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

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIAS CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA DE PCH

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Guilherme Stivanin Lopes

Santa Maria, RS, Brasil

2014

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIAS CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA DE PCH

Guilherme Stivanin Lopes

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

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil

2014

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática
da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Lopes, Guilherme Stivanin
Reconfiguração de redes de distribuição em situações de contingências considerando operação Ilhada de PCH / Guilherme Stivanin Lopes.-2014.
115 p.; 30cm

Orientadora: Daniel Pinheiro Bernardon
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2014

1. Reconfiguração de redes de distribuição 2. AHP 3. Operação ilhada de PCH 4. Redes elétricas inteligentes I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

© 2014
Todos os direitos autorais reservados a Guilherme Stivanin Lopes. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
E-mail: guisepol@gmail.com

Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Dissertação de Mestrado

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIAS CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA DE PCH

elaborada por
Guilherme Stivanin Lopes

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC)

Vinícius Jacques Garcia, Dr. (UFSM)

Santa Maria, 22 de Agosto de 2014.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a colaboração e incentivo para realização deste trabalho do Prof. Daniel Bernardon, que de forma incansável dedicou-se a prestar a necessária ajuda nos momentos oportunos.

Agradeço também à Nova Palma Energia por subsidiar a realização desse trabalho, tanto financeiramente quanto tecnicamente.

“O gênio consiste em um por cento de
inspiração e noventa e
nove por cento de transpiração”.

Thomas Alva Edison

RESUMO

Dissertação de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIAS CONSIDERANDO OPERAÇÃO ILHADA DE PCH

Autor: Guilherme Stivanin Lopes
Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Local e Data da defesa: Santa Maria, 22 de Agosto de 2014.

Uma das principais preocupações das empresas distribuidoras de energia elétrica é garantir, de forma contínua, o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes, atendendo assim tanto a satisfação desses quanto às exigências regulatórias. Sendo assim, o trabalho proposto visa apresentar uma metodologia de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aplicando os conceitos de reconfiguração automática das redes de distribuição agregados a possibilidade de operação ilhada de pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), uma vez que a utilização de PCH de forma ilhada, em determinadas circunstâncias, torna-se ou a única, ou a melhor solução a ser adotada em uma situação de contingência com o objetivo de reduzir o impacto causado por interrupções indesejadas. Visto que a tomada de decisão intrínseca ao processo de reconfiguração das redes de distribuição envolve vários objetivos e restrições, a metodologia proposta utiliza o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) que representa uma ferramenta muito útil para questões envolvendo tomadas de decisão multicriteriais. Adicionalmente, são apresentados estudos de caso para análises e validações da metodologia proposta.

Palavras-chave: Reconfiguração de redes de distribuição. AHP. Operação ilhada de PCH. Redes elétricas inteligentes.

ABSTRACT

Master Thesis
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

RECONFIGURATION OF DISTRIBUTION NETWORK IN CONTINGENCY CONDITIONS CONSIDERING ISLANDED OPERATION OF SMALL HYDRO POWER PLANT

Author: Guilherme Stivanin Lopes
Advisor: Daniel Pinheiro Bernardon
Place and Date: Santa Maria, August 22th, 2014.

One of the main concerns of the power utilities is secure, continuously supplying electric power to customers, thus meeting so satisfy these as to regulatory requirements. Thus, the proposed paper presents a method of restoring the electric power supply applying the concepts of automatic reconfiguration of the aggregate distribution networks the possibility of islanded operation of small hydro (SHP), since the use of PCH so islanded in certain circumstances, or becomes only, or the best solution to be adopted in a contingency situation in order to reduce the impact of unwanted interruptions. Since the intrinsic decision making process of reconfiguration of distribution networks involves multiple objectives and constraints, the proposed methodology uses the Analytic Hierarchy Process (AHP) method, which is a very useful tool for issues involving multicriteria decision taken. Additionally, case studies for analysis and validation of the proposed methodology are presented.

Keywords: Reconfiguration of distribution network. AHP. Islanded operation of small hydro power plant. Smart grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Demandas médias no Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN) 19
Figura 2 – Fluxograma de algoritmo de restabelecimento 28
Figura 3 – Fluxograma da metodologia para restabelecimento 30
Figura 4 – Fluxograma de metodologia para restabelecimento automático em redes de distribuição 32
Figura 5 – Algoritmo de restabelecimento 37
Figura 6 – Algoritmo para verificação de operação ilhada 38
Figura 7 - Metodologia tradicional de atendimento a ocorrências de interrupção no fornecimento de energia elétrica. 42
Figura 8 – Religador telecomandado 44
Figura 9 – Tela de um sistema SCADA 45
Figura 10 – Fluxograma de operação para restabelecimento automático 47
Figura 11 – Sistema exemplo.....48
Figura 12 – Projeção de uma PCH 52
Figura 13 – Sistema exemplo de operação ilhada de PCH 54
Figura 14 – Exemplo de alimentador 62
Figura 15 – Rede exemplo na localização de defeito 71
Figura 16 – Decomposição em níveis de seccionadores 74
Figura 17 – Fluxograma da metodologia proposta 75
Figura 18 – Rede exemplo 1 de aplicação da metodologia proposta 76
Figura 19 – Rede exemplo 2 de aplicação da metodologia proposta 76
Figura 20 – Rede exemplo 3 de aplicação da metodologia proposta 77
Figura 21 – Rede exemplo de aplicação da metodologia.....83
Figura 22 – Sistema exemplo para o estudo de caso.....89
Figura 23 – Resultado do fluxo de potência para a rede do estudo de caso 90
Figura 24 – Ajustes dos parâmetros de confiabilidade 90
Figura 25 – Resultado do estudo de confiabilidade do sistema exemplo 91
Figura 26 – Parametrização dos critérios adotados 91
Figura 27 – Parametrização das restrições do sistema exemplo 92
Figura 28 – Resultado da reconfiguração do estudo de caso do cenário sem a PCH.....93

Figura 29 – Resultado das manobras do cenário sem PCH 93
Figura 30 – Resultado final da reconfiguração do cenário com PCH disponível 94
Figura 31 – Resultado das manobras do cenário com PCH disponível 94
Figura 32 – Rede real do cenário considerando integração com o SCADA 95
Figura 33 – Resultado da reconfiguração considerando sistema real 96
Figura 34 – Resultado final das manobras no cenário de rede real 96
Figura 35 – Tela inicial da ferramenta desenvolvida 107
Figura 36 – Legenda da simbologia adotada na ferramenta desenvolvida 107
Figura 37 – Opções de curvas típicas e visualização de curva 108
Figura 38 – Parâmetros de simulação 109
Figura 39 – Resultado do cálculo de fluxo de potência 110
Figura 40 – Tela de configuração dos parâmetros de confiabilidade 110
Figura 41 – Resultado do cálculo dos indicadores de confiabilidade 111
Figura 42 – Tela de parametrização dos critérios de restabelecimento 112
Figura 43 – Tela de parametrização das restrições envolvidas no restabelecimento 112
Figura 44 – Resultado final da reconfiguração 114

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1 – Matriz Lógico Estrutural para o alimentador da Figura 9 63
Tabela 2 – Matriz Lógico-Estrutural com tempos x taxa de falha.....63
Tabela 3 – Mapa de indicações de sobrecorrente e atuação dos equipamentos para primeira situação 72
Tabela 4 – Mapa de indicações de sobrecorrente e atuação dos equipamentos para segunda situação.....72
Tabela 5 – Escala numérica e grau de importância para o método AHP 79
Tabela 6 – Tabela determinante do valor de IR 81
Tabela 7 – Tabela determinante do valor de RC max.....82
Tabela 8 – Dados do sistema exemplo.....84
Tabela 9 – Resultado das opções 86
Tabela 10 –Modelagem do segundo nível da função objetivo 87
Tabela 11 –Valores normalizados 87

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 19
1.1 Objetivos 24
1.2 Organização do trabalho 24

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 27
2.1 Reconfiguração de redes de distribuição 27
2.2 Reconfiguração de redes de distribuição com operação ilhada 34
2.3 Considerações finais 38

3. RESTABELECIMENTO DE ENERGIA 41
3.1 Processo de restabelecimento manual 41
3.2 Restabelecimento automático 44
3.3 Operação ilhada de PCH 52
3.4 Considerações finais 55

4. CRITÉRIOS DE RESTABELECIMENTO 57
4.1 Funções objetivo 57
4.1.1 Quantidade de consumidores 57
4.1.2 Energia restabelecida 58
4.1.3 Confiabilidade 60
4.1.4 Perdas 66
4.2 Restrições 67
4.2.1 Carregamento dos condutores 67
4.2.2 Níveis de tensão 68
4.2.3 Ajustes da proteção 68
4.2.4 Capacidade de geração da PCH 69
4.3 Considerações finais 70

5. METODOLOGIA PROPOSTA PARA RESTABELECIMENTO AUTOMÁTICO DE ENERGIA 71
5.1 Localização do defeito 71
5.2 Sequência de manobras para restabelecimento 72
5.2.1 Manobras à montante do defeito 73
5.2.2 Manobras à jusante do defeito 73
5.3 Método de tomada de decisão multicriterial 79
5.4 Exemplo de aplicação da metodologia 83
5.5 Considerações finais 88

6. ANÁLISES EXPERIMENTAIS 89
6.1 Estudo de caso 89
6.1.1 Reconfiguração sem a opção de operação ilhada de PCH 92

6.1.2 Reconfiguração com a opção de operação ilhada da PCH 94
6.1.3 Integração com o sistema SCADA para localização automatizada do defeito . 95
6.2 Considerações finais 97

7. CONCLUSÕES 99
7.1 Contribuições do trabalho 99
7.2 Sugestões de continuidade 100
7.3 Publicações relacionadas ao trabalho 100

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 103

APÊNDICE A – Análise de Sistemas de Distribuição (ASD) 107

1. INTRODUÇÃO

A sociedade moderna encontra-se cada vez mais dependente da energia elétrica. Isso se deve ao crescimento da produção industrial, aumento do poder aquisitivo da população, resultando no aumento do número de equipamentos eletrodomésticos nas residências, entre outros fatores que contribuem para essa dependência energética.

Este aumento crescente da demanda de energia elétrica é notório também em dados históricos, como pode ser observado na Figura 1 – Demandas médias no Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN)Figura 1.

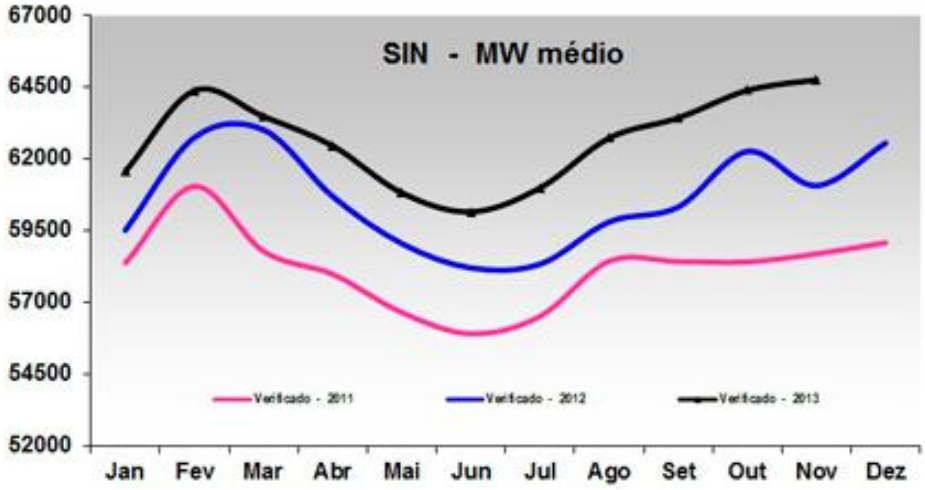


Figura 1 – Demandas médias no Sistema Interligado Nacional Brasileiro (SIN)

Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Observa-se na Figura 1 o aumento significativo da demanda média de energia elétrica no Brasil verificada entre os anos de 2011 e 2013.

Nesse mesmo período, observa-se um aumento de 9.847 MW de demanda instantânea. No mês de dezembro de 2013 ocorreu um recorde de demanda instantânea no Sistema Interligado Nacional (SIN) de 71.052 MW (ONS, 2013).

Este cenário acarreta um grande desafio para os agentes supridores de energia elétrica, tanto no âmbito da geração e transmissão, quanto no âmbito da distribuição de energia elétrica.

Por exemplo, a maioria das pessoas consegue permanecer 2 horas sem o fornecimento de água e não sentir significativamente essa deficiência; porém, não conseguem permanecer 10 minutos sem o fornecimento de energia elétrica sem sentir os efeitos dessa interrupção. Isso é sentido por todos os usuários do sistema elétrico, desde consumidores residenciais, que não conseguem utilizar seus eletrodomésticos e outros equipamentos elétricos em situação de contingência elétrica, até consumidores comerciais e industriais, que contabilizam prejuízos de produção e armazenamento de produtos durante a interrupção no fornecimento de energia elétrica.

Além disso, existe a cobrança por parte do agente regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabelece critérios de avaliação da qualidade da energia e do serviço prestado pelas concessionárias de energia.

A ANEEL utiliza indicadores de continuidade para fiscalizar o serviço prestado pelas concessionárias no que tange ao suprimento de energia elétrica, estabelecendo limites para esses indicadores, sendo a concessionária obrigada a compensar os consumidores caso esses limites sejam ultrapassados.

Além da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, a qualidade da energia elétrica distribuída também é fiscalizada pela ANEEL. Isso é feito principalmente fiscalizando-se os níveis de tensão na rede de distribuição.

Assim, o desafio para os agentes supridores de energia elétrica encontra-se em fornecer de forma ininterrupta e com qualidade a energia elétrica a seus clientes.

Muitos investimentos são feitos por esses agentes com esse objetivo. Em termos de redes elétricas, podemos citar investimentos primários, ou básicos, como por exemplo, troca de postes de madeira que possuem menor resistência à ação do tempo por postes de concreto, que são mais resistentes; e recondutoramento das linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, a fim de terem maior capacidade de atender a demanda elétrica solicitada e proporcionar maior confiabilidade ao sistema elétrico.

Mesmo assim, apesar desses investimentos primários, todo sistema elétrico está submetido a influências externas e internas, ou próprias do sistema. Exemplo de influências externas são as intempéries, fauna e flora. O resultado dessas influências externas são, principalmente, os curtos-circuitos, que tanto podem danificar os equipamentos conectados ao sistema elétrico quanto ocasionam interrupções no fornecimento de energia elétrica. Dentre as influências internas, ou

próprias do sistema, pode-se mencionar a sobrecarga do sistema decorrente da carga elétrica elevada conectada ao mesmo, o que também gera interrupções indesejadas no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Logo, surge a necessidade de investimentos secundários com vistas a minimizar os efeitos negativos causados por essas influências. A principal ação adotada pelas empresas de energia elétrica nesse sentido é a adoção de equipamentos e topologias de redes capazes de minimizar, principalmente, os efeitos dos curtos-circuitos e das sobrecargas, visto que esses fenômenos são os maiores causadores de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Por exemplo, é prática consolidada em concessionárias de distribuição de energia elétrica o emprego de religadores, que são equipamentos capazes de detectar curtos-circuitos e sobrecargas e tentar restabelecer o fornecimento de energia elétrica de forma automática. Concomitantemente, são adotadas topologias de rede de forma a permitir anéis em determinados pontos das redes de distribuição de energia elétrica permitindo reconfigurações da rede, ou seja, rearranjos dessas topologias, a fim de minimizar a quantidade de consumidores atingidos pelas interrupções.

Além dessas práticas, tem-se desenvolvido tecnologias capazes de permitir um maior controle sobre os equipamentos de proteção e monitoramento das redes de distribuição.

Neste aspecto, atualmente, é bastante difundido o conceito de redes elétricas inteligentes, ou *Smart Grids*, que constitui um conjunto de aplicações envolvendo sistemas computacionais e de comunicação aplicados a redes de energia elétrica com a finalidade de torná-las mais dinâmicas operacionalmente.

Entre algumas tecnologias relacionadas com *Smart Grid* pode-se citar o telecomando de equipamentos de proteção, como religadores, o que permite monitorar e operar em tempo real e a distância estes equipamentos, a telemedição de consumidores de energia elétrica, permitindo a identificação da abrangência de interrupções no fornecimento de energia elétrica em tempo real e remotamente e a autocura (ou *Self Healing*) da rede de distribuição, que proporciona à mesma a capacidade de se reconfigurar automaticamente, ou seja, identificar, em tempo real, a melhor topologia de rede a fim de atender os consumidores afetados por uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, minimizando a quantidade de consumidores atingidos, e executar a sequência de manobras em equipamentos

seccionadores para se obter esta topologia, transferindo-se assim a carga de um alimentador ou trecho defeituoso para outro alimentador ou trecho fora da área de defeito.

Muitas concessionárias de energia elétrica possuem pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) conectadas diretamente ao sistema de distribuição, constituindo fontes de geração distribuída. Essas PCHs são utilizadas para suprir energia elétrica em situação normal de funcionamento da rede de distribuição, mas também são capazes de suprir energia elétrica a determinada quantidade de consumidores de forma isolada, ou ilhada, da rede principal de distribuição, dependendo da capacidade geradora de cada uma. Com isso, tem-se o atendimento do fornecimento para os consumidores, em uma situação de contingência, exclusivamente através da PCH, com a rede de distribuição local isolada eletricamente do restante do sistema de distribuição.

Uma vez que as PCHs normalmente estão localizadas em zonas rurais, onde a rede de distribuição que atende essas regiões possuem uma distância considerável entre a subestação e os consumidores, em uma situação de contingência o uso da PCH de forma ilhada torna-se uma alternativa interessante frente a outras alternativas, como por exemplo, atender os consumidores através de outro alimentador que não tenha sido afetado pela interrupção ou mesmo deixar os consumidores sem o fornecimento de energia por não haver outra opção melhor de fornecimento.

Algumas vantagens da utilização de PCH de forma ilhada frente à utilização de outro alimentador, são:

- Níveis de tensão: dependendo da distância entre a subestação e os consumidores que serão atendidos pelo alimentador auxiliar durante a contingência, a queda de tensão resultante pode ocasionar a incapacidade de atendimento a esses consumidores. Caso a PCH a operar de forma ilhada esteja mais próxima dos consumidores a serem atendidos durante a contingência, os níveis de tensão para esses consumidores seriam melhores comparados à opção de utilização de outro alimentador, visto que a distância entre a PCH e os consumidores seria menor que a distância entre a subestação e os consumidores.

- Perdas: assim como ocorre com os níveis de tensão, as perdas também aumentam conforme aumenta a distância entre a subestação e os consumidores. Novamente, a utilização de uma PCH próxima aos consumidores diminuiria os níveis de perdas comparado à utilização de um alimentador longo como fonte alternativa de fornecimento em uma situação de contingência.

- Confiabilidade: segundo Borges (2011), é possível aumentar a confiabilidade em alguns pontos de uma rede ilhada da rede principal através da utilização de PCH. Por exemplo, em Borges (2011) é apresentado um estudo que mostra, em uma determinada rede de distribuição, uma redução na ordem de 63% da taxa de falhas por ano em um determinado ponto da rede utilizando a PCH de forma ilhada em comparação com a configuração original da rede.

Já em comparação com a opção de manter todos os consumidores afetados inicialmente pela interrupção sem qualquer iniciativa de restabelecimento para parte deles, a opção de operação ilhada de PCH atendendo aos consumidores fora da área diretamente afetada pelo defeito implicaria em melhorias significativas dos indicadores de continuidade desses consumidores, uma vez que reduziria o tempo total de interrupção e a quantidade de consumidores afetados.

Obviamente, há uma série de estudos preliminares necessários para a adoção dessa metodologia de operação ilhada como, por exemplo, análise do transitório de frequência, tensão (BORGES, 2011) e níveis de curto-circuito, uma vez que esses aspectos são determinantes no que diz respeito à exequibilidade do ilhamento intencional. Porém, o presente trabalho não aborda os aspectos transitórios do ilhamento, mas adota o preceito de que o sistema esteja ou não operando em regime permanente.

Assim, tendo-se em mente a utilização de PCH de forma ilhada como mitigante do impacto causado pelas interrupções no fornecimento de energia elétrica atrelado ao conceito de *Smart Grid*, esse trabalho apresenta uma metodologia de restabelecimento automático no fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição agregando-se reconfiguração automática da rede e a operação ilhada de PCH.

1.1 Objetivos

Balizou-se este tralhado nos seguintes objetivos pontuais:

- Revisar as práticas mais comuns em termos de restabelecimento no fornecimento de energia elétrica e a utilização de PCH como fonte alternativa de energia elétrica operando de forma ilhada;
- Delinear quais critérios devem ser adotados e como devem ser avaliados a fim de nortear as ações de restabelecimento de energia elétrica;
- Modelar a metodologia proposta definindo-se as funções objetivo e restrições de modelos matemáticos bem como algoritmos de busca heurística e tomada de decisão multicriterial, com a finalidade de se definir a melhor opção de configuração da rede de distribuição em situação de contingência;
- Apresentar os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta e sugestões de implementações futuras como melhoradores dessa metodologia.

1.2 Organização do trabalho

O presente trabalho está dividido em 7 capítulos, a saber:

Capítulo 01: neste capítulo é apresentada uma visão geral da necessidade energética da sociedade atual e os desafios que esta acarreta para os agentes supridores de energia elétrica. Também apresenta a utilização de PCHs de forma ilhada a fim de fornecer energia elétrica durante situações de contingências, bem como apresenta os objetivos deste trabalho e uma visão geral do trabalho.

