ser parametrizado e a corrente de curto-circuito trifásico em caso de falta no sistema.

Figura C.1 Estado do sistema em contingência, após perda da SE-01.

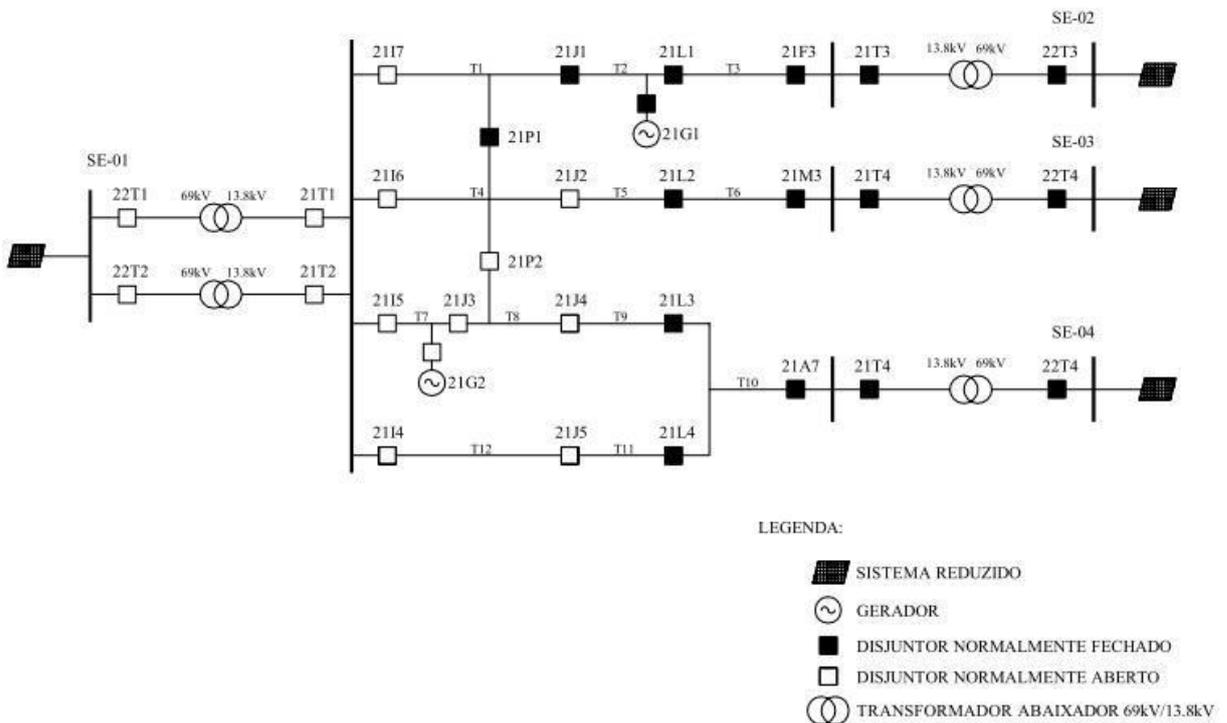


Tabela C.1 Corrente nominal e de curto-circuito.

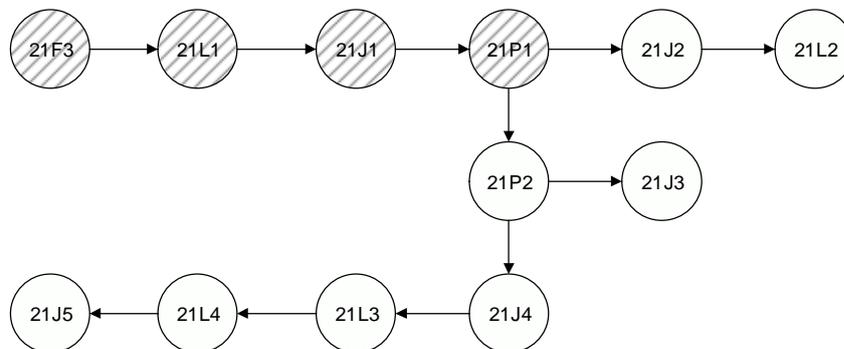
Relé	Corrente Nominal (A)	Corrente de Curto-circuito trifásico (A)
21F3	408	1907
21L1	243	1503
21J1	80	2147
21P1	39	1957

A Tabela C.2 apresenta os ajustes do relé 21F3. Como este é um relé de fronteira seus parâmetros cadastrados não são alterados e o primeiro relé a ser ajustado é o 21L1. A Figura C.2 apresenta a rede do relé de fronteira em que os relés hachurados serão os equipamentos a serem parametrizados de forma a coordenarem com o relé de fronteira.

Tabela C.2 Parâmetros do relé 21F3.

Relé	Ajuste de sobrecorrente temporizado - 51 (A)	Dial	Ajuste de sobrecorrente instantânea – 50 (A)
21F3	500	0.14	4560

Figura C.2 Rede do relé 21F3.



### C.1 Ajuste da corrente de *pick-up* instantânea para 80% da corrente de curto-circuito trifásico

Como apresentado no Capítulo 3, o SPA realiza o cálculo de três parâmetros na seguinte ordem: ajuste de *pick-up* temporizado de sobrecorrente (função 51), ajuste de *pick-up* instantâneo (função 50) e por fim o dial. Se todos os ajustes forem possíveis seus valores são enviados para o relé. Caso alguma restrição impeça a parametrização de uma ou mais função, o relé é desabilitado e os demais relés a jusante não serão parametrizados. A seguir serão apresentados o passo-a-passo das etapas de cálculo dos ajustes de cada relé.

#### C.1.1 Ajuste do relé 21L1

##### C.1.1.1 Ajuste de *pick-up* de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$I_{Pick-up(51)_21L1} = FS \cdot I_{Nominal\ de\ carga} \quad (C.1)$$

$$I_{Pick-up(51)_21L1} = 364,5\ A$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21L1 (364,5 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21F3 (500 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

#### C.1.1.2 Ajuste de *pick-up* instantâneo de sobrecorrente (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 80% da corrente de curto-circuito que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21L1 é apresentado em (C.2), como o valor da corrente do ajuste é menor que o parametrizado no relé de fronteira, este será o valor a ser cadastrado no relé.

$$I_{Pick-up(50)_21L1} = 0,8 \cdot I_{cc3\phi} \quad (C.2)$$

$$I_{Pick-up(50)_21L1} = 1202,4\ A$$

#### C.1.1.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6) apresentadas no Capítulo 3, o dial do relé 21L1 é:

$$D_{21L1} = \left( \frac{D_{21F3} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21L1}}{I_{Pick-up(51)_21F3}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21L1}}{I_{Pick-up(51)_21L1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right) \quad (C.3)$$

$$D_{21L1} = 0,178$$

### C.1.2 Ajuste do relé 21J1

#### C.1.2.1 Ajuste de *pick-up* de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$I_{Pick-up(51)_21J1} = FS \cdot I_{Nominal\ de\ carga} \quad (C.4)$$

$$I_{Pick-up(51)_21J1} = 120\ A$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21J1 (120 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21L1 (364,5 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

### C.1.2.2 Ajuste de pick-up instantâneo de sobrecorrente (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 80% da corrente de curto-circuito que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21J1 é apresentado em (C.5).

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_21J1} &= 0,8 \cdot I_{cc3\emptyset} \\ I_{Pick-up(50)_21J1} &= 1717,6 A \end{aligned} \quad (C.5)$$

Como o valor de *pick-up* instantâneo do relé 21J1 é maior que o valor parametrizado no IED 21L1 é calculado um novo ajuste para a função *pick-up* instantâneo do relé 21J1 como em (C.6).