Capítulo 02: este capítulo apresenta o estado da arte de publicações relacionadas a restabelecimento automático de energia elétrica aplicado a redes de

distribuição e uma revisão sobre operação ilhada de PCH. São abordados os principais conceitos e metodologias.

Capítulo 03: este capítulo discute os processos de restabelecimento de energia. É demonstrado como é feito o processo de forma manual, utilizando equipes de atendimento das concessionárias em campo; automática, com ênfase em equipamentos telecomandados; e a utilização de PCH de forma ilhada como alternativa para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em situações de contingência.

Capítulo 04: a partir deste capítulo são abordados os aspectos relativos a metodologia proposta nesse trabalho. Este capítulo apresenta os critérios avaliativos para o restabelecimento de energia elétrica, como por exemplo, número de consumidores restabelecidos, quantidade de energia restabelecida, indicadores de confiabilidade da nova configuração da rede, entre outros.

Capítulo 05: este é o capítulo que apresenta a metodologia proposta deste trabalho. Nele é apresentada a arquitetura da ferramenta computacional para a avaliação e tomada de decisão em situação de contingência, bem como são apresentadas as funções objetivos e restrições dos modelos matemáticos adotados e os algoritmos de busca heurística, para a seleção das configurações de rede, e os de tomada de decisão multicriterial, para definição da melhor opção de reconfiguração.

Capítulo 06: este capítulo apresenta os resultados das análises experimentais obtidas através da metodologia proposta.

Capítulo 07: este capítulo apresenta as conclusões obtidas nesse trabalho bem como sugestões de melhorias e implementações em trabalhos futuros.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é apresentar uma análise geral de publicações referentes à reconfiguração automática de redes de distribuição, destacando alguns métodos relevantes, bem como apresentar alguns conceitos na utilização de PCH de forma ilhada a fim de suprir energia elétrica aos consumidores em situação de contingência.

2.1 Reconfiguração de redes de distribuição

Já há algumas décadas têm sido discutidas técnicas de reconfiguração de redes de distribuição com o intuito de garantir o rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Um exemplo dessa abordagem encontra-se em Castro (1985). Neste trabalho é apresentada uma metodologia de reconfiguração automática de redes de distribuição em situação de contingência concomitantemente ao balanceamento de cargas nos alimentadores.

Para a aplicação dessa metodologia, inicialmente o autor organiza os dados que descrevem uma rede de distribuição em dois blocos distintos: o primeiro fornece as informações relativas à topologia da rede. Para isso, o autor propõe uma tabela onde são relacionados todos os equipamentos seccionadores presentes na rede. Nessa tabela constam informações tais como tipo de chave, número da chave, estado original (aberto ou fechado), trechos interligados pelas chaves, etc.

Já o segundo bloco fornece as informações relativas às características elétricas da rede. Novamente, o autor agrupa essas informações, tais como dados de cada ponto de carga, dados de cada trecho de rede, dados de cada chave, em uma única tabela. Sendo assim, com as informações desses dois blocos de dados é possível obter informações suficientes para resolver o problema de reconfiguração.

O autor ainda utiliza uma terceira tabela, denominada Mapa do Circuito, que vincula as informações do bloco de dados relativo à topologia com o bloco relativo aos parâmetros elétricos da rede.

Na Figura 2 é apresentado o fluxograma do algoritmo proposto pelo autor.

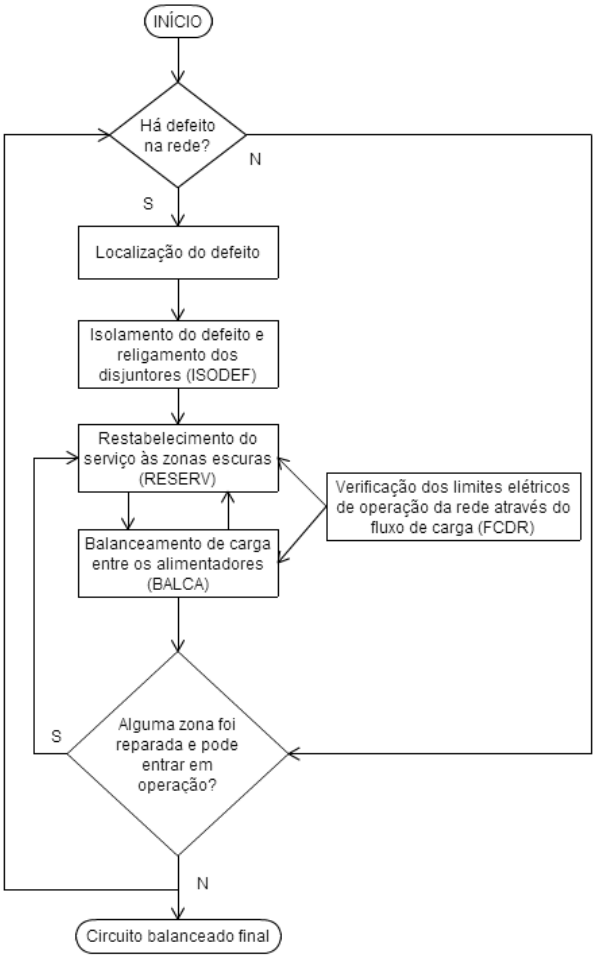


Figura 2 – Fluxograma de algoritmo de restabelecimento

Fonte: Castro (1985)

Observa-se na metodologia proposta pelo autor, os três passos básicos para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica: localização do defeito, isolamento da área defeituosa e restabelecimento do fornecimento para as áreas não afetadas diretamente pelo defeito.

Para o processo de localização do defeito, o autor propõe a utilização de equipamentos telecomandados, como os disjuntores das saídas dos alimentadores, e detectores de falta instalados junto às chaves da rede.

Após o recebimento das informações provenientes desses equipamentos, é adotado o procedimento de isolamento do defeito. Neste ponto, o autor propõe abrir as chaves conectadas às zonas defeituosas. Basicamente, consiste em abrir a primeira chave a montante do local do defeito e a primeira a jusante do mesmo. Após isso, é feita uma tentativa de religação do equipamento que atuou no momento do defeito.

Na etapa do restabelecimento, o autor adota a avaliação de critérios para decidir qual a melhor configuração adotar. Para isso, são utilizados, como critérios, a quantidade de zonas escuras, ou pontos de carga na rede de distribuição, as zonas com maior carga e o carregamento dos alimentadores.

Por fim, o algoritmo proposto por Castro (1985) para o restabelecimento de energia elétrica é apresentado a seguir:

1) Obter uma lista das zonas escuras e ordená-las em ordem decrescente de carga (Lista 1);

2) Tomar a primeira zona escura da Lista 1;

3) Obter uma lista de chaves conectadas à zona escura (Lista 2)

4) Ordenar a Lista 2, de forma que a primeira chave da lista seja aquela que, se fechada, conectará a zona escura ao alimentador menos carregado, e assim por diante;

5) Tomar a primeira chave da Lista 2;

6) Simular o fechamento da chave e obter o estado da rede com relação aos limites elétricos através da execução do fluxo de carga;

7) Se os limites elétricos não são violados, executar a operação de chaveamento. Atualizar a Tabela de Chaves e o Mapa do Circuito. Atualizar Lista 1 e voltar ao passo 2;

8) Se algum limite elétrico é violado, a operação de chaveamento não pode ser executada. Tomar a próxima chave da Lista 2 e voltar para o passo 6.

Se todas as chaves da Lista 2 já foram testadas, significa que não á meios de se iluminar a zona escura em questão. Tomar a zona seguinte da Lista 1 e voltar para o passo 3

9) Se não há mais zonas escuras na rede ou se é impossível reinseri-las na rede, devido a restrições elétricas ou topológicas, então o processo de restabelecimento é encerrado.

O fluxograma da metodologia proposta pelo autor para o restabelecimento é apresentado na Figura 3.

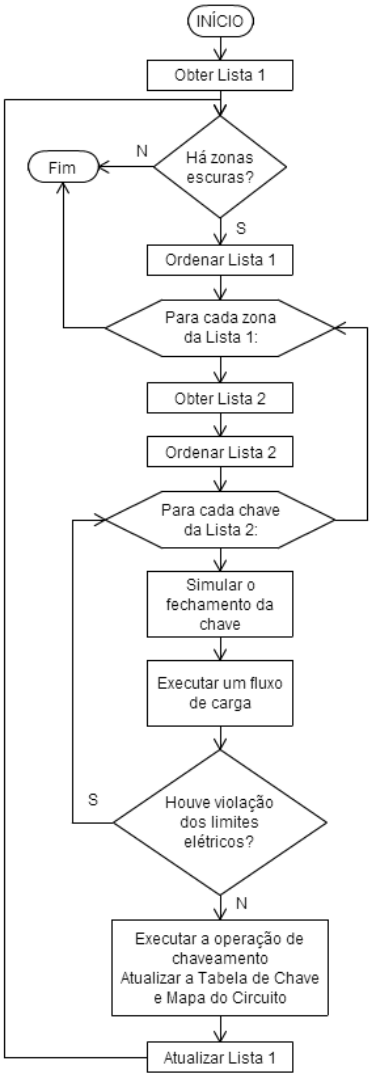


Figura 3 – Fluxograma da metodologia para restabelecimento
Fonte: Castro (1985)

Com o passar dos anos, as metodologias de restabelecimento foram sendo aprimoradas. Isso se deu em grande parte pelo advento de novas tecnologias, principalmente na área das telecomunicações e no âmbito computacional. Com isso, obteve-se melhorias significativas em termos de processamento de dados para cálculos intrínsecos ao processo de restabelecimento e velocidade da troca de informações entre os equipamentos telecomandados e o centro de operações da distribuição. Alguns artigos que demonstram essa evolução encontram-se em Aoki et al (1987), Ucak e Pahwa (1994) e Lin e Chin (1998).

Atualmente, devido ao grande avanço tecnológico, muito tem sido discutido a respeito das redes elétricas inteligentes, ou *Smart Grids*. Esse conceito agrega a tecnologia da informação (TI), sistemas de comunicação e redes de distribuição. Com isso, tem-se um sistema dinamicamente operacional, onde as decisões e ações a serem tomadas no âmbito da distribuição podem ser comandadas automaticamente por um sistema computacional de supervisão e controle.

Esse conceito é aplicado no âmbito de reconfiguração automática de redes de distribuição em Bernardon et al (2012). Nesse estudo, o autor aborda os três passos principais relativos à reconfiguração do fornecimento de energia elétrica, a saber: localização do defeito, isolamento da área defeituosa e reconfiguração da rede para atendimento às cargas fora da área defeituosa, de forma automática.

A metodologia proposta pelo autor é apresentada em forma de fluxograma na Figura 4.

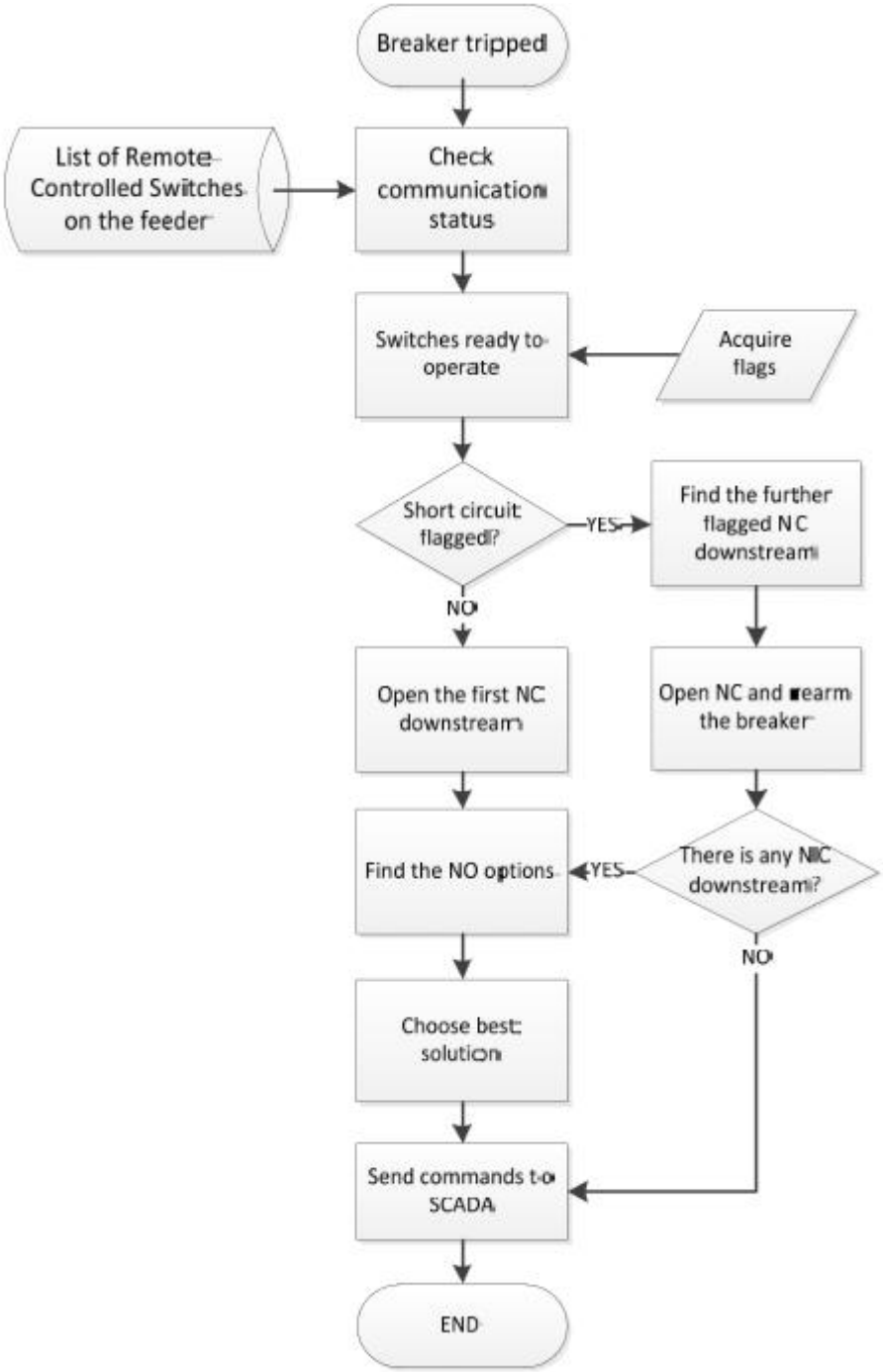


Figura 4 – Fluxograma de metodologia para restabelecimento automático em redes de distribuição

Fonte: Bernardon et al (2012)

Observa-se que, no momento de se escolher a melhor opção de reconfiguração, podem surgir várias opções possíveis. A fim de se avaliar qual a melhor opção, existem vários critérios e restrições a serem considerados. Esse fato torna a metodologia de tomada de decisão algo complexo. Por isso, faz-se

necessário a adoção de um método de tomada de decisão que leve em conta esses critérios e restrições.

Bernardon et al (2012) sugere a adoção do método AHP para escolha da melhor opção de reconfiguração.

Para isso, o autor adota as seguintes funções objetivo:

- Maximização do número de consumidores restabelecidos;
- Maximização do montante de energia restabelecida;
- Minimização do FEC esperado.

Já as restrições adotadas pelo autor são:

- Carregamento máximo permitido nos elementos do sistema de distribuição não deve ser ultrapassado;
- Corrente máxima em cada equipamento de proteção não deve ser ultrapassada;
- Níveis de tensão do sistema devem manter-se dentro dos limites aceitáveis.

Após essas definições, as funções objetivo são classificadas em níveis de prioridade, ou graus de importância, comparando-se duas a duas. Com isso, obtém-se a matriz de julgamento que, posteriormente, irá definir os pesos de cada função objetivo. Finalmente, os valores das funções objetivos são normalizados e a matriz resultante dessa normalização é multiplicada pela matriz composta pelos pesos de cada função objetivo, o que resulta na indicação de qual opção de reconfiguração é a melhor. Uma apresentação mais detalhada envolvendo o método AHP é apresentada no Capítulo 5.

Ainda outros trabalhos que abordam a utilização de redes elétricas inteligentes no âmbito da reconfiguração automática são: Agüero (2012), Ohara (2004), Silva (2010) e Barros (2013).

2.2 Reconfiguração de redes de distribuição com operação ilhada

A utilização de fontes de geração distribuída de forma ilhada tem sido desaconselhada por várias normas técnicas (LONDERO, AFFONSO e NUNES, 2012). Isto ocorre devido à complexidade no processo de ilhamento, principalmente, na saída e retorno do paralelismo da fonte de geração distribuída (GD).

Porém, este cenário está mudando com o avanço de estudos para utilização de GD ilhada como alternativa tanto em situações de falhas no sistema de distribuição, quanto em situações de desligamentos programados para manutenções.

Por exemplo, Gauthier (2007) apresenta a experiência da empresa Hydro-Québec, do Canadá, na utilização de GD's operando de forma ilhada para melhoria da confiabilidade do sistema em situações de manutenção programada.

O autor cita a aplicação de GD ilhada em um caso envolvendo manutenção programada em uma linha de transmissão de 120 kV que supre energia para uma subestação de distribuição na qual estão conectados 3000 consumidores e uma termelétrica. Visto que não havia a opção de efetuar a manutenção com a linha energizada, optou-se por adotar o procedimento de desligar a linha e atender os consumidores através da termelétrica operando de forma ilhada.

Para isso, o autor cita algumas definições e procedimentos prévios que foram adotados a fim de garantir o funcionamento adequado da operação planejada.

Como restrições técnicas, foi levado em consideração atender a demanda da carga, os níveis de tensão e frequência e a estabilidade da termelétrica.

Para garantir o atendimento a essas restrições, o autor citou alguns estudos prévios que forma realizados, entre outros, a saber:

- Estudo de proteção;
- Estudo de estabilidade;
- Estudo de *Flicker*;
- Desconexão da rede de distribuição

Como resultado, em outubro de 2005, foi colocado em operação o ilhamento intencional durante 8 horas. Nesse período, a estabilidade do sistema, incluindo níveis de tensão e frequência, mostrou-se satisfatória mesmo submetido a variações de carga significativas, como por exemplo, desligamento de um dos 3 alimentadores de distribuição da subestação e desligamento dos 3 alimentadores, permanecendo ligados apenas os serviços auxiliares da subestação. Devido a boa resposta do sistema e às boas condições climáticas, a manutenção durou 3 dias e, durante todo o período, o sistema operou de forma ilhada.

Outra publicação que trata do assunto de operação ilhada, porém aplicada em situações de defeito na rede, encontra-se em Li (2011). Nesse trabalho, são abordados os aspectos relativos a reconfiguração e operação ilhada de GD.

O autor propõe, inicialmente, uma metodologia de reconfiguração baseada em funções objetivo e restrições.

A primeira função objetivo adotada é a menor quantidade de manobras de chaves e a mínima perda de energia. Para isso, o autor utiliza a Equação (1).

$$minF(I,Y,Z) = min\left\{b_1\left[\sum_{i=1}^{m} a_i(1-y_i) + \sum_{j=1}^{n} a_m + j^z j\right] + b_2\sum_{i=1}^{l}|I_i|^2 R_i\right\} \quad (1)$$

Onde:

y_i e z_j são os estados das chaves (normalmente aberta (NA) ou normalmente fechada (NF));

m e n representam a quantidade de chaves NA e NF;

a_i coeficiente de peso;

l é a quantidade de trechos da rede;

I_i representa o nível de corrente no trecho i;

R_i é a resistência do condutor no trecho i;

b_1 é o coeficiente que representa o custo de operação da chave e

b_2 representa o coeficiente de peso de perda de potência ativa.

Já a segunda função objetivo leva em consideração o balanço de cargas, principalmente para evitar sobrecarga nos trechos da rede. Assim, o autor adota as Equações (2) e (3)

$$LB_i = \frac{S_i}{S_i^{max}} \tag{2}$$

$$LB_{sys} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{Nb}\frac{S_i}{S_i^{max}} \tag{3}$$

Onde:

LB_i e LB_{sys} são índices de balanceamento de carga dos trechos e do sistema, respectivamente;

S_i é o fluxo de potência circulante no trecho;

S_i^{max} é a máxima potência admitida no trecho e

Nb é o número de trechos do sistema.

Como restrições, o autor adota as seguintes:

- Capacidade do alimentador;
- Capacidade de condução de corrente nos trechos;
- Níveis de tensão e
- Sobrecarga nos transformadores.

A seguir, o autor separa as chaves do sistema em três conjuntos, a saber:

Conjunto A: chaves que não podem ser fechadas;

Conjunto B: chaves que podem ser fechadas e

Conjunto C: chaves que não podem ser operadas livremente.

Por fim, o autor aplica as seguintes regras heurísticas:

- Priorizar operações em chaves conectadas aos transformadores;
- Priorizar operações em chaves próximas ao suprimento;
- Priorizar operações em linhas que possuem maior capacidade de condução de corrente.

O algoritmo proposto por Li (2011) executa os seguintes passos para a reconfiguração, conforme fluxograma da Figura 5.