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_21J1} &= I_{Pick-up(50)_21L1} - 100 \\ I_{Pick-up(50)_21J1} &= 1102,4 A \end{aligned} \quad (C.6)$$

### C.1.2.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6) apresentadas no Capítulo 3, o dial do relé 21J1 é:

$$D_{21J1} = \left( \frac{D_{21L1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21J1}}{I_{Pick-up(51)_21L1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21J1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right) \quad (C.7)$$

$$D_{21J1} = 0,538$$

## C.1.3 Ajuste do relé 21P1

### C.1.3.1 Ajuste de pick-up de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(51)_21P1} &= FS \cdot I_{Nominal \text{ de carga}} \\ I_{Pick-up(51)_21P1} &= 46,8 A \end{aligned} \quad (C.8)$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21P1 (46,8 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21J1 (120 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

### C.1.3.2 Ajuste de pick-up de sobrecorrente instantâneo (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 80% da corrente de curto-circuito que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21P1 é apresentado em (C.9).

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_21P1} &= 0,8 \cdot I_{cc3\phi} \\ I_{Pick-up(50)_21P1} &= 1565,6 A \end{aligned} \quad (C.9)$$

Como o valor de *pick-up* instantâneo do relé 21P1 é maior que o valor parametrizado no IED 21J1 é calculado um novo ajuste para a função *pick-up* instantâneo do relé 21P1 como em (C.10).

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_21P1} &= I_{Pick-up(50)_21J1} - 100 \\ I_{Pick-up(50)_21P1} &= 1002,4 A \end{aligned} \quad (C.10)$$

### C.1.3.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6), o dial do relé 21P1 é:

$$D_{21P1} = \left( \frac{D_{21J1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21P1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right) \quad (C.11)$$

$$D_{21P1} = 1,04$$

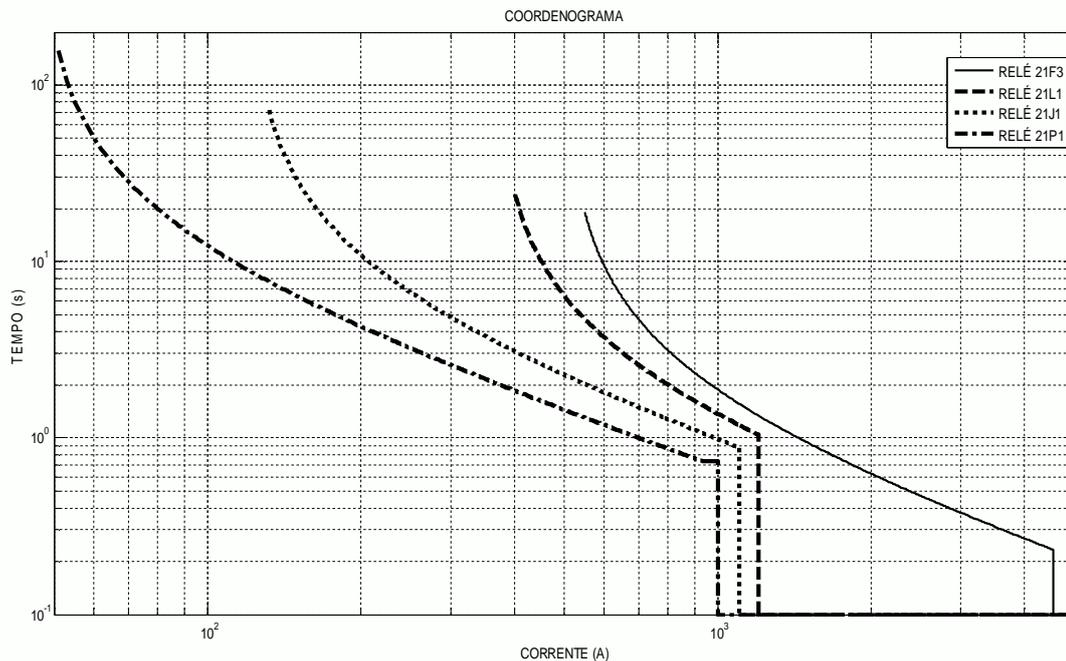
## C.1.4 Resumo dos ajustes

A Tabela C.3 apresenta o resumo dos ajustes calculados conforme a metodologia implementada no SPA. A Figura C.3 contempla o coordenograma dos relés parametrizados, assegurando a coordenação entre os mesmos.

Tabela C.3 Resumo dos ajustes a serem cadastrados no relé.

Relé	Ajuste de sobrecorrente temporizado - 51 (A)	Dial	Ajuste de sobrecorrente instantânea - 50 (A)
21F3	500	0,14	4560
21L1	364,5	0,178	1202,4
21J1	120	0,538	1102,4
21P1	46,8	1,04	1002,4

Figura C.3 Coordenograma dos relés parametrizados.



## C.2 Ajuste da corrente de *pick-up* instantânea para 120% da corrente de curto-circuito trifásico

A seguir serão apresentados o passo-a-passo das etapas de cálculo dos ajustes de cada relé.

### C.2.1 Ajuste do relé 21L1

#### C.2.1.1 Ajuste de *pick-up* de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$I_{Pick-up(51)_{21L1}} = FS \cdot I_{Nominal\ de\ carga} \quad (C.12)$$

$$I_{Pick-up(51)_{21L1}} = 364,5\ A$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21L1 (364,5 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21F3 (500 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

#### C.2.1.2 Ajuste de *pick-up* de sobrecorrente instantâneo (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 120% da corrente de curto-circuito que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21L1 é apresentado em (C.13). Como o valor da corrente do ajuste é menor que o

parametrizado no relé de fronteira, este será o valor a ser cadastrado no relé.

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_{21L1}} &= 1,2 \cdot I_{cc3\emptyset} \\ I_{Pick-up(50)_{21L1}} &= 1803,06 \text{ A} \end{aligned} \quad (\text{C.13})$$

### C.2.1.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3) (3.4), (3.5) e (3.6), o dial do relé 21L1 é:

$$D_{21L1} = \left( \frac{D_{21F3} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_{21L1}}}{I_{Pick-up(51)_{21F3}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_{21L1}}}{I_{Pick-up(51)_{21L1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right) \quad (\text{C.14})$$

$$D_{21L1} = 0,124$$

## C.2.2 Ajuste do relé 21J1

### C.2.2.1 Ajuste de pick-up de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(51)_{21J1}} &= FS \cdot I_{Nominal \text{ de carga}} \\ I_{Pick-up(51)_{21J1}} &= 120 \text{ A} \end{aligned} \quad (\text{C.15})$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21J1 (120 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21L1 (364,5 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

### C.2.2.2 Ajuste de pick-up instantâneo de sobrecorrente (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 120% da corrente de curto-circuito trifásico que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21J1 é apresentado em (C.16).

$$\begin{aligned} I_{Pick-up(50)_{21J1}} &= 1,2 \cdot I_{cc3\emptyset} \\ I_{Pick-up(50)_{21J1}} &= 2576,4 \text{ A} \end{aligned} \quad (\text{C.16})$$

Como o valor de *pick-up* instantâneo do relé 21J1 é maior que o valor parametrizado no IED 21L1, é calculado um novo ajuste para a função *pick-up* instantâneo do relé 21J1 como em (C.17).

$$\begin{aligned}
 I_{Pick-up(50)_21J1} &= I_{Pick-up(50)_21L1} - 100 \\
 I_{Pick-up(50)_21J1} &= 1703,6 A
 \end{aligned}
 \tag{C.17}$$

### C.2.2.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6), o dial do relé 21J1 é:

$$D_{21J1} = \left( \frac{D_{21L1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21J1}}{I_{Pick-up(51)_21L1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21J1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right)
 \tag{C.18}$$

$$D_{21J1} = 0,153$$

## C.2.3 Ajuste do relé 21P1

### C.2.3.1 Ajuste de pick-up de sobrecorrente (função 51)

O fator de sobrecarga é considerado inicialmente como sendo o valor máximo, igual a 1,5.

$$\begin{aligned}
 I_{Pick-up(51)_21P1} &= FS \cdot I_{Nominal \text{ de carga}} \\
 I_{Pick-up(51)_21P1} &= 46,8 A
 \end{aligned}
 \tag{C.19}$$

Como a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21P1 (46,8 A) é menor que a corrente de *pick-up* temporizada do relé 21J1 (120 A), este será o valor a ser cadastrado no relé.