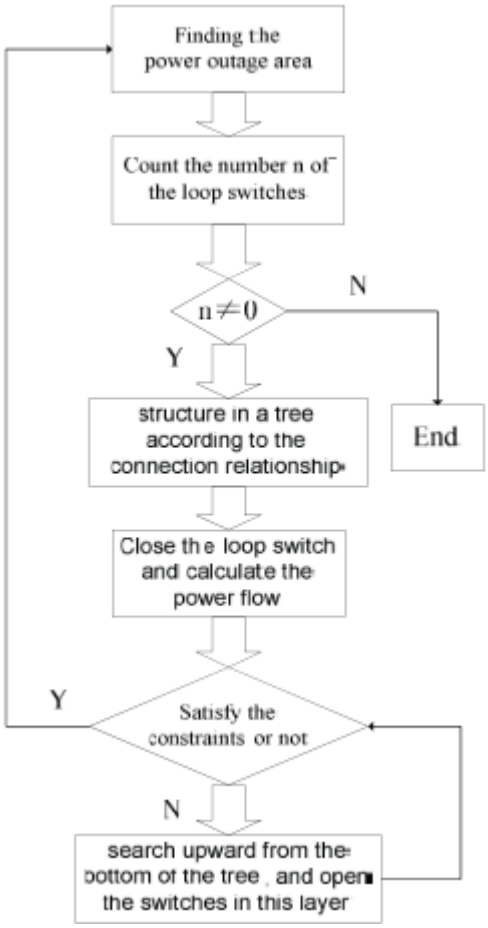


Figura 5 – Algoritmo de restabelecimento

Fonte: Li (2011)

Para o caso de utilização de PCH operando de forma ilhada, acrescenta-se antes desse algoritmo, os passos relacionados no fluxograma da Figura 6.

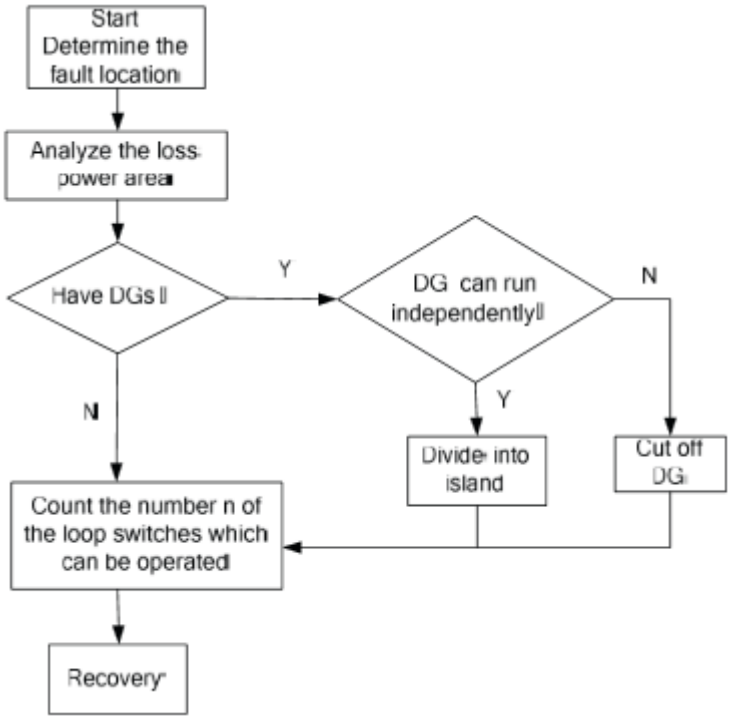


Figura 6 – Algoritmo para verificação de operação ilhada
Fonte: Li (2011)

Logo, é verificada a disponibilidade da operação ilhada antes de se aplicar a metodologia de restabelecimento.

Outros autores, como por exemplo Zhou (2007), Dewadasa (2011) e Chowdhury (2008) apresentam vários aspectos relativos a utilização de geração distribuída operando de forma ilhada, como por exemplo, o impacto causado nos níveis de perdas de potência e energia, ajustes de proteções, etc., bem como as vantagens da operação ilhada.

2.3 Considerações finais

Através dos artigos apresentados nesse capítulo, observa-se a grande vantagem da utilização de metodologias de restabelecimento automático no fornecimento de energia elétrica. Concomitantemente, a utilização de PCH operando de forma ilhada também acrescente benefícios ao sistema elétrico, quando da

ocorrência de defeitos na rede. Vários autores destacam a questão da transição envolvendo a entrada em serviço do ilhamento e o retorno do fornecimento após a eliminação do defeito como sendo digna de estudo específico devido a sua complexidade. Assim, no trabalho proposto, não foi abordada a questão dessa transição.

Também observou-se a utilização de métodos de tomada de decisão para o restabelecimento. Nesse sentido, o presente trabalho tem como diferencial a aplicação de uma metodologia global para restabelecimento de energia que inclui: algoritmo heurístico de otimização para seleção das opções de transferência; método de tomada de decisão multicriterial; análise de operação ilhada de PCH; integração com os sistemas de supervisão e controle dos equipamentos automatizados de distribuição, entre outros.

3. RESTABELECIMENTO DE ENERGIA

Este capítulo visa abordar os procedimentos adotados para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, tanto de forma manual quanto automática, e a utilização de operação ilhada de PCH como fonte alternativa de suprimento em situações de contingência.

3.1 Processo de restabelecimento manual

Restabelecer o fornecimento de energia elétrica é um processo que envolve principalmente tomada de decisão, a fim de se obter o menor tempo de interrupção e o menor número de consumidores atingidos.

Nas empresas distribuidoras de energia elétrica, essa responsabilidade cabe ao Centro de Operações da Distribuição (COD). É nele que são avaliadas e estabelecidas as ações a serem tomadas frente a uma situação de interrupção de energia elétrica.

No modelo tradicional, ou manual, o processo desenvolve-se conforme a Figura 7.

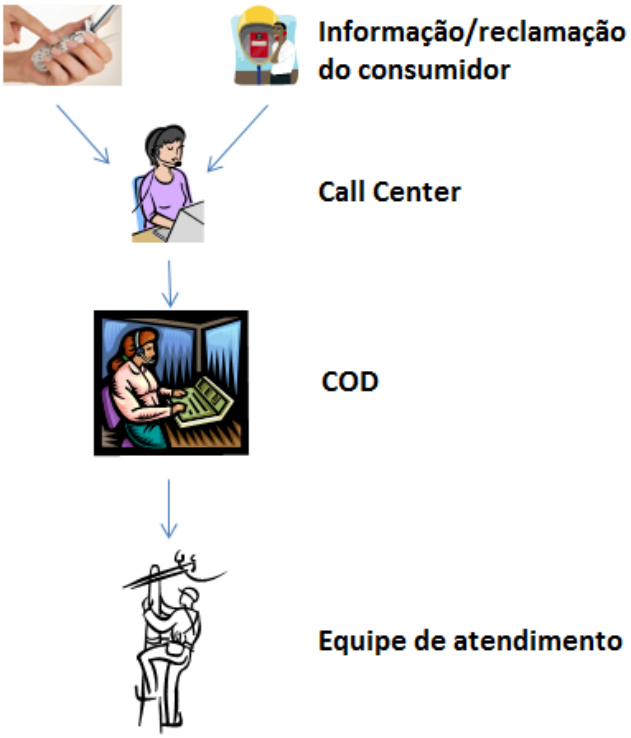


Figura 7 – Metodologia tradicional de atendimento a ocorrências de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

O *Call Center*, ou central telefônica, recebe a informação da falta de energia passada por um consumidor, quer seja via ligação telefônica, quer seja via mensagem de texto de um celular ou outro meio disponível ao consumidor.

Em algumas concessionárias de energia elétrica, o setor que representa o *Call Center* é o mesmo que representa o COD, até mesmo podendo o atendente do *Call Center* ser a mesma pessoa que opera o COD.

Após o recebimento da informação, a mesma é repassada para o COD, caso o *Call Center* e o COD sejam separados organizacionalmente.

Após o operador do COD receber a informação da falta de energia, a primeira ação tomada é a identificação da abrangência da área afetada pela interrupção. Para isso, o operador do COD analisa, principalmente, a origem das solicitações, avaliando se estas pertencem a uma mesma área geo-elétrica. Quando disponível, sistemas supervisórios também são consultados e avaliados no intuito de identificar a abrangência do defeito.

A próxima etapa é isolar o defeito. Desta forma, procura-se garantir que a menor quantidade de consumidores seja afetada pela interrupção. Porém, para se

isolar o defeito, é necessário que se tenha a informação da localização aproximada do defeito. Neste ponto, são utilizadas as equipes de atendimento em campo, que precisam percorrer a rede a procura do defeito.

Depois de localizado o defeito, o operador do COD tem de decidir as manobras necessárias de reconfiguração de rede a fim de isolar a região onde o defeito está localizado. Este ponto é crucial, visto que a decisão precisa ser rápida, a fim de minimizar o tempo que os consumidores irão permanecer sem energia elétrica, e concisa, levando-se em conta fatores como clientes especiais, capacidade de atender a carga através dos alimentadores, etc.

Assim que o operador do COD determina quais as ações necessárias para a isolação do defeito, as instruções são repassadas às equipes de atendimento para execução. Após o isolamento do defeito, a energia é restabelecida para os consumidores fora da área de isolamento e que haviam sido afetados inicialmente. Posteriormente, são executadas as ações para os reparos necessários e, por fim, a energia é restabelecida para todos os consumidores.

Observa-se que o método tradicional possui alguns pontos críticos. Por exemplo, a identificação da área de abrangência do defeito não é contundente enquanto as equipes de atendimento no campo não localizam o defeito. Às vezes, as informações passadas pelos consumidores são inverídicas, o que pode acarretar atrasos na solução do problema. Outro ponto crítico é a necessidade do deslocamento da equipe de atendimento até o local provável do defeito e, posteriormente, a localização do defeito. Isso envolve custos de transporte e mão de obra, além do tempo considerável necessário para a execução dessas tarefas, o que acarreta incremento indesejável nos indicadores de continuidade, uma vez que os locais onde ocorrem os defeitos nas redes de distribuição muitas vezes são de difícil acesso e as condições climáticas são bastante adversas.

Atualmente, muitas empresas já possuem equipamentos com a capacidade de seccionamento de forma automática e remota, como por exemplo, os religadores telecomandados, o que permite um ganho considerável de tempo na execução das manobras a fim de isolar o trecho defeituoso.

Mas o principal ponto crítico no método tradicional, ou manual, de restabelecimento de energia elétrica está na escolha da melhor configuração da rede. Este é um processo que depende muito da capacidade técnica e rapidez de raciocínio do operador do COD, que precisa avaliar a situação como um todo, propor

as alternativas, avalia-las e decidir qual a melhor dentre elas, de forma rápida e concisa.

Dentre estas alternativas, destacam-se alimentar os consumidores através de outro alimentador, seccionando o trecho onde o defeito se encontra, e atender os consumidores de forma ilhada, através da utilização de PCH ou outra fonte de energia alternativa.

3.2 Restabelecimento automático

Com o advento de novas tecnologias, tornou-se possível a automatização de muitos processos envolvendo as redes de distribuição de energia elétrica. Um dos processos que passaram a ser automatizados é o restabelecimento no fornecimento de energia elétrica.

Essa automatização começa pelos equipamentos utilizados na rede de distribuição.

Dentre esses equipamentos estão os religadores (Figura 8) que, devido à tecnologia de microprocessamento digital, agregam várias funcionalidades úteis em termos de monitoramento, medição e controle.

Figura 8 – Religador telecomandado

Dentre essas funcionalidades podem-se citar:

- Medições de grandezas: grandezas elétricas tais como tensões, correntes, potências, fator de potência, etc.

- Monitoramento de eventos: interrupções no fornecimento de energia elétrica, sub e sobre-tensões, sub e sobre-frequencias, etc.

- Controle: operações de abertura e fechamento do religador ocasionado o seccionamento da rede.

A fim de se explorar as funcionalidades desses equipamentos, desenvolveram-se tecnologias capazes de proporcionar a comunicação remota entre os religadores e outros equipamentos de seccionamento e monitoramento e os centros de operação.

Dentre essas tecnologias tem-se a utilização de redes ponto-a-ponto, onde cada equipamento telecomandado pode servir tanto como cliente quanto como servidor, ou seja, tem a capacidade de compartilhar as informações entre si sem a necessidade de um servidor central.

Outras tecnologias utilizam a comunicação direta entre os equipamentos da rede e um sistema central localizado no centro de operações da concessionária, como por exemplo, rádio, celular, micro-ondas, Wi-Fi, WiMAX, DSL, *Power Line Communication* (PLC) (AGÜERO, 2012).

Junto com os equipamentos telecomandados, são utilizados também sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) para monitoramento e controle dos equipamentos telecomandados.

Na Figura 9 é apresentada uma tela ilustrativa de um sistema SCADA.

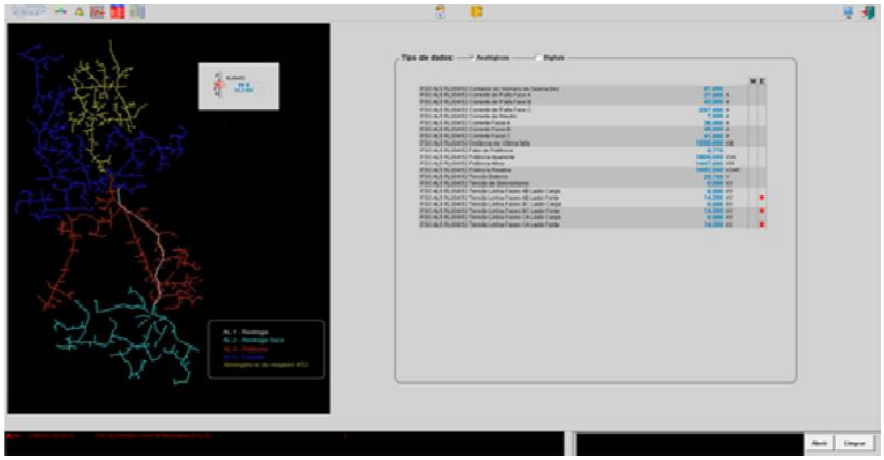


Figura 9 – Tela de um sistema SCADA

Com a aplicação de um sistema SCADA, tem-se à disposição um sistema capaz de monitorar e controlar, em tempo real, todos os equipamentos telecomandados. Além disso, a maioria dos sistemas SCADA possui um banco de dados atrelado a fim de armazenar o histórico de operações dos equipamentos.

Também é possível a aplicação de sistemas SCADA em *webservers*, o que proporciona a utilização do sistema em qualquer ponto com conexão à internet, permitindo maior flexibilidade de utilização.

Agregando-se a automatização de equipamentos com a utilização de sistemas SCADA é possível automatizar o processo de restabelecimento de energia elétrica. Essa automatização é conhecida como *self-healing* ou auto cura da rede.

Basicamente, *self-healing* envolve executar as 3 etapas principais de um processo de restabelecimento de energia elétrica de forma automática com pouca ou nenhuma intervenção humana, a saber: localizar o defeito, isolar o defeito e restabelecer o fornecimento para os consumidores fora da área diretamente atingida pelo defeito.

Assim, quando o sistema SCADA recebe um evento de desarme permanente de um determinado equipamento, as seguintes etapas são executadas em tempo real: solicitação do estado de comunicação, medições e estados de sinalização de passagem de corrente de curto-circuito pelos equipamentos telecomandados; identificação das opções de manobra; realização de estudos para verificar a viabilidade técnica das transferências; análise multicriterial para escolha da opção mais adequada; e envio de comandos a serem executados pelo SCADA. Como resultado tem-se a definição e validação das manobras a serem executadas. A Figura 10 ilustra o fluxograma deste processo.

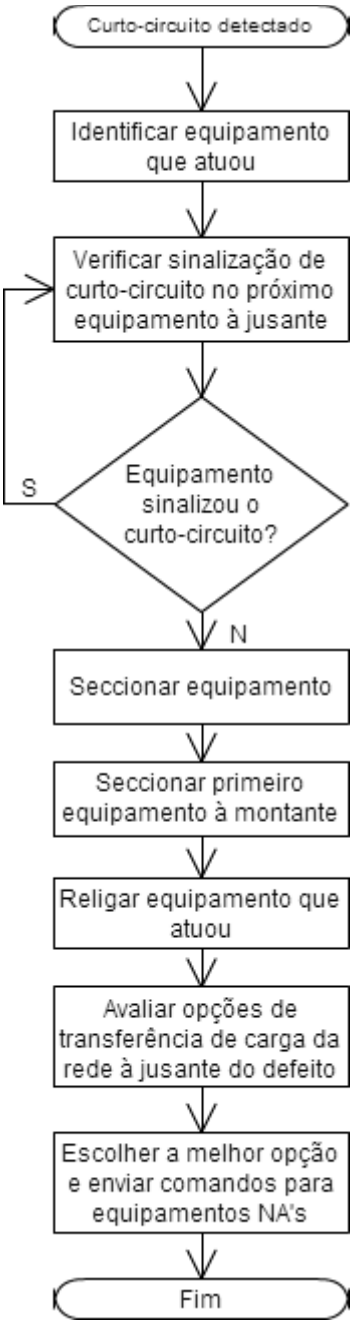


Figura 10 – Fluxograma de operação para restabelecimento automático

Como exemplo, considera-se um sistema de distribuição de energia elétrica, conforme a Figura 11, com a chave normalmente fechada NF-1 e as chaves normalmente abertas NA-1 e NA-2 telecomandadas e conectadas a um sistema SCADA no COD da distribuidora.

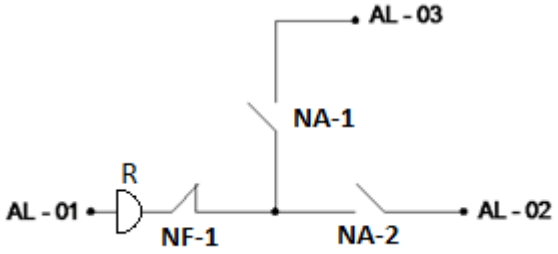


Figura 11 – Sistema exemplo

Nessa situação, ter-se-iam as seguintes possibilidades de reconfiguração automática:

- Defeito à jusante da chave NF-1: o religador R da saída do alimentador AL-01 atuaria, indicando o defeito ao sistema SCADA. A chave NF-1 sinalizaria curto-circuito para o sistema SCADA indicando que a corrente de falta passou por ela. Assim, o sistema SCADA identificaria o defeito como estando à jusante da chave NF-1 e enviaria o comando para a chave NF-1 abrir, isolando o defeito no trecho entre a chave NF-1 e as chaves NA-1 e NA-2. Após isso, o sistema SCADA enviaria o comando para o religador R do alimentador AL-01 religar, restabelecendo o fornecimento de energia elétrica para os consumidores situados entre a saída do alimentador AL-01 e a chave NF-1. O restante dos consumidores entre a chave NF-1 e as chaves NA-1 e NA-2 permaneceriam sem o fornecimento de energia elétrica até que o defeito fosse solucionado e a chave NF-1 fosse fechada.

- Defeito à montante da chave NF-1: neste caso, apenas o religador R da saída do alimentador AL-01 iria atuar e enviaria a informação ao sistema SCADA. Já a chave NF-1 não sinalizaria corrente de curto-circuito, visto que a mesma não passaria por ela. Assim, o sistema SCADA identificaria o defeito como estando entre a saída do alimentador AL-01 e a chave NF-1. Logo, o sistema SCADA enviaria o comando para a chave NF-1 abrir, isolando assim o trecho defeituoso. Neste ponto, haveria duas opções de restabelecimento: a primeira seria fechar a chave NA-1 atendendo os consumidores do trecho entre a chave NF-1 e as chaves NA-1 e NA-2 via alimentador AL-3. A segunda seria fechar a chave NA-2 fornecendo energia para os consumidores do trecho entre a chave NF-1 e as chaves NA-1 e NA-2 através do alimentador AL-02.

Observa-se no exemplo dado que o primeiro passo do restabelecimento automático é a localização do defeito para posterior isolação do trecho defeituoso. Para isso, utilizaram-se as informações dos equipamentos telecomandados. Mas essa é apenas uma técnica que pode ser empregada na localização de defeitos. Uma vez que nem todos os equipamentos de proteção de uma rede de distribuição de energia elétrica são telecomandados, a precisão na localização do defeito apenas baseando-se nas informações dos equipamentos telecomandados torna-se pequena. Por isso, algumas técnicas são utilizadas concomitantemente às informações recebidas dos equipamentos telecomandados. Por exemplo, existem sistemas computacionais capazes de realizar simulações em tempo real e análises de corrente de curto-circuito, fluxo de potência e índices de confiabilidade aumentando assim a precisão da localização do defeito.

Um exemplo desse tipo de sistema encontra-se em Lopes (2011), onde é apresentada uma metodologia de localização de faltas utilizando mapas auto-organizáveis ou SOM (*Self-Organizing Map*). Nessa metodologia, após a atuação de um religador, por exemplo, o mesmo iria informar ao sistema SCADA alguns dados pertinentes, tais como: qual a fase que atuou, o valor da corrente de curto-circuito, tensões, entre outros. Após isso, o sistema SCADA procederia com um comparativo entre esses dados e análises computacionais (cálculos de curto-circuito, fluxo de carga, probabilidade de falhas, etc.) utilizando para isso os mapas auto-organizáveis a fim de associá-los com os seus neurônios, onde cada neurônio representa um trecho ou bloco de rede de distribuição caracterizado pelas variáveis consideradas.

Depois de efetuadas as comparações, o sistema proposto indicaria qual neurônio se assemelha mais com as informações recebidas pelos equipamentos telecomandados e, por fim, obteria a localização do trecho de rede onde ocorreu o defeito.

Ainda, outros métodos de localização de faltas utilizam informações de impedância de rede.

Após esta etapa de localização e isolamento do defeito é necessário avaliar e decidir que ações serão necessárias para restabelecer o fornecimento de energia elétrica para os consumidores fora do trecho defeituoso que está isolado. Este é um aspecto crucial do restabelecimento automático. Voltando ao exemplo da Figura 11, na situação de um defeito a montante da chave NF-1 e após a abertura da mesma para isolação do defeito, ter-se-ia duas possibilidades: fechar a chave NA-1 ou

fechar a chave NA-2. O que irá determinar qual das chaves será fechada é uma série de objetivos, que são delineados pela equipe de planejamento da distribuidora, e restrições intrínsecas aos diferentes componentes da rede de distribuição.

Entre os objetivos, podem-se destacar: restabelecer o fornecimento ao maior número de consumidores possível, restabelecer o maior montante de energia possível, utilizar a menor quantidade de manobras, priorizar a utilização de componentes do sistema de distribuição com altos índices de confiabilidade, etc.

Em um sistema de restabelecimento automático, sistemas computacionais são responsáveis por avaliar o quanto cada objetivo, ou critério, representa na tomada de decisão.

Enquanto os objetivos podem ser classificados por seus respectivos graus de importância, comparando-se uns com os outros, e podem ou não serem levados em consideração em uma avaliação de reconfiguração da rede de distribuição a fim de atender os consumidores fora da área de isolamento do defeito, as restrições impostas pelos diferentes componentes de um sistema de distribuição de energia elétrica precisam ser consideradas e atendidas em sua totalidade, visto que a não observância delas acarretaria interrupções mais abrangentes do que a causada pelo defeito inicial. Entre essas restrições consideradas pode-se citar:

- capacidade de carregamento dos elementos: por exemplo, a capacidade de condução de corrente de um determinado condutor de um alimentador não deve ser excedida;
- níveis de tensão: devem ser mantidos dentro de uma faixa aceitável de valores;
- ajustes da proteção de religadores: dependendo da configuração de rede adotada com transferência de carga após uma situação de interrupção, a sobrecorrente resultante da nova carga assumida pelo alimentador poderia ser superior aos ajustes de proteção do religador, ou ainda, um fluxo inverso de corrente passando pelo mesmo poderia surgir, o que acarretaria problemas de coordenação da proteção.

Assim, escolher quais equipamentos devem ser manobrados para atender os consumidores fora da área de isolação do defeito não é uma tarefa trivial. Seguindo

o exemplo da Figura 11, supondo-se que tanto fechando a chave NA-1 quanto à chave NA-2, os alimentadores AL-02 e AL-03 teriam capacidade de atender os consumidores do trecho entre a chave NA-1 e as chaves NF-1 e NA-2 sem violar a capacidade dos alimentadores e os níveis de tensão. Neste caso, o que determinaria qual das chaves a ser fechada seriam os objetivos. Por exemplo, supondo-se que ao fechar a chave NA-1 ao invés da chave NA-2 as perdas na rede de distribuição aumentariam, porém, o sistema ficaria mais confiável, devido ao índice de confiabilidade da chave NA-1 ser melhor que o da chave NA-2.

Com isso, percebe-se a importância da avaliação e definição das prioridades dos objetivos feitas pela equipe de planejamento da distribuidora. Com base nessas prioridades é que o sistema computacional responsável pelo restabelecimento tomará a decisão de quais equipamentos deverá manobrar.

Observam-se inúmeras vantagens do método de restabelecimento automático frente ao método de restabelecimento manual, ou tradicional, do fornecimento de energia elétrica. Dentre esses, pode-se citar:

- Redução do tempo da interrupção: uma vez que a localização do defeito é feita de forma automática e remota, o tempo necessário para localizar o defeito é significativamente reduzido, não havendo a necessidade de deslocamento de equipes em campo para efetuar essa tarefa. Consequentemente, há uma melhora significativa nos índices dos indicadores de continuidade DEC, DIC e DMIC.

- Redução de custos: uma vez que não há a necessidade de deslocar equipes para localizar o defeito e executar as manobras, há uma significativa redução dos custos com transporte e pessoal;

- Redução na quantidade de consumidores atingidos: essa vantagem provém da redução da área afetada pelo desligamento obtida através da reconfiguração da rede.

- Redução no montante de energia não distribuída: quanto menos consumidores permanecerem sem o fornecimento de energia elétrica, maior será o consumo de energia elétrica no sistema, o que acarreta em maior faturamento para a distribuidora.

- Melhoria na satisfação dos consumidores.

Devido a essas vantagens, baseou-se este trabalho no sistema de restabelecimento automático, valendo-se assim de toda a potencialidade da tecnologia de *smart grid*.

3.3 Operação ilhada de PCH

Por definição, as PCH's são Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade instalada maior que 1 MW e menor que 30 MW, cuja área de reservatório não ultrapassa 3 km² (ANEEL, 2003).

Diferentemente de uma usina hidrelétrica de grande porte, as PCHs tem por característica não utilizar reservatórios como forma de armazenar grandes volumes de água. Essas centrais hidrelétricas operam a fio d'água, ou seja, permitem a passagem contínua de toda água com uma capacidade nominal mais estável. As PCHs aproveitam assim a força da correnteza e a vazão natural dos rios sem a necessidade de estocar água. Logo, requerem uma pequena área inundável, muitas vezes equivalente ao nível das cheias do rio.

Na Figura 12 é apresentada a projeção de uma PCH.

Figura 12 – Projeção de uma PCH

Fonte: Energisa

As PCHs representam geração de energia limpa a um custo ambiental pequeno. Apesar desta simplicidade e baixo impacto, passam por todas as etapas do processo de licenciamento ambiental.

Principais vantagens das PCH's:

- Fonte renovável: menor impacto ambiental;
- Operação a fio d'água: menor área inundada, ou seja, menor impacto ambiental;
- Construção mais rápida;
- Geração distribuída e descentralizada;
- Menores custos de geração, o que contribui para a modicidade tarifária;
- Menor emissão de gases de efeito estufa comparadas com as centrais térmicas, por exemplo;
- Geração de impostos para os municípios onde está instalada;

Atualmente (ANEEL, 2014), existem 467 PCH's em operação no Brasil.

Em termos de confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as PCH's constituem um elemento importante na melhoria da confiabilidade do sistema. Uma vez que as PCH's podem ser conectadas diretamente na rede de distribuição de energia elétrica, tornam-se uma alternativa para suprir energia diretamente aos consumidores conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica durante uma situação de contingência.

Um exemplo de utilização de PCH ilhada encontra-se em Ferreira (2013). Na Figura 13 é apresentado o diagrama unifilar do sistema de distribuição utilizado no exemplo.

Neste estudo, utilizou-se a PCH Areal da companhia Light. Essa PCH possui duas unidades geradoras totalizando 5,55 MVA de capacidade instalada e está conectada no final da linha de distribuição Tamandaré em 25 kV, cuja extensão é de 50 km. Os objetivos do estudo foram melhorar os índices de continuidade aos clientes das localidades de Conservatória (6º distrito de Valença) e Santa Isabel do

Rio Preto (3º distrito de Valença) bem como evitar o desperdício de energia proveniente da PCH em situações de desligamento da linha Tamandaré.

Uma vez que a linha Tamandaré é do tipo radial, sem a opção de realimentação por parte de outro alimentador, a PCH no final da linha surge como opção para fornecimento de energia elétrica aos consumidores conectados às subestações Conservatória e Santa Isabel quando a linha é desligada, quer seja por defeito quer seja por desligamentos para manutenção da rede.

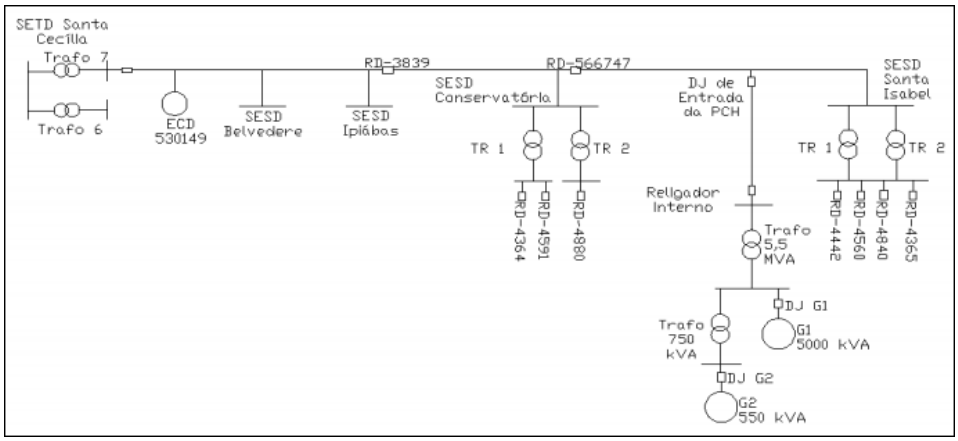


Figura 13 – Sistema exemplo de operação ilhada de PCH
Fonte: Souza (2013)

Após alguns estudos preliminares de fluxo de potência envolvendo as situações de rede a vazio, cargas da SE Santa Isabel ligadas e SE Conservatória ligada sem carga e ambas as SE’s ligadas com carga, realizaram-se dois testes de ilhamento.

No primeiro, a PCH Areal operou de forma ilhada abastecendo os consumidores conectados à subestação Santa Isabel. O teste durou aproximadamente 1:50 hs e durante todo o tempo do teste, os níveis de tensão mantiveram-se dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

No segundo teste, foram atendidas de forma ilhada as subestações Conservatória e Santa Isabel através da PCH Areal. Novamente, observou-se o atendimento aos limites estipulados pela ANEEL com relação aos níveis de tensão da rede primária.

Nesse exemplo, observa-se a possibilidade da utilização de PCH's operando de forma ilhada para atendimento de consumidores em situação de contingências e o resultado obtido dessa aplicação, a saber, uma redução significativa nos indicadores de continuidade, visto que, tanto a quantidade de consumidores afetados quanto o tempo que permanecem sem o fornecimento de energia elétrica diminuem, concomitantemente ao atendimento satisfatório dos níveis de qualidade da energia estipulados pelo órgão regulador.

Comparativamente, o presente trabalho também aplica a utilização de PCH de forma ilhada, porém com o diferencial de agregar a isso uma metodologia de reconfiguração automática de redes de distribuição. Assim, além de se ter os benefícios da utilização da PCH de forma ilhada, tem-se a agilidade na tomada de decisão envolvendo o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

3.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos relativos à reconfiguração de redes de distribuição. Também foram apresentados alguns conceitos relativos à operação ilhada de PCH.

4. CRITÉRIOS DE RESTABELECIMENTO

O objetivo deste capítulo é apresentar os objetivos e restrições envolvidos no processo de tomada de decisão para o restabelecimento de energia elétrica, como por exemplo, número de consumidores restabelecidos, quantidade de energia restabelecida, indicadores de confiabilidade da nova configuração da rede, entre outros.

4.1 Funções objetivo

Durante o processo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, decisões precisam ser tomadas a fim de garantir que determinados objetivos sejam alcançados.

A seguir, serão apresentados alguns desses objetivos visados ao se determinar a nova configuração da rede que será adotada como forma de isolamento do defeito e restabelecimento de energia elétrica em uma situação de contingência.

4.1.1 Quantidade de consumidores

Quando se trata de interrupção no fornecimento de energia elétrica, o principal objetivo normalmente considerado é o restabelecimento da energia à maior quantidade de consumidores possível.

Isso se dá devido ao impacto direto causado nos indicadores de continuidade provocado pela quantidade de consumidores afetados em uma interrupção.

Pode-se perceber isto observando-se as Equações (4) e (5) utilizadas pela ANEEL para quantificação dos indicadores de continuidade (PRODIST, 2013):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

Onde:

i: corresponde ao i-ésimo consumidor do conjunto considerado no cálculo;

Cc: corresponde ao total de consumidores faturados do conjunto no período de apuração;

DIC(i): indicador DIC calculado para o i-ésimo consumidor do conjunto;

FIC(i): indicador FIC calculado para o i-ésimo consumidor do conjunto.

Observa-se assim que, quanto mais consumidores forem atingidos por uma interrupção, maior será o número de consumidores com DIC e FIC diferente de zero e, consequentemente, maior serão os índices de DEC e FEC

Além disso, há a preocupação com a satisfação dos consumidores. Neste aspecto, quanto mais os consumidores forem afetados com interrupções no fornecimento de energia elétrica, menor será sua satisfação com os serviços prestados pela concessionária. Logo, essa insatisfação poderá afetar no desempenho da concessionária em relação ao Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), ferramenta utilizada pela ANEEL para avaliar a satisfação geral dos consumidores com relação a sua respectiva concessionária supridora, que também é utilizado para reconhecimento, via premiação, da concessionária que obteve melhor avaliação de seus consumidores.

4.1.2 Energia restabelecida

Em todo sistema de distribuição de energia elétrica há uma variedade de classe de consumidores. Cada classe de consumidor necessita de uma quantidade diferente de energia para a realização de suas atividades.

Por exemplo, um consumidor da classe industrial típico possui um consumo maior de energia elétrica do que um consumidor da classe residencial típico.

Logo, outro fator a se levar em consideração como função objetivo no processo de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica é o montante de energia restabelecido como definidor de prioridades.

Essa priorização de consumidores que necessitam de mais energia para suas atividades não fica evidente somente no comparativo entre os consumos das diferentes classes. O próprio órgão regulador, a ANEEL, determina que a compensação a ser dada aos consumidores em caso de ultrapassagem dos limites dos indicadores de continuidade é diretamente proporcional ao valor da energia consumida.

Isto fica comprovado através da Equação (6) (PRODIST, 2013) que corresponde ao valor monetário a ser ressarcido aos consumidores que tenham o limite do indicador DIC violado.

$$Valor_{compensação} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1\right).DIC_P.\frac{EUSD_{médio}}{730}.kei \qquad (6)$$

Onde:

$Valor_{compensação}$: valor monetário a ser ressarcido aos consumidores cujo valor de DIC ultrapassou o limite estipulado pela ANEEL;

DIC_v: duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC_p: limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

$EUSD_{médio}$: média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

kei: coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;

ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;

iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

4.1.3 Confiabilidade

A confiabilidade em um sistema elétrico de distribuição pode ser definida como a capacidade do sistema em se manter em operação durante um determinado período de tempo e com o mínimo de falhas nos equipamentos que o compõem.

Em sistemas de grande porte, como por exemplo, sistemas de transmissão de energia elétrica, quando ocorre uma falha o resultado é uma interrupção afetando inúmeros consumidores e abrangendo uma grande região. Porém, a frequência com que ocorrem essas falhas é pequena.

Já em sistemas de distribuição de energia elétrica, o impacto causado por uma interrupção é relativamente menor. Porém, a frequência com que ocorrem é bem maior, em relação a um sistema de transmissão, por exemplo.

Para exemplificar, segundo Tsao (2003), estima-se que cerca de 80% das falhas em sistema de potência estão associadas aos elementos que compõem os sistemas de distribuição. Assim, devido à grande relevância, a confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica tem gerado muito estudo em relação a metodologias e critérios para definição dos níveis de confiabilidade reais dos sistemas de distribuição.

Para as distribuidoras de energia elétrica, a confiabilidade em sistemas de distribuição significa a busca constante por meios de melhorar o desempenho de seus sistemas. Para isso, muitos recursos são investidos em medidas operativas, de manutenção e obras. Além disso, é adotada a filosofia de ações corretivas e

preventivas, cujo objetivo é reduzir o número de interrupções ou o tempo de interrupção no sistema de distribuição.

Algumas ações adotadas pelas distribuidoras no intuito de melhorar a confiabilidade de seus sistemas são:

- Realocação e instalação de chaves de manobras ampliando assim as possibilidades de reconfiguração da rede em caso de contingências;
- Inspeção visual e com termovisores das redes de distribuição;
- Instalação de sistemas supervisórios;
- Supressão de vegetação próxima à rede aérea com condutores sem cobertura (nus);
- Substituição de rede de condutores nus por condutores protegidos;
- Substituição e instalação de para-raios.

Como forma de se mensurar a confiabilidade dos diferentes componentes das redes de distribuição, são adotados indicadores de confiabilidade que são obtidos através da Matriz Lógico-Estrutural, ou MLE (POPOV, 2004).

Para a construção desta matriz, são necessários os seguintes dados iniciais:

- λ: Taxas de falhas anuais [falhas/ano];
- TR: Tempo médio de restabelecimento [h];
- N: Quantidade de consumidores atendidos pelos transformadores de distribuição e consumidores primários;
- L: Carga, potência ativa dos transformadores de distribuição e consumidores primários [kW].

Sendo que o tempo médio de restabelecimento é composto por: Tempo de Espera (TE), Tempo de Deslocamento (TD) e Tempo de Serviço (TS).

As colunas da matriz correspondem aos trechos do alimentador de distribuição protegidos por um dispositivo específico de proteção ou de manobra. Já

as linhas da matriz correspondem aos transformadores de distribuição e consumidores primários. Nas células da MLE, colocam-se os valores dos tempos médios de restabelecimento. Para a definição deste valor, é preciso analisar quanto tempo é necessário para o restabelecimento do fornecimento de energia para os consumidores (linha da matriz), no caso de falha no trecho da rede de distribuição (coluna da matriz), considerando os equipamentos de proteção e de manobra instalados na rede.

Na presença de equipamentos de manobra, tem-se que avaliar as possibilidades de manobra por meio destes dispositivos. A primeira possibilidade é o seccionamento, quando o trecho sob falha e os demais nós a jusante de uma chave NF são isolados dos nós a montante, sendo computado como tempo de isolamento (TI). A segunda é a transferência dos nós a jusante da chave NF para falhas a montante, sendo considerado como tempo de transferência (TT). Esta última possibilidade depende da existência de uma chave NA a jusante da NF, e que o alimentador adjacente tenha capacidade técnica disponível para receber as cargas a serem transferidas. Tanto o TI como o TT são compostos por: tempo de espera (TE), tempo de deslocamento (TD) e tempo de manobra (TM). Para o caso de chaves manuais, normalmente TR > TT > TI.

No caso de dispositivos de proteção, estes interrompem a corrente de curto circuito, não permitindo que uma falha a jusante atinja os nós a montante. Assim, estes nós não são afetados pela falha e, consequentemente, não têm a energia interrompida.

Para ilustrar, será apresentada a Matriz Lógico-Estrutural para o alimentador simplificado da Figura 14. Assume-se que a chave NA no ponto 5 está ligada a outro alimentador com capacidade de receber as cargas a jusante da chave NF.

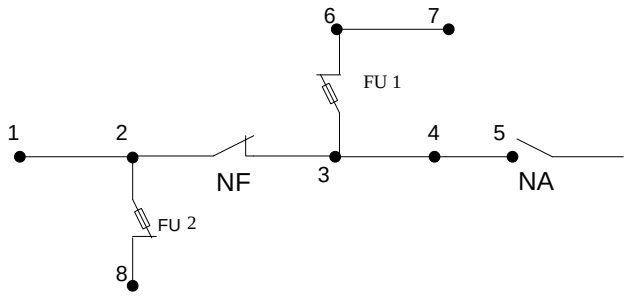


Figura 14 – Exemplo de alimentador

A Tabela 1 apresenta a Matriz Lógico-Estrutural para o exemplo da Figura 14, considerando os tempos médios de restabelecimento (TR, já computados o TE, TD e TS), de isolamento (TI) e de transferência (TT) para cada dispositivo.

Tabela 1 – Matriz Lógico Estrutural para o alimentador da Figura 14

Nós Atingidos	Equipamentos de Proteção e Manobra			
	DJ	CH NF	FU - 1	FU - 2
1	TR_1	TI	0	0
2	TR_1	TI	0	0
3	TT	TR_2	0	0
4	TT	TR_2	0	0
5	TT	TR_2	0	0
6	TT	TR_2	TR_3	0
7	TT	TR_2	TR_3	0
8	TR_1	TI	0	TR_4

Após, multiplica-se os valores da matriz pela taxa de falha do respectivo equipamento, conforme Tabela 2.

Tabela 2 – Matriz Lógico-Estrutural com tempos x taxa de falha

Nós Atingidos	Equipamentos de Proteção e Manobra			
	DJ	CH NF	FU - 1	FU - 2
1	$TR_1\ \lambda_1$	TI λ_2	0	0
2	$TR_1\ \lambda_1$	TI λ_2	0	0
3	TT λ_1	$TR_2\ \lambda_2$	0	0
4	TT λ_1	$TR_2\ \lambda_2$	0	0
5	TT λ_1	$TR_2\ \lambda_2$	0	0
6	TT λ_1	$TR_2\ \lambda_2$	$TR_3\ \lambda_3$	0
7	TT λ_1	$TR_2\ \lambda_2$	$TR_3\ \lambda_3$	0
8	$TR_1\ \lambda_1$	TI λ_2	0	$TR_4\ \lambda_4$

Agora, somando os termos das linhas, tem-se o tempo de interrupção esperado para o respectivo nó, que é equivalente ao indicador de duração individual

(DIC). Por exemplo, para o nó 1, a expressão para o tempo esperado de interrupção é conforme Equação (7):

$$\text{DICe} = \sum_{j=1}^{m} M_{i,j} = \text{TR}_1 \square \lambda_1 + \text{TI} \square \lambda_2. \quad (7)$$

Onde:

DIC_e: equivale a duração de interrupções individual esperada para os consumidores no nó 1 (h/ano);

$M_{1,j}$: corresponde ao elemento da linha 1 e coluna j da MLE;

TR_j: é o tempo médio de restabelecimento do elemento da coluna j (h);

λ_j: taxa de falha do elemento da coluna j (falhas/ano);

TI: equivale ao tempo de isolamento (h) e

m: número de colunas.