### C.2.3.2 Ajuste de pick-up de sobrecorrente instantâneo (função 50)

O ajuste da corrente de *pick-up* instantâneo é definido como sendo 120% da corrente de curto-circuito trifásico que o IED está exposto. O ajuste da função 50 do relé 21P1 é apresentado em (C.20).

$$\begin{aligned}
 I_{Pick-up(50)_21P1} &= 1,2 \cdot I_{cc3\phi} \\
 I_{Pick-up(50)_21P1} &= 2348,4 A
 \end{aligned}
 \tag{C.20}$$

Como o valor de *pick-up* instantâneo do relé 21P1 é maior que o valor parametrizado no IED 21L1, é calculado um novo ajuste para a função *pick-up* instantâneo do relé 21P1.

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = I_{Pick-up(50)_21J1} - 100$$

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = 1603,6 A$$
(C.21)

### C.2.3.3 Ajuste do dial

O dial é calculado para um ITC de 0,3. De acordo com (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6), o dial do relé 21P1 é:

$$D_{21P1} = \left( \frac{D_{21J1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21P1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right)$$

$$D_{21P1} = -0,26$$
(C.22)

Como o dial calculado possui um valor negativo, seu ajuste não é possível, sendo necessário uma alteração nos valores de *pick-up* instantâneo e temporizado. Em (C.23) é apresentado o novo valor do *pick-up* instantâneo e em (C.24) o novo dial é calculado utilizando o ajuste instantâneo atual.

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = I_{Pick-up(50)_21P1} - 200$$

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = 1403,6 A$$
(C.23)

$$D_{21P1} = \left( \frac{D_{21J1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21P1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right)$$

$$D_{21P1} = -0,182$$
(C.24)

Como o dial calculado continua com um valor negativo, é calculado novamente os ajustes de sobrecorrente instantânea e o dial.

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = I_{Pick-up(50)_21P1} - 200$$

$$I_{Pick-up(50)_21P1} = 1203,6 A$$
(C.25)

$$D_{21P1} = \left( \frac{D_{21J1} \cdot 13,5}{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21J1}} \right)^1 - 1} - 0,3 \right) \cdot \left( \frac{\left( \frac{I_{Pick-up(50)_21P1}}{I_{Pick-up(51)_21P1}} \right)^1 - 1}{13,5} \right)$$

$$D_{21P1} = -0,103$$
(C.26)

Como o valor encontrado para o dial é negativo, o SPA envia uma mensagem para o operador, “*Impossível coordenar devido ao dial*”, informando a impossibilidade de parametrização devido ao ajuste do dial, ou seja, não foi possível seu cálculo pois não é possível garantir o tempo de coordenação.