Para o DEC esperado (DECe), o resultado da equação (7) é multiplicada pelo respectivo número de consumidores da linha, e então os resultados de todas as linhas são somados e divididos pelo número total de consumidores do conjunto analisado, conforme Equação (8):

$$DEC_e = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\sum_{j=1}^{m} M_{i,j}\right) \cdot N_i}{N_C} \quad (8)$$

Onde:

DEC_e: Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor esperado (h/ano);

$M_{i,j}$: elemento da linha i e coluna j da MLE;

N_i: número de consumidores do nó i;

N_C: número de consumidores do conjunto;

n: número de nós e

m: número de colunas.

Para se obter o indicador de freqüência equivalente de falhas por consumidor esperado (FECe) o processo é similar ao DECe, sendo necessário apenas substituir na Matriz Lógico-Estrutural os tempos médios (TR, TI e TT) por 1.

$$FEC_e = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\sum_{j=1}^{m} M*_{i,j}\right)\cdot N_i}{N_C} \tag{9}$$

Sendo:

FEC_e: Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (falhas/ano);

M*i,j: elemento da linha i e coluna j da MLE, sem os tempos médios;

Ni: número de consumidores do nó i;

NC: número de consumidores do conjunto;

n: número de nós e

m: número de colunas.

Ainda outro indicador que reflete o impacto da confiabilidade nas redes de distribuição é a energia não suprida esperada (ENS_e). Ela é definida como a estimativa de energia não suprida, ou seja, não vendida, por ano, em razão da falha de componentes na rede. Para calculá-la, basta substituir na Equação (10) o número de consumidores pela respectiva carga da linha e desconsiderar o número de consumidores do conjunto.

$$ENS_e = \sum_{i=1}^{n}\left(\sum_{j=1}^{m} M_{i,j}\right)\cdot L_i \tag{10}$$

Onde:

ENS_e: Energia Não Suprida Esperada (kWh/ano);

$M_{i,j}$: elemento da linha i e coluna j da MLE;

L_i: carga do nó i (kW);

n: número de nós e

m: número de colunas.

4.1.4 Perdas

As perdas de energia e demanda são uma preocupação constante das empresas distribuidoras de energia elétrica.

Pode-se dividir a origem das perdas em:

- Perda técnica: energia (kWh) ou demanda (kW) perdida no transporte e na transformação que ocorre antes do ponto de entrega;
- Perda não técnica ou comercial: energia (kWh) ou demanda (kW) efetivamente entregue ao consumidor, ao consumo próprio ou a outra concessionária, mas não contabilizada pelos sistemas de medição.

Uma vez que as perdas técnicas são influenciadas pela topologia adotada nas redes de distribuição, apenas estas serão consideradas como uma das funções objetivo na avaliação das opções de restabelecimento de energia elétrica.

Para o cálculo das perdas técnicas, utiliza-se neste trabalho a análise de fluxo de potência com somatório de correntes conforme equações em Godoi (2009).

Nesse trabalho, adota-se a divisão das funções objetivo em níveis. Assim, o primeiro nível é composto pelas funções objetivo referentes a quantidade de consumidores e montante de energia restabelecida. Já o segundo nível é composto pelas funções objetivo correspondentes a confiabilidade e perdas.

Portanto, a avaliação das funções objetivo se dará inicialmente comparando-se o resultado das funções objetivos do primeiro nível para todas as opções de reconfiguração. Caso duas ou mais opções resultem nos mesmos valores de atendimento das funções objetivo do primeiro nível, a análise passa para o segundo nível de funções objetivo.

4.2 Restrições

As restrições consideradas na tomada de decisão referente à reconfiguração da rede de distribuição em situação de contingência são compostas pelas características limitantes intrínsecas aos diversos componentes dos sistemas de distribuição, ajustes de equipamentos e parâmetros de qualidade da energia elétrica.

Sendo assim, as restrições consideradas neste trabalho são:

4.2.1 Carregamento dos condutores

Como em todo sistema elétrico de potência, os condutores possuem um limite de capacidade de condução de corrente. Uma vez desrespeitado esse limite, os condutores podem sofrer avarias ocasionando a interrupção no fornecimento de energia elétrica, dependendo do nível de sobrecorrente.

Logo, a seguinte expressão (11) precisa ser obedecida:

$$I_K \leq I_{Kmáx} \tag{11}$$

Onde:

I_K : corrente circulante no condutor do ramo K da rede e

$I_{Kmáx}$: máximo valor de corrente admissível no ramo K da rede.

Assim, os níveis da corrente elétrica nos circuitos precisam ser avaliados no momento da tomada de decisão em relação à reconfiguração adotada para evitar maiores danos ao sistema.

4.2.2 Níveis de tensão

Segundo o PRODIST (2013), os valores limites das tensões na rede primária (média tensão) devem ser entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema.

Sendo assim, há a necessidade de se avaliar o impacto da reconfiguração na rede em relação aos níveis de tensão a fim de evitar violação dos limites estabelecidos pelo agente regulador.

Uma vez alterada a topologia da rede de distribuição, há a alteração da quantidade de cargas conectadas e do comprimento de trechos da rede, o que pode gerar quedas de tensão superiores aos limites definidos pela ANEEL.

Portanto, a restrição envolvendo os níveis de tensão deve levar em conta a expressão (12)

$$V_{mín} \leq V_K \leq V_{máx} \tag{12}$$

Onde:

$V_{mín}$ e $V_{máx}$: níveis mínimo e máximo, respectivamente, da tensão em regime permanente da rede de distribuição de energia elétrica.

4.2.3 Ajustes da proteção

Outro fator a se levar em consideração na tomada de decisão envolvendo que configuração adotar na rede de distribuição em uma situação de contingência são os ajustes nos equipamentos de proteção.

Assim como ocorre com os níveis de tensão, alterando-se a topologia da rede, alteram-se os valores de corrente nominal do circuito bem como os níveis de curto-circuito. Logo, o ajuste de um religador, por exemplo, que estava adequado para uma determinada topologia pode não ser mais adequado para outra topologia.

Principalmente para os religadores utilizados em redes de distribuição há a possibilidade de alterar remotamente o nível de alguns parâmetros de proteção, como por exemplo, a curva tempo-corrente selecionada. Com isso, ganha-se uma certa flexibilidade quanto à restrição dos ajustes da proteção.

Porém, há equipamentos, como as chaves fusível, cujos ajustes, determinados pelos elo-fusíveis instalados, não podem ser alterados remotamente. Logo, há a necessidade de se atentar para essa restrição de maneira geral.

Portanto, a seguinte condição precisa ser satisfeita, conforme Equação (13):

$$I_K < I_{prot.} \tag{13}$$

Onde:

I_K : valor de corrente no ramo K da rede de distribuição e

$I_{prot.}$: valor da corrente de atuação do dispositivo de proteção.

4.2.4 Capacidade de geração da PCH

Outro fator a levar em conta dentre as restrições é a capacidade de geração da PCH.

Deve-se levar em consideração o fato da PCH não ter a capacidade de suprir energia para uma quantidade de carga superior a sua capacidade de geração.

Além da potência máxima disponível na PCH, outro detalhe é a potência mínima que também deve ser considerada.

Por exemplo, no caso do gerador da pequena central hidrelétrica, existe um volume mínimo de água necessário para a usina permanecer em funcionamento,

que corresponde a vazão mínima de 15% da vazão nominal (ESHA, 2004; PEREIRA NETO, 2011), considerando a utilização de uma turbina do tipo Kaplan.

Sendo assim, a expressão (14) necessita ser satisfeita:

$$P_{min} \leq P_{PCH} \leq P_{max} \tag{14}$$

Onde:

P_{min}: capacidade mínima de geração e

P_{max}: capacidade máxima de geração.

4.3 Considerações finais

Este capítulo apresentou as funções objetivo e restrições adotadas neste estudo para avaliação da melhor opção de reconfiguração da rede em caso de situação de contingência.

Adicionalmente, foi apresentada a metodologia de cálculo dos índices de confiabilidade.

5. METODOLOGIA PROPOSTA PARA RESTABELECIMENTO AUTOMÁTICO DE ENERGIA

Este capítulo apresenta a metodologia proposta nesse trabalho para o restabelecimento automático do fornecimento de energia elétrica, levando-se em conta a opção de operação ilhada de uma PCH.

Inicialmente é abordada a questão da localização do defeito e, a seguir, são apresentados os métodos utilizados para escolha da configuração ideal e sequencia de manobras nos equipamentos telecomandados para isolação do defeito e posterior restabelecimento.

5.1 Localização do defeito

Como primeiro passo para o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, a localização do defeito precisa ser realizada a fim de nortear as demais etapas do processo de restabelecimento.

Neste estudo, utiliza-se a capacidade de detecção de curto-circuito e posterior envio da informação ao sistema SCADA dos equipamentos telecomandados, tais como relés, religadores, etc.

Um exemplo de utilização desse processo encontra-se na Figura 15.

Figura 15 – Rede exemplo na localização de defeito

Supondo-se que ocorra um defeito entre a subestação SE e o religador telecomandado RL, haverá atuação do relé da subestação interrompendo o defeito.

O sistema SCADA receberá as seguintes informações de sobrecorrente e atuação, conforme Tabela 3:

Tabela 3 – Mapa de indicações de sobrecorrente e atuação dos equipamentos para primeira situação

EQUIPAMENTO	SOBRECORRENTE?	ATUAÇÃO?
Relé da SE	Sim	Sim
Religador RL	Não	Não
Chave telecomandada CH TL	Não	Não

Com essas informações o sistema SCADA interpretará que a corrente de curto-circuito passou pelo relé da subestação, mas não passou pelo religador nem pela chave telecomandada.

Supondo-se uma segunda situação em que ocorra um defeito entre o religador RL e a chave telecomandada CH TL. Neste caso, as informações recebidas pelo sistema SCADA serão conforme a Tabela 4:

Tabela 4 – Mapa de indicações de sobrecorrente e atuação dos equipamentos para segunda situação

EQUIPAMENTO	SOBRECORRENTE?	ATUAÇÃO?
Relé da SE	Sim	Não
Religador RL	Sim	Sim
Chave telecomandada CH TL	Não	Não

Com isso, o sistema SCADA identificará que o defeito está no trecho entre o religador RL e a chave telecomandada CH TL.

5.2 Sequência de manobras para restabelecimento

Uma vez identificado o trecho defeituoso, o sistema irá realizar uma sequência de testes para verificar quais manobras atenderão às funções objetivos e

restrições estabelecidas para a rede em questão a fim de se obter o melhor resultado.

Para isso, o problema da reconfiguração será dividido em duas etapas, a saber: definição das manobras à montante e à jusante do defeito.

5.2.1 Manobras à montante do defeito

O sistema proposto inicialmente irá percorrer a rede a partir do trecho defeituoso em direção à fonte buscando os equipamentos telecomandados do tipo NF.

Assim que encontrado o equipamento mais próximo à montante do defeito, entre o defeito e o equipamento que atuou, o sistema irá enviar o comando de secciona-lo e religar o equipamento que atuou em decorrência da falta, restabelecendo assim o fornecimento de energia elétrica aos consumidores à montante do equipamento que foi aberto pelo sistema.

Caso nenhum equipamento do tipo NF seja encontrado entre o trecho defeituoso e o equipamento que atuou em decorrência da falta, nenhuma manobra à montante do trecho defeituoso será executada.

5.2.2 Manobras à jusante do defeito

As manobras a jusante do defeito seguem a seguinte sequência:

Etapa 1: inicialmente, o sistema verificará a existência de algum equipamento NF telecomandado a jusante do local do defeito. Se não houver, nenhuma ação será tomada.

Etapa 2: caso haja algum equipamento NF telecomandado a jusante, o sistema localizará algum equipamento NA que esteja à jusante do equipamento NF encontrado.

Etapa 3: após isso, o sistema irá simular a transferência de carga, ou seja, simular o seccionamento do equipamento NF e o fechamento do equipamento NA

encontrado na etapa 2, transferindo os consumidores do trecho entre o equipamento NF e o NA para outro alimentador ou PCH ilhada. Após esse passo, o sistema executa o fluxo de potência e avalia os resultados. Caso haja mais de um equipamento NA a jusante do equipamento NF, a simulação é realizada para todos os equipamentos NA com o NF.

Na avaliação dos resultados estão incluídas as verificações de violação das restrições e a escolha da melhor opção de transferência de carga, caso tenha mais de uma alternativa para transferência, considerando as funções objetivo e restrições discutidas no Capítulo 4.

Se na análise do(s) primeiro(s) equipamento(s) NF a jusante do defeito houver restrições, a análise prossegue para o(s) equipamento(s) a jusante do(s) equipamento(s) NF que apresentou(aram) restrição(ões).

Após a simulação de transferência de carga na etapa anterior, é verificado se houve violação de restrições. Se não houve, escolhe-se a melhor alternativa de reconfiguração. Se houve violação, parte-se para o próximo nível de análise, composto pelo(s) próximo(s) equipamento(s) NF a jusante do(s) equipamento(s) avaliado(s) na etapa anterior.

A segregação da análise em níveis de seccionadores é demonstrada na

Figura 16

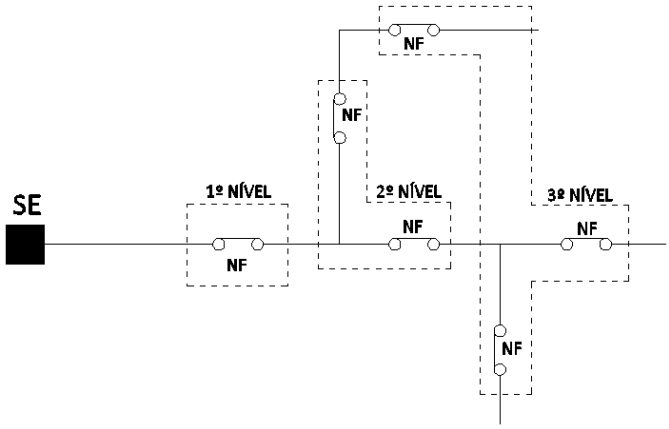


Figura 16 – Decomposição em níveis de seccionadores

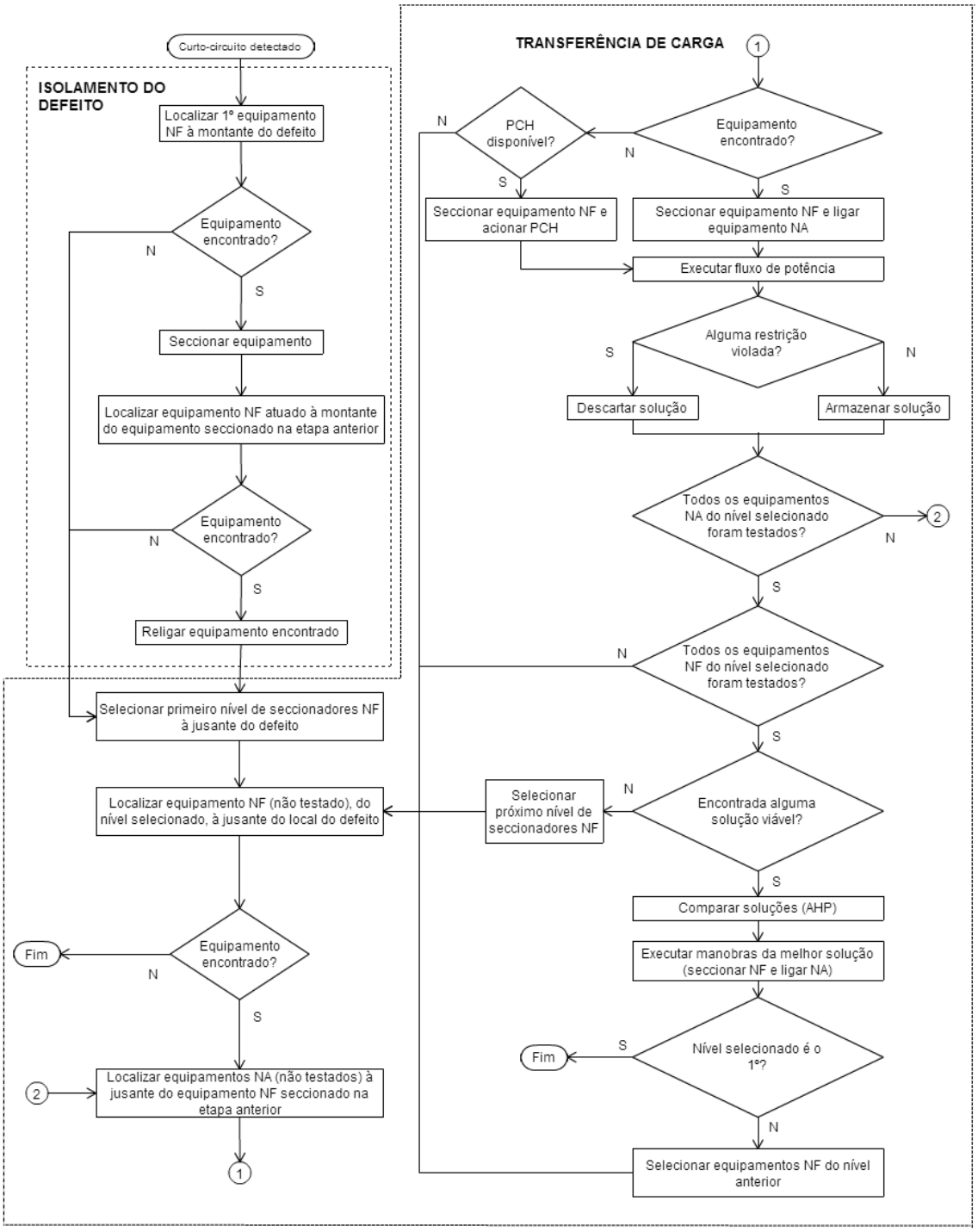


Figura 17 – Fluxograma da metodologia proposta

Nas figuras a seguir é exemplificada a aplicação da metodologia proposta em diferentes situações.

Na Figura 18 admitindo-se um defeito entre o religador R e a chave telecomandada NF-1, o sistema localizará o defeito e após isso irá simular a abertura da chave NF-1, que é a primeira chave a jusante do defeito.

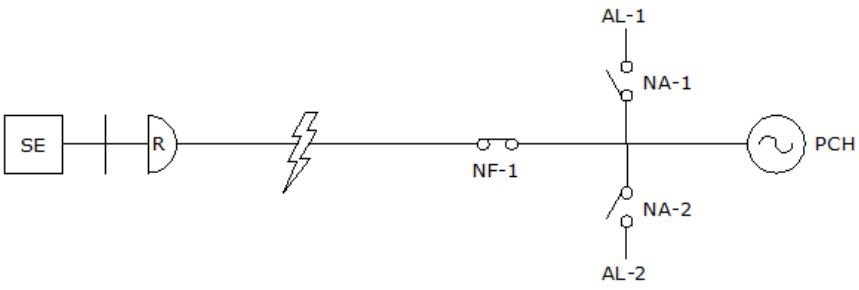


Figura 18 – Rede exemplo 1 de aplicação da metodologia proposta

Após isso, irá simular a transferência dos consumidores que inicialmente eram atendidos pela chave NF-1 para uma das seguintes opções:

- Fechar NA-1 e restabelecer os consumidores via AL-1;
- Fechar NA-2 e restabelecer os consumidores via AL-2;
- Restabelecer o fornecimento dos consumidores via PCH de forma ilhada.

Neste caso, o sistema irá avaliar as três possibilidades listadas anteriormente e determinar, com base nos pesos definidos para os critérios adotados, qual opção atende de maneira mais adequada as funções objetivos sem violar as restrições.

No exemplo da Figura 19, tem-se a inserção da chave NF-2 entre a chave NF-1, a PCH e as chaves NA-1e NA-2 do exemplo anterior.

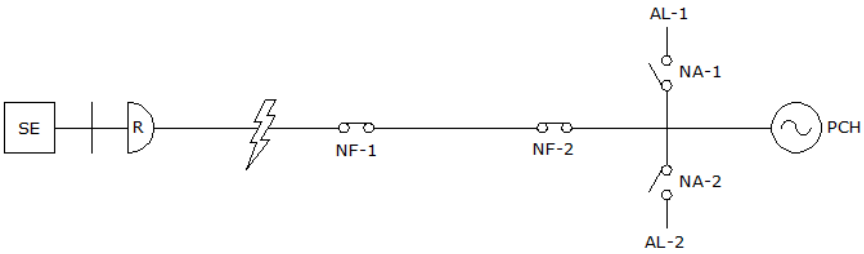


Figura 19 – Rede exemplo 2 de aplicação da metodologia proposta

Nesse exemplo, admitindo-se um defeito entre o religador R da subestação e a chave NF-1, o sistema iria simular inicialmente a abertura da chave NF-1 para isolar o defeito. Executado esse passo, simularia as seguintes opções:

- Fechar NA-1 e restabelecer os consumidores via AL-1;
- Fechar NA-2 e restabelecer os consumidores via AL-2;
- Restabelecer o fornecimento dos consumidores via PCH de forma ilhada.

Novamente, o sistema iria avaliar o atendimento às funções objetivos de cada opção e se as restrições não seriam violadas. Caso haja violação de restrições em todas as opções listadas, a análise passaria para a próxima chave NF a jusante da chave analisada incialmente. Assim, o sistema simularia a abertura da chave NF-2 e as três opções listadas anteriormente.

Após as simulações na chave NF-2 com as chaves NA-1, NA-2 e a PCH, o sistema escolheria a melhor opção com base no atendimento das restrições e nos melhores resultados obtidos das funções objetivo de cada opção.

Na Figura 20 é apresentado outro exemplo de aplicação da metodologia proposta.

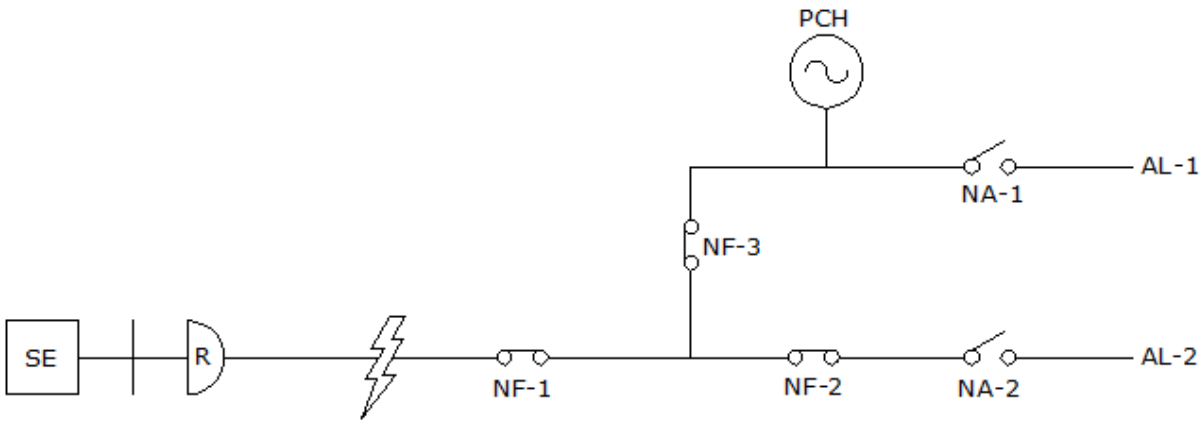


Figura 20 – Rede exemplo 3 de aplicação da metodologia proposta

Neste caso, ocorrendo um defeito entre o religador R e a chave NF-1 e após o isolamento do defeito com a abertura da chave NF-1, o sistema teria as seguintes opções de restabelecimento:

- Fechar NA-1 e atender os consumidores via AL-1;
- Fechar NA-2 e atender os consumidores via AL-2;
- Atender os consumidores via PCH de forma ilhada.

Novamente, para as três opções listadas anteriormente, o sistema avaliaria a melhor opção com base nas funções objetivo e restrições.

Caso todas as opções violassem as restrições, o sistema partiria para a próxima etapa de avaliações, que corresponde a avaliação das próximas chaves NF a jusante da chave NF-1 avaliada inicialmente, a saber, as chaves NF-2 e NF-3.

Nessa etapa, o sistema teria as seguintes opções de reconfiguração:

- Abrir a chave NF-2 e fechar a chave NA-2, atendendo os consumidores via AL-2;
- Abrir a chave NF-3 e fechar a chave NA-1, atendendo os consumidores via AL-1;
- Abrir a NF-3 e atender os consumidores entre as chaves NF-3 e NA-1 de forma ilhada.

Novamente para as três opções listadas anteriormente o sistema avaliaria a melhor opção com base nas funções objetivo e restrições.

Supondo-se que a melhor opção encontrada fosse a de abrir a chave NF-3 e fechar a chave NA-1, o sistema simularia ainda o atendimento aos consumidores conectados à rede entre as chaves NF-1, NF-2 e NF-3 através do fechamento da chave NA-2. Isso se justifica pelo fato de que, com a abertura da chave NF-3 e fechamento da chave NA-1 uma quantidade menor de consumidores seria atendida via AL-2 em relação a quantidade de consumidores que seriam atendidos na simulação inicial de abertura da NF-1 e fechamento da NA-2, o que poderia resultar em não violação das restrições nesse caso.

5.3 Método de tomada de decisão multicriterial

Para a escolha da melhor opção de reconfiguração utilizou-se nesse trabalho o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP) desenvolvido por Saaty (1980).

Esta metodologia de análise e decisão multicriterial possui como princípio a hierarquização do problema e comparação entre os diversos critérios através de matrizes de comparação, resultando em um vetor que hierarquiza as alternativas possíveis para a solução do problema.

A vantagem da utilização desse método é que, dada uma decisão complexa a ser tomada envolvendo vários critérios, o método divide a questão em várias decisões mais simples.

Para isso, é utilizada a comparação par a par entre os diferentes critérios determinantes da decisão. Esta comparação é executada por especialistas que atribuem pesos ou graus de importância para cada par de critérios. Em outras palavras, o especialista precisa mensurar o quanto um critério é mais importante ou menos importante que o outro.

A Tabela 5 é utilizada para quantificar os graus de importância adotados na comparação par a par entre os critérios.

Tabela 5 – Escala numérica e grau de importância para o método AHP

ESCALA NUMÉRICA	GRAU DE IMPORTÂNCIA
1	Igual importância
3	Importância moderada
5	Importância essencial ou forte
7	Importância muito forte
9	Importância extrema
2,4,6 e 8	Valores intermediários

A seguir, é apresentada uma matriz contendo as diferentes comparações par a par denominada matriz de julgamento, com dimensão n x n, onde n corresponde a quantidade de critérios adotados. Esta matriz é exemplificada na expressão (15).

$$M = \begin{array}{c} \\ C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cccc} C_1 & C_2 & \dots & C_n \end{array} \\ \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & 1 & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & 1 \end{bmatrix} \end{array} \qquad (15)$$

Onde:

M: matriz de julgamento;

C_i: critérios avaliados;

a_{ij}: grau de importância do critério i sobre o critério j e

n: quantidade de critérios adotados.

A partir da montagem da matriz de julgamento, calcula-se o autovetor da mesma para se definir a prioridade dos critérios.

Segundo Pamplona (1999), utilizando-se a equação (16) pode-se calcular a importância ou peso de cada critério.

$$w_i = \frac{\left(\prod_{j=1}^{n} a_{ij}\right)^{1/n}}{\sum_{i=1}^{n}\left(\prod_{j=1}^{n} a_{ij}\right)^{1/n}} \qquad (16)$$

Onde:

w_i: peso do critério i;

i e j: índices dos critérios avaliados par a par;

n: número de critérios avaliados e

a_{ij}: grau de importância do critério i em relação ao critério j.

Após a realização dessas etapas, é sugerido que se verifique a consistência da matriz de julgamentos e, consequentemente, das informações fornecidas pelo(s) especialista(s).

Isto se faz necessário devido ao fato de que a avaliação entre critérios é realizada por especialistas que podem embasar as suas decisões em percepções ou

intuições próprias e não em constatações técnicas. Assim, eventualmente pode acontecer que, em função da complexidade do problema ou a pouca experiência do especialista com o tema, ocorram avaliações dos critérios com certo grau de inconsistência nos julgamentos realizados.

Para isso, Saaty e Tran (2007) propõem um método utilizando as equações (17) e (18) a fim de se avaliar a consistência da matriz de julgamentos.

$$RC = \frac{IC}{IR} \tag{17}$$

$$IC = \frac{\delta_{max} - n}{n - 1} \tag{18}$$

Onde:

RC: razão de consistência, que expressa a aceitação do julgamento do especialista;

IC: índice de consistência, que expressa o quanto a matriz de julgamento em questão se distancia de uma matriz de consistência;

δ_{max}: máximo autovalor da matriz de julgamento;

n: número de critérios e

IR: índice aleatório de consistência, determinado através da Tabela 6.

Tabela 6 – Tabela determinante do valor de IR

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
IR	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,58

Os valores máximos de RC em função da quantidade de critérios podem ser verificados na Tabela 7.

Tabela 7 – Tabela determinante do valor de RC max

n	RC_{max}
2	0,00
3	0,05
4	0,08
5 a 15	0,10

Isto significa que, para uma determinada matriz de julgamento cujo RC calculado seja maior que o RC máximo para a mesma quantidade de critérios adotados, há uma indicação de que o julgamento foi inconsistente, necessitando-se assim revisar as etapas de julgamentos.

Caso utilize-se mais de um especialista para a avaliação dos criterios, Saaty e Vargas (2005) propõem a equação (19) a fim de integralizar os resultados dos especialistas em apenas uma matriz de julgamento. Assim, o valor do julgamento do critério i em relação ao critério j é calculado através da equação (19).

$$\bar{a}_{ij} = \prod_{e=1}^{ne} \left(a_{ij_e}\right)^{1/ne} \qquad (19)$$

Onde:

e: índice do especialista;

ne: número de especialistas;

i, j: índices dos critérios; e

a_{ij}: grau de importância do critério i em relação a j.

A solução final do processo de tomada de decisão é determinada ordenando-se os resultados, do maior para o menor, de acordo com a equação (20).

$$P = \begin{bmatrix} C_{1-op1} & C_{2-op1} & \cdots & C_{n-op1} \\ C_{1-op2} & C_{2-op2} & \cdots & C_{n-op2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{1-opm} & C_{2-opm} & \cdots & C_{n-opm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \qquad (20)$$

Onde:

$C_{1\text{-op1}}$ a $C_{1\text{-opm}}$: valores normalizados do parâmetro do critério C_1 obtidos nos testes “1” (opção 1) a “m” (opção m);

$C_{2\text{-op1}}$ a $C_{2\text{-opm}}$: valores normalizados do parâmetro do critério C_2 obtidos nos testes “1” (opção 1) a “m” (opção m), e assim por diante.

w_1 a w_n: pesos de cada critério.

5.4 Exemplo de aplicação da metodologia

Na Figura 21 é apresentada uma rede exemplo para ilustrar a aplicação da metodologia proposta envolvendo reconfiguração de rede de distribuição em situação de contingência com a possibilidade de operação ilhada de PCH.

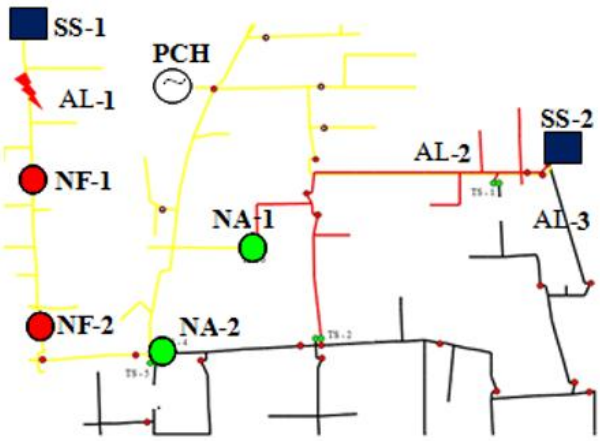


Figura 21 – Rede exemplo de aplicação da metodologia

As características elétricas deste sistema são apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Dados do sistema exemplo

DADO	VALOR
Nº de consumidores do AL-1:	12.500 consumidores
Carga do AL-1 (trecho entre NF-1 e NF-2):	3 MW
Carga do AL-1 (trecho à jusante de NF-2):	5 MW
Capacidade da PCH:	6 MW
Capacidade do AL-2	10 MW
Capacidade do AL-3	8 MW
Carregamento do AL-2:	90%
Carregamento do AL-3	80%

Foram adotadas as seguintes funções objetivos e restrições:

Funções Objetivo:

Primeiro Nível

- Restabelecer a energia para o maior número de consumidores;
- Restabelecer o máximo de energia, conforme classe de consumo.

Segundo Nível

- Minimização das perdas;
- Minimização do FEC Esperado

Restrições:

- Respeitar a capacidade de geração da PCH;
- Não permitir sobrecarga nos trechos de rede (condutores) superior ao percentual permitido;
- Não permitir violação dos ajustes de proteção:
- Não permitir violação da faixa de tensão admissível nas redes primárias.

Admitindo-se um defeito no trecho de rede entre a subestação SS-1 e a chave telecomandada NF-1, com a atuação do alimentador AL-1 e abertura da chave NF-1 tem-se a isolação do defeito.

A partir desse momento, as seguintes opções de reconfiguração de rede estão disponíveis:

1) Fechar a chave NA-1 e atender os consumidores da área isolada através do AL-2;

2) Fechar a chave NA-2 e atender os consumidores da área isolada através do AL-3;

3) Fechar a chave NA-1 e atender os consumidores da área isolada através do AL-2 e da PCH;

4) Fechar a chave NA-2 e atender os consumidores da área isolada através do AL-3 e da PCH;

5) Atender todos ou parte dos consumidores exclusivamente através da PCH (operação ilhada)

Verificando-se as restrições de capacidade da PCH e dos alimentadores, conclui-se que nenhuma das opções atenderiam o sistema à jusante da chave NF-1.

Logo, tem-se que avaliar uma segunda situação: seccionando-se a chave NF-2, há uma redução de carga na rede a ser restabelecido o fornecimento. Nesse novo cenário, observa-se que as opções 3, 4 e 5 são tecnicamente viáveis.

De acordo com a opinião de especialistas e do método apresentado, foram definidos os seguintes pesos, conforme matriz

(21) para os critérios de número de consumidores restabelecidos e montante de energia restabelecida:

$$\mathbf{M} = \begin{array}{c} \\ C_1 \\ C_2 \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{cc} C_1 & C_2 \end{array} \\ \begin{bmatrix} 1 & 3 \\ 1/3 & 1 \end{bmatrix} \end{array} \qquad (21)$$

Onde:

C1: critério referente à quantidade de consumidores restabelecidos

C2: critério referente ao montante de energia restabelecido

Após a aplicação da equação

(21), obtém-se o autovetor W conforme (22):

$$W = \begin{bmatrix} 0{,}75 \\ 0{,}25 \end{bmatrix} \tag{22}$$

O máximo autovalor (λmáx) associado ao autovetor (22) é igual a 2. Da equação (17) obtém-se o valor 0 para RC, o que demonstra que o julgamento dos critérios pelos especialistas foi consistente.

Na Tabela 9 são apresentados os resultados de cada escolha de configuração da rede em termos de primeiro nível da função objetivo.

Tabela 9 – Resultado das opções

OPÇÃO	Nº DE CONSUMIDORES	MONTANTE DE ENERGIA
3 (AL-2 + PCH)	12.500	5 MW
4 (AL-3 + PCH)	12.500	5 MW
5 (PCH ilhada)	12.500	5 MW
Base escolhida	12.500	5 MW

Da análise do primeiro nível hierárquico das funções objetivo, conclui-se que todas as opções, além de atenderem a solução requerida, causariam o mesmo efeito no atendimento aos consumidores da área isolada.

Com isso, faz-se necessária a mesma análise para o segundo nível hierárquico das funções objetivo, a saber, a minimização das perdas e o do FEC esperado.

Estes dados encontram-se na Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 – Modelagem do segundo nível da função objetivo

OPÇÃO	PERDAS	FECe
3 (AL-2 + PCH)	130 kW	3,45
4 (AL-3 + PCH)	140 kW	4,25
5 (PCH ilhada)	145 kW	1,50
Base escolhida	**130 kW**	**1,50**

Uma vez que se deseja a minimização das perdas e do FEC esperado, adota-se como base escolhida os valores que correspondem às opções de reconfiguração que proporcionam os menores índices de perdas e FEC esperado.

A partir da Tabela 10, monta-se a Tabela 11 com os dados normalizados conforme a base escolhida:

Tabela 11 – Valores normalizados

OPÇÃO	PERDAS	FECe
3 (AL-2 + PCH)	1,000	0,43
4 (AL-3 + PCH)	0,929	0,35
5 (PCH ilhada)	0,896	1,00

O resultado da aplicação do método AHP é apresentado na equação
(23), admitindo-se que os pesos aplicados em

(21) são os mesmos para os critérios analisados no segundo nível da função objetivo:

$$\begin{bmatrix} Opção\ 3 \\ Opção\ 4 \\ Opção\ 5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1{,}000 & 0{,}43 \\ 0{,}929 & 0{,}35 \\ 0{,}896 & 1{,}00 \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} 0{,}75 \\ 0{,}25 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0{,}86 \\ 0{,}78 \\ 0{,}92 \end{bmatrix} \quad (23)$$

Conclui-se que a opção 5 (PCH ilhada) é a melhor escolha de configuração de rede para atender os consumidores da área isolada pelo defeito respeitando-se as restrições e obtendo-se os melhores valores das funções objetivos.

5.5 Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentada a metodologia proposta. Como a escolha da melhor opção de reconfiguração da rede não é trivial adotou-se o método AHP para essa tomada de decisão envolvendo vários critérios, método esse também abordado neste capítulo.

Concluiu-se esse capítulo com um exemplo de aplicação da metodologia proposta, o que resultou na comprovação da eficácia da mesma.

6. ANÁLISES EXPERIMENTAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia proposta utilizando uma ferramenta computacional, denominada Análise de Sistemas de Distribuição (ASD), desenvolvida como parte integrante do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da concessionária Nova Palma Energia. Mais informações referentes a essa ferramenta encontram-se no

6.1 Estudo de caso

A fim de exemplificar a utilização da ferramenta ASD, utilizou-se a seguinte rede de distribuição hipotética, conforme Figura 22.

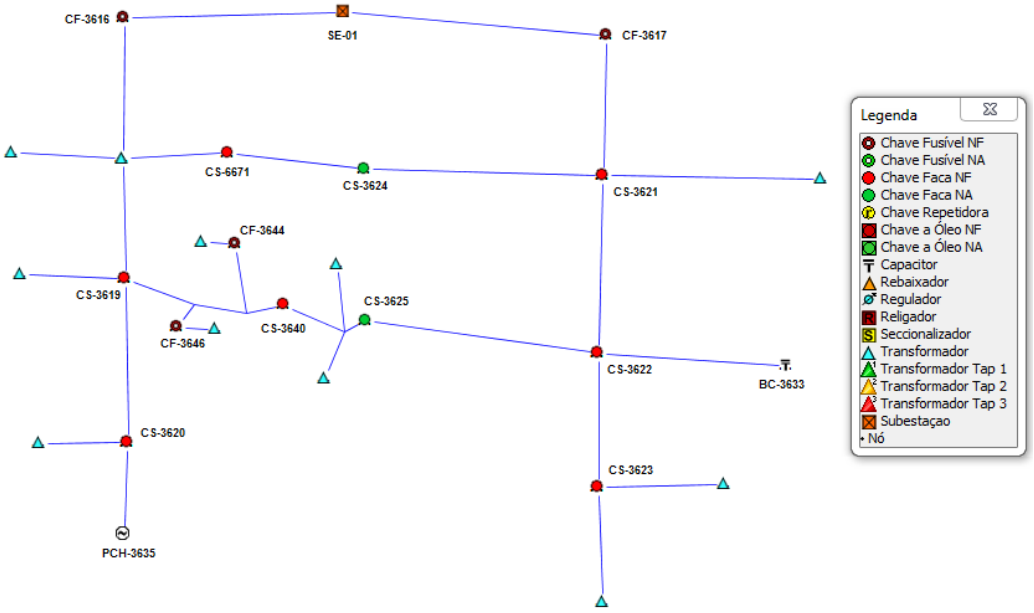


Figura 22 – Sistema exemplo para o estudo de caso

Nesse sistema, tem-se uma subestação atendendo 920 consumidores e uma PCH com capacidade de 2 MW.

O resultado do fluxo de potência trifásico para cada uma das fases do sistema é apresentado na Figura 23.

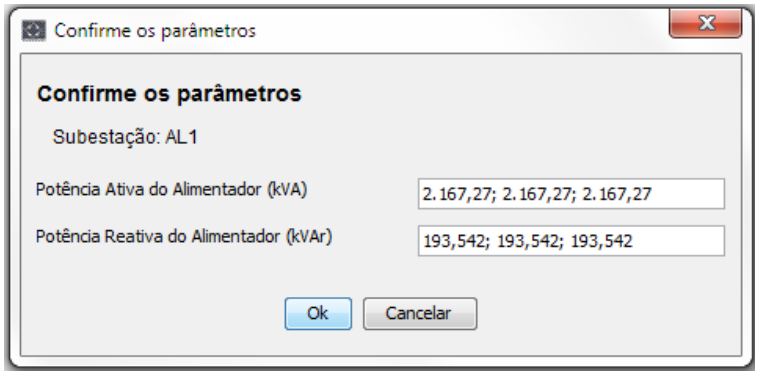


Figura 23 – Resultado do fluxo de potência para a rede do estudo de caso

Os ajustes dos parâmetros de confiabilidade são apresentados na Figura 24. Esses ajustes foram adotados de maneira hipotética.

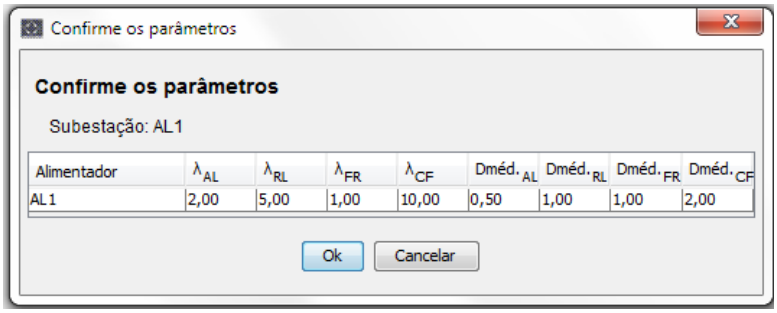


Figura 24 – Ajustes dos parâmetros de confiabilidade

Já o resultado do estudo de confiabilidade considerando os parâmetros configurados anteriormente pode ser visto na Figura 25 onde se tem os valores esperados de DEC, FEC e ENS.