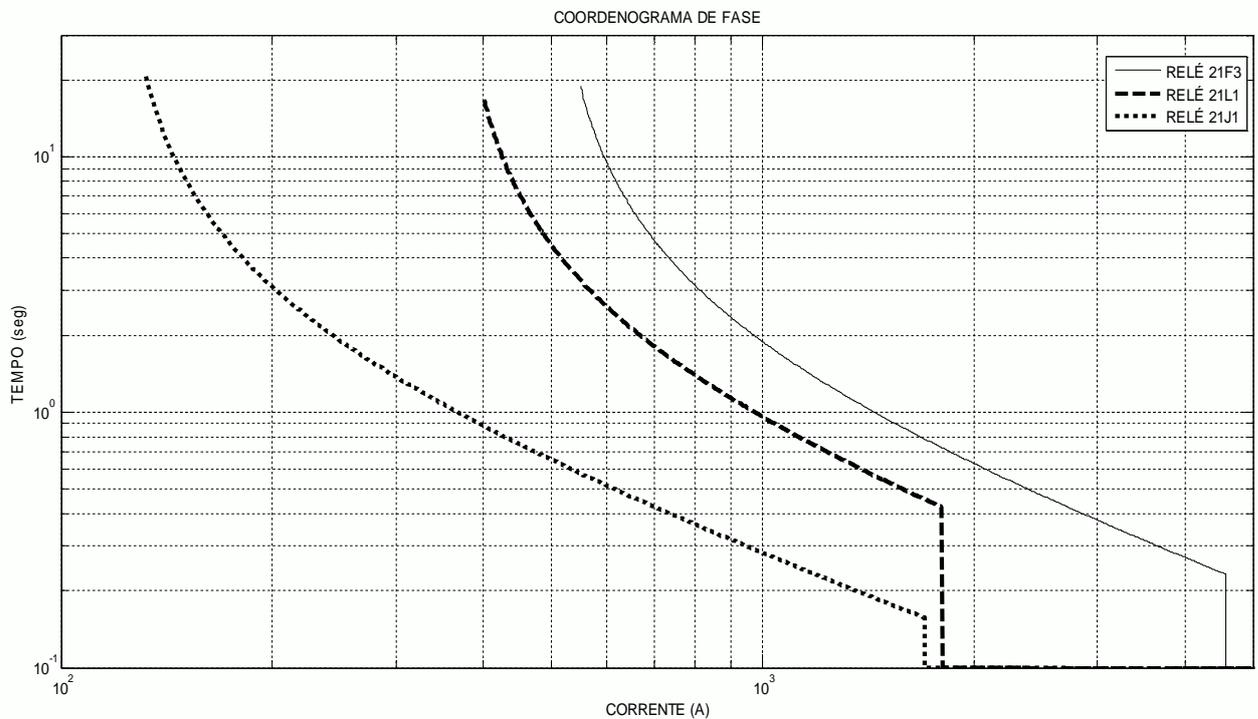
#### C.2.4 Resumo dos ajustes

A Tabela C.4 apresenta o resumo dos ajustes calculados conforme a metodologia apresentada e que pode ser implementada no SPA. A Figura C.4 contempla o coordenograma dos relés parametrizados, assegurando a coordenação entre os mesmos.

Tabela C.4 Resumo dos ajustes a serem cadastrados no relé.

Relé	Ajuste de sobrecorrente temporizado - 51 (A)	Dial	Ajuste de sobrecorrente instantânea – 50 (A)
21F3	500	0.14	4560
21L1	364,5	0,124	1803.6
21J1	120	0,153	1703.6
21P1	RELÉ DESABILITADO		

Figura C.4 Coordenograma dos relés parametrizados.



### **C.3 Diferenças entre os métodos de cálculo de ajuste instantâneo**

É possível observar que as correntes de curto-circuito dos IEDs 21J1 e 21P1 possuem níveis de magnitude mais elevados que a dos relés 21F3 e 21L1, mesmo estando mais distantes geograficamente da subestação SE-02. Isso se deve à contribuição da geração GD1, que favorece a atuação das funções de sobrecorrente (50/51) nos dois IEDs (21J1 e 21P1).

Para o ajuste da função de sobrecorrente instantânea calculada como sendo 80% da corrente de curto-circuito, pode acarretar na atuação de dois relés simultaneamente. Por exemplo, um curto-circuito em T4 (Figura C.1), os relés 21P1 e 21J1 estão submetidos a uma corrente de falta de 1957 A e os relés 21L1 e 21F3 a uma corrente de curto-circuito de 1903 A, como o ajuste dos IEDs 21P1, 21J1 e 21L1 é menor que o nível de curto, os dois relés atuam.

Sendo o ajuste da função de sobrecorrente instantânea calculado como 120% da corrente de curto-circuito, tende-se à seletividade cronométrica, porém no caso apresentado pode acarretar na desabilitação de um ou mais relés como apresentado na seção C.2, pois o intervalo de tempo de coordenação dos relés em cadeia é menor, devido ao fato da curva aproximar-se do ajuste instantâneo do relé de fronteira. Como o sistema estudado apresenta geração distribuída entre trecho dos alimentadores, a atuação de dois ou mais IEDs pode ocorrer. O problema da atuação de dois ou mais relés devido à função instantânea pode ser resolvido utilizando seletividade lógica, que consiste em um esquema de comunicação entre IEDs instalados em cascata. Quando um determinado dispositivo é submetido a uma corrente de falta capaz de sensibilizar a unidade instantânea, o relé envia um sinal discreto para o relé a montante que deve retardar a atuação de sua unidade instantânea, desta forma sempre o relé mais próximo à falta irá atuar.