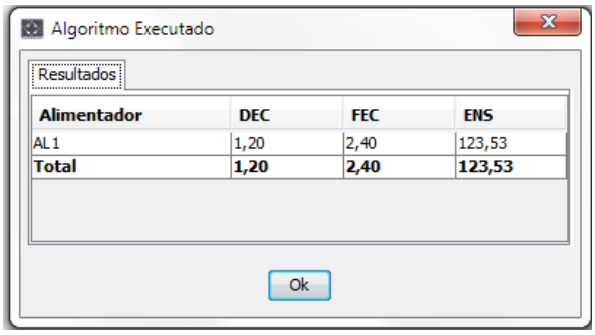


Figura 25 – Resultado do estudo de confiabilidade do sistema exemplo

Na Figura 26 são apresentadas as parametrizações dos critérios adotados no restabelecimento do sistema exemplo com relação aos pesos de cada critério após o cálculo do autovetor associado à matriz de julgamento do método AHP para os dois níveis de funções objetivo. Já na Figura 27, são apresentadas as parametrizações adotadas em relação às restrições.

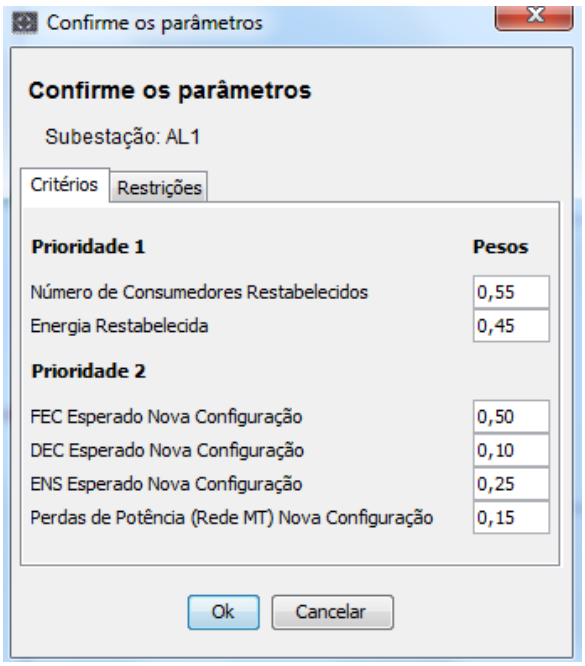


Figura 26 – Parametrização dos critérios adotados

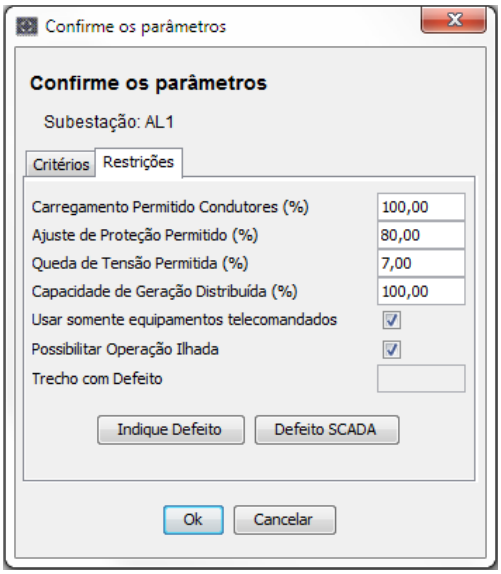


Figura 27 – Parametrização das restrições do sistema exemplo

Neste estudo de caso, foram simulados 3 cenários, a saber:

- Reconfiguração sem a opção de operação ilhada de PCH
- Reconfiguração com a opção de operação ilhada de PCH
- Integração com o sistema SCADA para localização automatizada do defeito

6.1.1 Reconfiguração sem a opção de operação ilhada de PCH

Neste cenário, adotou-se a premissa de que a PCH não está disponível para operação ilhada.

Após indicar o defeito simulado no trecho entre as chaves CS-3616, CS-6671 e CS-3619, a ferramenta propôs a melhor solução de reconfiguração com base nos pesos dos critérios e nas restrições estabelecidas. O resultado é mostrado na Figura 28.

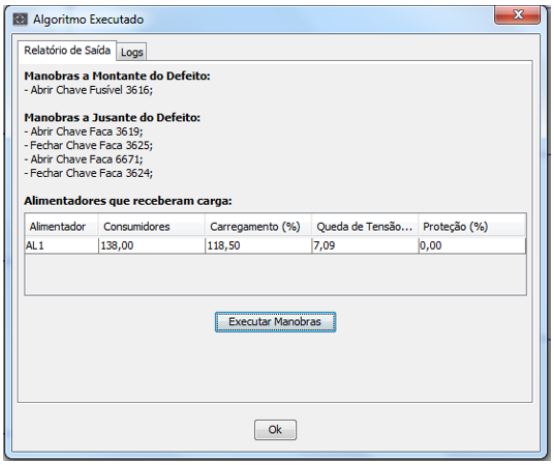


Figura 28 – Resultado da reconfiguração do estudo de caso do cenário sem a PCH

Observa-se inicialmente, como resultado da reconfiguração, a abertura da chave fusível CF-3616, e das chaves faca CS-3619 e CS-6671. Com isso, tem-se o isolamento do defeito.

A seguir, tem-se o fechamento das chaves faca CS-3625 e CS-3624. Assim, os consumidores a jusante das chaves CS-3619 e CS-6671 retornam a ter o fornecimento de energia.

O resultado final das manobras encontra-se na Figura 29

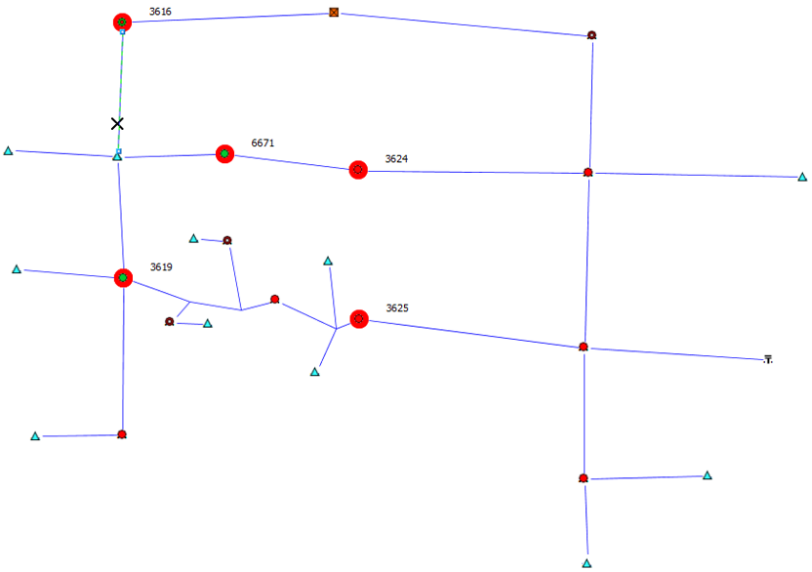


Figura 29 – Resultado das manobras do cenário sem PCH

6.1.2 Reconfiguração com a opção de operação ilhada da PCH

Neste cenário, há a possibilidade de utilizar a PCH de forma ilhada para atendimento do fornecimento de energia aos consumidores fora da área de defeito.

Neste caso, foi utilizada a rede já apresentada na Figura 22.

O resultado obtido da reconfiguração pela ferramenta utilizada encontra-se na Figura 30.

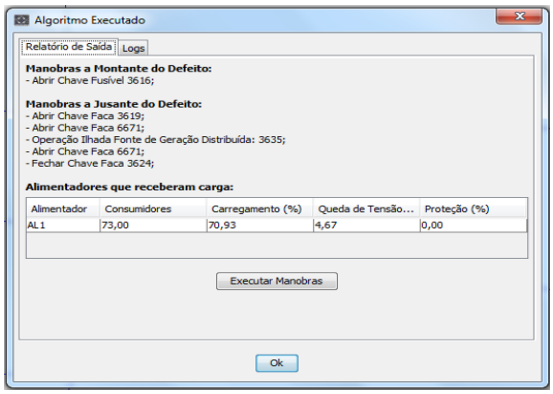


Figura 30 – Resultado final da reconfiguração do cenário com PCH disponível

Observa-se através da tela na Figura 30 que a ferramenta apresentou como melhor alternativa a operação ilhada da PCH.

Com isso, o sistema final, após as manobras, resultará na topologia demonstrada na Figura 31.

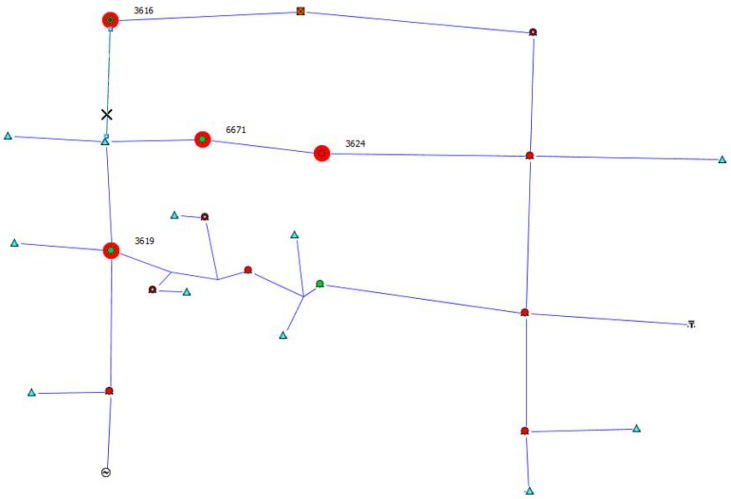


Figura 31 – Resultado das manobras do cenário com PCH disponível

6.1.3 Integração com o sistema SCADA para localização automatizada do defeito

A ferramenta utilizada possui a opção de identificar o defeito através de informações provenientes de um sistema SCADA.

Para análise deste cenário, considerou-se a informação advinda do sistema SCADA e adotou-se como sistema exemplo um alimentador real de uma rede de distribuição, conforme ilustrado na Figura 32.

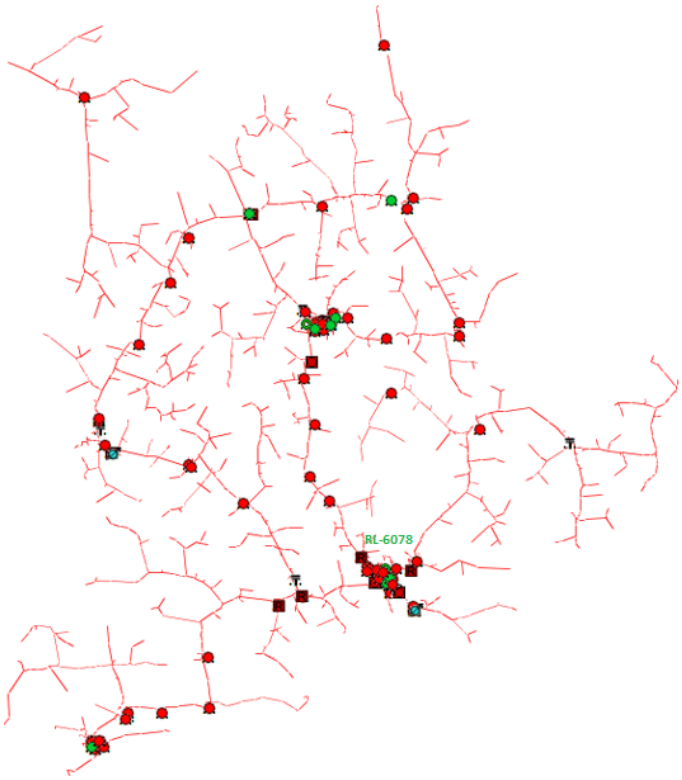


Figura 32 – Rede real do cenário considerando integração com o SCADA

Neste cenário, simulou-se um defeito à montante do religador RL-6078. Com isso, a ferramenta apresentou a seguinte solução de reconfiguração, conforme apresentado na Figura 33.

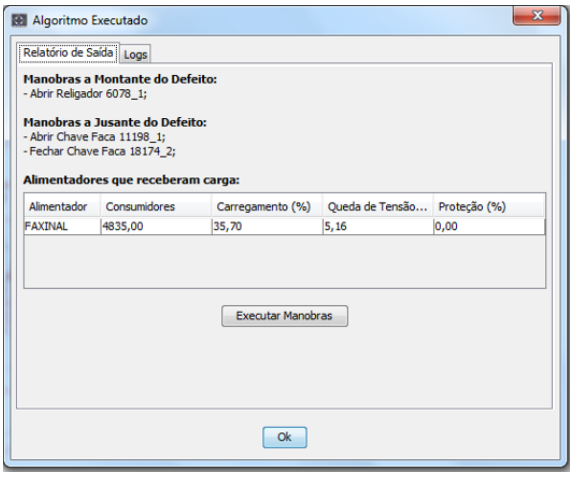


Figura 33 – Resultado da reconfiguração considerando sistema real

Observa-se que a ferramenta utilizada apresentou como solução final o seccionamento do religador, isolando-se assim o defeito. Na sequência, a solução apresentada orienta a abertura da chave faca 11198 e fechamento da chave faca 18174, restabelecendo o fornecimento aos consumidores fora da área defeituosa.

O resultado das manobras encontra-se na Figura 34.

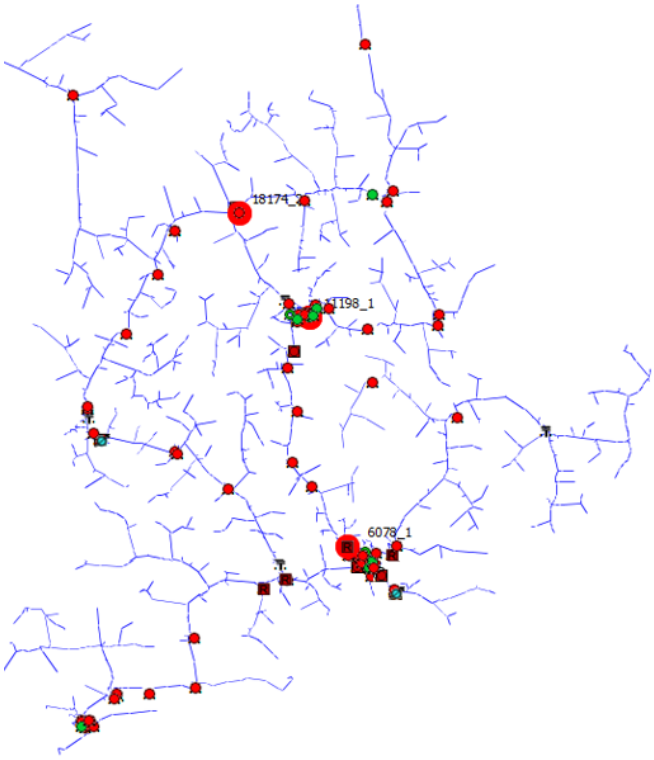


Figura 34 – Resultado final das manobras no cenário de rede real

6.2 Considerações finais

Neste capítulo, foi demonstrada a utilização de uma ferramenta computacional para aplicação da metodologia proposta nesse trabalho.

Conforme os resultados obtidos, conclui-se que a ferramenta computacional adotada atende de forma satisfatória a aplicação da metodologia proposta, levando-se em consideração tanto as funções objetivo e restrições, quanto a avaliação da possibilidade de operação ilhada da PCH.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia de reconfiguração de redes de distribuição considerando a opção de operação ilhada de PCH.

Também foi demonstrada a viabilidade de utilização de PCH atendendo consumidores de forma ilhada. Com isso, obtém-se como benefícios a redução no impacto dos indicadores de continuidade bem como a ampliação das possibilidades de reconfiguração de redes de distribuição em situações de contingência.

Constatou-se ainda, através do estudo de caso e de exemplos pertinentes, que a aplicação da metodologia proposta resultou em benefícios relevantes, como por exemplo, aumento na rapidez no processo de tomada de decisão quanto à reconfiguração da rede de distribuição, quando da ocorrência de um defeito na rede. Assim, os resultados obtidos da aplicação da metodologia em razão das restrições e funções objetivo mostraram-se satisfatórios.

Sendo assim, conclui-se que a adoção dessa metodologia por parte das concessionárias de energia elétrica é tecnicamente viável e representa uma ferramenta muito útil para o setor de operação e planejamento das distribuidoras.

7.1 Contribuições do trabalho

Destacam-se como principais contribuições desse trabalho:

- O desenvolvimento de uma nova metodologia para reconfiguração de redes de distribuição considerando operação ilhada de PCH;
- A aplicação do método AHP em tomada de decisão envolvendo reconfiguração de redes de distribuição;
- A definição das funções objetivo e restrições envolvidas no processo de avaliação da melhor escolha de reconfiguração;

7.2 Sugestões de continuidade

Como sugestões para desenvolvimento futuro desse trabalho, destacam-se:

- Abordar a utilização de outras fontes de geração distribuída (GD), além da PCH;
- Abordar os aspectos relativos ao paralelismo da GD com a rede, uma vez que nesse trabalho admite-se que a PCH já esteja operando ou não em regime permanente;

7.3 Publicações relacionadas ao trabalho

Até o presente momento, foram publicados os seguintes trabalhos relacionados com essa dissertação:

1. BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; GARCIA, V. J.; SPERANDIO, M.; PFITSCHER, L. L.; LOPES, G. S.; POSSEBON, E. Automatic Restoration of Power Supply considering Islanded Operation of Distribution Network. In: IEEE POWERENG 2013, 2013, Istambul. 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2013.

2. BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; GARCIA, V. J.; SPERANDIO, M.; PFITSCHER, L. L.; LOPES, G. S.; POSSEBON, E. Automatic Restoration of Power Supply with possibility of Islanded Operation of Distribution Network. In: UPEC 2013, 2013, Dublin. 48th International Universities' Power Engineering Conference, 2013.

3. LOPES, G. S.; BERNARDON, D. P.; POSSEBON, E. Desenvolvimento de sistemas inteligentes para reconfiguração de redes de distribuição em situações de contingências considerando operação ilhada de pequena central hidrelétrica. In: VIII CIERTEC, 2013, Fortaleza. VIII CIERTEC 2013, 2013.

Artigos aprovados para publicação:

4. LOPES, G. S.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; POSSEBON, E. Sistemas Inteligentes para Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição Considerando Operação Ilhada de PCH em Situações de Contingências, In: 2º SESP, 2014, Santa Maria, 2014.

5. LOPES, G. S.; BERNARDON, D. P.; CANHA, L. N.; ABAIDE, A. R.; GARCIA, V. J.; PFITSCHER, L. L.; POSSEBON, E. Metodologia para Restabelecimento Automático de Energia Elétrica em Redes de Distribuição com Pequenas Centrais Hidrelétricas, Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, CIDEL 2014, Buenos Aires, 2014

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUERO, J. R. **Applying Self-Healing Schemes To Modern Power Distribution Systems**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa Nº 652** de 09 de Dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003652.pdf> Acesso em: 10 nov. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de Informações de Geração (BIG).** < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=5&fase=3> Acesso em: 11 jan. 2014.

AOKI, K.; KUWABARA, H.; SATOH, T.; KANEZASHI, M. **Outage state optimal load allocation by automatic sectionalizing switches operation in distribution systems**, IEEE Trans, on Power Delivery, v. 2, n. 4, pp. 1177-1185, 1987.

BARROS, J. V. C. et al. **A Multiagent Approach To Automatic Restoration of Distribution Network.** Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), IEEE PES, 2013.

BERNARDON, D. P.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J.; PFITSCHER, L. L.; RECK, W. M. **Automatic Restoration of Power Supply in Distribution Systems by Computer-Aided Technologies.** In: Florian Kongoli. (Org.). Automation. 1ed.Croácia: InTech, 2012, v. 1, p. 45-60.

BORGES, C.; ROCHA, L.; DIAS, J. **Influência do Ilhamento na Avaliação da Confiabilidade Probabilística de Microrredes.** XXI SNPTEE, Florianópolis, 2011.

CASTRO, C. A. **Reconfiguração Automática De Redes De Distribuição De Energia Elétrica.** 1985. 75 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1985.

CHOWDHURY, S. P. et al. **UK Scenario of Islanded Operation of Active Distribution Networks – A Survey.** Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE, 2008.

DEWADASA, M.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. **Islanded Operation and System Restoration with Converter Interfaced Distributed Generation.** Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT), IEEE PES, 2011.

FERREIRA, P. M. et. al. **Ilhamento Voluntário de PCH para Melhorar os Indicadores de Qualidade DEC e FEC no Sistema Elétrico de Sua Região de Influência.** VIII CIERTEC, Fortaleza, 2013.

GAUTHIER, M. et. al. **Planned Islanding as a Distribution System Operation Tool for Reliability Enhancement.** 19th International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 2007.

GODOI, A. **Alocação de Bancos de Capacitores em Redes Primária e Secundária de Energia Elétrica.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2009.

BUNCH, J. B.; CASTRO, C. H. and TOPKA, T. M. **Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing**, IEEE Trans. on Power Apparatus & Systems, v. PAS-99, pp.549 -557, 1980.

LI, D.; WANG, S.; ZHAN, J.; ZHAO, Y. **A self-healing reconfiguration technique for smart distribution networks with DGs**. International Conference on Electrical and Control Engineering – ICECE, Yichang, China, 2011.

LIN, W. M.; CHIN, H. C. **A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration**, IEEE Transactions on Power Delivery, v. 13, n. 3, 1998, pp. 870-875.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; NUNES, M. V. A. **Ilhamento Intencional da Geração Distribuída para Aumento da Confiabilidade do Sistema,** Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Campina Grande, 2012, pp. 4516-4521.

LOPES, G. S. et. al. **Desenvolvimento de Algoritmos e Software para Localização de Faltas nas Redes de Distribuição da UHENPAL.** VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL, Fortaleza, 2011.

OHARA, A. T.; TAKIGUCHI, C. S. **Automatic restoration system**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE, PES, pp. 681-685, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, **Histórico da Operação.** Disponível em: <http://www.ons.org.br> Acessado em 10 jun. 2013.

PEREIRA NETO, W. M. **Restauração Automática de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Grande Porte com Geração Distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2011.

POPOV, D. S.; CIRI, R. M. **A Multi-Objective Algorithm For Distribution Networks estoration.** IEEE Transactions on Power Delivery, v. 14, n. 3, July 1999.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – **Módulo 8: Qualidade de Energia**. Brasília, 2013. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_5.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2013.

SAATY, T. L. **The Analytic Hierarchy Process.** N. York, USA: McGraw-Hill, 1980.

SAATY, T. L.; VARGAS, L. G.. **Dispersion of Group Judgments.** ISAHP 2005 – VIII International Symposium on the Analytic Hierarchy Process, Honolulu, Hawaii, 2005.

SAATY, T. L., TRAN, L. T. **On the Invalidity of Fuzzifying Numerical Judgments in the Analytic Hierarchy Process.** Mathematical and Computer Modelling. v. 46. p. 962-975, 2007.

SILVA, P. A et. al. **Emprego de Redes Elétricas Inteligentes para Restabelecimento Automático de Energia.** Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, CIDEL 2010, 2010.

TSAO, T.; CHANG, H. C. **Composite Reliability Evaluation Model for Different Types of Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 2, 2003, pp. 924-930.

UCAK, C.; PAHWA, A. **An Analytical Approach For Step-By-Step Restoration Of istribution Systems Following Extended Outages.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.9, n. 3, p.1717-1723, July 1994.

ZHOU, Y.; FERREIRA, J. A.; BAUER, P. **Grid-Connected And Islanded Operation Of A Hybrid Power System.** IEEE PES Power Affica, Johannesburg, South Africa, July 2007.

APÊNDICE A – Análise de Sistemas de Distribuição (ASD)

Este apêndice descreve as principais funções da ferramenta computacional utilizada para aplicação da metodologia proposta.

Na Figura 35 é apresentada a tela inicial da ferramenta ASD.

Figura 35 – Tela inicial da ferramenta desenvolvida

Já na Figura 36 é apresentada a legenda da simbologia adotada para os diferentes componentes do sistema de distribuição na tela de visualização da rede de distribuição.

Figura 36 – Legenda da simbologia adotada na ferramenta desenvolvida

Para a análise das cargas no sistema, é adotado o cálculo do fluxo de potência. Consideram-se também as curvas de carga típicas para as diferentes classes de consumidores e nos diferentes cenários de consumo, a saber: dia útil, sábado e domingo.

Observa-se na Figura 37 as opções de curvas típicas importadas para a ferramenta desenvolvida bem como uma tela que permite visualizar as curvas cadastradas.

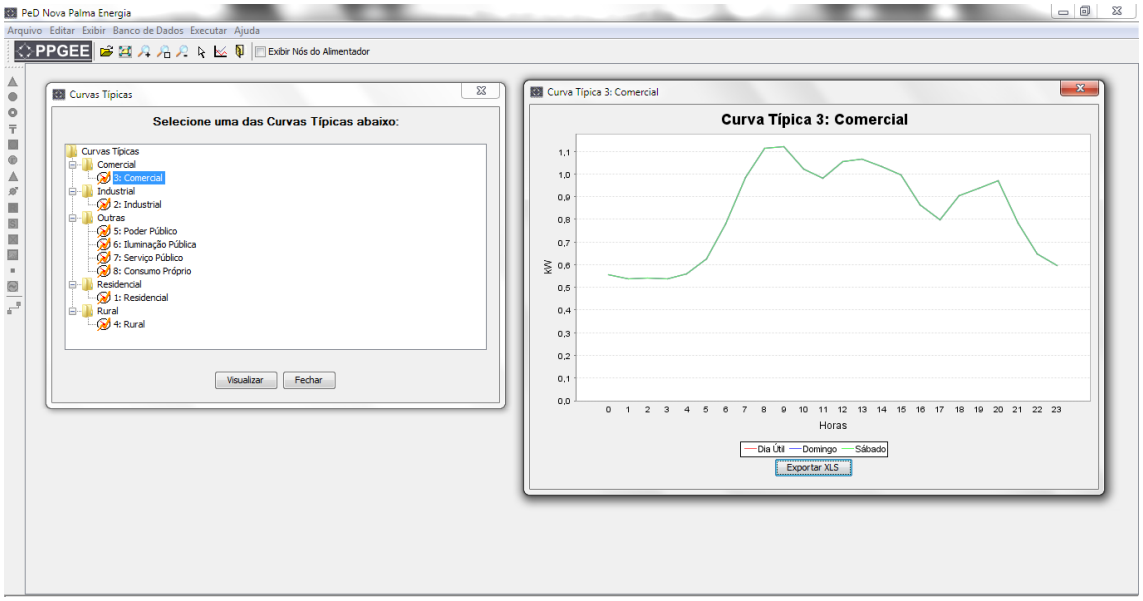


Figura 37 – Opções de curvas típicas e visualização de curva

Antes de se iniciar a análise do sistema de distribuição, a ferramenta desenvolvida permite alguns ajustes prévios.

Por exemplo, na Figura 38 observam-se as opções de ajustes do período do dia e o tipo de média utilizada para cálculo do fluxo de potência para que a simulação possa reproduzir o mais próximo possível da situação real de quando ocorreu o defeito.

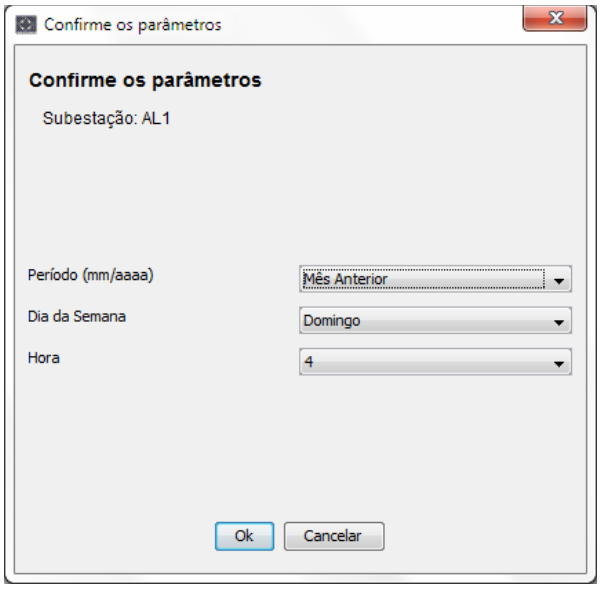


Figura 38 – Parâmetros de simulação

Assim, os parâmetros prévios da análise podem ser configurados dos seguintes modos:

- Período (mm/aaaa): corresponde ao período que será levado em consideração para simular a demanda naquele instante. Esse parâmetro pode ser configurado em mês anterior, que irá considerar o consumo médio no mês anterior ao da análise; média semestral, que considerará a média de consumo dos últimos 6 meses e média anual que irá abranger o consumo médio de todo ano.

- Dia da Semana: poderá ser selecionado qual o dia da semana que ocorreu o defeito. Uma vez que a demanda de energia difere entre dia útil, sábado e domingo, com o ajuste desse parâmetro tem-se uma melhor aproximação do panorama da carga no momento do defeito.

- Hora: parâmetro que corresponde a hora do dia para simulação, que deve coincidir com a hora em que ocorreu o defeito.

Após ajustados os parâmetros referentes à simulação da carga, tem-se a opção de executar o fluxo de potência. O resultado desta execução encontra-se na Figura 39.

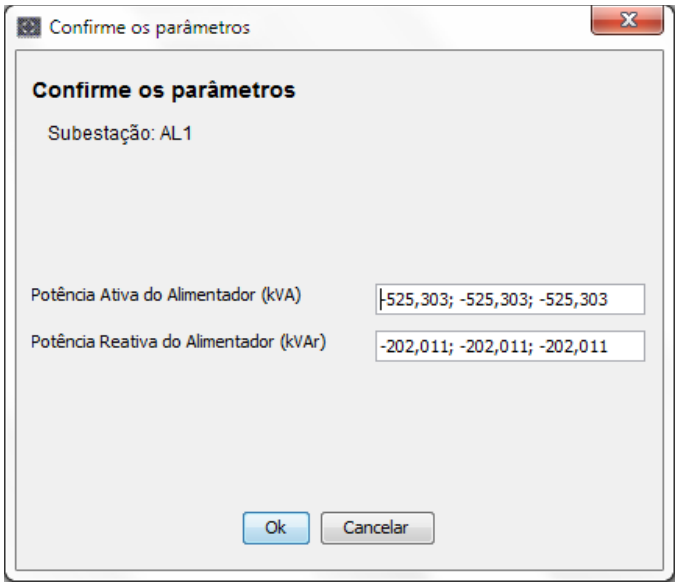


Figura 39 – Resultado do cálculo de fluxo de potência

Observa-se nessa tela os valores por fase de potência ativa em kVA para um alimentador bem como os valores de potência reativa em kVAr por fase para o mesmo alimentador.

Após a verificação do resultado do cálculo de fluxo de potência, surge a tela para configuração dos parâmetros de confiabilidade, conforme Figura 40.

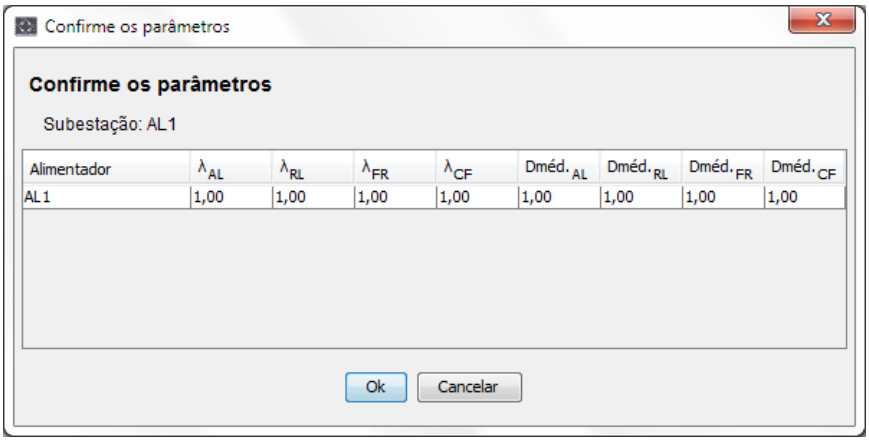


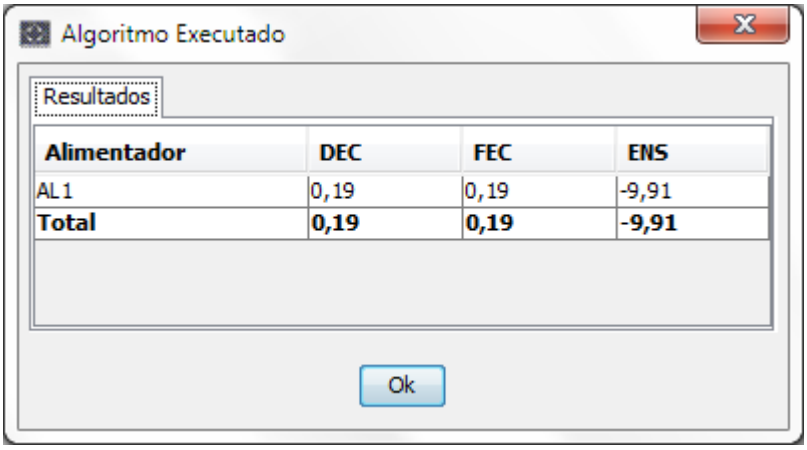
Figura 40 – Tela de configuração dos parâmetros de confiabilidade

Nesta tela podem-se configurar as taxas de falha dos diferentes equipamentos que compõem o sistema de distribuição por alimentador.

Conforme a Figura 40, tem-se:

- λ_{AL}: taxa de falhas do alimentador, em falhas/ano;
- λ_{RL}: taxa de falhas dos religadores, em falhas/ano;
- λ_{FR}: taxa de falhas das chaves fusível repetidoras, em falhas/ano;
- λ_{CF}: taxa de falhas das chaves fusível, em falhas/ano;
- $Dméd._{AL}$: duração média de interrupção do alimentador;
- $Dméd._{RL}$: duração média de interrupção do religador;
- $Dméd._{FR}$: duração média de interrupção da chave fusível repetidora;
- $Dméd._{CF}$: duração média de interrupção da chave fusível;

Após serem configurados os parâmetros de confiabilidade, a ferramenta calcula os indicadores de confiabilidade DECe, FECe e ENSe e apresenta o resultado dos cálculos, conforme pode ser observado na Figura 41.



Alimentador	DEC	FEC	ENS
AL1	0,19	0,19	-9,91
Total	**0,19**	**0,19**	**-9,91**

Figura 41 – Resultado do cálculo dos indicadores de confiabilidade

Após as etapas de cálculo do fluxo de potência e indicadores de confiabilidade, tem-se as etapas envolvendo o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propriamente dito.

A Figura 42 apresenta a tela de configuração dos critérios envolvidos na tomada de decisão da reconfiguração da rede para restabelecimento do fornecimento de energia. Já a Figura 43 apresenta a tela de configuração das restrições envolvidas no restabelecimento.

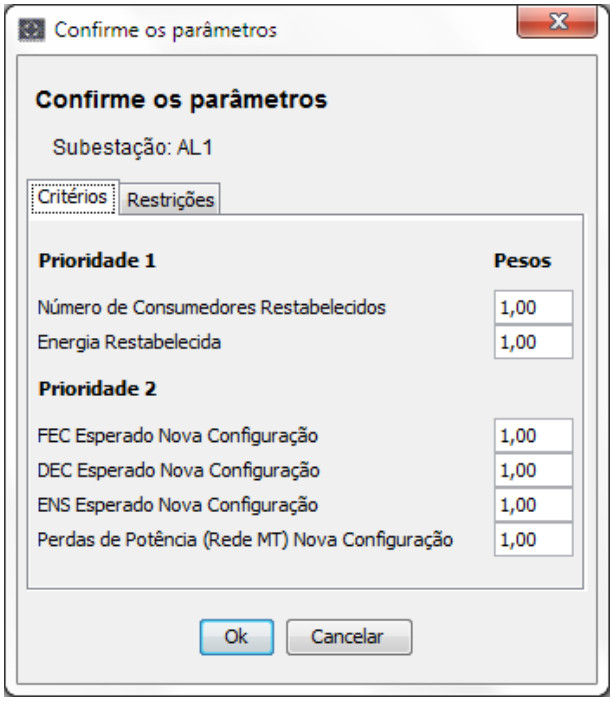


Figura 42 – Tela de parametrização dos critérios de restabelecimento

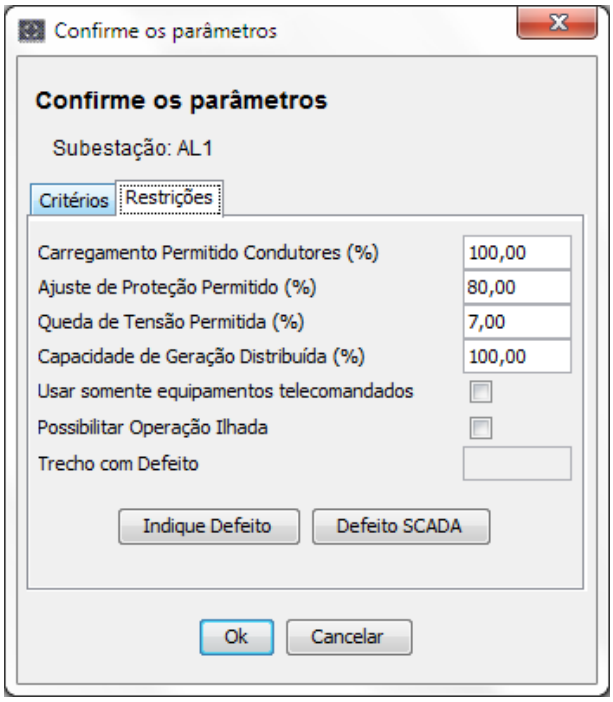


Figura 43 – Tela de parametrização das restrições envolvidas no restabelecimento

Inicialmente, observam-se na Figura 42 os dois níveis de prioridade dos critérios que compõem as funções objetivo. No primeiro nível, ou prioridade 1, encontram-se os critérios de número de consumidores restabelecidos e energia restabelecida. No segundo nível, ou prioridade 2, os critérios de confiabilidade (DECe, FECe, ENSe) e perdas.

Para cada critério há um campo para se definir o peso que o critério terá em comparação com os outros. Esses pesos são obtidos através do autovetor da matriz de julgamentos do método AHP.

Já na aba restrições, conforme Figura 43, tem-se as seguintes opções de restrição ao restabelecimento:

- Carregamento Permitido Condutores (%): representa o carregamento máximo permitido nos condutores (0 a 100);
- Ajuste de Proteção Permitido (%): corresponde ao percentual máximo permitido dos valores de corrente circulante no sistema em relação aos valores ajustados nos equipamentos de proteção;
- Queda de Tensão Permitida (%): refere-se ao maior percentual de queda de tensão aceitável no sistema;
- Capacidade de Geração Distribuída (%): representa o percentual admissível de utilização da capacidade da geração distribuída em atender aos consumidores em situação de contingência.

Há ainda duas outras opções que podem ou não serem selecionadas. São elas:

- Usar somente equipamentos telecomandados: se for selecionada esta opção, no momento da execução do algoritmo de restabelecimento os equipamentos que não são telecomandados serão ignorados na busca pela melhor solução de reconfiguração;
- Possibilitar Operação Ilhada: essa opção permite escolher se a opção de operação ilhada da PCH deve ou não fazer parte do conjunto de soluções possíveis para reconfiguração.

Adicionalmente, tem-se as opções referentes a localização do defeito. Esse pode ser feito de maneira manual, indicando-se o defeito no mapa da rede visualizado na ferramenta desenvolvida, ou de forma automática, através da integração entre a ferramenta e o sistema SCADA responsável pelo monitoramento e gestão dos equipamentos telecomandados.

Após a conclusão dessas etapas, a ferramenta executa a análise propriamente dita das opções de reconfiguração considerando os critérios e restrições adotados.

O resultado é apresentado na tela conforme observado na Figura 44.

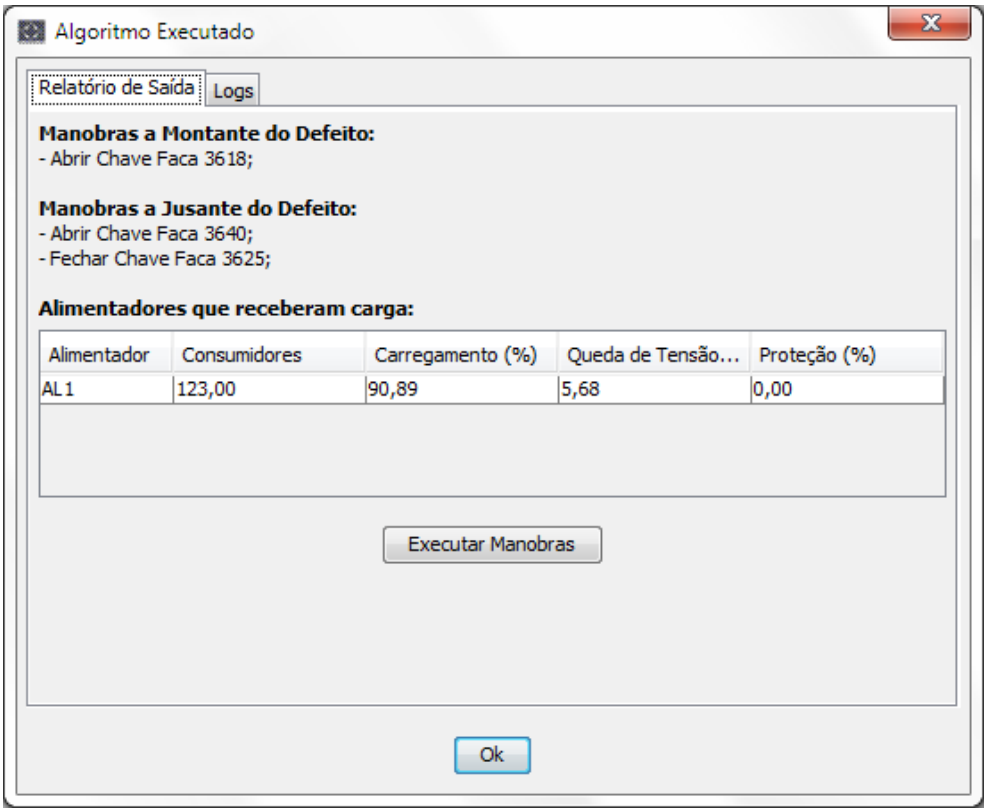


Figura 44 – Resultado final da reconfiguração

Conforme visto na Figura 44, a ferramenta desenvolvida apresenta a sequência de manobras relativas à melhor opção de reconfiguração para o defeito em questão.

Assim, é apresentada tanto a sequência de manobras nos equipamentos a montante do defeito, para isolamento do mesmo, quanto a sequência de manobras a jusante do defeito, para garantir o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica aos consumidores atingidos.

Adicionalmente, é apresentado um resumo, em nível de alimentadores, do impacto da nova configuração adotada. Esse resumo é especialmente útil no caso de se utilizar outro alimentador para atender os consumidores atingidos pelo defeito. Assim é possível verificar a quantidade de consumidores que serão atendidos pelo outro alimentador, o carregamento final desse outro alimentador, a queda de tensão resultante do novo carregamento do alimentador, bem como o nível de carregamento frente aos ajustes dos equipamentos de proteção do outro alimentador.